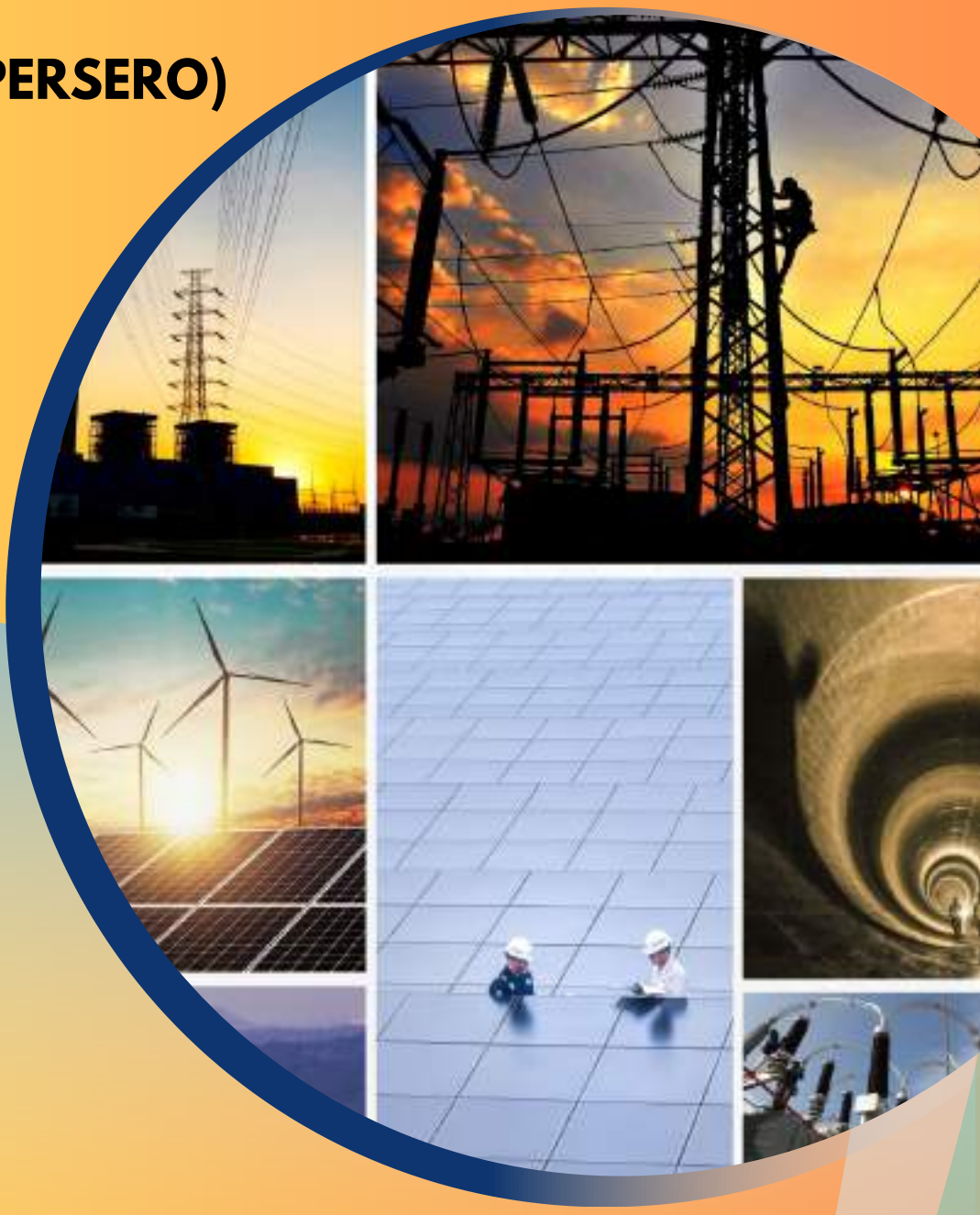
PT PLN (PERSERO)



RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK (RUPTL)

2025 - 2034

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA

KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR: 188.K/TL.03/MEM.L/2025
TENTANG
PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO)
TAHUN 2025 SAMPAI DENGAN TAHUN 2034

DENGAN RAHMAT TUHAN YANG MAHA ESA

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

Menimbang : a. bahwa untuk mendorong kemandirian bangsa melalui swasembada energi, melanjutkan hilirisasi dan untuk mendukung peningkatan pertumbuhan ekonomi, perlu menyesuaikan rencana usaha penyediaan tenaga listrik yang dilaksanakan oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero);

b. bahwa Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 188.K/HK.02/MEM.L/2021 tanggal 28 September 2021 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2021 sampai dengan Tahun 2030 sudah tidak sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan rencana pengembangan penyediaan infrastruktur ketenagalistrikan saat ini;

c. bahwa sesuai ketentuan Pasal 29 dan Pasal 31 Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 11 Tahun 2021 tentang Pelaksanaan Usaha Ketenagalistrikan, pemegang Wilayah Usaha menyampaikan permohonan usulan perubahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk mendapatkan pengesahan dari Menteri atau Gubernur sesuai dengan kewenangannya;

d. bahwa berdasarkan hasil evaluasi Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dapat diberikan pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2025 sampai dengan Tahun 2034;

e. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a, huruf b, huruf c, dan huruf d perlu menetapkan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2025 sampai dengan Tahun 2034;

Mengingat : 1. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2007 Nomor 96, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4746);
2. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2009 Nomor 133, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5052) sebagaimana telah diubah dengan Undang-Undang Nomor 6 Tahun 2023 tentang Penetapan Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang Nomor 2 Tahun 2022 tentang Cipta Kerja menjadi Undang-Undang (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2023 Nomor 41, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 6856);
3. Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2012 Nomor 28, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5281) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014 tentang Perubahan atas Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2014 Nomor 75, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5530);
4. Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2014 Nomor 300, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5609);
5. Peraturan Pemerintah Nomor 5 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Perizinan Berusaha Berbasis Risiko (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2021 Nomor 15, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 6617);
6. Peraturan Pemerintah Nomor 25 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Bidang Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2021 Nomor 35, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 6637);
7. Peraturan Presiden Nomor 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2017 Nomor 43);
8. Peraturan Presiden Nomor 169 Tahun 2024 tentang Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2024 Nomor 365);

9. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 5 Tahun 2021 tentang Standar Kegiatan Usaha dan Produk pada Penyelenggaraan Perizinan Berusaha Berbasis Risiko Sektor Energi dan Sumber Daya Mineral (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2021 Nomor 318);
10. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 11 Tahun 2021 tentang Pelaksanaan Usaha Ketenagalistrikan (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2021 Nomor 671);
11. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 9 Tahun 2024 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2024 Nomor 414);
12. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 85.K/TL.01/MEM.L/2025 tanggal 5 Maret 2025 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional;

Memperhatikan :

1. Surat Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) mengenai Permohonan Pengesahan RUPTL PT PLN (Persero) Nomor 63136/REN.00.01/F01000000/ 2024-SR tanggal 31 Oktober 2024, Surat Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Nomor 71417/REN.00.01/F01000000 tanggal 6 Desember 2024, Surat Plh. Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Nomor 73724/REN.00.01/F01000000 tanggal 18 Desember 2024, dan surat Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Nomor 19178/REN.00.01/F01000000/2025-SR tanggal 17 April 2025 perihal Permohonan Pengesahan RUPTL PT PLN (Persero) 2025-2034; dan
2. Kontrak Kinerja Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2025 sampai dengan Tahun 2034 antara Direktur Jenderal Ketenagalistrikan dan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Nomor: 1.Pj/TL.03/DJL.2/2025 dan Nomor: 0400.Pj/HKM.06.01/F01000000/2025;

MEMUTUSKAN:

Menetapkan : KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2025 SAMPAI DENGAN TAHUN 2034.

KESATU : Mengesahkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2025 sampai dengan Tahun 2034, yang selanjutnya disebut RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2025 s.d. Tahun 2034, dengan rincian sebagaimana tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan Menteri ini.

KEDUA : RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2025 s.d. Tahun 2034 sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU memuat pokok-pokok sebagai berikut:

a. proyeksi rata-rata pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik sebesar 5,3% (lima koma tiga persen);
b. total rencana pembangunan pembangkit termasuk fasilitas penyimpanan energi (*energy storage system*) sebesar 69.512 MW (enam puluh sembilan ribu lima ratus dua belas *megawatt*), dengan rincian:
    1) pembangkit tenaga listrik yang bersumber dari energi baru dan terbarukan sebesar 42.569 MW (empat puluh dua ribu lima ratus enam puluh sembilan *megawatt*) dan dilengkapi dengan fasilitas penyimpanan energi (*energy storage system*) sebesar 10.256 MW (sepuluh ribu dua ratus lima puluh enam *megawatt*);
    2) pembangkit tenaga listrik yang bersumber dari energi fosil sebesar 16.687 MW (enam belas ribu enam ratus delapan puluh tujuh *megawatt*).
c. target bauran energi baru dan terbarukan pembangkitan pada akhir tahun 2034 sebesar 34,3% (tiga puluh empat koma tiga persen);
d. total rencana pembangunan jaringan transmisi sebesar 47.758 kms (empat puluh tujuh ribu tujuh ratus lima puluh delapan kilometer sirkuit);
e. total rencana pembangunan gardu induk sebesar 107.950 MVA (seratus tujuh ribu sembilan ratus lima puluh *megavolt ampere*);
f. total rencana pembangunan jaringan distribusi sebesar 197.998 kms (seratus sembilan puluh tujuh ribu sembilan ratus sembilan puluh delapan kilometer sirkuit); dan
g. total rencana pembangunan gardu distribusi sebesar 18.407 MVA (delapan belas ribu empat ratus tujuh *megavolt ampere*).

KETIGA : Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang:

a. dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam,
b. mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau
c. termasuk dalam Proyek Strategis Nasional

yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral, dan dinyatakan sebagai bagian dari Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU, untuk kemudian wajib dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

KEEMPAT : PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) wajib melaksanakan RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2025 s.d. Tahun 2034 sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU sesuai dengan tahapan Kontrak Kinerja Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2025 sampai dengan Tahun 2034 antara Direktur Jenderal Ketenagalistrikan dan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

KELIMA : PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) wajib menyampaikan laporan perkembangan pelaksanaan RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2025 s.d. Tahun 2034 sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral secara berkala setiap 3 (tiga) bulan, yang disampaikan untuk triwulan pertama pada bulan April, triwulan kedua pada bulan Juli, triwulan ketiga pada bulan Oktober, dan triwulan keempat pada bulan Januari tahun berikutnya, atau sewaktu-waktu apabila diperlukan.

KEENAM : Dalam hal tertentu, Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dapat memerintahkan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) untuk mengubah RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2025 s.d. Tahun 2034 sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU dan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) wajib menyampaikan perubahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral untuk mendapatkan pengesahan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

KETUJUH : Dalam hal PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) tidak melaksanakan kewajiban sebagaimana dimaksud dalam Diktum KETIGA, Diktum KEEMPAT, Diktum KELIMA dan Diktum KEENAM, Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dapat memberikan sanksi administratif sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

KEDELAPAN : Pada saat Keputusan Menteri ini mulai berlaku, Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 188.K/HK.02/MEM.L/2021 tanggal 28 September 2021 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2021 sampai dengan Tahun 2030 dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.

KESEMBILAN : Keputusan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan, dengan ketentuan apabila di kemudian hari terdapat kekeliruan di dalamnya, maka akan diadakan perbaikan sebagaimana mestinya sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 26 Mei 2025

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

BAHLIL LAHADALIA

Tembusan:
1. Menteri Koordinator Bidang Perekonomian
2. Menteri Koordinator Bidang Infrastruktur dan Pembangunan Kewilayahan
3. Menteri Dalam Negeri
4. Menteri Keuangan
5. Menteri Perencanaan Pembangunan Nasional/Kepala Badan Perencanaan Pembangunan Nasional
6. Menteri Badan Usaha Milik Negara
7. Menteri Investasi dan Hilirisasi/Kepala Badan Penanaman Modal
8. Menteri Lingkungan Hidup
9. Menteri Kehutanan
10. Menteri Agraria dan Tata Ruang/Kepala Badan Pertanahan Nasional
11. Menteri Pekerjaan Umum
12. Para Gubernur di seluruh Indonesia
13. Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEPALA BIRO HUKUM,

Bambang Sujito

LAMPIRAN
KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR : 188.K/TL.03/MEM.L/2025
TANGGAL : 26 Mei 2025
TENTANG
PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2025 SAMPAI DENGAN TAHUN 2034

RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO)
TAHUN 2025 SAMPAI DENGAN TAHUN 2034

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI ..... **i**

DAFTAR GAMBAR ..... **v**

DAFTAR TABEL ..... **x**

DAFTAR LAMPIRAN ..... **xix**

SINGKATAN DAN KOSAKATA ..... **xx**

I. PENDAHULUAN **1**

I.1. Latar Belakang 1
I.2. Landasan Hukum 2
I.3. Visi dan Misi Perusahaan 5
I.4. Tujuan dan Sasaran Penyusunan RUPTL 5
I.5. Proses Penyusunan RUPTL dan Penanggung jawab 8
I.6. Ruang Lingkup dan Wilayah Usaha 10
I.7. Sistematika Dokumen RUPTL 12

II. STRATEGI PENGEMBANGAN INFRASTRUKTUR PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK DAN PENJUALAN TENAGA LISTRIK **1**

II.1 Strategi Untuk Melayani Pertumbuhan Kebutuhan Tenaga Listrik 1
II.2 Strategi Pengembangan Kapasitas Pembangkit 5
II.2.1 Kriteria Perencanaan Pembangkit di Sistem Interkoneksi 11
II.2.2 Kriteria Perencanaan Pembangkit di Sistem Kecil Tidak Interkoneksi/ *Isolated* 17
II.2.3 Transisi Energi dengan Teknologi Ramah Lingkungan 17
II.2.4 Strategi Pengembangan *Variable Renewable Energy* (VRE) 23
II.2.5 Program Dedieselisasi PLTD 34
II.2.6 Program pembangunan Pembangkit Tenaga Nuklir 35
II.3 Strategi Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk 36
II.3.1 Kriteria Perencanaan Transmisi dan Gardu Induk 39
II.4 Strategi Pengembangan Sistem Distribusi 42
II.4.1 Perencanaan Sistem Distribusi 43
II.4.2 Rencana Implementasi *Electric Vehicle* dan Kompor Induksi 50
II.4.3 Rencana Implementasi PLTS Atap 55
II.5 Strategi Implementasi *Smart Grid* 58
II.6 Strategi Elektrifikasi Daerah yang Belum Berlistrik 65
II.7 Strategi Penyelesaian Proyek *Ex*-APBN dan Proyek-Proyek Terkendala 72
II.8 Strategi Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca (GRK) 74
II.9 *National Mobile Reserve Margin* 77

III. KETERSEDIAAN SUMBER ENERGI DAN STRATEGI PEMANFAATANNYA **1**

III.1 Sumber Energi Baru 4
III.1.1 *Coal Bed Methane* (CBM) 4
III.1.2 *Liquified Coal* (Batubara Tercairkan) dan *Gasified Coal* (Batubara Tergaskan) 4
III.1.3 Nuklir 5
III.1.4 Amonia dan Hidrogen 6
III.2 Sumber Energi Terbarukan 9
III.2.1 Panas Bumi 12
III.2.2 Energi Air 18

III.2.3 Energi Surya 20
III.2.4 Energi Pemanfaatan Sampah Kota 23
III.2.5 Energi Pemanfaatan Biomassa dan Biogas 23
III.2.6 Energi Bayu 26
III.2.7 Energi Laut 27
III.2.8 Bahan Bakar Nabati (B30 dan CPO) 27
III.2.9 Konversi PLTD ke EBT 28
III.3 Sumber Energi Tak Terbarukan 33
III.3.1 Batubara 33
III.3.2 Gas Bumi 38
III.3.3 Bahan Bakar Minyak (BBM) 56

IV. KONDISI USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK 1

IV.1 Gambaran Umum Kondisi Sistem Tenaga Listrik 1
IV.1.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik 6
IV.1.2 Realisasi Jumlah Pelanggan 14
IV.1.3 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik (Triliun Rp) 17
IV.2 Kondisi Sistem Pembangkitan 20
IV.2.1 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit 20
IV.2.2 Realisasi Daya Mampu Neto (DMN) Pembangkit 24
IV.2.3 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit 30
IV.2.4 Realisasi Produksi Tenaga Listrik 35
IV.2.5 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer 44
IV.3 Kondisi Sistem Transmisi 47
IV.3.1 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi 47
IV.3.2 Realisasi Susut Transmisi 48
IV.3.3 Realisasi Kapasitas Trafo GI 48
IV.3.4 Realisasi Pemakaian Sendiri GI 49
IV.3.5 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik 49
IV.4 Kondisi Sistem Distribusi 49
IV.4.1 Realisasi Sistem Distribusi 49
IV.4.2 Realisasi SAIDI dan SAIFI 50
IV.4.3 Realisasi SPKLU 50

V. RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2025–2034 1

V.1 Penambahan Infrastruktur Tahun 2024 1
V.2 Perubahan-Perubahan Terhadap RUPTL 2021-2030 4
V.2.1 Perubahan untuk Sumatera 11
V.2.2 Perubahan untuk Jawa, Madura dan Bali 17
V.2.3 Perubahan untuk Kalimantan 29
V.2.4 Perubahan untuk Sulawesi 35
V.2.5 Perubahan untuk Maluku, Papua dan Nusa Tenggara 41
V.3 Penanggulangan Permasalahan Jangka Pendek 49
V.3.1 Strategi Kebijakan Anti Blackout 50
V.3.2 Wilayah Sumatera 54
V.3.3 Wilayah Jawa Bali 56
V.3.4 Wilayah Kalimantan 57
V.3.5 Wilayah Sulawesi 59
V.3.6 Wilayah Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara 61
V.4 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik 63
V.4.1 Pertumbuhan Ekonomi 73
V.4.2 Pertumbuhan Penduduk 77
V.4.3 Tarif Listrik 77
V.4.4 Rasio Elektrifikasi 78
V.4.5 Asumsi yang Digunakan untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan 78
V.4.6 Rencana Penambahan Konsumen Tegangan Tinggi 86

V.4.7 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik 87
V.4.8 Proyeksi Jumlah Pelanggan 89
V.5 Perencanaan Pembangkitan Tenaga Listrik 90
V.5.1 Kategorisasi Kandidat Pembangkit 90
V.5.2 Program Pembangunan Ketenagalistrikan 35.000 MW 92
V.5.3 Partisipasi Pengembang Pembangkit Listrik (IPP) 93
V.5.4 Program Kerja Sama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015. 93
V.5.5 Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang 94
V.5.6 Rencana Pengembangan Pembangkit Jangka Panjang 94
V.5.7 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit dan Storage 96
V.6 Proyeksi Bauran Energi (*Energy Mix*) Pembangkitan 232
V.6.1 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia 233
V.6.2 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Sumatera 239
V.6.3 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali 247
V.6.4 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Kalimantan 254
V.6.5 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Sulawesi 260
V.6.6 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara 265
V.7 Proyeksi Emisi Gas Rumah Kaca (GRK) 274
V.7.1 Emisi GRK Indonesia 274
V.7.2 Emisi GRK Sumatera 275
V.7.3 Emisi GRK Jawa, Madura dan Bali 277
V.7.4 Emisi GRK Kalimantan 278
V.7.5 Emisi GRK Sulawesi 279
V.7.6 Emisi GRK Maluku, Papua dan Nusa Tenggara 281
V.8 Proyek Pendanaan Karbon 283
V.9 Perencanaan Jaringan Transmisi dan Gardu Induk 284
V.9.1 Pengembangan Sistem Penyaluran Sumatera 285
V.9.2 Pengembangan Sistem Penyaluran Jawa, Madura, dan Bali 289
V.9.3 Pengembangan Sistem Penyaluran Kalimantan 293
V.9.4 Pengembangan Sistem Penyaluran Sulawesi 297
V.9.5 Pengembangan Sistem Penyaluran Maluku, Papua dan Nusa Tenggara 302
V.9.6 *Green Enabling Project* 315
V.10 Pengembangan Sistem Distribusi 316
V.10.1 Pengembangan Sistem Distribusi Sumatera 317
V.10.2 Pengembangan Sistem Distribusi Jawa, Madura dan Bali 318
V.10.3 Pengembangan Sistem Distribusi Kalimantan 318
V.10.4 Pengembangan Sistem Distribusi Sulawesi 319
V.10.5 Pengembangan Sistem Distribusi Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara 319
V.11 Interkoneksi Antar Sistem Tenaga 320
V.11.1 Interkoneksi Antar Sistem Tenaga 320
V.11.2 Interkoneksi Antar Pulau 324
V.11.3 Interkoneksi Antar Negara 325
V.12 Pengembangan Listrik Perdesaan dan Desa Berlistrik 327
V.13 Pengembangan Sistem Kecil Tersebar (Sampai dengan 10 MW) 329
V.14 Gambaran Proyeksi Transisi Energi 330

VI. KEBUTUHAN INVESTASI DAN INDIKASI PENDANAAN 1

VI.1 Sumber Pendanaan dan Kemampuan Keuangan PLN 1
VI.2 Kemampuan Finansial Korporat untuk Berinvestasi 3
VI.3 Proyeksi Biaya Pokok Penyediaan Tenaga Listrik serta Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi 4
VI.3.1 Biaya Pokok Penyediaan Listrik dan Kebutuhan Subsidi Kompensasi pada Skenario Margin Usaha PSO 7%. 5
VI.3.2 Biaya Pokok Penyediaan Listrik dan Kebutuhan Subsidi Kompensasi pada Skenario Margin Usaha PSO 7% + PMN Rp 240 Triliun. 7
VI.3.3 Biaya Pokok Penyediaan Listrik dan Kebutuhan Subsidi Kompensasi pada Skenario Margin Usaha PSO 10% 8

VII. ANALISIS RISIKO 1

VII.1 Profil Risiko Jangka Panjang 1
VII.1.1 Identifikasi Risiko 2
VII.2 Peta Risiko 6
VII.3 Mitigasi Risiko 8
VII.4 Simulasi Keterlambatan Penyelesaian Proyek PLTA 9
VII.5 Penambahan PLTP pada Perencanaan Bauran EBT 10
VII.6 Penambahan Proyek PLTU untuk mendukung *Additional Demand* sistem Sumatera 11

VIII. KESIMPULAN 1

DAFTAR PUSTAKA 1

DAFTAR GAMBAR

GAMBAR BAB I

Gambar 1.1 Proses Penyusunan RUPTL 10
Gambar 1.2 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero) 12

GAMBAR BAB II

Gambar 2.1 Pemetaan Strategi Proyeksi Penjualan dan Pengembangan Infrastruktur 3
Gambar 2.2 Model Probabilistik *Reserve Margin* 12
Gambar 2.3 *Benchmark Reserve Margin* dari Negara Lain 13
Gambar 2.4 Kebutuhan *Reserve Margin* yang Optimal 13
Gambar 2.5 Ilustrasi Dampak *Derating* terhadap *Reserve Margin* 15
Gambar 2.6 Ilustrasi Dampak Keterlambatan terhadap *Reserve Margin* 15
Gambar 2.7 Ilustrasi *Capacity Credit* 16
Gambar 2.8 Konsep 3 Pilar Pengembangan Infrastruktur Ketenagalistrikan 18
Gambar 2.9 Ilustrasi Jalur Menuju *Net Zero Emission* 18
Gambar 2.10 Empat aspek pertimbangan perencanaan transisi energi PLN menuju *NZE* Tahun 2060 22
Gambar 2.11 Perbandingan *trend* LCOE untuk pembangkit surya dan angin sampai tahun 2050 di Asia Pasifik 27
Gambar 2.12 Grafik *Trend* Penurunan Harga Panel PV 28
Gambar 2.13 Grafik *Trend* Penurunan Harga Pembangkit Tenaga Angin 28
Gambar 2.14 Grafik Tren Penurunan Harga Baterai 29
Gambar 2.15 Sebaran Pembangkit PLTD di Indonesia 34
Gambar 2.16 Transformasi Sistem Distribusi Konvensional Menjadi Sistem Distribusi Modern 44
Gambar 2.17 Fitur Modernisasi Jaringan Distribusi 45
Gambar 2.18 Skema penggunaan AMI 46
Gambar 2.19 AMI pada Sistem PLTS Atap 47
Gambar 2.20 Peta Implementasi AMI 47
Gambar 2.21 *Trend* Pertumbuhan EV Roda 2 dan EV Roda 4 di Indonesia tahun 2020-Agustus 2024 53
Gambar 2.22 Ekosistem Infrastruktur EV yang dikembangkan PLN 54
Gambar 2.23 Tahapan Implementasi *Smart Grid* Distribusi, Transformasi DNO ke DSO 60
Gambar 2.24 Peta Jalan *Smart Grid* Distribusi per Provinsi 60
Gambar 2.25 Estimasi biaya investasi *Smart Grid* 65
Gambar 2.26 Peta Sebaran Rasio Elektrifikasi PLN TW III Tahun 2024 di Indonesia 67
Gambar 2.27 Peta Sebaran Rasio Desa Berlistrik PLN TW III Tahun 2024 di Indonesia 68
Gambar 2.28 Peta Implementasi APDAL-SPEL pada Program 433 Desa 70
Gambar 2.29 a. Produk Inovasi Kompak Daya Berbasis Baterai Untuk Konsumen Individu, b. Pemasangan Modul *Photovoltaic* (PV) di Atap Rumah 71
Gambar 2.30 Skema penggunaan modul PV Bersama 72
Gambar 2.31 Skema penggunaan modul PV Tunggal 72

GAMBAR BAB III

Gambar 3.1 Alternatif Lokasi Pengembangan PLTN di Indonesia 6
Gambar 3.2 *Global Hidrogen Demand 2050 (IRENA 2021)* 7
Gambar 3.3 Negara Penghasil Amonia 2021 (*Statista*) 8
Gambar 3.4 Potensi Pengembangan Bioenergi di Indonesia sebesar 57 GW .. 24
Gambar 3.5 Potensi Pasokan Biomassa 25
Gambar 3.6 Peta Sebaran Lokasi *Co-firing* 26
Gambar 3.7 Sistem Transportasi Batubara 36

Gambar 3.8 Cadangan Gas Bumi Indonesia 39
Gambar 3.9 Utilisasi Produksi Gas dan LNG Nasional (2013 - 2023)..... 39
Gambar 3.10 Utilisasi Gas per Sektor..... 40
Gambar 3.11 Neraca Gas PLN 2025-2034..... 43
Gambar 3.12 Rencana Infrastruktur Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN 51
Gambar 3.13 Rencana Zonasi Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN 53

GAMBAR BAB IV

Gambar 4.1 Peta Sistem Tenaga Listrik Sumatera 1
Gambar 4.2 Peta Sistem Tenaga Listrik Jawa – Bali..... 2
Gambar 4.3 Peta Sistem Tenaga Listrik Kalimantan 2
Gambar 4.4 Peta Sistem Tenaga Listrik Sulawesi..... 3
Gambar 4.5 Peta Sistem Tenaga Listrik Ambon 3
Gambar 4.6 Peta Sistem Tenaga Listrik Jayapura..... 4
Gambar 4.7 Peta Sistem Tenaga Listrik Lombok 4
Gambar 4.8 Peta Sistem Tenaga Listrik Sumbawa 5
Gambar 4.9 Peta Sistem Tenaga Listrik Timor 5
Gambar 4.10 Peta Sistem Tenaga Listrik Flores 6
Gambar 4.11 Realisasi Penjualan (TWh) dan Pertumbuhan (%) per bulan Tahun 2022 13
Gambar 4.12 Realisasi Penjualan (TWh) dan Pertumbuhan (%) per bulan Tahun 2023 14

GAMBAR BAB V

Gambar 5.1 Neraca Daya Sistem Sulbagsel dengan pembangkit sewa (a) dan tanpa pembangkit sewa (b)..... 61
Gambar 5.2 Neraca Daya Sistem Lombok dengan pembangkit sewa (a) dan tanpa pembangkit sewa (b)..... 63
Gambar 5.3 Metode Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik dan Injeksi Pelanggan Besar 65
Gambar 5.4 Pengaruh Proyeksi Penjualan terhadap Injeksi Pelanggan Besar65
Gambar 5.5 Hilirisasi SDA Pembangunan *Smelter* 68
Gambar 5.6 Proyeksi Pertumbuhan Ekonomi 74
Gambar 5.7 Waktu Pulih Beberapa Sektor Usaha..... 75
Gambar 5.8 Dampak *Shutdown* terhadap Sektor Ekonomi 6 Negara OECD . 75
Gambar 5.9 *Recovery* PDB per Sektor Lapangan Usaha..... 76
Gambar 5.10 Pengelompokan Sektor PDB terhadap Sektor Pelanggan PLN.... 76
Gambar 5.11 Total Injeksi Konsumen Tegangan Tinggi..... 86
Gambar 5.12 Proyeksi Penjualan dan Pertumbuhan Tenaga Listrik..... 87
Gambar 5.13 Perbandingan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik..... 89
Gambar 5.14 Perbandingan Skenario Perencanaan Sistem Ketenagalistrikan 95
Gambar 5.15 Grafik Neraca Daya Sistem Sumatera-Bangka Tahun 2025-2034 – Skenario ARED.....106
Gambar 5.16 Grafik Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2025-2034 (Skenario ARED) 123
Gambar 5.17 Grafik Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2025-2034 (Skenario ARED) 132
Gambar 5.18 Grafik Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2025-2034 (Skenario ARED) 142
Gambar 5.19 Grafik Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2025-2034 Skenario ARED.....153
Gambar 5.20 Grafik Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2025-2034 Skenario ARED.....161
Gambar 5.21 Grafik Neraca Daya Sistem Ambon Tahun 2025-2034 Skenario ARED.....172
Gambar 5.22 Grafik Neraca Daya Sistem Halmahera Tahun 2025-2034 Skenario ARED 178

Gambar 5.23 Grafik Neraca Daya Sistem Jayapura Tahun 2025-2034 Skenario ARED 184
Gambar 5.24 Grafik Neraca Daya Sistem Merauke Tahun 2025-2034 Skenario ARED 190
Gambar 5.25 Grafik Neraca Daya Sistem Nabire Tahun 2025-2034 Skenario ARED 196
Gambar 5.26 Grafik Neraca Daya Sistem Wamena Tahun 2025-2034 Skenario ARED 201
Gambar 5.27 Grafik Neraca Daya Sistem Manokwari Tahun 2025-2034 Skenario ARED 207
Gambar 5.28 Grafik Neraca Daya Sistem Sorong Tahun 2025-2034 Skenario ARED 213
Gambar 5.29 Grafik Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2025-2034 Skenario ARED 219
Gambar 5.30 Grafik Neraca Daya Sistem Timor Tahun 2025-2034 Skenario ARED 225
Gambar 5.31 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario RE *Base* 234
Gambar 5.32 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) – Skenario RE *Base* 235
Gambar 5.33 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario *ARED* 237
Gambar 5.34 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) – Skenario ARED 237
Gambar 5.35 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sumatera (GWh) – Skenario RE *Base* 240
Gambar 5.36 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sumatera (GWh) – Skenario ARED 241
Gambar 5.37 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sumatera (%) – Skenario RE *Base* 242
Gambar 5.38 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sumatera (%) – Skenario ARED 243
Gambar 5.39 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (GWh) – Skenario RE *Base* 248
Gambar 5.40 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (GWh) – ARED 249
Gambar 5.41 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (%) – Skenario RE *Base* 250
Gambar 5.42 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (%) – Skenario ARED 251
Gambar 5.43 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Kalimantan (GWh) (Skenario RE *Base*) 255
Gambar 5.44 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Kalimantan (GWh) (Skenario ARED) 256
Gambar 5.45 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Kalimantan (%) (Skenario RE *Base*) 257
Gambar 5.46 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Kalimantan (%) (Skenario ARED) 258
Gambar 5.47 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sulawesi Skenario RE *Base* (TWh) 261
Gambar 5.48 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sulawesi Skenario RE *Base* (%) 262
Gambar 5.49 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sulawesi Skenario ARED (TWh) 263
Gambar 5.50 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sulawesi Skenario ARED (%) 264

Gambar 5.51 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* (TWh) .266
Gambar 5.52 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* (%) 267
Gambar 5.53 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario ARED (TWh) 268
Gambar 5.54 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario ARED (%) 269
Gambar 5.55 Proyeksi Emisi GRK untuk Berbagai Skenario 275
Gambar 5.56 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sumatera – Skenario RE *Base* 276
Gambar 5.57 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sumatera – Skenario ARED 276
Gambar 5.58 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura, dan Bali – Skenario RE *Base* 277
Gambar 5.59 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura, dan Bali – Skenario ARED 278
Gambar 5.60 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Kalimantan (Skenario RE *Base*) 279
Gambar 5.61 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Kalimantan (Skenario ARED) 279
Gambar 5.62 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sulawesi Skenario RE *Base* 280
Gambar 5.63 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sulawesi Skenario ARED...281
Gambar 5.64 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* 282
Gambar 5.65 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Skenario ARED 282
Gambar 5.66 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2025–2034 286
Gambar 5.67 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jawa Bali Tahun 2025-2034 290
Gambar 5.68 Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Tahun 2025 – 2034 295
Gambar 5.69 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2025-2034 299
Gambar 5.70 Rencana Intekoneksi Sistem Sulbagsel – BauBau-Raha Dengan SUTT Kombinasi Tower Penyeberangan 301
Gambar 5.71 Peta Rencana Pengembangan Sistem Ambon Tahun 2025-2034 304
Gambar 5.72 Peta Rencana Pengembangan Sistem Seram Tahun 2025-2034 304
Gambar 5.73 Peta Rencana Pengembangan Sistem Buru Tahun 2025-2034 .305
Gambar 5.74 Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Ternate-Tidore Tahun 2025-2034 306
Gambar 5.75 Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Halmahera Tahun 2025-2034 306
Gambar 5.76 Peta Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jayapura Tahun 2025-2034 309
Gambar 5.77 Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Wamena Tahun 2025-2034 309
Gambar 5.78 Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Timika Tahun 2025-2034 310
Gambar 5.79 Peta Rencana Pengembangan Sistem Sorong Tahun 2025-2034 310
Gambar 5.80 Peta Rencana Pengembangan Sistem Manokwari Tahun 2025-2034 311

Gambar 5.81 Peta Rencana Pengembangan Sistem Lombok Tahun 2025-2034 312
Gambar 5.82 Peta Rencana Pengembangan Sistem Tambora Tahun 2025-2034 313
Gambar 5.83 Rencana Pengembangan Sistem Timor Tahun 2025-2034 313
Gambar 5.84 Rencana Pengembangan Sistem Sumba Tahun 2025-2034 314
Gambar 5.85 Rencana Pengembangan Sistem Flores Tahun 2025-2034 314
Gambar 5.86 Proyek *Green Enabling Super Grid* 315

GAMBAR BAB VI

Gambar 6.1 Perkiraan Kebutuhan Investasi Proyek Ketenagalistrikan Tahun 2025 – 2034 1
Gambar 6.2 Proyeksi BPP Margin PSO 7% 6
Gambar 6.3 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Margin PSO 7% ... 7
Gambar 6.4 Proyeksi BPP Margin PSO 7% + PMN Rp 240 Triliun..... 7
Gambar 6.5 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Margin PSO 7% + PMN Rp 240 Triliun..... 8
Gambar 6.6 Proyeksi BPP Margin PSO 10% 9
Gambar 6.7 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Margin PSO 10% 10

GAMBAR BAB VII

Gambar 7.1 Proyeksi Kebutuhan BBM Skenario ARED dengan Sensitivitas RAPBN 5
Gambar 7.2 Peta Risiko Penyediaan Tenaga Listrik 2024-2033 8

DAFTAR TABEL

TABEL BAB I

Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL 10

TABEL BAB II

Tabel 2.1 Jenis *Storage* dan Aplikasinya pada Sistem Tenaga Listrik 25
Tabel 2.2 Daftar Potensi PLTS pada Bendungan Kementerian PU 32
Tabel 2.3 *Timeline* Fase Implementasi AMI 48
Tabel 2.4 Target Pemasangan Meter AMI per Tahun 48
Tabel 2.5 Ekosistem Infrastruktur EV yang dikembangkan PLN 54
Tabel 2.6 Kuota PLTS Atap 58
Tabel 2.7 *Roadmap Smart Grid* 62
Tabel 2.8 Target Rasio Elektrifikasi (RE) dan Rasio Desa Berlistrik (RDB) PLN 67
Tabel 2.9 Tindak Lanjut Proyek-Proyek Terkendala 73

TABEL BAB III

Tabel 3.1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan 11
Tabel 3.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW) Skenario RE *Base* 12
Tabel 3.3 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW) Skenario ARED 12
Tabel 3.4 Potensi Energi Panas Bumi 13
Tabel 3.5 Potensi Panas Bumi yang Perlu Kajian Lebih Lanjut 13
Tabel 3.6 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut 18
Tabel 3.7 Potensi PLTA/PLTM Menggunakan Bendungan Milik Kementerian PU 19
Tabel 3.8 *Mandatory* Biodiesel 28
Tabel 3.9 Daftar Pembangkit Program Dedieselisasi Tahap I 30
Tabel 3.10 Mitigasi Risiko Kontinuitas Pasokan Batubara 37
Tabel 3.11 Program Gasifikasi Tahap I 45
Tabel 3.12 Program Gasifikasi Tahap II 46
Tabel 3.13 Kebutuhan Tambahan Infrastruktur 50

TABEL BAB IV

Tabel 4.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh) 7
Tabel 4.2 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh) 9
Tabel 4.3 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (GWh) 10
Tabel 4.4 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh) 10
Tabel 4.5 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (GWh) 11
Tabel 4.6 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (GWh) 12
Tabel 4.7 Realisasi Jumlah Pelanggan Indonesia (ribu pelanggan) 14
Tabel 4.8 Realisasi Jumlah Pelanggan Sumatera (ribu pelanggan) 15
Tabel 4.9 Realisasi Jumlah Pelanggan Jawa, Madura, dan Bali (ribu pelanggan) 15
Tabel 4.10 Realisasi Jumlah Pelanggan Kalimantan (ribu pelanggan) 16
Tabel 4.11 Realisasi Jumlah Pelanggan Sulawesi (ribu pelanggan) 16
Tabel 4.12 Realisasi Jumlah Pelanggan Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (ribu pelanggan) 17
Tabel 4.13 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik (Rp. T) 17
Tabel 4.14 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (Rp. T) 18
Tabel 4.15 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (Rp. T) 18
Tabel 4.17 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (Rp. T) 19

Tabel 4.18 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Rp. T) 19
Tabel 4.19 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit Indonesia (MW)..... 20
Tabel 4.20 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit Sumkal (MW)..... 21
Tabel 4.21 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit JMB (MW) 22
Tabel 4.22 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit Sulmapana (MW).... 23
Tabel 4.23 Realisasi DMN Pembangkit Indonesia (MW)..... 25
Tabel 4.24 Realisasi DMN Pembangkit Sumkal (MW)..... 26
Tabel 4.25 Realisasi DMN Pembangkit JMB (MW)..... 27
Tabel 4.26 Realisasi DMN Pembangkit Sulmapana (MW) 29
Tabel 4.27 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit Indonesia (unit)..... 30
Tabel 4.28 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit Sumkal (unit)..... 31
Tabel 4.29 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit JMB (unit) 33
Tabel 4.30 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit Sulmapana (unit) 34
Tabel 4.31 Realisasi Produksi Tenaga Listrik Indonesia (GWh) 36
Tabel 4.32 Realisasi Produksi Tenaga Listrik Sumkal (GWh) 37
Tabel 4.33 Realisasi Produksi Tenaga Listrik JMB (GWh) 38
Tabel 4.34 Realisasi Produksi Tenaga Listrik Sulmapana (GWh)..... 40
Tabel 4.35 Realisasi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) 41
Tabel 4.36 Realisasi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sumkal (%) . 42
Tabel 4.37 Realisasi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik JMB (%)..... 42
Tabel 4.38 Realisasi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sulmapana (%) 43
Tabel 4.39 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer Indonesia..... 44
Tabel 4.40 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer Sumkal..... 45
Tabel 4.41 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer JMB..... 46
Tabel 4.42 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer Sulmapana 47
Tabel 4.43 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi (kms)..... 48
Tabel 4.44 Realisasi Susut Transmisi..... 48
Tabel 4.45 Realisasi Kapasitas Trafo GI (MVA)..... 48
Tabel 4.46 Realisasi Jumlah Trafo GI (Unit) 48
Tabel 4.47 Realisasi Pemakaian Sendiri GI..... 49
Tabel 4.48 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik (MW) 49
Tabel 4.49 Realisasi Fisik Sistem Distribusi 49
Tabel 4.50 Realisasi Operasi Sistem Distribusi..... 49
Tabel 4.51 Realisasi SAIDI dan SAIFI 50
Tabel 4.52 Realisasi SPKLU..... 50

TABEL BAB V

Tabel 5.1 Penambahan Pembangkit/Pasokan Daya Sumatera Tahun 2024 2
Tabel 5.2 Penambahan Transmisi Sumatera Tahun 2024..... 2
Tabel 5.3 Penambahan Gardu Induk Sumatera Tahun 2024 2
Tabel 5.4 Penambahan Pembangkit/Pasokan Daya Kalimantan Tahun 2024 2
Tabel 5.5 Penambahan Transmisi Kalimantan Tahun 2024..... 2
Tabel 5.6 Penambahan Gardu Induk Kalimantan Tahun 2024 3
Tabel 5.7 Penambahan Pembangkit /Pasokan Daya JMB Tahun 2024 3
Tabel 5.8 Penambahan Transmisi JMB Tahun 2024..... 3
Tabel 5.9 Penambahan Gardu Induk JMB Tahun 2024 3
Tabel 5.10 Penambahan Pembangkit /Pasokan Daya Sulawesi Tahun 2024. 4
Tabel 5.11 Penambahan Transmisi Sulawesi Tahun 2024 4
Tabel 5.12 Penambahan Gardu Induk Sulawesi Tahun 2024 4
Tabel 5.13 Penambahan Pembangkit /Pasokan Daya Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Tahun 2024 4
Tabel 5.14 Penambahan Transmisi Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Tahun 2024 4

Tabel 5.15 Penambahan Gardu Induk Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Tahun 2024 4
Tabel 5.16 Ringkasan Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario RE *Base* terhadap RUPTL 2021 – 2030 5
Tabel 5.17 Ringkasan Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030 5
Tabel 5.18 Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030 Indonesia (dalam MW, kms, MVA) 6
Tabel 5.19 Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030 Jawa, Madura, dan Bali (dalam MW, kms, MVA) 7
Tabel 5.20 Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030 Sumatera (dalam MW, kms, MVA) 8
Tabel 5.21 Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030 Kalimantan (dalam MW, kms, MVA) 9
Tabel 5.22 Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030 Sulawesi (dalam MW, kms, MVA) 10
Tabel 5.23 Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030 Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (dalam MW, kms, MVA)..... 10
Tabel 5.24 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera (Skenario RE *Base*) 11
Tabel 5.25 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera (Skenario ARED) 12
Tabel 5.26 Proyek yang Disesuaikan dalam RUPTL 2025-2034 (Skenario RE *Base*) 13
Tabel 5.27 Proyek yang Disesuaikan dalam RUPTL 2025-2034 (Skenario ARED)..... 13
Tabel 5.28 Tambahan Proyek Baru di Sumatera (Skenario RE *Base*) 14
Tabel 5.29 Tambahan Proyek Baru di Sumatera (Skenario ARED) 15
Tabel 5.30 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa, Madura dan Bali (Skenario RE *Base*)..... 17
Tabel 5.31 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa, Madura dan Bali (ARED) 20
Tabel 5.32 Proyek yang Disesuaikan dalam RUPTL 2025 – 2034 24
Tabel 5.33 Tambahan Proyek Baru di Jawa, Madura dan Bali..... 24
Tabel 5.34 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan (Skenario RE *Base*) 29
Tabel 5.35 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan (Skenario ARED) 31
Tabel 5.36 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2025-2034 di Kalimantan (Skenario RE *Base*) 32
Tabel 5.37 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2025-2034 di Kalimantan (Skenario ARED) 32
Tabel 5.38 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan (Skenario RE *Base*) 32
Tabel 5.39 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan (Skenario ARED) 33
Tabel 5.40 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi (Skenario RE *Base*)..... 35
Tabel 5.41 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi (Skenario ARED)..... 36
Tabel 5.42 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2025 – 2034 di Sulawesi (Skenario RE *Base*) 37
Tabel 5.43 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2025 – 2034 di Sulawesi (Skenario ARED) 37
Tabel 5.44 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi (Skenario RE *Base*) 37
Tabel 5.45 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi (Skenario ARED) 39
Tabel 5.46 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Skenario RE *Base*) 41

Tabel 5.47 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Skenario ARED) 43
Tabel 5.48 Proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2025-2034 di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Skenario RE *Base*) 44
Tabel 5.49 Proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2025-2034 di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Skenario ARED) 45
Tabel 5.50 Tambahan Proyek Baru di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Skenario RE *Base*) 45
Tabel 5.51 Tambahan Proyek Baru di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Skenario ARED) 47
Tabel 5.52 Daftar Kebutuhan Infrastruktur untuk mendukung Program Anti *Blackout*..... 51
Tabel 5.53 Rencana Pasokan untuk IKN 2025-2034..... 69
Tabel 5.54 Rencana pengembangan Infrastruktur Transmisi IKN 70
Tabel 5.55 Rencana pengembangan Infrastruktur Gardu Induk IKN 70
Tabel 5.56 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sumatera) 79
Tabel 5.57 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Jawa-Madura-Bali)..... 80
Tabel 5.58 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Kalimantan) 81
Tabel 5.59 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sulawesi) 82
Tabel 5.60 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Maluku, Papua dan Nusa Tenggara)..... 83
Tabel 5.61 Asumsi/Target (Indonesia) 84
Tabel 5.62 Asumsi/Target (Sumatera) 85
Tabel 5.63 Asumsi/Target (Jawa, Madura dan Bali) 85
Tabel 5.64 Asumsi/Target (Kalimantan) 85
Tabel 5.65 Asumsi/Target (Sulawesi) 85
Tabel 5.66 Asumsi/Target (Maluku, Papua dan Nusa Tenggara)..... 86
Tabel 5.67 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh) 87
Tabel 5.68 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh) 87
Tabel 5.69 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura Bali (GWh) 88
Tabel 5.70 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh) 88
Tabel 5.71 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (GWh)..... 88
Tabel 5.72 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (GWh) 88
Tabel 5.73 Proyeksi Beban Puncak *Non-coincident*..... 88
Tabel 5.74 Proyeksi Jumlah Pelanggan Indonesia (ribu pelanggan)..... 89
Tabel 5.75 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sumatera (ribu pelanggan)..... 89
Tabel 5.76 Proyeksi Jumlah Pelanggan Jawa, Madura dan Bali (ribu pelanggan) 89
Tabel 5.77 Proyeksi Jumlah Pelanggan Kalimantan (ribu pelanggan)..... 89
Tabel 5.78 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sulawesi (ribu pelanggan) 90
Tabel 5.79 Proyeksi Jumlah Pelanggan Maluku, Papua, Nusa Tenggara (ribu pelanggan) 90
Tabel 5.80 Kebutuhan Tambahan Pembangkit dan *Storage* Skenario RE *Base* Total Indonesia (MW) 96
Tabel 5.81 Kebutuhan Tambahan Pembangkit dan *Storage* Skenario ARED Total Indonesia (MW) 97
Tabel 5.82 Neraca Daya Sistem Sumatera-Bangka Tahun 2025-2034 – Skenario RE *Base* 100
Tabel 5.83 Neraca Daya Sistem Sumatera-Bangka Tahun 2025-2034 – Skenario ARED 103
Tabel 5.84 Kebutuhan Tambahan Pembangkit dan *Storage* Sumatera (MW) Skenario RE *Base* 108

Tabel 5.85 Kebutuhan Tambahan Pembangkit dan *Storage* Sumatera (MW) Skenario ARED 109
Tabel 5.86 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2025-2034 (Skenario RE *Base*) 115
Tabel 5.87 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2025-2034 (Skenario ARED).....119
Tabel 5.88 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Jawa, Madura dan Bali (MW) – Skenario RE *Base* 124
Tabel 5.89 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Jawa, Madura dan Bali (MW) – Skenario ARED 125
Tabel 5.90 *Regional Balance* Sistem Jawa Bali Tahun 2021, 2022, 2023 dan 2024 127
Tabel 5.91 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2025-2034 (Skenario RE *Base*) 128
Tabel 5.92 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2025-2034 (Skenario ARED) 130
Tabel 5.93 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2025-2034 (Skenario RE *Base*).....136
Tabel 5.94 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2025-2034 (Skenario ARED).....138
Tabel 5.95 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Kalimantan (MW) (Skenario RE *Base*) 145
Tabel 5.96 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Kalimantan (MW) (Skenario ARED) 146
Tabel 5.97 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base* 149
Tabel 5.98 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2025-2034 Skenario ARED 151
Tabel 5.99 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base* 155
Tabel 5.100 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2025-2034 Skenario ARED 158
Tabel 5.101 Hasil Simulasi Kuota VRE Sistem Sulbagsel.....164
Tabel 5.102 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Sulawesi (MW) Skenario RE *Base* 165
Tabel 5.103 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Sulawesi (MW) Skenario ARED 166
Tabel 5.104 Neraca Daya Sistem Ambon Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base* 168
Tabel 5.105 Neraca Daya Sistem Ambon Tahun 2025-2034 Skenario ARED170
Tabel 5.106 Neraca Daya Sistem Halmahera Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base* 174
Tabel 5.107 Neraca Daya Sistem Halmahera Tahun 2025-2034 Skenario ARED 176
Tabel 5.108 Neraca Daya Sistem Jayapura Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base* 180
Tabel 5.109 Neraca Daya Sistem Jayapura Tahun 2025-2034 Skenario ARED 182
Tabel 5.110 Neraca Daya Sistem Merauke Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base* 186
Tabel 5.111 Neraca Daya Sistem Merauke Tahun 2025-2034 Skenario ARED 188
Tabel 5.112 Neraca Daya Sistem Nabire Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base* 192
Tabel 5.113 Neraca Daya Sistem Nabire Tahun 2025-2034 Skenario ARED.194
Tabel 5.114 Neraca Daya Sistem Wamena Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base* 197

Tabel 5.115 Neraca Daya Sistem Wamena Tahun 2025-2034 Skenario ARED 199
Tabel 5.116 Neraca Daya Sistem Manokwari Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base* 203
Tabel 5.117 Neraca Daya Sistem Manokwari Tahun 2025-2034 Skenario ARED.....205
Tabel 5.118 Neraca Daya Sistem Sorong Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base* 209
Tabel 5.119 Neraca Daya Sistem Sorong Tahun 2025-2034 Skenario ARED211
Tabel 5.120 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base* 215
Tabel 5.121 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2025-2034 Skenario ARED 217
Tabel 5.122 Neraca Daya Sistem Timor Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base* 221
Tabel 5.123 Neraca Daya Sistem Timor Tahun 2025-2034 Skenario ARED..223
Tabel 5.124 Neraca Daya Sistem Timor dengan beroperasinya PLTU Kupang Baru Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*.....226
Tabel 5.125 Neraca Daya Sistem Timor dengan beroperasinya PLTU Kupang Baru Tahun 2025-2034 Skenario ARED.....228
Tabel 5.126 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (MW) Skenario RE *Base*.....231
Tabel 5.127 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (MW) Skenario ARED.....231
Tabel 5.128 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario RE *Base*.....233
Tabel 5.129 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) – Skenario RE *Base*.....234
Tabel 5.130 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario *ARED*.....236
Tabel 5.131 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) – Skenario ARED 237
Tabel 5.132 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Indonesia Skenario RE *Base*.....238
Tabel 5.133 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Indonesia Skenario ARED.....238
Tabel 5.134 Proyeksi Kebutuhan BBM RUPTL Skenario ARED dengan Sensitivitas RAPBN 239
Tabel 5.135 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sumatera (GWh) – Skenario RE *Base* 239
Tabel 5.136 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sumatera (GWh) – Skenario ARED 240
Tabel 5.137 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sumatera (%) – Skenario RE *Base*.....241
Tabel 5.138 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sumatera (%) – Skenario ARED 242
Tabel 5.139 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Sumatera – Skenario RE *Base* 243
Tabel 5.140 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Sumatera – Skenario ARED 243
Tabel 5.141 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Sumatera – Skenario RE *Base* 243
Tabel 5.142 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Sumatera – Skenario ARED.....245
Tabel 5.143 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (GWh) – Skenario RE *Base* 247

Tabel 5.144 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (GWh) – Skenario ARED 248
Tabel 5.145 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (%) – Skenario RE *Base* 249
Tabel 5.146 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa. Madura dan Bali (%) – Skenario ARED 250
Tabel 5.147 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Jawa, Madura dan Bali – Skenario RE *Base*.....251
Tabel 5.148 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Jawa, Madura dan Bali – Skenario ARED 251
Tabel 5.149 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Jawa, Madura dan Bali Skenario RE *Base* 252
Tabel 5.150 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Jawa, Madura dan Bali Skenario ARED 253
Tabel 5.151 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Kalimantan (GWh) (Skenario RE *Base*).....255
Tabel 5.152 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Kalimantan (GWh) (Skenario ARED).....255
Tabel 5.153 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Kalimantan (%) (Skenario RE *Base*).....256
Tabel 5.154 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Kalimantan (%) (Skenario ARED) 257
Tabel 5.155 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Kalimantan (Skenario RE *Base*) 258
Tabel 5.156 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Kalimantan (Skenario ARED) 258
Tabel 5.157 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Kalimantan (Skenario RE *Base*) 258
Tabel 5.158 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Kalimantan (Skenario ARED).....259
Tabel 5.159 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sulawesi Skenario RE *Base* (GWh).....260
Tabel 5.160 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sulawesi Skenario RE *Base* (%) 261
Tabel 5.161 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sulawesi Skenario ARED (GWh).....262
Tabel 5.162 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sulawesi Skenario ARED (%) 263
Tabel 5.163 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Sulawesi Skenario RE *Base*.....264
Tabel 5.164 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Sulawesi Skenario ARED.....264
Tabel 5.165 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Sulawesi Skenario RE *Base* 264
Tabel 5.166 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Sulawesi Skenario ARED 265
Tabel 5.167 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Maluku,.....266
Tabel 5.168 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* (%) 267
Tabel 5.169 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Maluku,.....268
Tabel 5.170 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario ARED (%) 269
Tabel 5.171 Prakiraan Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* 269

Tabel 5.172 Prakiraan Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario ARED 270
Tabel 5.173 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* 270
Tabel 5.174 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario ARED 272
Tabel 5.175 Proyeksi Emisi Gas Rumah Kaca Indonesia (dalam juta tCO_2) - Skenario RE *Base* 274
Tabel 5.176 Proyeksi Emisi Gas Rumah Kaca Indonesia (dalam juta tCO_2) - Skenario ARED 275
Tabel 5.177 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sumatera (dalam juta tCO_2) - Skenario RE *Base* 276
Tabel 5.178 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sumatera (dalam juta tCO_2) - Skenario ARED 276
Tabel 5.179 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (dalam juta tCO_2) – Skenario RE *Base* 277
Tabel 5.180 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (dalam juta tCO_2) – Skenario ARED 277
Tabel 5.181 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Kalimantan (dalam juta tCO_2) - Skenario RE *Base* 278
Tabel 5.182 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Kalimantan (dalam juta tCO_2) - Skenario ARED 278
Tabel 5.183 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sulawesi (dalam juta tCO_2) - Skenario RE *Base* 280
Tabel 5.184 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sulawesi (dalam juta tCO_2) - Skenario ARED 280
Tabel 5.185 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (dalam juta tCO_2) - Skenario RE *Base* 281
Tabel 5.186 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (dalam juta tCO_2) - Skenario ARED 282
Tabel 5.187 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Indonesia (kms) Skenario RE *Base* 284
Tabel 5.188 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Indonesia (kms) Skenario ARED 284
Tabel 5.189 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Indonesia (MVA) Skenario RE *Base* 284
Tabel 5.190 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Indonesia (MVA) Skenario ARED 285
Tabel 5.191 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sumatera Skenario RE *Base* (kms) 288
Tabel 5.192 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sumatera Skenario RE *Base* (MVA) 288
Tabel 5.193 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sumatera Skenario ARED (kms) 288
Tabel 5.194 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sumatera Skenario ARED (MVA) 289
Tabel 5.195 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Jawa, Madura dan Bali Skenario RE *Base* (kms) 291
Tabel 5.196 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Jawa, Madura dan Bali Skenario RE *Base* (MVA) 291
Tabel 5.197 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Jawa, Madura dan Bali Skenario ARED (kms) 291
Tabel 5.198 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Jawa, Madura dan Bali Skenario ARED (MVA) 291
Tabel 5.199 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Kalimantan Skenario RE *Base* (kms) 294

Tabel 5.200 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Kalimantan Skenario RE *Base* (MVA) 294
Tabel 5.201 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Kalimantan Skenario ARED (kms).....294
Tabel 5.202 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Kalimantan Skenario ARED (MVA) 294
Tabel 5.203 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sulawesi Skenario *Base* (kms).....298
Tabel 5.204 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sulawesi Skenario ARED (kms) 298
Tabel 5.205 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sulawesi Skenario *Base* (MVA).....299
Tabel 5.206 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sulawesi ARED (MVA).....299
Tabel 5.207 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* (kms) 302
Tabel 5.208 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Skenario ARED (kms) 303
Tabel 5.209 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* (MVA) 303
Tabel 5.210 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Skenario ARED (MVA) 303
Tabel 5.211 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi di Indonesia.....317
Tabel 5.212 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Sumatera.....318
Tabel 5.213 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Jawa, Madura dan Bali 318
Tabel 5.214 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Kalimantan.....319
Tabel 5.215 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Sulawesi 319
Tabel 5.216 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Maluku, Papua dan Nusa Tenggara.....320
Tabel 5.217 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2025 – 2027 327

TABEL BAB VII

Tabel 6.1 Rekapitulasi Kebutuhan Investasi (*Disbursement* dalam Triliun Rupiah)..... 1
Tabel 6.2 Proyeksi BPP Margin PSO 7%..... 5
Tabel 6.3 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Margin PSO 7%.... 6
Tabel 6.4 Proyeksi BPP Margin PSO 7% + PMN Rp 240 Triliun 7
Tabel 6.5 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Margin PSO 7% + PMN Rp 240 Triliun 8
Tabel 6.6 Proyeksi BPP Margin PSO 10%..... 9
Tabel 6.7 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Margin PSO 10%.. 9

TABEL BAB VII

Tabel 7.1 Tingkat Risiko Profil Risiko Jangka Panjang 7

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI WILAYAH OPERASI SUMATERA DAN KALIMANTAN
A1. PROVINSI ACEH
A2. PROVINSI SUMATERA UTARA
A3. PROVINSI RIAU
A4. PROVINSI KEPULAUAN RIAU
A5. PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG
A6. PROVINSI SUMATERA BARAT
A7. PROVINSI JAMBI
A8. PROVINSI SUMATERA SELATAN
A9. PROVINSI BENGKULU
A10. PROVINSI LAMPUNG
A11. PROVINSI KALIMANTAN BARAT
A12. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN
A13. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH
A14. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR
A15. PROVINSI KALIMANTAN UTARA

LAMPIRAN B
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI WILAYAH OPERASI JAWA, MADURA DAN BALI
B1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA
B2. PROVINSI BANTEN
B3. PROVINSI JAWA BARAT
B4. PROVINSI JAWA TENGAH
B5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA
B6. PROVINSI JAWA TIMUR
B7. PROVINSI BALI

LAMPIRAN C
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI WILAYAH OPERASI SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA
C1. PROVINSI SULAWESI UTARA
C2. PROVINSI SULAWESI TENGAH
C3. PROVINSI GORONTALO
C4. PROVINSI SULAWESI SELATAN
C5. PROVINSI SULAWESI TENGGARA
C6. PROVINSI SULAWESI BARAT
C7. PROVINSI MALUKU
C8. PROVINSI MALUKU UTARA
C9. PROVINSI PAPUA, PROVINSI PAPUA PEGUNUNGAN, PROVINSI PAPUA TENGAH, DAN PROVINSI PAPUA SELATAN
C10. PROVINSI PAPUA BARAT DAN PROVINSI PAPUA BARAT DAYA
C11. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT
C12. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

LAMPIRAN D. ANALISIS RISIKO
LAMPIRAN E
RENCANA PASOKAN UNTUK BEBERAPA KEK, KI, DSP, DPP, KI, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR SMELTER
E1. REGIONAL SUMATERA KALIMANTAN
E2. REGIONAL JAWA, MADURA DAN BALI
E3. REGIONAL SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA

SINGKATAN DAN KOSAKATA

3T	:	Terdepan, Terluar, Tertinggal, sebutan untuk daerah yang berada di ujung, terluar, atau tertinggal dalam pembangunan
ADB	:	*Air Dried Basis*, merupakan nilai kalori batubara yang memperhitungkan *inherent moisture* saja.
ADMS	:	*Advanced Distribution Management System*, perangkat lunak untuk mengelola dan mengoptimalkan jaringan distribusi listrik
ADS	:	*Automatic Defense Scheme,* sistem proteksi otomatis yang dirancang untuk menjaga stabilitas dan keandalan jaringan tenaga listrik ketika terjadi gangguan
AGC	:	*Automatic Generation Control*, sistem yang mengontrol pembangkit listrik secara otomatis untuk menjaga keseimbangan antara pembangkitan dan permintaan listrik
AMI	:	*Advanced Metering Infrastructure,* sistem yang memungkinkan pengukuran dan pengelolaan energi secara *real-time*.
APDAL	:	Alat Penyalur Daya Listrik
APSA	:	*Advanced Power System Analysis*, metode analisis yang digunakan untuk evaluasi sistem tenaga listrik secara mendalam
ARED	:	*Accelerated Renewable Energy Development*
ASEAN *Power Grid*	:	Sistem interkoneksi jaringan listrik antara negara-negara ASEAN
Aturan Distribusi	:	Aturan Distribusi Tenaga Listrik merupakan perangkat peraturan dan persyaratan untuk menjamin keamanan, keandalan serta pengoperasian dan pengembangan sistem distribusi yang efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan tenaga listrik
Aturan Jaringan atau *Gride Code*	:	Aturan Jaringan merupakan seperangkat peraturan, persyaratan dan standar untuk menjamin keamanan, keandalan serta pengoperasian dan pengembangan sistem tenaga listrik yang efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan tenaga listrik
B to B	:	*Business to Business,* model bisnis yang mengacu pada jenis transaksi antar perusahaan
BAU	:	*Business As Usual*
BBJP	:	Bahan bakar jumputan padat, bahan bakar alternatif yang berasal dari sampah perkotaan yang diolah secara mekanis
BBN	:	Bahan Bakar Nabati, bahan bakar yang berasal dari sumber daya hayati, seperti biodiesel dan bioetanol
BBTU	:	*Billion British Thermal Units*, satuan untuk mengukur jumlah energi termal
BBTUD	:	*Billion British Thermal Units per Day*, satuan untuk mengukur aliran energi termal
Bcf	:	*Billion cubic feet*
Beban	:	Sering disebut sebagai *demand*, merupakan besaran kebutuhan tenaga listrik yang dinyatakan dengan MWh, MW atau MVA tergantung kepada konteksnya

Beban puncak	:	Atau *peak load / peak demand*, adalah nilai tertinggi dari langgam beban suatu sistem tenaga listrik dinyatakan dengan MW
BAPPENAS	:	Badan Perencanaan Pembangunan Nasional
BESS	:	*Battery Energy Storage System.* Yaitu suatu sistem penyimpanan energi yang teknologinya tidak terbatas pada teknologi sel baterai namun juga mencakup teknologi penyimpanan energi lainnya (seperti *fuel cell* hidrogen, dan sebagainya). Untuk sistem penyimpanan energi yang berbentuk sel baterai akan terdiri atas sejumlah sel baterai yang saling terhubung secara seri ataupun paralel, dilengkapi dengan suatu sistem sirkuit elektronik yang berfungsi untuk memonitor dan/atau mengatur kondisi baterai, serta untuk memutus baterai dari sirkuit eksternal guna menghindari *overcharged*.
BKPM	:	Badan Koordinasi Penanaman Modal
BLT	:	*Build, Lease and Transfer* yaitu pengembangan infrastruktur dengan skema bangun, sewa beli dan alih milik
BMKG	:	Badan Meteorologi, Klimatologi, dan Geofisika, badan pemerintah yang bertanggung jawab atas pemantauan cuaca, iklim, dan aktivitas geofisika di Indonesia
BO	:	*Blackout*, pemadaman listrik total dalam satu sistem kelistrikan
BPP	:	Biaya Pokok Penyediaan yaitu biaya yang dikeluarkan oleh PLN (Persero) untuk menyediakan tenaga listrik
BPS	:	Badan Pusat Statistik
BTU	:	*British Thermal Unit*
BUP	:	Badan Usaha Pelaksana
CAD	:	*Current Account Deficit*, kondisi ketika nilai total impor barang dan jasa serta pembayaran luar negeri lebih besar daripada nilai total ekspor dan pendapatan dari luar negeri
CAGR	:	*Compound Annual Growth Rate,* laju pertumbuhan tahunan rata-rata yang menggambarkan nilai pertumbuhan investasi dari waktu ke waktu
Capacity balance	:	Neraca yang memperlihatkan keseimbangan kapasitas sebuah gardu induk dengan beban puncak pada area yang dilayani oleh gardu induk tersebut, dinyatakan dalam MVA
Captive power	:	Daya listrik yang dibangkitkan sendiri oleh pelanggan, umumnya pelanggan industri dan komersial
CBF	:	*Coal Blending Facility*, fasilitas pencampuran batubara yang dikembangkan oleh PLN Energi Primer Indonesia (PLN EPI) untuk mengatasi penurunan cadangan batubara
CBM	:	*Coal Bed Methane.* Gas alam yang terbentuk secara alami di dalam lapisan batubara
CC	:	*Control Center,* fasilitas yang mengawasi dan mengendalikan operasi sistem kelistrikan
CCS	:	*Carbon Capture and Storage*, yaitu kegiatan mengurangi emisi GRK yang mencakup penangkapan emisi karbon dan/atau pengangkutan emisi karbon tertangkap, dan penyimpanan ke zona target injeksi dengan aman dan permanen sesuai dengan kaidah keteknikan yang baik

CCT	:	*Clean Coal Technology*, yaitu kegiatan mengurangi emisi GRK yang mencakup penangkapan emisi karbon dan/atau pengangkutan emisi karbon tertangkap, pemanfaatan emisi karbon tertangkap, dan penyimpanan ke zona target injeksi dengan aman dan permanen sesuai dengan kaidah keteknikan yang baik
CCU	:	*Carbon Capture Utilization*, teknologi penangkapan dan pemanfaatan Karbon
CCUS	:	*Carbon Capture Utilization and Storage*, yaitu kegiatan mengurangi emisi GRK yang mencakup penangkapan emisi karbon dan/atau pengangkutan emisi karbon tertangkap, pemanfaatan emisi karbon tertangkap, dan penyimpanan ke zona target injeksi dengan aman dan permanen sesuai dengan kaidah keteknikan yang baik
CDM	:	*Clean Development Mechanism* atau MPB Mekanisme Pembangunan Bersih
CF	:	*Capacity Factor*
CFB	:	*Circulating Fluidized Bed,* teknologi pembakaran dalam boiler yang mengurangi emisi dan meningkatkan efisiensi pembakaran
CIF	:	*Cost, Insurance, and Freight*, metode perdagangan di mana harga mencakup biaya, asuransi, dan pengangkutan
CNG	:	*Compressed Natural Gas*, adalah bahan bakar gas yang berasal dari gas bumi dengan unsur utama metana (C1) yang telah dimampatkan dan dipertahankan serta disimpan pada bejana bertekanan khusus untuk mempermudah transportasi dan penyimpanan
COD	:	*Commercial Operating Date* atau tanggal mulai beroperasi secara komersial
Co-firing	:	Pencampuran bahan bakar biomassa adalah kegiatan pembakaran pada pembangkit listrik tenaga uap antara batubara dengan satu atau lebih bahan bakar biomassa berbeda pada waktu bersamaan dengan rasio tertentu untuk menggantikan sebagian batubara dengan memperhatikan kualitas bahan bakar sesuai kebutuhan
Committed Project	:	Proyek yang telah jelas pengembang serta pendanaannya
CPO	:	*Crude Palm Oil,* minyak sawit mentah, produk utama dari pengolahan buah kelapa sawit
CSP	:	*Concentrated Solar Panel*
DAS	:	Daerah Aliran Sungai
Daya mampu	:	Kapasitas nyata suatu pembangkit dalam menghasilkan MW
Daya terpasang	:	Kapasitas suatu pembangkit sesuai dengan *name plate*
DCU	:	*Data Concentrator Unit.* Perangkat yang mengumpulkan data dari meteran listrik atau perangkat lain dalam jaringan listrik untuk dikirimkan ke pusat kontrol
DEN	:	Dewan Energi Nasional, badan yang merumuskan kebijakan energi nasional di Indonesia
DER	:	*Distributed Energy Resources*
Derating	:	Turunnya daya mampu suatu pembangkit listrik terhadap daya terpasang pembangkit
DERMS	:	*Distributed Energy Resource Management System,* sistem yang mengelola dan mengoptimalkan sumber energi terdistribusi

Diameter (Dia)	:	Terkait kapasitas gardu induk dengan konfigurasi *one-half-breaker*
DMO	:	*Domestic Market Obligation*, yaitu Kebutuhan batubara dalam negeri
DNO	:	*Distribution Network Operator,* perusahaan yang mengelola sistem distribusi energi dari titik suplai hingga ke konsumen akhir
DPP	:	Destinasi Pariwisata Prioritas
DPSP	:	Destinasi Pariwisata Super Prioritas
DPT	:	Daftar Penyedia Terseleksi
DSM	:	*Demand Side Management*, strategi untuk mengelola permintaan energi, termasuk mengurangi konsumsi energi pada waktu puncak.
DSO	:	*Distribution System Operator*, perusahaan yang mengelola sistem distribusi energi dari titik suplai hingga ke konsumen akhir
EBET	:	Energi Baru, Energi Terbarukan
EBITDA	:	*Earning Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*
EBT	:	Energi Baru dan Terbarukan
EGR	:	*Enhanced Gas Recovery,* teknik yang digunakan untuk meningkatkan produksi gas alam dari reservoir yang sudah mulai mengalami penurunan tekanan atau produksi
EMS	:	*Energy Management System,* sistem berbasis perangkat lunak dan perangkat keras yang digunakan untuk memantau, mengendalikan, dan mengoptimalkan penggunaan energi
E-NDC	:	*Enhanced Nationally Determined Contribution*, pembaruan komitmen Indonesia dalam rangka mengurangi emisi gas rumah kaca
Energy Mix	:	Bauran energi
ENS	:	*Energy Not Served*
EOR	:	*Enhanced Oil Recovery,* teknik untuk meningkatkan produksi minyak dari sumur yang produksinya mulai menurun
EPC	:	*Engineering, Procurement, and Construction*, tahapan dalam proyek konstruksi
ERPA	:	*Emission Reduction Purchase Agreement*
ESP	:	*Electrostatic Precipitator*
ETM	:	*Energy Transition Mechanism.* Program peningkatan pembangunan infrastruktur energi dan percepatan transisi energi
EV	:	*Electric Vehicle*
EVDS	:	*Electric Vehicle Digital Services, agregator* untuk penyedia layanan perawatan, penggantian suku cadang, dan *test drive* kendaraan listrik
Excess power	:	Kelebihan energi listrik dari suatu *captive power* yang dapat dibeli oleh PLN
FACTS	:	*Flexible AC Transmission System*
FC	:	*Financial Closing,* pemenuhan semua persyaratan yang ditetapkan
FGD	:	*Flue Gas Desulphurization*, teknologi penghilangan sulfur dioksida (SO_2) dari gas buang yang dihasilkan oleh pembakaran bahan bakar fosil seperti batubara atau minyak bumi di pembangkit listrik dan industri.
FO	:	*Forced Outage*

FPU	:	*Floating Power Unit*
FSRU	:	*Floating Storage and Regasification Unit*
FTP1	:	*Fast Track Program* Tahap Satu
FTP2	:	*Fast Track Program* Tahap Dua
GAR	:	*Gross as Received*, merupakan nilai kalori batubara yang memperhitungkan *total moisture*
GECS	:	*Green Energy Certification Scheme,* skema sertifikasi energi hijau untuk memastikan keberlanjutan lingkungan
GI	:	Gardu Induk
GIS	:	*Gas Insulated Switchgear* atau *Gas Insulated Substation*
GITET	:	Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi
GRK	:	Gas Rumah Kaca
HELE	:	*High Efficiency, Low Emission*
HGBT	:	Harga Gas Bumi Tertentu
HOA	:	*Head of agreement*, dokumen yang merangkum ketentuan perjanjian yang diusulkan antara para pihak
HPT	:	Harga Patokan Tertinggi
HRSG	:	*Heat Recovery Steam Generator,* alat yang memanfaatkan panas buangan untuk menghasilkan uap yang digunakan dalam pembangkit listrik
HSD	:	*High Speed Diesel Oil*
HTE	:	Hutan tanaman energi, hutan yang berfungsi sebagai sumber bahan baku energi biomassa yang berkelanjutan
HTI	:	Hutan Tanaman Industri, hutan yang ditanami pohon-pohon tertentu untuk produksi kayu dan produk lainnya
HVDC	:	*High Voltage Direct Current*
IBT	:	*Interbus Transformer*, yaitu trafo penghubung dua sistem transmisi yang berbeda tegangan, seperti trafo 500/150 kV dan 150/70 kV
ICE	:	*Internal Combustion Engine,* mesin pembakaran dalam yang membakar bahan bakar untuk menghasilkan tenaga
IGCC	:	*Integrated Gasification Combined Cycle*
IKN	:	Ibu Kota Nusantara
IMBT	:	*Al-Ijarah al-Muntahiyah xxivia l-Tamlik,* adalah skema pembiyaan syariah
INIR	:	*Integrated Nuclear Infrastructure Review,* layanan evaluasi yang dikembangankan *Indonesia Atomic Indonesia Agency* (IAEA) untuk menilai kesiapan infrastruktur nuklir
IOT	:	*Internet of Things*, jaringan perangkat fisik yang saling terhubung, dapat mengumpulkan dan bertukar data melalui internet
IPB	:	Izin Panas Bumi, pemegang kuasa pengusahaan sumber daya panas bumi
IPCC	:	*Intergovernmental Panel on Climate Change*
IPP	:	*Independent Power Producer*
IRAS	:	*Integrated Renewable Indonesia Application System*, sistem yang mengelola penggunaan energi terbarukan secara efisien
IUPK	:	Izin Usaha Pertambangan Khusus, Izin yang diberikan untuk eksplorasi dan operasi produksi pertambangan khusus
IUPTL	:	Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik

JBC	:	Jawa Bali *Connection*
JTM	:	Jaringan Tegangan Menengah adalah saluran distribusi listrik tegangan 20 kV
JTR	:	Jaringan Tegangan Rendah adalah saluran distribusi listrik tegangan 220 V
KEK	:	Kawasan Ekonomi Khusus
KEN	:	Komite Energi Nasional
KI	:	Kawasan Industri
KIPPP	:	Kawasan Industri Pengembangan dan Pengelolaan Prasarana
KKKS	:	Kontraktor Kontrak Kerja Sama
KLHK	:	Kementerian Lingkungan Hidup Dan Kehutanan
kmr	:	Kilometer-*route*, menyatakan panjang jalur saluran transmisi
kms	:	Kilometer-sirkuit, menyatakan panjang konduktor saluran transmisi
KPBU	:	Kerja Sama Pemerintah dan Badan Usaha, model kolaborasi antara pemerintah dan sektor swasta dalam penyediaan infrastruktur dan layanan publik
KSP	:	Kantor *Staff* Presiden
KTT	:	Konsumen Tegangan Tinggi
LCC	:	*Life Cycle Cost*, total biaya yang terkait dengan siklus hidup suatu aset, dari perolehan hingga pembuangan.
LCOE	:	*Levelized Cost of Indonesia*
LCT	:	*Landing Craft Tank*, jenis kapal laut yang dirangcang khusus untuk mengangkut gas menggunakan isotank
Lead time	:	Waktu tunggu / jeda waktu
Life Extension	:	Program rehabilitasi suatu unit pembangkit yang umur teknisnya mendekati akhir
LNG	:	*Liquefied Natural Gas*. Gas Alam Cair
Load factor	:	Faktor beban, merupakan rasio antara MW rata-rata dan MW puncak
LOLP	:	*Loss of Load Probability*, suatu indeks keandalan sistem tenaga listrik yang biasa dipakai pada perencanaan sistem tenaga listrik
LTHSE	:	Lampu Tenaga Surya Hemat Energi, program untuk memberikan lampu bertenaga surya hemat energi bagi daerah tanpa listrik
MEMS	:	*Microgrid Indonesia Management System*, sistem yang digunakan untuk mengelola sumber daya energi terdistribusi dan unit penyimpanan energi dalam jaringan mikro
MFO	:	*Marine Fuel Oil*
MMBTU	:	*Million Metric British Thermal Unit*, satuan yang biasa digunakan untuk mengukur kalori gas
MMSCF	:	*Million Metric Standard Cubic Feet*, satuan yang biasa digunakan untuk mengukur volume gas pada tekanan dan suhu tertentu
MMSCFD	:	*Million Metric Standard Cubic Feet per Day*
Indonesia	:	*Maintenance Outage*
Mothballed	:	Pembangkit yang tidak dioperasikan namun tetap dipelihara, tidak diperhitungkan dalam *reserve margin*
MoU	:	*Memorandum of Understanding*
MPP	:	*Mobile Power Plant*, pembangkit listrik bergerak yang dapat dipindahkan sesuai kebutuhan
MSW	:	*Municipal Solid Waste*, sampah padat yang dihasilkan oleh kegiatan perkotaan

MTU	:	*Master Terminal Unit*. Terminal Unit Utama
MUT	:	*Multi Utility Tunnel*
MWac	:	*Mega Watt alternating current*
MWp	:	*Mega Watt peak*
National Mobile Reserve Margin	:	*National Mobile Reserve Margin* adalah pembangkit yang bersifat sementara dan *mobile* (*land-based* maupun *floating*) dengan tipe *Indonesia Mounted* atau *Containerized* (untuk *land-based*) dan *Barge Mounted* (untuk *floating*), sehingga dapat dengan mudah dan cepat direlokasi ke tempat lain yang membutuhkan untuk melayani kebutuhan *additional demand* atau kebutuhan sistem ketenagalistrikan yang mendesak yang belum dapat dipenuhi oleh pembangkit permanen maupun dapat difungsikan dalam jangka panjang untuk mendukung keandalan sistem
NDC	:	*Nationally Determined Contribution,* kontribusi yang ditentukan secara nasional
Neraca daya	:	Neraca yang menggambarkan keseimbangan antara beban puncak dan kapasitas pembangkit
Net Zero Emmission atau *NZE*	:	Nol emisi karbon adalah kondisi di mana jumlah emisi karbon yang dilepaskan ke atmosfer tidak melebihi jumlah emisi yang mampu diserap oleh bumi
Non Coincident Peak Load	:	Jumlah beban puncak sistem-sistem tidak terinterkoneksi tanpa melihat waktu terjadinya beban puncak
NPV	:	*Net Present Value*
OECD	:	*Organisation for Economic Co-operation and Development*
OMS	:	*Outage Management System,* perangkat lunak yang digunakan untuk mengelola dan merespon pemadaman listrik
OTEC	:	*Ocean Thermal Indonesia Conversion*, teknologi yang memanfaatkan perbedaan suhu air laut permukaan dan dalam untuk menghasilkan energi listrik
P2B	:	Pusat Pengatur Beban
P3B	:	Pusat Penyaluran dan Pengatur Beban
PBJTL	:	Pengadaan Barang dan Jasa Tenaga Listrik
PC	:	*Pulveraized Coal*, batubara yang dihancurkan menjadi serbuk halus
PCS	:	*Power Conversion System*, perangkat yang mengubah daya listrik dari satu bentuk ke bentuk lainnya, seperti dari Arus Searah (DC) ke Arus Bolak-balik (AC) dan sebaliknya
PDTT	:	Pembangunan Daerah Tertinggal, dan Transmigrasi
Peaker	:	Pembangkit pemikul beban puncak
PIK	:	Program Investasi Kelistrikan
PKSN	:	Pusat Kawasan Strategis Nasional
PLBN	:	Pos Lintas Batas Negara
PLT EBT *Base*	:	Pusat Listrik dengan menggunakan EBT yang berperan untuk memenuhi beban dasar
PLT EL	:	Pusat Listrik Tenaga Energi Laut
PLTA	:	Pusat Listrik Tenaga Air
PLTAL	:	Pusat Listrik Tenaga Arus Laut
PLTB	:	Pusat Listrik Tenaga Bayu
PLTBg	:	Pusat Listrik Tenaga Biogas
PLTBm	:	Pusat Listrik Tenaga Biomassa
PLTD	:	Pusat Listrik Tenaga Diesel

PLTG	:	Pusat Listrik Tenaga Gas
PLTGU	:	Pusat Listrik Tenaga Gas dan Uap
PLTM/MH	:	Pusat Listrik Tenaga Mini/Mikro Hidro
PLTMG	:	Pusat Listrik Tenaga Mesin Gas
PLTN	:	Pusat Listrik Tenaga Nuklir
PLTP	:	Pusat Listrik Tenaga Panas Bumi
PLTS	:	Pusat Listrik Tenaga Surya
PLTSa	:	Pusat Listrik Tenaga Sampah
PLTT	:	Pusat Listrik Tenaga *Thorium*
PLTU	:	Pusat Listrik Tenaga Uap
PMT	:	Pemutus Tenaga
PO	:	*Planned Outage*
PPA	:	*Power Purchase Agreement*, atau perjanjian jual beli tenaga listrik dengan pengembang listrik swasta atau dikenal dengan IPP
PPKT	:	Pulau-pulau kecil terluar
PPP atau KPBU	:	*Public Private Partnerships* atau Kerja Sama Antara Pemerintah dan Badan Usaha
Prakiraan beban	:	*Demand forecast*, prakiraan pemakaian energi listrik di masa depan
PSDMBP	:	Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara, dan Panas Bumi
PSN	:	Proyek Strategis Nasional
PSO	:	*Public Service Obligation*, kewajiban layanan publik yang harus dipenuhi oleh perusahaan milik negara atau swasta
PSPE	:	Penugasan Survei Pendahuluan dan Eksplorasi
PSS	:	*Power System Stabilizer,* perangkat yang meningkatkan stabilitas sistem tenaga dengan mengatur tegangan dan frekuensi
PU	:	Pekerjaan Umum, kementerian yang menangani infrastruktur publik di Indonesia setelah tahun 2025
PUPR		Pekerjaan Umum dan Perumahan Rakyat, kementerian yang menangani infrastruktur publik dan perumahan di Indonesia sebelum tahun 2025
PV	:	*Photovoltaics*
Ramping Rate	:	Kemampuan pembangkit dalam menanggung loncatan beban secara cepat
RAS	:	*Remedial Action Scheme,* skema pemulihan stabilitas dan keandalan jaringan listrik dengan pendeteksian dini sumber gangguan dan melakukan tindakan korektif secara otomatis
LNG	:	*Liquified Natural Gas*
Rasio Elektrifikasi	:	Perbandingan antara jumlah rumah tangga yang berlistrik dan jumlah keseluruhan rumah tangga
RDB	:	Rasio Desa Berlistrik, rasio jumlah desa yang telah memiliki akses terhadap listrik
RE	:	Rasio Elektrifikasi, perbandingan jumlah pelanggan rumah tangga berlisrtik baik dari listrik PLN maupun listrik non-PLN dengan jumlah rumah tangga total
RE *Base*	:	*Renewable Indonesia Base*
REC	:	*Renewable Indonesia Certificate* atau Sertifikat Energi Terbarukan yang diterbitkan oleh PLN
REE	:	Rencana Energi Elektrik, dokumen atau rencana yang mengatur penggunaan dan pengembangan sumber daya energi listrik

Reserve margin	:	Cadangan daya pembangkit terhadap beban puncak, dinyatakan dalam %
RFP	:	*Request for Proposal*
RIPIN	:	Rencana Induk Pembangunan Industri Nasional
RKAB	:	Rencana Kerja dan Anggaran Biaya, dokumen yang berisi perencanaan kerja dan anggaran biaya di sektor industri
RPJPN	:	Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional
RTRW	:	Rencana Tata Ruang Wilayah
RUEN	:	Rencana Umum Energi Nasional
RUPTL	:	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik
S2JB	:	Sumatera Selatan Jambi dan Bengkulu, salah unit induk distribusi PLN
SAIDI	:	*System Average Interruption Duration Indonesia*, Indeks yang mengukur rata-rata durasi gangguan per pelanggan dalam satu tahun
SAIFI	:	*System Average Interruption Frequency Indonesia*, indeks yang mengukur rata-rata frekuensi gangguan per pelanggan dalam satu tahun
SAS	:	*Substation Automation System*), sistem otomasi di gardu listrik untuk meningkatkan efisiensi dan keandalan
SCADA	:	*Supervisory Control and Data Acquisition*, sistem pengawasan yang digunakan dalam industri untuk mengumpulkan data dari peralatan, mengontrol proses, dan memonitor operasional secara *real-time*
SCCL	:	*Short Circuit Current Limiter*
SDGs	:	*Sustainable Development Goals*, tujuan Pembangunan berkelanjutan yang ditetapkan oleh PBB
SFC	:	*Specific Fuel Consumption*
SH	:	*Subholding.* Anak Perusahaan PLN
SKLTET	:	Saluran Kabel Laut Tegangan Ekstra Tinggi
SKPT	:	Sentra Kelautan dan Perikanan Terpadu
Smart Control System	:	Teknologi pada *control center* PLN yang akan mengakomodir *variable renewable Indonesia* (VRE) secara lebih optimal
Smart Grid	:	Integrasi teknologi informasi dan komunikasi (ICT) serta perangkat lunak untuk monitor dan kendali sistem tenaga listrik mulai dari sistem pembangkitan dan transmisi tenaga listrik serta di seluruh jaringan distribusi listrik, sampai ke perumahan maupun area tempat bisnis
Smart Micro Grid	:	Sistem tenaga listrik berskala kecil dengan menggunakan potensi sumber energi baru dan terbarukan di wilayah tertentu
SMR	:	*Small Modular Reactor*
SNI	:	Standar Nasional Indonesia
SPBKLU	:	Stasiun Penukaran Baterai Kendaraan Listrik Umum, fasilitas untuk menukar baterai kendaraan listrik, biasanya untuk mempercepat pengisian daya
SPEL	:	Stasiun Pengisian Energi Listrik
SPKLU	:	Stasiun Pengisian Kendaraan Listrik Umum, fasilitas untuk mengisi daya baterai kendaraan listrik yang tersedia untuk umum
SPLN	:	Standar Perusahaan Indonesia PLN
STATCOM	:	*Static Synchronous Compensator*, perangkat yang mengatur dan mengoptimalkan tegangan dalam sistem kelistrikan.

SUPAS	:	Survei Penduduk Antar Sensus, survei yang dilakukan di Indonesia untuk memperoleh data kependudukan antar periode sensus
SUTET	:	Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi, infrastruktur untuk mengalirkan listrik dengan tegangan ekstra tinggi
SUTT	:	Saluran Udara Tegangan Tinggi, infrastruktur untuk mengalirkan listrik dengan tegangan tinggi
SYNGAS	:	*Synthetic Natural Gas,* gas buatan yang memiliki komposisi dan sifat serupa dengan gas alam
Tingkat cadangan	:	(*Reserve margin*) adalah besar cadangan daya yang dimiliki oleh perusahaan dalam rangka mengantisipasi beban puncak
TKDN	:	Tingkat Komponen Dalam Negeri, persentase kandungan produk yang dibuat dalam negeri, sebagai syarat peraturan industri
TKKS	:	Tandan Kosong Kelapa Sawit
TML	:	*Technical Minimum Load*, batas minimum beban yang dapat ditanggung oleh suatu pembangkit listrik secara teknis tanpa mengorbankan stabilitas
TPA	:	Tempat Pembuangan Akhir
Trilemma Energy	:	Tiga faktor penting yang harus diperhatikan dalam mengelola energi, yaitu *energy security* (ketahanan energi) *energy affordability* (keterjangkauan biaya energi) dan *environmental sustainability* (keberlanjutan lingkungan)
TT	:	Tegangan Tinggi
UGC	:	*Underground Cable*, kabel saluran bawa tanah
UHV	:	*Ultra High Voltage*
UIP2B	:	Unit Induk Pusat Pengatur Beban
UNPF	:	*United Nation Population Fund,* badan Perserikatan Bangsa-Bangsa (PBB) yang berfokus pada kesehatan reproduksi, keluarga berencana, dan isu-isu kependudukan.
USC	:	*Ultra Super Critical,* teknologi dalam pembangkit listrik yang beroperasi pada suhu dan tekanan sangat tinggi
VCS	:	*Verified Carbon Standard*, standar internasional untuk pengukuran, pelaporan, dan verifikasi proyek pengurangan karbon
VPP	:	*Virtual Power Plant*
VRE	:	*Variable Renewable Energy* yaitu sumber energi terbarukan yang sifat ketersediaannya berfluktuasi tergantung pada cuaca
VSC	:	*Voltage Sourced Converter*
WAMPAC	:	*Wide Area Measurement, Protection, and Control*, sistem yang memantau dan mengendalikan jaringan listrik di area yang lebih luas
Wellhead	:	Mulut sumur gas
WKP	:	Wilayah Kerja Panas Bumi

I. PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang

PT PLN (Persero), selanjutnya disebut PLN, suatu badan usaha milik negara di bidang ketenagalistrikan yang merencanakan dan melaksanakan proyek-proyek tenaga listrik dengan *lead time* panjang, perlu memiliki suatu rencana program pengembangan sistem tenaga listrik yang juga bersifat jangka panjang berupa Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) ini. RUPTL merupakan dokumen pedoman pengembangan sistem ketenagalistrikan di wilayah usaha PLN, yang disusun untuk mencapai tujuan tertentu serta berdasarkan pada kebijakan dan kriteria perencanaan tertentu. Rencana pengembangan sistem tenaga listrik jangka panjang dalam RUPTL tersebut dibuat untuk dapat mengakomodasi secara optimal atas *lead time* yang panjang tersebut dari proyek-proyek tenaga listrik.

Sebagai pedoman sebagaimana disebutkan di atas, dokumen RUPTL ini juga dibuat untuk memenuhi ketentuan sebagaimana ditetapkan dalam regulasi yang berlaku khususnya Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014. Penyusunan RUPTL 2025-2034 juga didorong oleh timbulnya kebutuhan untuk memperbarui RUPTL 2021-2030 setelah memperhatikan realisasi beban tenaga listrik khususnya potensi pelanggan besar yang belum terakomodasi, dan realisasi penyelesaian beberapa proyek pembangkit tenaga listrik seperti PLTP, PLTA, PLTU, dan pembangkit lainnya, baik proyek PLN maupun proyek listrik dari Pengembang Pembangkit Listrik (PPL) yang lebih dikenal dengan sebutan *Independent Power Producer* (IPP), serta indikator lain yang mempengaruhi kondisi pasokan dan kebutuhan tenaga listrik seperti pertumbuhan ekonomi.

Penyusunan RUPTL ini juga dilatarbelakangi oleh kondisi di mana terjadi perkembangan dinamika eksternal yang ada, antara lain secara spasial, waktu dan kapasitas terjadi kondisi *oversupply* di satu area (yang diprediksi memiliki pertumbuhan ekonomi baik) dan di sisi lain terjadi *undersupply* di area yang lain (yang diprediksi memiliki pertumbuhan ekonomi biasa). Dengan demikian maka diperlukan transformasi RUPTL yang disusun untuk menjawab permasalahan-permasalahan tersebut.

RUPTL ini disusun berbasis perencanaan sistem kelistrikan per provinsi. Namun demikian, proses optimalisasi perencanaan tetap dilakukan per sistem kelistrikan apabila telah ada jaringan interkoneksi untuk mengoptimalkan pemanfaatan dan alokasi sumber daya. Lampiran perencanaan per provinsi akan bermanfaat untuk memperlihatkan apa yang telah direncanakan oleh PLN pada setiap provinsi tersebut.

RUPTL ini juga telah mempertimbangkan dampak dari pandemi COVID-19 terhadap proyeksi penjualan tenaga listrik, masa pemulihan penjualan sektor-sektor pelanggan terdampak pandemi serta rencana pengembangan infrastruktur, baik pembangkit, transmisi maupun gardu induk.

Dalam RUPTL ini terdapat beberapa *Committed Project* untuk pembangkit listrik yang akan dilaksanakan oleh PLN maupun IPP, namun pada pelaksanaannya RUPTL akan tetap mengakomodasi potensi kebutuhan tenaga listrik yang belum tercantum dalam RUPTL (*additional demand*) sesuai ketentuan RUPTL ini. Pembelian *excess power* sesuai kebutuhan PLN serta kerja sama untuk pemanfaatan infrastruktur transmisi baik milik PLN maupun milik swasta dapat dilakukan melalui skema Sewa Jaringan sesuai regulasi yang berlaku.

Mayoritas proyek transmisi dilakukan oleh PLN sebagai proyek infrastruktur, namun khusus untuk beberapa ruas transmisi yang menghubungkan suatu pembangkit IPP ke jaringan terdekat dapat dibangun oleh IPP dengan status kepemilikan transmisi adalah milik PLN.

RUPTL akan dievaluasi secara berkala untuk disesuaikan dengan perubahan beberapa parameter kunci yang menjadi dasar penyusunan rencana pengembangan sistem tenaga listrik. Dengan demikian RUPTL selalu dapat menyajikan rencana pengembangan sistem yang mutakhir dan dapat dijadikan sebagai pedoman implementasi proyek-proyek tenaga listrik.

Selain itu, dalam menjalankan amanat Undang-Undang Nomor 16 Tahun 2016 tentang Pengesahan *Paris Agreement to the United Nations Framework Convention on Climate Change* (Persetujuan Paris atas Konvensi Kerangka Kerja Perserikatan Bangsa-Bangsa mengenai Perubahan Iklim) sebagai ratifikasi dari *Paris Agreement* Tahun 2016 serta mendukung rencana Pemerintah dalam menerapkan *Net Zero Emission*, maka PLN telah melakukan berbagai skenario dalam mencapai target tersebut yang tertuang dalam penyusunan RUPTL 2025-2034.

Selanjutnya saat ini PLN telah bertransformasi dengan melaksanakan pembentukan *subholding* di lingkungan PLN, dan karenanya PLN bermaksud melibatkan *subholding* PLN tersebut di dalam pembangunan infrastruktur pembangkit listrik, sebagaimana akan dijelaskan lebih lanjut dalam RUPTL ini.

I.2. Landasan Hukum

1. Undang-Undang Nomor 17 Tahun 2007 tentang Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) Tahun 2005-2025;
2. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi;
3. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan;
4. Undang-Undang Nomor 16 Tahun 2016 tentang Pengesahan Paris *Agreement to the United Nations Framework Convention On Climate Change*;
5. Undang-Undang Nomor 6 Tahun 2023 tentang Penetapan Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang Nomor 2 Tahun 2022 tentang Cipta Kerja menjadi Undang-Undang;
6. Undang-Undang Nomor 21 Tahun 2023 tentang Perubahan atas Undang-Undang Nomor 3 Tahun 2022 tentang Ibu Kota Negara (IKN);
7. Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014;
8. Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional;
9. Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2015 tentang Rencana Induk Pembangunan Industri Nasional (RIPIN) Tahun 2015-2035;
10. Peraturan Pemerintah Nomor 46 Tahun 2017 tentang Instrumen Ekonomi Lingkungan Hidup;
11. Peraturan Pemerintah Nomor 5 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Perizinan Berusaha Berbasis Risiko sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 11 Tahun 2023;
12. Peraturan Pemerintah Nomor 25 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Bidang Energi dan Sumber Daya Mineral;
13. Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara, dan Gas, sebagaimana telah diubah terakhir kali dengan Peraturan Presiden Nomor 194 Tahun 2014;
14. Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015 tentang Kerja sama Pemerintah dengan Badan Usaha;
15. Peraturan Presiden Nomor 40 Tahun 2016 tentang Penetapan Harga Gas Bumi sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 121 Tahun 2020;

16. Peraturan Presiden Nomor 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional;
17. Peraturan Presiden Nomor 61 Tahun 2015 tentang Penghimpunan Dan Penggunaan Dana Perkebunan Kelapa Sawit sebagaimana telah diubah terakhir kali dengan Peraturan Presiden Nomor 66 Tahun 2018;
18. Peraturan Presiden Nomor 35 Tahun 2018 tentang Percepatan Pembangunan Instalasi Pengolah Sampah Menjadi Energi Listrik Berbasis Teknologi Ramah Lingkungan;
19. Peraturan Presiden Nomor 55 Tahun 2019 tentang Percepatan Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 79 Tahun 2023;
20. Peraturan Presiden Nomor 98 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Nilai Ekonomi Karbon Untuk Pencapaian Target Kontribusi Yang Ditetapkan Secara Nasional Dan Pengendalian Emisi Gas Rumah Kaca Dalam Pembangunan Nasional;
21. Peraturan Presiden Nomor 63 Tahun 2022 tentang Perincian Rencana Induk Ibu Kota Nusantara;
22. Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik;
23. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 32 Tahun 2008 tentang Penyediaan, Pemanfaatan, dan Tata Niaga Bahan Bakar Lainnya sebagaimana telah diubah terakhir kali dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 12 Tahun 2015;
24. Peraturan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Nomor 15 Tahun 2010 tentang Daftar Proyek-proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara Dan Gas Serta Transmisi Terkait sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 21 Tahun 2013;
25. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 9 Tahun 2016 tentang Tata Cara Penyediaan dan Penetapan Harga Batubara untuk Pembangkit Listrik Mulut Tambang sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 24 Tahun 2016;
26. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 28 Tahun 2016 tentang Tarif Tenaga Listrik Yang Disediakan oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagaimana telah diubah terakhir kali dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral 3 Tahun 2020;
27. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 07 Tahun 2017 tentang tata cara penetapan harga patokan penjualan mineral logam dan batubara sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 11 Tahun 2020;
28. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 10 Tahun 2017 tentang Pokok-Pokok dalam Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik yang telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 49 Tahun 2017 dan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 10 Tahun 2018;
29. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 19 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Batubara untuk Pembangkit Listrik dan Pembelian Kelebihan Tenaga Listrik (*Excess Power*);
30. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 27 Tahun 2017 tentang Tingkat Mutu Pelayanan dan Biaya yang Terkait dengan Penyaluran Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 18 Tahun 2019;
31. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 45 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Tenaga Listrik

sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 10 Tahun 2020;

32. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 50 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah terakhir kali dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 4 Tahun 2020;
33. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 58 Tahun 2017 tentang Harga Jual Gas Bumi Melalui Pipa Pada Kegiatan Usaha Hilir Minyak Dan Gas Bumi sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 14 Tahun 2019;
34. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 25 tahun 2018 tentang Pengusahaan Pertambangan Mineral dan Batubara sebagaimana telah diubah terakhir kali dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 17 Tahun 2020;
35. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 37 tahun 2018 tentang Penawaran Wilayah Kerja Panas Bumi, Pemberian Izin Panas Bumi, dan Penugasan Pengusahaan Panas Bumi;
36. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 5 Tahun 2021 tentang Standar Kegiatan Usaha dan Produk pada Penyelenggaraan Perizinan Berusaha Berbasis Risiko Sektor Energi dan Sumber Daya Mineral;
37. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 11 Tahun 2021 tentang Pelaksanaan Usaha Ketenagalistrikan;
38. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 26 Tahun 2021 tentang Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap yang Terhubung pada Jaringan Tenaga Listrik Pemegang Izin Usaha Penyediaan Listrik untuk Kepentingan Umum;
39. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 16 Tahun 2022 tentang Tata Cara Penyelenggaraan Nilai Ekonomi Karbon Subsektor Pembangkit Tenaga Listrik;
40. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 16 Tahun 2022 tentang Tata Cara Penyelenggaraan Nilai Ekonomi Karbon Subsektor Pembangkit Tenaga Listrik;
41. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 10 Tahun 2023 tentang Tata Cara Penyusunan, Penyampaian dan Persetujuan Rencana Kerja dan Anggaran Biaya serta Tata Cara Pelaporan Pelaksanaan Kegiatan Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara;
42. Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan Nomor P.15/MENLHK/SETJEN/KUM.1/4/2019 Tahun 2019 tentang Baku Mutu Emisi Pembangkit Listrik Tenaga Termal;
43. Peraturan Menteri Badan Usaha Milik Negara Republik Indonesia Nomor Per-2/Mbu/03/2023 Tahun 2023 Tentang Pedoman Tata Kelola Dan Kegiatan Korporasi Signifikan Badan Usaha Milik Negara;
44. Peraturan Otoritas Jasa Keuangan Nomor 32/POJK.03/2018 tentang Batasan Maksimum Pemberian Kredit dan Penyediaan Dana Besar Bagi Bank Umum sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Otoritas Jasa Keuangan Nomor 38/POJK.03/2019 Tahun 2019;
45. Keputusan Presiden Nomor 6 Tahun 2017 tentang Penetapan Pulau-Pulau Kecil Terluar;
46. Keputusan Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal atas nama Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 25/1/IUPTL/PMDN/2016 Tanggal 27 September 2016 tentang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero);
47. Keputusan Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal atas nama Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2/1/IUPTL-T/

PMDN/2018 tanggal 18 Januari 2018 tentang Perubahan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero);
48. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor:85.K/TL.01/MEM.L/2025 tanggal 5 Maret 2025 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional;
49. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 34 Tahun 2020 tentang Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi untuk Penyediaan Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero);
50. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor: 309.K/TL.01/MEM.L/2022 tentang Percepatan Perijinan Berusaha Bidang Ketenagalistrikan dalam Rangka Restrukturisasi Organisasi PT PLN (Persero);
51. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor: 36.K/HK.02/MEM.S/2023 Tahun 2023 tentang Penugasan Pelaksanaan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan dan Gas Bumi untuk Kawasan Inti Pusat Pemerintahan Ibu Kota Nusantara;
52. Keputusan Menteri Dalam Negeri Nomor 100.1.1-6117 Tahun 2022 tentang Pemberian dan Pemutakhiran Kode, Data Wilayah Administrasi Pemerintahan, dan Pulau Tahun 2022.

I.3. Visi dan Misi Perusahaan

Pada Anggaran Dasar PLN Tahun 2008 Pasal 3 disebutkan bahwa tujuan dan lapangan usaha PLN adalah menyelenggarakan usaha penyediaan tenaga listrik bagi kepentingan umum dalam jumlah dan mutu yang memadai serta memupuk keuntungan dan melaksanakan penugasan Pemerintah di bidang ketenagalistrikan dalam rangka menunjang pembangunan dengan menerapkan prinsip-prinsip perseroan terbatas.

Berkenaan dengan tujuan dan lapangan usaha PLN tersebut di atas, maka visi PLN adalah sebagai berikut: "**Menjadi Perusahaan Global Top 500 dan #1 Pilihan Pelanggan untuk Solusi Energi.**"

Untuk melaksanakan penugasan Pemerintah dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik dan mengacu kepada visi tersebut, maka PLN akan:
1. Menjalankan bisnis kelistrikan dan bidang lain yang terkait, berorientasi pada kepuasan pelanggan, anggota perusahaan, dan pemegang saham;
2. Menjadikan tenaga listrik sebagai media untuk meningkatkan kualitas kehidupan masyarakat;
3. Mengupayakan agar tenaga listrik menjadi pendorong kegiatan ekonomi;
4. Menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan.

I.4. Tujuan dan Sasaran Penyusunan RUPTL

Pada dasarnya tujuan penyusunan RUPTL adalah memberikan pedoman dan acuan pengembangan sarana tenaga listrik PLN dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik di wilayah usahanya secara lebih efisien, lebih terencana dan berwawasan lingkungan, sehingga dapat dihindari inefisiensi perusahaan sejak tahap perencanaan.

Melalui RUPTL pasca transformasi ini diharapkan nantinya PLN dapat menjawab setiap perkembangan eksternal yang sangat dinamis dari waktu ke waktu seperti penambahan atau pengurangan *demand*, kebijakan pemerintah, faktor perubahan iklim, perkembangan teknologi dan lain-lain. Dengan demikian pemenuhan kebutuhan infrastruktur ketenagalistrikan dapat dilakukan secara dinamis sampai dengan batas yang ditetapkan dalam RUKN, dan karenanya PLN dapat memberikan pelayanan terbaik dan andal kepada pelanggan secara tepat waktu serta pada saat yang bersamaan menjawab kebutuhan transisi energi menuju *Net Zero Emission* (NZE).

Terkait transformasi RUPTL tersebut, terdapat 9 (sembilan) totok relaksasi yang diharapkan dapat mendukung pelaksanaan RUPTL yang bersifat lebih dinamis dan strategis dalam mengikuti perkembangan dinamika eksternal yang dapat berpengaruh terhadap pelaksanaan kegiatan usaha PLN, yaitu sebagai berikut:

1. RUPTL dapat menjawab secara responsif dinamika eksternal yang terjadi dari waktu ke waktu seperti penambahan atau pengurangan *demand*, kebijakan pemerintah, faktor perubahan iklim, perkembangan teknologi dan lain-lain. Dengan demikian pemenuhan kebutuhan infrastruktur ketenagalistrikan dapat dilakukan secara dinamis mengikuti perkembangan eksternal sampai dengan batas atas yang ditetapkan dalam RUKN;
2. RUPTL membuka ruang untuk inisiasi kegiatan kajian, perizinan, *pra* konstruksi dan kegiatan lain untuk menunjang pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan yang membutuhkan waktu pembangunannya lebih lama dari jangka waktu RUPTL dapat dilakukan lebih awal meskipun belum tercantum dalam *list* Proyek dalam RUPTL ini, setelah mendapatkan persetujuan Menteri ESDM;
3. Sejalan dengan transformasi PLN melalui pembentukan *subholding* di lingkungan PLN, terdapat penyesuaian strategi pembangunan infrastruktur pembangkitan, yaitu melalui Porsi PLN, Porsi *Subholding* PLN (SH-PLN) dan Porsi IPP, dengan penjelasan sebagai berikut:
   a. Porsi PLN, adalah infrastruktur pembangkitan yang direncanakan akan dibangun sendiri oleh PLN. Dalam pelaksanaannya, PLN dapat mengalokasikan pembangunan tersebut kepada *subholding* PLN atau anak perusahaan PLN lainnya, di mana *subholding*/anak perusahaan tersebut memiliki opsi untuk mengerjakan sendiri atau bekerja sama dengan pihak lain. Dalam kerja sama tersebut, kepemilikan saham *subholding*/anak perusahaan PLN minimal 51% baik secara langsung maupun tidak langsung. Porsi PLN ini juga nantinya akan mencakup pembangkit Porsi SH-PLN yang telah di alokasikan kepada *subholding* namun tidak dapat dilaksanakan atau dikembalikan oleh *subholding* kepada PLN;
   b. Untuk Porsi *Subholding* PLN, atau selanjutnya disebut SH-PLN adalah infrastruktur pembangkitan porsi PLN yang sejak awal telah ditugaskan atau dialokasikan kepada *subholding* PLN, di mana pembangunannya dapat dilakukan sendiri oleh *subholding* PLN tersebut ataupun melalui kerja sama *subholding* PLN dengan pihak lain. Dalam kerja sama tersebut, kepemilikan saham *subholding* PLN minimal 51% baik secara langsung maupun tidak langsung. Porsi SH-PLN dapat dikembalikan ke PLN, yang kemudian statusnya berubah kembali menjadi Porsi PLN;
   c. Untuk Porsi IPP, adalah infrastruktur pembangkitan yang akan dibangun melalui skema *Independent Power Producer* (IPP). Dalam skema ini, *subholding* PLN dapat berpartisipasi melalui kepemilikan saham dengan besaran persentase kepemilikan saham *subholding* PLN sesuai dengan *commercial analysis* yang memberikan *benefit* paling optimal bagi PLN *Group*;
4. Terkait dengan komitmen pelaksanaan program transisi energi, PLN telah mendeklarasikan konsep *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) termasuk program strategis pendukung ARED seperti pengembangan *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage (CCU)/Carbon Capture Utilization Storage (CCUS), Battery Energy Storage System (BESS),* atau program pengurangan emisi lainnya;
5. Mengingat biaya pengembangan atau pembangunan transmisi dan teknologi terkait untuk penguatan sistem, misalnya *Battery Energy*

Storage System (BESS), membutuhkan investasi yang besar (*cost centre*), maka diperlukan adanya ruang bagi Pemerintah untuk dapat ikut berpartisipasi dalam pembangunan transmisi (S*uper Grid, Smart Grid,* dan *Control System*). Hal ini juga berlaku bagi pihak ketiga yang ingin bekerja sama dengan PLN. Untuk itu perlu adanya ketentuan di dalam RUPTL yang membuka ruang untuk hal ini;

6. Untuk mendukung pertumbuhan *Variable Renewable Energy* (VRE) secara signifikan, RUPTL membuka ruang atas konsep-konsep yang secara aspek teknis dapat mengoptimalkan volume atau besaran VRE dalam suatu sistem ketenagalistrikan, seperti pengembangan *flexible generation* dengan *multi source power*, misalnya *wind turbine* atau *solar* yang dikombinasikan dengan pembangkit eksisting maupun rencana. yang disertai dengan investasi *smart micro grid*. *Flexible generation* maupun teknologi pendukung lainnya yang diharapkan tidak menjadi beban bagi sistem PLN;
7. Mengingat ketahanan energi adalah sesuatu yang esensial, seperti layaknya minyak dan gas bumi yang memiliki cadangan nasional, maka di dalam sistem ketenagalistrikan juga memerlukan strategi ketahanan ketenagalistrikan guna memastikan sistem ketenagalistrikan dapat berjalan secara andal dan berkesinambungan sesuai dengan perkembangan kebutuhan. Hal ini menjadi lebih mendesak dan penting mengingat Indonesia adalah negara kepulauan dengan rentang yang sangat luas dan pertumbuhan ekonomi yang sangat dinamis, sehingga membutuhkan cadangan yang cukup yang siap dimobilisasi pada saat diperlukan;
8. Untuk mendukung transisi energi, RUPTL membuka ruang atas pemanfaatan potensi sumber gas baru sehingga dapat lebih mengoptimalkan pembangunan PLTG/MG/GU guna pemenuhan kebutuhan ketenagalistrikan. Selanjutnya PLN dapat segera melakukan pembangunan infrastruktur pembangkit listrik tenaga gas dan menyesuaikan kebutuhan alokasi gasnya berkaitan dengan sumber gas baru tersebut;
9. Untuk mendukung dinamika eksternal dan kondisi aktual yang dapat berbeda dengan asumsi pada saat penyusunan RUPTL, maka RUPTL ini membuka ruang untuk melakukan perubahan/penyesuaian rencana pengembangan atau pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan sebagaimana diuraikan lebih lanjut dalam RUPTL ini.

Sasaran RUPTL yang ingin dicapai ke depannya secara nasional adalah pemenuhan kebutuhan kapasitas dan energi listrik, pemanfaatan energi baru dan terbarukan (EBT), peningkatan efisiensi dan kinerja sistem tenaga listrik sejak tahap perencanaan, yang meliputi:

1. Tercapainya pemenuhan kebutuhan kapasitas dan energi listrik setiap tahun dengan tingkat keandalan[1] yang diinginkan secara *least-cost*;
2. Tercapainya bauran energi (*energy-mix*) pembangkitan tenaga listrik yang lebih baik untuk menurunkan Biaya Pokok Penyediaan yang dicerminkan oleh pengurangan penggunaan bahan bakar minyak, sejalan dengan target pemerintah;
3. Tercapainya target penurunan emisi gas rumah kaca (GRK) yang sejalan dengan target pemerintah;
4. Tercapainya pemanfaatan energi baru dan terbarukan sesuai dengan program pemerintah, terutama panas bumi, tenaga air serta energi terbarukan lain seperti surya, bayu, biomassa, sampah dan sebagainya;

---

[1]Tingkat keandalan dicerminkan oleh tersedianya cadangan atau *reserve margin*.

5. Tercapainya Rasio Elektrifikasi yang digariskan pada Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN);
6. Tercapainya keandalan dan kualitas listrik yang makin baik;
7. Tercapainya angka rugi jaringan transmisi dan distribusi yang makin rendah.

I.5. Proses Penyusunan RUPTL dan Penanggung jawab

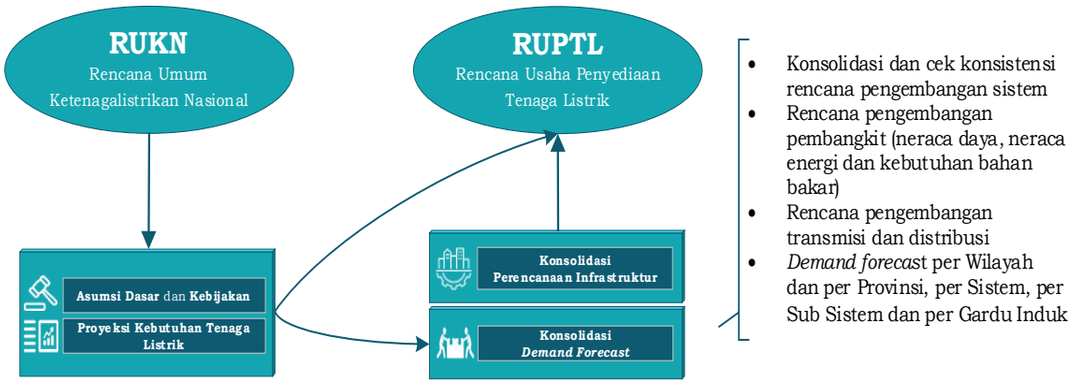
Penyusunan RUPTL ini dilaksanakan dengan proses sebagai berikut:

1. PLN merujuk kepada RUKN khususnya mengenai kebijakan Pemerintah tentang perencanaan ketenagalistrikan, transisi energi, kebijakan pemanfaatan energi primer, kebijakan perlindungan lingkungan, kebijakan tingkat cadangan (*reserve margin*), dan target Rasio Elektrifikasi. Proyeksi pertumbuhan jumlah penduduk menggunakan data pada buku Proyeksi Penduduk Indonesia 2020-2050 Hasil Survei Penduduk dari Bappenas-BPS-UNPF Tahun 2023. Sedangkan untuk proyeksi jumlah orang per rumah tangga mengacu pada Statistik Indonesia 2014-BPS;
2. PLN Kantor Pusat menetapkan kebijakan dan asumsi dasar setelah memperhatikan RUKN, target transisi energi, program-program Pemerintah, serta kebijakan Pemerintah lainnya, seperti asumsi pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan dan jumlah penduduk, inflasi, target Rasio Elektrifikasi, penurunan emisi, dan target pengembangan EBT. Proyeksi pertumbuhan ekonomi memperhatikan dampak dari pandemi COVID-19 terhadap sektor-sektor ekonomi dan waktu pemulihan untuk setiap sektor terkait. Asumsi proyeksi pertumbuhan ekonomi menggunakan asumsi proyeksi pertumbuhan ekonomi per provinsi dan per sektor lapangan didapat dari konsultan Universitas Gadjah Mada (UGM) yang sejalan dengan asumsi pertumbuhan ekonomi nasional dari Bappenas;
3. Asumsi angka inflasi untuk perhitungan eskalasi tarif menggunakan asumsi inflasi pada RUKN. Angka inflasi digunakan untuk memproyeksi tarif rata-rata setiap golongan pelanggan di setiap provinsi. Asumsi proyeksi pertumbuhan dan jumlah penduduk data pada buku Proyeksi Penduduk Indonesia 2020-2050 Hasil Survei Penduduk dari Bappenas-BPS-UNPF Tahun 2023. Sedangkan untuk asumsi jumlah orang per rumah tangga mengacu pada Statistik Indonesia 2014-BPS. Angka Rasio Elektrifikasi mengacu pada target Rasio Elektrifikasi pada RUKN;
4. Memperhatikan asumsi-asumsi dasar tersebut, serta data-data realisasi penjualan, daftar tunggu pelanggan besar serta program Pemerintah seperti Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), Destinasi Pariwisata Prioritas (DPP), Destinasi Pariwisata Super Prioritas (DPSP), Sentra Kelautan dan Perikanan Terpadu (SKPT) dan jaringan listrik pos lintas batas Negara (PLBN), selanjutnya prakiraan beban listrik dimulai dengan proses *bottom up* di mana beban listrik per provinsi dihitung oleh PLN Unit Induk Wilayah/Distribusi dengan supervisi PLN Kantor Pusat;
5. Proyeksi kebutuhan dengan indikator-indikator di atas akan dijadikan sebagai *basic* proyeksi yang diasumsikan sebagai *natural growth* dan belum mengakomodasi semua potensi pelanggan besar yang akan masuk. *Basic* proyeksi per provinsi tersebut dibuat dengan menggunakan metode regresi-ekonometri menggunakan Aplikasi *Simple-E* berbasis statistik. Memperhatikan proyeksi pertumbuhan ekonomi, populasi, target Rasio Elektrifikasi, tarif listrik, data historis penjualan listrik, jumlah pelanggan dan daya tersambung, maka kemudian dibentuk persamaan model regresi untuk memproyeksi pertumbuhan ke depan;

6. Potensi pelanggan besar akan diinjeksi ke dalam *basic* proyeksi untuk membentuk skenario proyeksi kebutuhan tenaga listrik. Pada RUPTL 2025-2034, pengembangan infrastruktur didasari strategi *demand driven* di mana infrastruktur yang dibangun berdasarkan proyeksi permintaan listrik. *Confidence level* pelanggan akan mempengaruhi *risk level* setiap pelanggan KTT dan selanjutnya akan berdampak pada skenario pengembangan infrastruktur. Skenario pengembangan infrastruktur *Base* akan mengakomodasi beban KTT dengan tingkat kepastian tinggi dan medium dengan risiko relatif lebih rendah dibanding skenario pengembangan infrastruktur tambahan. KTT dengan tingkat kepastian rendah dan memberikan level risiko yang lebih tinggi akan dibangun ketika sudah terdapat kejelasan mengenai lokasi, waktu, dan kapasitas listrik yang dibutuhkan;
7. Selanjutnya atas dasar *demand forecast* tersebut, disusun suatu rencana pengembangan pembangkitan, rencana transmisi dan gardu induk (GI), rencana distribusi dan rencana pengembangan sistem tenaga listrik *isolated*. Penyusunan ini dilakukan oleh PLN Unit Induk Wilayah/ Distribusi/P2B/P3BS dan PLN Kantor Pusat sesuai dengan tanggung-jawab masing-masing. Untuk rencana pengembangan infrastruktur, pada batang tubuh RUPTL akan dijabarkan infrastruktur untuk memenuhi proyeksi kebutuhan *demand*;
8. Pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan untuk menyuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila tingkat kepastian dari potensi pelanggan KTT menjadi *confindence level* tinggi. Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di wilayah usaha PLN termasuk dalam hal adanya tambahan kebutuhan listrik bagi *smelter*, kawasan industri baru, dan konsumen besar lainnya, yang belum tercantum dalam RUPTL (*additional demand*), PLN dapat memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut selama ada kepastian atas *additional demand* tersebut;
9. Konsolidasi perencanaan tahap berikutnya yang melibatkan PLN Unit Induk Wilayah/Distribusi/P2B/P3B dan PLN Kantor Pusat dimaksudkan untuk memverifikasi dan menyepakati *demand forecast*, *capacity balance* dan rencana gardu induk, rencana transmisi dan rencana pembangkit sistem *isolated* yang dihasilkan oleh PLN Unit Induk Wilayah/Distribusi/ P2B/P3B. Pada *workshop* perencanaan ini juga dilakukan verifikasi jadwal *commercial operation date* (COD)[2] proyek-proyek pembangkit PLN dan IPP, estimasi pasokan gas alam dan *Liquefied Natural Gas* (LNG)/*Compressed Natural Gas* (CNG), batubara, serta kebutuhan dan program pembangkit sewa untuk mengatasi kekurangan tenaga listrik;
10. Konsolidasi produk perencanaan sistem dalam seluruh wilayah usaha PLN menjadi *Draft* RUPTL. Pengajuan pengesahan RUPTL kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dilakukan oleh Direksi PLN. RUPTL ini selanjutnya akan menjadi referensi untuk pembuatan Rencana Jangka Panjang Perusahaan (RJPP) lima tahunan, serta menjadi pedoman keputusan investasi tahunan PLN dalam Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan (RKAP).

---

[2] COD atau *commercial operation date* adalah tanggal beroperasinya sebuah proyek tenaga listrik secara komersial.



Gambar 1.1 Proses Penyusunan RUPTL

Pembagian tanggung jawab penyusunan RUPTL ditunjukkan pada Tabel 1.1.

Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL

Kegiatan Pokok	P2B/P3B/ Transmisi	Wilayah	Pembangkit	Distribusi	Pusat
Kebijakan umum dan asumsi	U	U	U	U	E
Demand forecasting		E		E	P
Perencanaan Pembangkitan	S	S	S		P, E*)
Perencanaan Transmisi	E	E			P,E
Perencanaan Distribusi		E		E	P
Perencanaan GI	E	E		E	P,E
Perencanaan Pembangkitan *Isolated*		E		E	P,E
Konsolidasi					E

Keterangan:
E: Pelaksana (*Executor); P:* Pembinaan (*Parenting); U:* Pengguna (*User); S:* Pendukung (*Supporting), *) untuk Sistem Besar*

I.6. Ruang Lingkup dan Wilayah Usaha

Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PLN telah ditetapkan oleh Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal (BKPM) atas nama Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Keputusan Nomor 2/1/IUPTL-T/PMDN/2018 Tanggal 18 Januari 2018 tentang Perubahan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) (Keputusan Kepala BKPM), dengan wilayah usaha PLN meliputi seluruh wilayah Republik Indonesia, kecuali yang ditetapkan oleh Pemerintah sebagai Wilayah Usaha bagi Badan Usaha Milik Negara lainnya, Badan Usaha Milik Daerah, Badan Usaha Swasta atau Koperasi.

Ruang Lingkup RUPTL 2025-2034 ini mencakup seluruh Wilayah Usaha PLN yang ditetapkan dengan Keputusan Kepala BKPM tersebut, kecuali wilayah usaha lain di Indonesia. RUPTL ini akan menjelaskan rencana pengembangan tenaga listrik di seluruh wilayah usaha PLN. Penyusunan RUPTL dibagi menjadi beberapa wilayah operasi, antara lain Sumatera, Jawa Madura dan Bali, Kalimantan, Sulawesi, Maluku, Papua dan Nusa Tenggara. Selain itu RUPTL ini juga menampilkan rencana pengembangan sistem tenaga listrik per provinsi.

Di bawah ini adalah penjelasan mengenai wilayah operasi sesuai organisasi PLN saat ini.

Wilayah Operasi Sumatera dan Kalimantan

Wilayah usaha di Sumatera meliputi wilayah usaha PLN di Pulau Sumatera dan pulau-pulau di sekitarnya antara lain Bangka-Belitung, Kepulauan Riau kecuali pulau Batam.

Wilayah usaha ini dilayani oleh PLN Unit Induk Distribusi Aceh, PLN Unit Induk Distribusi Sumatera Utara, PLN Unit Induk Distribusi Sumatera Barat, PLN Unit Induk Distribusi Riau dan Kepri, PLN Unit Induk Distribusi Sumatera Selatan-Jambi-Bengkulu (S2JB), PLN Unit Induk Distribusi Lampung, dan PLN Unit Induk Wilayah Bangka Belitung bertanggung jawab mengelola jaringan distribusi, pelanggan dan pembangkit skala kecil di sistem-sistem kecil *isolated*. Sementara pengelolaan jaringan transmisi dan GI dikelola oleh PLN Unit Induk P3B Sumatera.

Pembangkit tenaga listrik milik PLN di Pulau Sumatera pada dasarnya dikelola oleh *subholding* PLN Indonesia Power dan PLN Nusantara Power, kecuali beberapa pembangkit di sistem *isolated* yang dikelola oleh PLN Unit Induk Wilayah/Distribusi.

Wilayah usaha di Kalimantan meliputi Wilayah usaha PLN di Pulau Kalimantan dan pulau-pulau kecil di sekitarnya termasuk Tarakan. Wilayah usaha ini dilayani oleh PLN Unit Induk Distribusi Kalimantan Barat, PLN Unit Induk Distribusi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah, PLN Unit Induk Distribusi Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara. Pengelolaan jaringan transmisi dan GI berada di bawah PLN Unit Induk P3B Kalimantan sedangkan jaringan distribusi dan pelanggan berada di bawah PLN Unit Induk Distribusi.

Pengelolaan pembangkit listrik milik PLN dilakukan oleh *subholding* PLN Indonesia Power dan PLN Nusantara Power, kecuali beberapa pembangkit di sistem *isolated* yang dikelola oleh PLN Unit Induk Distribusi.

Wilayah Operasi Jawa, Madura dan Bali

Wilayah usaha PLN di Regional Jawa, Madura dan Bali dilayani oleh PLN Unit Induk Distribusi Jakarta Raya, PLN Unit Induk Distribusi Banten, PLN Unit Induk Distribusi Jawa Barat dan PLN Unit Induk Distribusi Jawa Tengah dan Daerah Istimewa Yogyakarta (DIY), PLN Unit Induk Distribusi Jawa Timur dan PLN Unit Induk Distribusi Bali. PLN Unit Induk Distribusi hanya mengelola jaringan distribusi, pelanggan serta pembangkit skala kecil dan *isolated*. Pengelolaan jaringan transmisi dan GI dilakukan oleh PLN Unit Induk Pusat Pengatur Beban (UIP2B) dan PLN Unit Induk Transmisi Jawa Bagian Barat, PLN Unit Induk Transmisi Jawa Bagian Tengah, PLN Unit Induk Transmisi Jawa Bagian Timur dan Bali. Pengelolaan pembangkitan dilakukan oleh PLN Unit Induk Pembangkitan Tanjung Jati, *subholding* PLN Indonesia Power dan PLN Nusantara Power.

Wilayah Operasi Sulawesi, Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Wilayah usaha PLN di Sulawesi meliputi wilayah usaha PLN di Pulau Sulawesi dan pulau-pulau kecil di sekitarnya. Wilayah usaha di Sulawesi dilayani oleh PLN Unit Induk Distribusi Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah dan Gorontalo, PLN Unit Induk Distribusi Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara dan Sulawesi Barat dan PLN Unit Induk Pusat Penyaluran dan Pengatur Beban Sulawesi. Pengelolaan pembangkitan, jaringan transmisi dan GI berada di bawah PLN Unit Induk Pusat Penyaluran dan Pengatur Beban Sulawesi sedangkan jaringan distribusi dan pelanggan berada di bawah PLN Unit Induk Distribusi.

Wilayah usaha di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara meliputi wilayah usaha PLN di Kepulauan Maluku, Papua dan Nusa Tenggara. Kepulauan Maluku dilayani oleh PLN Unit Induk Wilayah Maluku dan Maluku Utara, wilayah usaha PLN di Papua dilayani oleh PLN Unit Induk Wilayah Papua dan Papua Barat, dan wilayah usaha di Kepulauan Nusa Tenggara dilayani

oleh PLN Unit Induk Wilayah Nusa Tenggara Barat dan PLN Unit Induk Wilayah Nusa Tenggara Timur. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan dilakukan oleh PLN Unit Induk Wilayah, serta *subholding* PLN Indonesia Power dan PLN Nusantara Power. Peta wilayah usaha PLN diperlihatkan pada Gambar 1.2.



Gambar 1.2 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero)

I.7. Sistematika Dokumen RUPTL

Dokumen RUPTL ini disusun dengan sistematika sebagai berikut:

1. Bab I – Pendahuluan
   Berisi pendahuluan yang meliputi latar belakang, landasan hukum, visi dan misi perusahaan, tujuan dan sasaran penyusunan RUPTL, proses penyusunan RUPTL dan penanggung jawab, ruang lingkup dan wilayah usaha, serta sistematika dokumen RUPTL.
2. Bab II – Strategi Pengembangan Infrastruktur Penyediaan Tenaga Listrik dan Penjualan Tenaga Listrik
   Menjelaskan strategi PLN untuk pengembangan infrastruktur penyediaan tenaga listrik dan penjualan tenaga listrik.
3. Bab III – Ketersediaan Sumber Energi dan Strategi Pemanfaatan
   Menjelaskan ketersediaan sumber energi dan strategi pemanfaatannya, baik untuk energi baru dan terbarukan (EBT) maupun energi tak terbarukan.
4. Bab IV – Kondisi Usaha Penyediaan Tenaga Listrik
   Menjelaskan kondisi usaha penyediaan tenaga listrik, baik kondisi penjualan, penambahan pelanggan, pendapatan dari penjualan tenaga listrik maupun kapasitas terpasang tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi, gardu induk, dan distribusi.
5. Bab V – Rencana Penyediaan Tenaga Listrik
   Menjelaskan kondisi penyediaan tenaga listrik jangka panjang PLN, meliputi kriteria dan kebijakan perencanaan, asumsi dasar, perubahan-perubahan proyek pembangkit terhadap RUPTL 2021-2030, proyeksi penjualan tenaga listrik dan jumlah pelanggan, rencana pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi serta listrik perdesaan, proyeksi bauran energi dan kebutuhan bahan bakar, serta proyeksi emisi gas rumah kaca (GRK).
6. Bab VI – Kebutuhan Investasi dan Indikasi Pendanaan
   Menjelaskan tentang investasi, indikasi pendanaan, dan biaya pokok penyediaan (BPP) tenaga listrik.
7. Bab VII – Analisis Risiko
   Menjelaskan analisis risiko jangka panjang dan langkah mitigasinya.
8. Bab VIII – Kesimpulan
   Memberikan kesimpulan.

Selanjutnya rencana pasokan pada beberapa calon pelanggan besar, pengembangan tenaga listrik per provinsi dan analisis risiko diuraikan di dalam lampiran.

II. STRATEGI PENGEMBANGAN INFRASTRUKTUR PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK DAN PENJUALAN TENAGA LISTRIK

Pengembangan sarana ketenagalistrikan dalam RUPTL 2025-2034 ini dibuat dengan memperhatikan kesesuaian terhadap RUKN dan kebijakan perusahaan dalam merencanakan pertumbuhan penjualan, pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi, rencana Pemerintah untuk mendorong kecukupan tenaga listrik, serta kebijakan pengembangan EBT. Bab ini menjelaskan strategi dan kebijakan sebagaimana dimaksud.

Pengembangan sarana ketenagalistrikan tersebut atau Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan (PIK) merupakan salah satu Proyek Strategis Nasional (PSN) yang diprioritaskan oleh Pemerintah Indonesia. Untuk mendukung pembangunan PIK, Pemerintah telah menerbitkan Peraturan Presiden Nomor 3 Tahun 2016 tentang Percepatan Pelaksanaan Proyek Strategis Nasional sebagaimana telah beberapa kali diubah terakhir dengan Peraturan Presiden Nomor 109 Tahun 2020, serta Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan sebagaimana diubah melalui Peraturan Presiden Nomor 14 Tahun 2017, bahwa program PIK merupakan bagian dari PSN dengan daftar proyek pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi yang diatur dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) yang ditetapkan Menteri ESDM. Dengan demikian, setiap PIK yang tercantum dalam RUPTL merupakan PSN.

Setiap rincian mengenai suatu proyek atau pembangkit yang disebutkan pada Bab ini yang terdiri dari strategi, metode, daftar proyek, lokasi, kapasitas, jadwal COD, serta pengembang atas proyek tersebut, dapat dilakukan penyesuaian berdasarkan hasil evaluasi atau kajian terhadap faktor-faktor yang berkembang dan relevan yang menjadi bahan pertimbangan, termasuk terkait dengan kebutuhan tenaga listrik di wilayah usaha PLN, adanya kebijakan pemerintah, faktor perubahan iklim, dan perkembangan teknologi. Penyesuaian tersebut merupakan bagian dari pelaksanaan RUPTL dengan batasan maksimum sesuai dengan yang ditetapkan dalam RUKN, sehingga dapat dilaksanakan dengan memperhatikan kelayakan proyek dan tetap sesuai dengan ketentuan RUKN. Setiap penyesuaian rincian tersebut dapat dilaksanakan setelah mendapatkan persetujuan dari Menteri ESDM, dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya. Target COD merupakan batas akhir COD, di mana apabila fasilitas infrastruktur telah siap sebelum target COD dan secara sistem telah dapat menerima maka COD dapat dilakukan lebih awal dari target COD yang tercantum dalam RUPTL.

II.1 Strategi Untuk Melayani Pertumbuhan Kebutuhan Tenaga Listrik

Sejalan dengan misi perusahaan, PLN telah menetapkan Pernyataan Kehendak (*Statement of Corporate Intent*) untuk menjalankan Prinsip Bisnis Berkelanjutan dengan menyeimbangkan aspek ekonomi, lingkungan (*Environment*), sosial (*Social*), dan tata kelola (*Governance*). Praktik Prinsip Bisnis Berkelanjutan diterapkan dalam RUPTL 2025-2034 yang dalam proses penyusunannya mempertimbangkan aspek keterjangkauan harga listrik dan keberlanjutan keuangan korporat serta fiskal negara (*affordability*), perlindungan lingkungan dan pengurangan emisi (*sustainability*), dan keandalan penyediaan listrik (*reliability*).

ENVIRONMENT - Perlindungan lingkungan dan pengurangan emisi

Perlindungan lingkungan dan pengurangan emisi gas rumah kaca (GRK) merupakan tujuan utama dalam mewujudkan pembangunan yang berkelanjutan. PLN mengelola risiko dampak lingkungan dan perubahan iklim dengan menjalankan Skenario ARED (*Accelerated Renewable Energy*

Development). Strategi penurunan emisi GRK melalui ARED dilakukan dengan:

1. Membangun pembangkit EBT;
2. Membangun pembangkit berbahan bakar gas;
3. Membangun *Green Super Grid* dan *Smart Grid*;
4. Melakukan *co-firing biomassa*;
5. *Coal phase down*;
6. Pemanfaatan energi baru;
7. Membangun *Energy Storage*;
8. Implementasi *end to end Smart Grid.*

Penyelenggaraan ketenagalistrikan baik pembangkit, transmisi maupun distribusi dirancang dengan mempertimbangkan perlindungan lingkungan termasuk pada aspek keanekaragaman hayati (*biodiversity*) dan pengelolaan sumber daya air (*water resources management*).

SOCIAL - Pemerataan akses listrik yang andal

PLN menyediakan solusi energi kepada seluruh masyarakat dengan memastikan keandalan listrik melalui SAIDI dan SAIFI yang baik, keterjangkauan akses dan tarif, serta penambahan rasio elektrifikasi melalui program Listrik Desa.

Transisi energi dirancang secara berkeadilan dengan menjalankan prinsip *nobody is left behind*. PLN dalam membangun energi listrik memperhatikan keterlibatan masyarakat (termasuk masyarakat adat dan kaum rentan), kesetaraan gender, aspek kesehatan dan keselamatan kerja, serta hak-hak tenaga kerja di *value chain*.

GOVERNANCE - Manajemen risiko serta tata kelola

Penyelenggaraan penyediaan tenaga listrik dilaksanakan dengan melibatkan *stakeholder* terkait sesuai tata kelola yang berlaku. Manajemen risiko diterapkan dalam perencanaan pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan, di antaranya risiko strategis, risiko finansial, risiko operasional, risiko proyek, dan risiko kepatuhan.

PLN bermaksud untuk menyediakan tenaga listrik dalam jumlah yang cukup kepada masyarakat di wilayah usahanya di seluruh Indonesia secara terus menerus, baik dalam jangka pendek maupun jangka panjang sesuai dengan tingkat mutu pelayanan yang diatur pada Peraturan Menteri ESDM Nomor 18 Tahun 2019 tentang Perubahan atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 27 Tahun 2017 tentang Tingkat Mutu Pelayanan dan Biaya yang Terkait dengan Penyaluran Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

Untuk menjamin ketersediaan energi listrik dalam jumlah yang cukup, kualitas yang baik, dan harga yang wajar dalam rangka meningkatkan kesejahteraan dan kemakmuran rakyat secara adil dan merata serta mewujudkan pembangunan yang berkelanjutan, maka dilakukan penambahan pembangkit, transmisi dan gardu induk serta distribusi yang dituangkan dalam dokumen RUPTL ini sepanjang berada dalam batasan yang ditetapkan dalam RUKN. Selain itu, percepatan peningkatan rasio elektrifikasi dengan penyambungan konsumen *residential* baru dalam jumlah yang cukup tinggi setiap tahun juga merupakan tujuan yang ingin dicapai dalam RUPTL ini. Tujuan lainnya adalah upaya penyelesaian daftar tunggu konsumen besar serta pelanggan potensial dengan memperhatikan kesiapan penyaluran tenaga listrik.

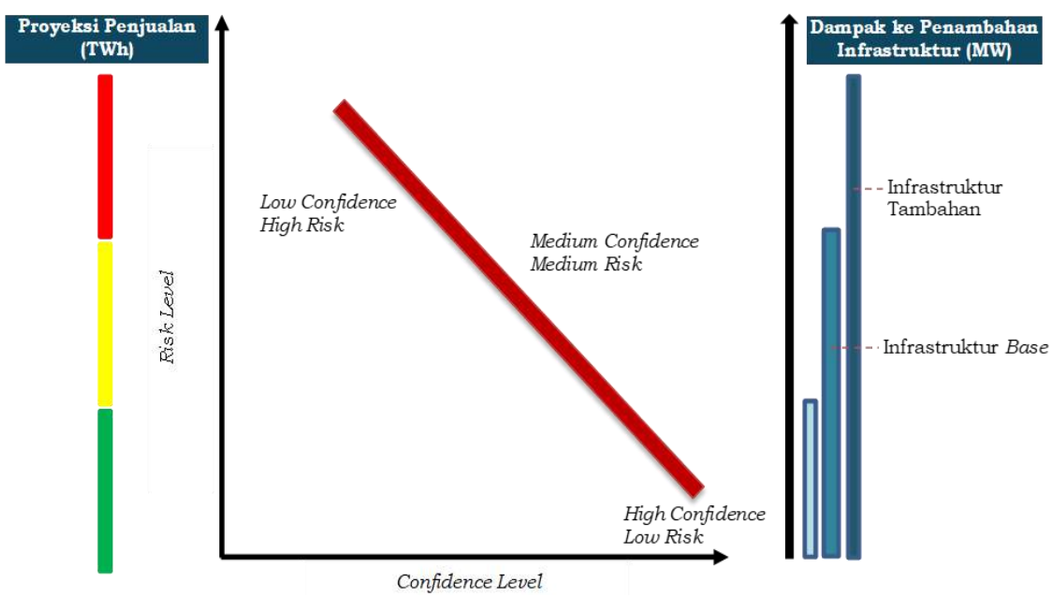
RUPTL ini sudah mempertimbangkan dampak dari program *energy efficiency* dan program konservasi energi dengan memasukkan faktor tarif dalam membuat prakiraan beban. Hal ini dilandasi dengan observasi terhadap kecenderungan masyarakat, industri, maupun bisnis untuk menurunkan pemakaian listrik mereka ketika harga listrik mahal. Terdapat faktor-faktor lain yang mendorong penghematan pemakaian

listrik seperti teknologi, kebijakan dan peraturan, serta kesadaran masyarakat untuk lebih ramah lingkungan sehingga menghemat pemakaian listrik, namun tarif listrik dianggap dapat mewakili pengaruh pilihan masyarakat, industri, maupun bisnis untuk menghemat pemakaian listrik tersebut.

Terdapat beberapa hal lain yang dapat mempengaruhi efisiensi dan konservasi energi antara lain faktor teknologi serta kebijakan dan Peraturan Pemerintah namun belum dapat diakomodasi dalam proyeksi kebutuhan tenaga listrik. Faktor teknologi antara lain terkait dengan efisiensi peralatan listrik yang digunakan oleh konsumen sehingga dapat menghemat pemakaian listrik. Sedangkan faktor kebijakan dan Peraturan Pemerintah antara lain terkait dengan program-program serta kesiapan aturan-aturan Pemerintah dalam menggalakkan efisiensi ataupun konservasi energi.

Proses perhitungan perkiraan beban dalam RUPTL ini telah mempertimbangkan dampak dari pandemi COVID-19 terhadap penjualan tenaga listrik, waktu pemulihan penjualan tenaga listrik di setiap provinsi, program-program pemerintah, serta rencana pengembangan industri, bisnis, dan pariwisata di Indonesia, termasuk rencana ibu kota negara baru yaitu Ibu Kota Nusantara (IKN). Prakiraan beban yang disusun digunakan untuk memperoleh perencanaan pembangkit dan gardu induk yang lebih aman *(conservative)*, di samping karena implementasi program tersebut memerlukan waktu yang cukup lama untuk menjadi efektif.

Selain itu, agar infrastruktur yang dibangun dapat digunakan secara optimal, PLN memperhatikan risiko *overestimated* maupun *underestimated* investasi dengan secara kontinu melakukan evaluasi terhadap kepastian potensi Konsumen Tegangan Tinggi (KTT) yang akan masuk. *Confidence level* (Tingkat kepastian) dan *risk level* (tingkat risiko) ditentukan berdasarkan parameter dari status Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik dengan pelanggan (PJBTL), pembayaran biaya penyambungan, pelaksanaan konstruksi jaringan, pengembangan dari pelanggan eksisting, proses *probing,* dan tahap nota kesepahaman (*memorandum of understanding*/MOU). Semakin lengkap status atau progres penyambungan pelanggan, maka semakin tinggi keyakinan bahwa potensi KTT tersebut akan menjadi pelanggan PLN, dan semakin rendah risiko tidak jadinya KTT tidak menjadi pelanggan PLN. Pemetaan strategi skenario proyeksi penjualan dan pengembangan infrastruktur dapat dilihat pada gambar berikut:



Gambar 2.1 Pemetaan Strategi Proyeksi Penjualan dan Pengembangan Infrastruktur

Secara umum pengembangan infrastruktur dalam RUPTL didasari strategi *demand driven* di mana infrastruktur yang dibangun berbasiskan proyeksi permintaan listrik. *Confidence level* pelanggan akan mempengaruhi *risk level* setiap pelanggan KTT dan selanjutnya akan berdampak pada skenario pengembangan infrastruktur. Pada RUPTL 2025-2034, infrastruktur *base* akan mengakomodasi beban KTT dengan tingkat kepastian tinggi dan medium dengan risiko relatif lebih rendah dibanding skenario pengembangan infrastruktur tambahan. KTT dengan tingkat kepastian rendah dan memberikan level risiko yang lebih tinggi akan dibangun ketika sudah terdapat kejelasan mengenai lokasi, waktu, dan kapasitas listrik yang dibutuhkan. Risiko *oversupply* dihindari dengan terus memperbaharui proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan melakukan penyesuaian investasi guna memastikan keseimbangan antara kapasitas pembangkit dan kebutuhan listrik. Dinamika di lapangan tidak menutup kemungkinan perubahan *confidence level* potensi KTT. Oleh karena itu, evaluasi yang komprehensif dan berkelanjutan perlu dilakukan untuk menghindari risiko inefisiensi pengembangan infrastruktur.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL yang, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Untuk infrastruktur ketenagalistrikan yang membutuhkan waktu pembangunan lebih lama, dapat dilakukan lebih awal meskipun belum tercantum dalam *list* Proyek RUPTL ini, sepanjang masih dalam jangka waktu RUKN, dengan meminta persetujuan kepada Menteri ESDM terlebih dahulu, dan merupakan satu kesatuan yang tidak terpisahkan dari RUPTL ini, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Di samping itu, untuk mendukung pengembangan kebutuhan tenaga listrik secara berkesinambungan, di mana biaya pengembangan atau pembangunan transmisi dan teknologi terkait untuk penguatan sistem, misalnya *Battery Energy Storage System* (BESS), membutuhkan investasi yang besar (*cost centre*) PLN dapat melibatkan peran dan partisipasi Pemerintah dan/atau pihak ketiga untuk mendukung penyediaan dana pembiayaan yang digunakan bagi pembangunan jaringan transmisi, berupa antara lain *Super Grid*, *Smart Grid*, dan *Control System*, dalam bentuk pembiayaan seperti Penyertaan Modal Negara (PMN), pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau fasilitas atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.

***Renewable Energi Certificate* (REC)**

*Renewable Energy Certificate (*REC) merupakan skema penjualan sertifikat energi terbarukan atas produksi tenaga listrik yang dihasilkan oleh pembangkit EBT, di mana 1 (satu) unit REC merepresentasikan 1 (satu) MWh. REC merupakan salah satu inovasi produk hijau PLN yang membuka kesempatan bagi pelanggan PLN, baik pelanggan individu maupun korporasi, untuk ikut berpartisipasi dalam penurunan emisi GRK. Dalam hal ini, REC mempermudah pemegangnya dalam mendapatkan pengakuan atas penggunaan energi terbarukan yang transparan, akuntabel, dan diakui secara internasional tanpa harus mengeluarkan biaya investasi untuk pembangunan infrastruktur. Setiap REC akan mewakili produksi atau pembelian sejumlah energi terbarukan

tertentu dan dijual secara terpisah dari energi listrik itu sendiri (*beyond* kWh).

Dalam hal pengembangan skema REC *trading*, setelah pembangkit listrik mulai beroperasi untuk menyalurkan energi listrik ke jaringan tenaga listrik PLN, terlebih dahulu PLN mendaftarkan pembangkit listrik tersebut ke platform *tracking system* untuk melalui proses verifikasi dan identifikasi untuk memastikan bahwa pembangkit tersebut memenuhi kriteria yang ditetapkan oleh skema REC, sebelum menjadikan energi yang diproduksi sebagai komoditi produk layanan energi bersih.

II.2 Strategi Pengembangan Kapasitas Pembangkit

Pengembangan kapasitas pembangkit tenaga listrik diarahkan untuk memenuhi pertumbuhan beban, dan pada beberapa wilayah tertentu diutamakan untuk memenuhi kekurangan penyediaan tenaga listrik. Pengembangan kapasitas pembangkit juga dimaksudkan untuk meningkatkan keandalan penyediaan yang diinginkan, dengan mengutamakan pemanfaatan sumber energi setempat, terutama EBT. Pengembangan kapasitas pembangkit tenaga listrik dilaksanakan sesuai dengan kebijakan pemerintah, misalnya dalam pengembangan EBT. Pengembangan pembangkit diupayakan secara optimal dengan prinsip biaya penyediaan listrik terendah (*least cost*), dengan tetap memenuhi kecukupan daya dan tingkat keandalan yang wajar dalam industri tenaga listrik.

Biaya penyediaan terendah *(least cost)* dicapai dengan meminimalkan *net present value* atas semua biaya penyediaan tenaga listrik yang terdiri atas biaya investasi, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan, dan biaya *energy not served*[3]. Tingkat keandalan sistem pembangkitan diukur dengan kriteria *Loss of Load Probability* (LOLP)[4] dan cadangan daya (*Reserve Margin*).

Excess power merupakan upaya jangka pendek dalam penanggulangan masalah mendesak sistem dan untuk mengatasi kondisi kritis. Diupayakan untuk jangka panjang telah terdapat perencanaan pengembangan pembangkit sebagai pengganti *excess power*.

Sejalan dengan kebijakan Pemerintah untuk lebih meningkatkan pengembangan dan pemanfaatan EBT, pengembangan proyek energi terbarukan seperti panas bumi, angin, surya, biomassa, sampah dan tenaga air didorong namun dengan tetap mempertimbangkan keekonomian proyek dan biaya pokok penyediaan (BPP) tenaga listrik setempat. Pengembangan pembangkit EBT juga memperhatikan keseimbangan *supply–demand*, kesiapan sistem, penurunan emisi dan keekonomian.

Dalam rangka menuju *Net Zero Emission*, PLN menjalankan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan mendorong pertumbuhan dan pengembangan pembangkit yang fleksibel baik untuk pembangkit baru maupun pembangkit eksisting dengan penerapan skema *integrated development* termasuk pengoperasian dengan pola *hybrid* (*integration*) yang mempertimbangkan aspek antara lain keekonomian proyek, sistem kelistrikan PLN, kemanfaatan bagi PLN, serta lingkungan hidup. Hal ini dapat dilakukan dengan pendekatan: (i) melakukan pembangunan pembangkit berkapasitas tetap yang menggunakan bahan bakar gas atau hidrogen untuk dikombinasikan pembangkit intermiten;

---

[3] Biaya *energy not served* adalah nilai penalti ekonomi yang dikenakan pada *objective function* untuk setiap kWh yang tidak dapat dinikmati konsumen akibat padam listrik.

[4] LOLP dan *Reserve Margin* akan dijelaskan pada Subbab II.2.1.

atau (ii) bekerja sama dengan IPP eksisting (gas atau batubara) melalui pembangunan secara terintegrasi atas pembangkit intermiten, pelaksanaan *co-firing*, pemanfaatan Hidrogen baik *stand alone* mapun secara *hybrid* dengan *renewable* energi lainnya, *carbon capture* and *storage/ carbon capture utilization and storage* (CCS/CCUS), atau teknologi lainnya yang didukung dengan pengembangan *Smart Grid* sebagai upaya untuk melakukan penurunan emisi.

Sebagai salah satu strategi untuk menurunkan emisi diperlukan pengembangan pembangkit EBT yang memiliki kapasitas tetap seperti PLTP dan PLTA, dan yang bersifat tidak tetap/ intermiten seperti PLTS dan PLTB dengan skala yang cukup besar. Selain itu, diperlukan kebijakan pengembangan teknologi pembangkitan tenaga listrik, termasuk Pembangkit Berbahan Bakar Batubara, di mana Pembangkit berbahan bakar batubara umumnya menggunakan teknologi PLTU *subcritical*, PLTU *supercritical* dan PLTU *ultra supercritical*, sehingga dibutuhkan:

1. Pengendalian penambahan PLTU batubara
   Pengendalian emisi CO_2 dari PLTU batubara dan percepatan pengembangan pembangkitan berbasis EBET serta semakin sulitnya pendanaan proyek PLTU batubara maka perlu dilakukan pengaturan pengembangan PLTU baru. Pembangunan PLTU baru dilarang kecuali untuk:
   a. PLTU yang telah ditetapkan dalam RUPTL sebelum Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 terbit; atau
   b. PLTU yang memenuhi persyaratan antara lain:
      i. terintegrasi dengan industri yang dibangun berorientasi untuk peningkatan nilai tambah sumber daya alam atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional (PSN) dan memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja dan/atau pertumbuhan ekonomi nasional;
      ii. berkomitmen untuk melakukan pengurangan emisi gas rumah kaca minimal 35% dalam jangka waktu 10 tahun sejak PLTU tersebut beroperasi dibandingkan dengan rata-rata emisi PLTU di Indonesia tahun 2021 melalui pengembangan teknologi, *carbon offset*, dan/atau bauran energi terbarukan; dan beroperasi paling lama sampai dengan tahun 2050.
2. Pilihan konversi bahan bakar PLTU batubara
   Secara teknologi, bahan bakar PLTU batubara dapat diganti menjadi bahan bakar yang bersumber dari EBET seperti biomassa maupun ammonia (*fuel switching*) melalui *retrofitting* pada PLTU batubara. Dengan pilihan *retrofitting,* umur teknis dan ekonomis PLTU batubara dapat diperpanjang, sehingga dengan demikian bauran EBET dapat terus meningkat melalui pemanfaatan aset eksisting yang dapat mengurangi dampak sosial penutupan PLTU batubara.

Perencanaan kebutuhan cadangan daya yang wajar dilihat dari kemampuan pembangkit-pembangkit untuk menyediakan tenaga listrik secara terus-menerus sesuai kriteria perencanaan.

PLN mempunyai kebijakan untuk mengizinkan rencana *reserve margin* yang tinggi melebihi perhitungan kebutuhan yang wajar dengan pertimbangan-pertimbangan sebagai berikut:

1. Pada beberapa daerah (seperti Sumatera, Sulawesi, Kalimantan, Maluku, Papua dan Nusa Tenggara), kapasitas pembangkit eksisting telah mengalami *derating* yang cukup besar, sehingga memerlukan cadangan pembangkit yang besar pula untuk menjaga keandalan pasokan listrik;

2. Terdapat kemungkinan bahwa dengan tersedianya tenaga listrik yang banyak akan memicu tumbuhnya *demand* listrik yang jauh lebih cepat di daerah-daerah yang telah lama kekurangan pasokan tenaga listrik[5];
3. Sebagai mitigasi risiko teknologi dan *hidden capacity*[6];
4. Mempertimbangkan proyek-proyek pembangkit yang telah memasuki fase pemenuhan pembiayaan (*financial close*) dan/atau fase konstruksi sehingga terdapat konsekuensi legal dan finansial apabila dilakukan penyesuaian terhadap jadwal *commissioning* dari proyek tersebut;
5. Untuk mengantisipasi keterlambatan proyek (sekitar 5-10% tergantung pada *success rate* proyek di setiap regional).

Kapasitas unit pembangkit yang tertera dalam RUPTL merupakan indikasi kelas kapasitas. Mengingat ketersediaan kapasitas pembangkit di pasaran tidak persis sama dengan kapasitas per unit yang tertera dalam RUPTL karena kapasitas setiap pabrikan tidak selalu sama.

Pemilihan lokasi pembangkit dilakukan dengan mempertimbangkan ketersediaan sumber energi primer setempat atau kemudahan pasokan energi primer, kedekatan dengan pusat beban, prinsip *regional balance*, topologi jaringan transmisi yang dikehendaki, kendala pada sistem transmisi[7], dan kendala-kendala teknis, lingkungan dan sosial[8].

Selanjutnya sesuai dengan kebijakan Pemerintah, maka pengembangan PLTU batubara sudah tidak dilakukan kecuali yang sudah masuk dalam RUPTL sebelumnya. Pada daerah dengan potensi gas yang besar, dilakukan pengembangan pembangkit listrik berbahan bakar gas di sekitar mulut sumur gas *(wellhead)*.

Lokasi pembangkit yang tercantum dalam RUPTL bersifat indikatif sehingga lokasi tersebut masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan dalam penyiapan proyek di lapangan dan dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem.

Pembangkit pemikul beban puncak pada sistem besar diupayakan tidak menggunakan pembangkit berbahan bakar minyak (BBM). PLN lebih memprioritaskan pengembangan pembangkit beban puncak yang beroperasi dengan gas (LNG, mini LNG, CNG). Jika terdapat potensi hidro, PLN lebih mengutamakan pembangkit hidro, seperti PLTA *peaker* dengan *reservoir* dan *pumped storage*. Pada Sistem Jawa-Bali dan Sumatera, terdapat rencana pembangunan PLTA *pumped storage* untuk memenuhi kebutuhan beban puncak, memperbaiki *load factor*, dan antisipasi penetrasi VRE.

BBM hanya direncanakan sebagai *buffer* untuk mempercepat ketersediaan daya sebelum tersedianya energi primer yang lebih ekonomis.

Pembangkit pemikul beban menengah, pada umumnya menggunakan PLTGU berbahan bakar gas lapangan (gas pipa) dan LNG (*Liquid Natural Gas*). Namun proyek PLTGU berbahan bakar gas lapangan (gas pipa) hanya direncanakan apabila terdapat kepastian pasokan gas. Jika pembangunan PLTGU tidak dimungkinkan, sebagian pembangkit beban dasar yaitu PLTU batubara dapat dioperasikan sebagai pemikul beban

---

[5] PLN meyakini bahwa *demand* listrik di daerah yang telah lama mengalami pemadaman (*historical demand*) merupakan *demand* yang tertekan (*suppressed demand*). Dengan tersedianya *reserve margin* yang cukup besar, diproyeksikan *demand* akan tumbuh lebih cepat dibandingkan *historical demand*.

[6] Potensi kapasitas dari pembangkit yang belum siap digunakan

[7] Pembebanan lebih, tegangan rendah, arus hubung singkat terlalu tinggi, stabilitas tidak baik.

[8] Antara lain kondisi tanah, *bathymetry*, hutan lindung, pemukiman.

menengah dengan *capacity factor* yang relatif rendah, dan perlu didukung oleh pembangkit jenis lain yang mempunyai *ramping rate*[9] tinggi seperti PLTG dan PLTA Bendungan.

Untuk pengembangan tenaga listrik di sistem tenaga listrik yang *isolated* dan di pulau-pulau kecil masih diperlukan pembangkit berbahan bakar minyak. Secara jangka panjang perlu kajian penggunaan teknologi yang memungkinkan untuk mengganti bahan bakar minyak menjadi bahan bakar yang lebih efisien misalnya LNG, biomassa, pemanfaatan potensi energi terbarukan setempat dan teknologi lainnya. Teknologi yang potensial untuk mengganti hal tersebut di atas antara lain PLTMG *dual fuel*, serta pembangkit energi terbarukan yang di-*hybrid* dengan PLTD atau BESS serta alternatif penggunaan bahan bakar *biofuel* untuk PLTD.

Penambahan PLTGU pada sistem interkoneksi di luar Jawa yang pada awalnya direncanakan dalam RUPTL 2021-2030 dengan melakukan relokasi dari Sistem Jawa tidak dapat dilaksanakan mengingat dari hasil kajian ditemukan bahwa pembangkit terkait masih dibutuhkan di Sistem Jawa-Bali untuk menjadi memitigasi masuknya pembangkit intermiten atau VRE dan pertumbuhan *demand* di tahun-tahun mendatang.

Relokasi PLTG/GU antar pulau pada Sistem Jawa, seperti relokasi ke Bali dan Madura, dilakukan untuk meningkatkan penyediaan dan keandalan karena adanya *bottleneck* pada saluran transmisi maupun transformator/trafo dan tidak mengubah neraca daya sistem interkoneksi Jawa-Bali. Relokasi PLTG/GU ke Bali dan Madura menjadi opsi ketika rencana penambahan pembangkit baru di lokasi tersebut tidak dapat direalisasikan karena kendala *supply chain* atau kendala lainnya.

Eksekusi pengadaan PLTGU disesuaikan dengan pertumbuhan beban dan kepastian tambahan pelanggan KTT. Infrastruktur dan Energi primer gas harus dipastikan ketersediaannya sesuai dengan COD pembangkitnya. Pembangunan PLTGU dipersiapkan untuk beroperasi *dual firing* menggunakan gas dan BBM (untuk kondisi *emergency*) sesuai dengan kebutuhan sistem dan kajian teknis. Selain itu untuk mendukung transisi energi, pembangunan PLTGU baru juga sudah disiapkan untuk dapat dioperasikan menggunakan hidrogen atau energi primer ramah lingkungan lainnya.

Selanjutnya sehubungan dengan program transisi energi, mengingat bahwa proses penemuan cadangan gas bumi memerlukan waktu dan terdapat unsur ketidakpastian, maka dalam hal terdapat sumber gas baru yang dapat dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan ketenagalistrikan dan untuk mendukung program transisi energi, PLN dapat segera melakukan pembangunan infrastruktur pembangkit listrik tenaga gas dalam rangka pemanfaatan alokasi gas, untuk selanjutnya penyesuaian tersebut akan dimintakan persetujuan kepada Menteri ESDM, dan merupakan satu kesatuan yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Pada Sistem Jawa-Bali, PLN telah mengadopsi teknologi PLTU batubara kelas 1.000 MW *ultra-supercritical* [10] (*clean coal technology*) untuk memperoleh efisiensi yang lebih baik dan emisi CO_2 yang lebih rendah. Penggunaan ukuran unit sebesar ini dimotivasi oleh manfaat *economies of scale* dan didorong oleh semakin sulitnya memperoleh lahan untuk membangun pusat pembangkit skala besar di Pulau Jawa. Pertimbangan

---

[9] *Ramping rate* adalah kemampuan pembangkit dalam mengubah *output*-nya, dinyatakan dalam % per menit, atau MW per menit.

[10] PLTU *ultra-supercritical* merupakan jenis teknologi *high efficiency low emission* (HELE) atau lebih dikenal dengan *clean coal technology* (CCT) yang telah matang secara komersial.

lainnya adalah secara stabilitas, Sistem Jawa-Bali telah mampu mengakomodasi unit pembangkit kelas 1.000 MW.
Secara umum pemilihan lokasi pembangkit diupayakan untuk memenuhi prinsip *regional balance* yaitu situasi di mana kebutuhan listrik suatu wilayah dipenuhi sebagian besar oleh pembangkit yang berada di wilayah tersebut dan tidak banyak tergantung pada transfer daya dari wilayah lain melalui saluran transmisi interkoneksi. Dengan prinsip ini, diharapkan kebutuhan transmisi interkoneksi antar wilayah akan minimal.
Namun demikian, kebijakan *regional balance* ini tidak membatasi PLN dalam mengembangkan pembangkit di suatu lokasi dan mengirim energinya ke pusat beban yang jauh melalui transmisi, sepanjang hal tersebut layak secara teknis dan ekonomis. Selain menggunakan kebijakan *regional balance*, pengembangan pembangkit di Sumatera juga menganut prinsip *resources-base*, di mana pembangkit ditempatkan lebih banyak di dekat sumber energi murah. Begitu juga dengan pengembangan pembangkit di Kalimantan, Sulawesi, dan Papua.
Suatu pembangkit dirancang untuk beroperasi secara ekonomis selama umur tekno-ekonomisnya (*economic life time*). Suatu unit pembangkit dapat menjalani *mid-life refurbishment* untuk mempertahankan kapasitas, efisiensi, menjaga kesiapan dan keandalan mesin yang sesuai sifatnya harus dipelihara, dan dilakukan penggantian komponen atau bagian yang mengalami keausan. Pembangkit masih dapat diperpanjang umurnya (*life-extension*) dengan melakukan rehabilitasi/*refurbishment* pada komponen-komponen tertentu.
Keputusan untuk melakukan *life-extension* atau menutup/menghentikan suatu pembangkit memerlukan kajian untuk mencari solusi optimal antara opsi *life-extension* atau membangun pembangkit baru.

Penentuan Alokasi Pengembangan Pembangkit Listrik

Berdasarkan Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan, BUMN ketenagalistrikan diberikan prioritas pertama melakukan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum, namun demikian terbuka peluang bagi pihak lain yaitu BUMD, badan usaha swasta, atau koperasi, apabila BUMN tersebut tidak mampu untuk menyediakan tenaga listrik yang memenuhi persyaratan Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tersebut (baik dari aspek kualitas maupun kuantitas). Namun demikian, dalam hal tidak ada BUMD, badan usaha swasta atau koperasi yang dapat mengembangkan proyek tersebut di suatu wilayah tertentu, maka Pemerintah menugaskan BUMN untuk melaksanakan penyediaan tenaga listrik tersebut (*utility of the last resort*). Selanjutnya dijelaskan bahwa BUMN tersebut adalah BUMN yang semata-mata berusaha di bidang penyediaan tenaga listrik. Dalam hal ini PLN merupakan BUMN di bidang ketenagalistrikan yang telah menerima penugasan dari Pemerintah dan diberikan prioritas pertama melakukan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum.
Kepemilikan atau pengembangan atas proyek-proyek pembangkitan yang dilaksanakan oleh PLN, dilaksanakan sesuai dengan kemampuan pendanaan PLN. Mengingat kebutuhan investasi sektor ketenagalistrikan yang sangat besar, PLN tidak dapat secara sendirian membangun seluruh kebutuhan pembangkit baru. Dengan demikian dalam pelaksanaannya PLN dapat memutuskan untuk melibatkan partisipasi dalam bentuk kerja sama dengan pihak ketiga lain termasuk dengan menentukan bahwa sebagian proyek pembangkit akan dilakukan oleh PPL atau IPP.
Secara umum, rencana pembangkit EBT yang dialokasikan untuk IPP yang belum masuk tahap PPA dapat dinyatakan dalam rencana pembangkit sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah

tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum tercantum dalam daftar potensi apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

PLN menentukan pembangkit yang akan dikembangkan oleh PLN (dapat melibatkan *subholding),* dikembangkan oleh *subholding* PLN (dapat bekerja sama dengan badan usaha lain) atau dibangun oleh IPP, di mana pada saat penentuan pengembangan pembangkit ini akan mempertimbangkan hal-hal sebagai berikut:

1. Untuk porsi PLN, PLN dapat mengalokasikan porsi pembangkit yang dibangun sendiri oleh PLN kepada *subholding*/Anak Perusahaan. Dalam pelaksanaannya, *subholding*/Anak Perusahaan dapat mengerjakan sendiri atau bekerja sama melalui pihak lain dengan kepemilikan saham *subholding* PLN (langsung atau tidak langsung) minimal 51%;
2. Untuk porsi *subholding* PLN, pembangunan infrastruktur pembangkit oleh *subholding* PLN dapat dilakukan sendiri oleh *subholding* tersebut, atau bekerja sama melalui pihak lain dengan kepemilikan saham *subholding* PLN (langsung atau tidak langsung) minimal 51%. Pemilihan badan usaha sebagai mitra dari *subholding* PLN dilakukan dengan pertimbangan antara lain faktor keuangan, memiliki teknologi, kemampuan sumber daya manusia dan pengalaman pembangunan pembangkit;
3. Untuk porsi IPP, pembangunan infrastruktur pembangkit oleh IPP dapat melalui jual beli tenaga listrik dengan IPP, baik tanpa maupun dengan melibatkan *subholding* PLN melalui kepemilikan saham dengan besaran persentase kepemilikan saham *subholding* PLN sesuai dengan *commercial analysis* yang memberikan *benefit* paling optimal bagi PLN *Group*.

Setiap penyesuaian rincian tersebut dapat dilaksanakan setelah mendapatkan persetujuan dari Menteri ESDM, kecuali untuk perubahan Porsi PLN, SH-PLN atau IPP cukup dilakukan dengan menyampaikan laporan kepada Menteri ESDM (sepanjang tidak mengubah neraca daya), dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Dalam menentukan pengembang suatu pembangkit, PLN akan mempertimbangkan aspek-aspek terkait antara lain kemampuan pendanaan PLN, aspek keandalan operasi sistem termasuk untuk pembangkit *peaker*, kemanfaatan bagi PLN, ketersediaan sumber energi primer, serta keamanan penyediaan tenaga listrik.

Porsi pelaksanaan pengembangan pembangkit yang telah ditetapkan di dalam RUPTL dapat disesuaikan kembali berdasarkan penilaian PLN, antara lain dengan mempertimbangkan aspek pendanaan, aspek keandalan sistem, aspek daya tarik investasi dan aspek pengelolaan sumber energi. Penyesuaian porsi pembangkit tersebut, dapat dilaksanakan oleh PLN setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL yang telah disahkan, serta perubahan porsi tersebut akan ditegaskan kembali di dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Penambahan Infrastruktur Ketenagalistrikan

Dalam hal terdapat kebutuhan tenaga listrik di wilayah usaha PLN atau perubahan kondisi aktual termasuk karena faktor perkembangan teknologi, kebijakan pemerintah, dan/atau perubahan iklim, maka PLN dapat menambah infrastruktur ketenagalistrikan yang dibutuhkan untuk

menjawab kebutuhan tersebut sampai dengan batas maksimum yang ditetapkan di dalam RUKN, yang dalam pelaksanaannya akan dimintakan persetujuan kepada Menteri ESDM, dan merupakan satu kesatuan yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan ekonomi daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

II.2.1 Kriteria Perencanaan Pembangkit di Sistem Interkoneksi

Perencanaan sistem pembangkit bertujuan untuk mendapatkan konfigurasi pengembangan pembangkit yang memberikan nilai NPV (*Net Present Value*) total biaya penyediaan listrik termurah (*least-cost*) dalam suatu kurun waktu periode perencanaan dan memenuhi kriteria keandalan tertentu. Konfigurasi termurah diperoleh melalui proses optimasi suatu *objective function* yang mencakup NPV dari biaya kapital, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan serta biaya *energy not served*. Selain itu diperhitungkan juga nilai sisa (*residual value*) dari pembangkit yang terpilih pada akhir tahun periode studi. Simulasi dan optimisasi dilakukan dengan menggunakan *Software* Plexos.

Kriteria keandalan yang dipergunakan adalah *Loss of Load Probability* (LOLP) lebih kecil dari 0.274%[11] atau setara dengan *probalility* padam 1 hari dalam setahun. Perhitungan kapasitas pembangkit dengan kriteria LOLP menghasilkan *reserve margin* tertentu yang nilainya tergantung pada ukuran unit pembangkit (*unit size*), tingkat ketersediaan (*availability*) setiap unit pembangkit, jumlah unit, dan jenis unit[12].

Kriteria *Reserve Margin* Sistem Tenaga Listrik

Terdapat beberapa definisi *reserve margin* yang digunakan sebagai rujukan, antara lain:

1. Menurut US *Energy Information Administration*[13], *reserve margin is (capacity minus demand)/demand, where "capacity" is the expected maximum available supply and "demand" is expected peak demand*;
2. Menurut *European Commission*[14] dan CIGRE[15] dalam publikasinya *Power System Realibility Analysis Application Guide, reserve margin is the difference between available generation capacity and the load to be covered, disregarding transmission constraints. The reserve margin is therefore defined as the ratio of the installed or available capacity to the maximum annual load, minus one. In this case, reliability is judged on the*

---

[11] LOLP 0,274% adalah Ekuivalen dengan probabilitas 1 hari dalam setahun beban puncak tidak dapat dipenuhi oleh kapasitas sistem pembangkit yang ada.

[12] Unit tenaga air yang *output*nya sangat dipengaruhi oleh variasi musim akan mempunyai nilai EAF (*equivalent availability factor*) yang berdampak besar pada LOLP dan ketercukupan energi.

[13] https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=6510#

[14] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Generation%20adequacy%20Final%20Report_for%20publication.pdf

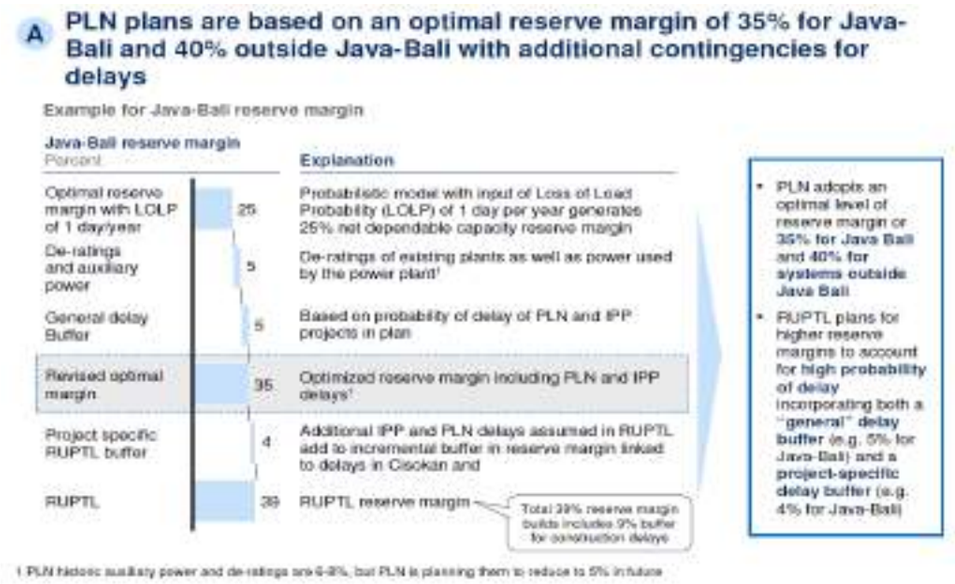
[15] https://cigreindia.org/CIGRE%20Lib/Tech.%20Brochure/026%20Power%20system%20reliability% 20analysis.%20Application%20guide.Part%20I.pdf

basis simply of the system's probability of being able, or not, to supply the maximum annual peak load;

3. Menurut *International Atomic Energy Agency* (IAEA) [16] dalam publikasinya *Expansion Planning for Electrical Generating Systems A Guidebook, reserve margin is a measure of the generating capacity available over and above the amount required to meet the system load requirements. It is defined as the difference between the total available generating system capacity and the annual peak system load, divided by the peak system load, i.e. it is the excess of installed generating capacity over annual peak load expressed as a fraction (or in percentage) of annual peak load.*

Pada Tahun 2012, Kementerian Keuangan dibantu oleh konsultan *McKinsey & Company* melakukan kajian *Development of Service Level Agreement for* PLN, di mana di dalamnya juga mengkaji apakah perencanaan sistem ketenagalistrikan telah dilakukan dengan benar, termasuk penentuan *reserve margin* yang optimal bagi PLN. *McKinsey & Company* menganalisis *reserve margin* PLN dengan menggunakan 3 pendekatan yaitu:

1. Model probabilistik dari PLN
   Reserve margin [17] dalam model probabilistik PLN digunakan untuk memenuhi *Loss of Load Probability* (LOLP) lebih kecil dari 0.274% seperti ditunjukkan pada Gambar 2.2.



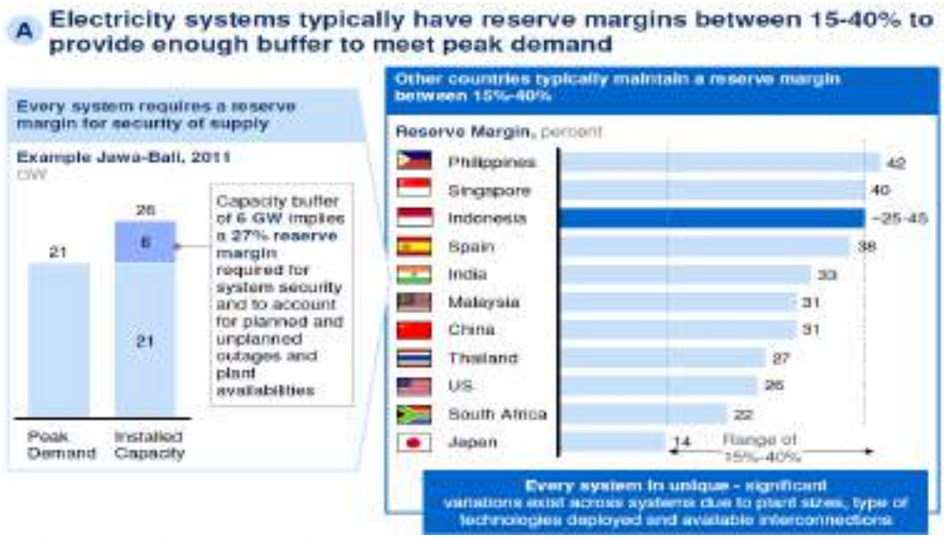
Gambar 2.2 Model Probabilistik *Reserve Margin*
(sumber : *McKinsey & Company*)

2. *Benchmark reserve margin* dari negara lain (15-40%)
   McKinsey and Company memperoleh informasi besaran *reserve margin* di negara-negara lain berada dalam rentang 15-40% seperti ditunjukkan pada Gambar 2.3.

---

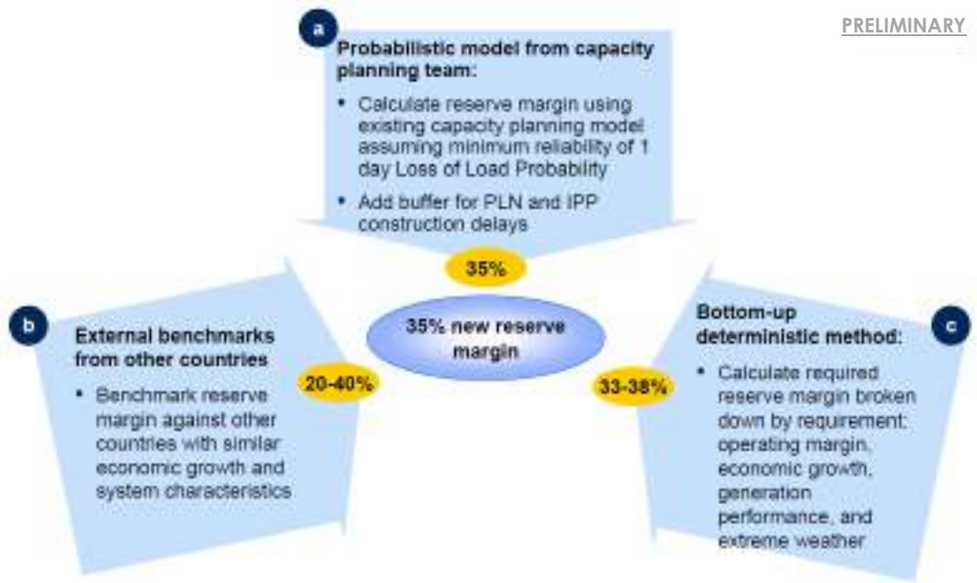
[16] https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/TRS1/TRS241_Web.pdf

[17] *Reserve margin* (RM) didefinisikan sebagai kapasitas pembangkit (G) dibagi beban puncak (D) sesuai persamaan RM = (G/D -1) x 100%.



Gambar 2.3 *Benchmark Reserve Margin* dari Negara Lain
(sumber : *McKinsey & Company*)

3. *Bottom Up Deterministic Method*
   Metode ini memperhitungkan kebutuhan *reserve margin* dari sisi operasional dengan mempertimbangkan cadangan operasi, kinerja pembangkit (*planned outage* (PO), *maintenance outage* (MO) dan *forced outage* (*FO*), *derating* dll.), pertumbuhan ekonomi dan *demand*, pengaruh musim dll. Dari *bottom up deterministic method*, diperoleh *reserve margin* yang optimal sekitar 33-38%.



Gambar 2.4 Kebutuhan *Reserve Margin* yang Optimal
(sumber : *McKinsey & Company*)

Berdasarkan ketiga pendekatan tersebut, *McKinsey & Company* mengambil kesimpulan bahwa *reserve margin* yang optimal untuk Sistem Jawa-Bali adalah sebesar 35%, namun dengan mempertimbangkan kondisi operasional maka *reserve margin* yang optimal dapat mengacu pada metode *bottom-up deterministic method* seperti ditunjukkan pada Gambar 2.4.
Sedangkan untuk sistem-sistem di Wilayah Sumatera dan Indonesia Timur, *reserve margin* dapat lebih besar dari 35% mengingat jumlah unit pembangkit yang lebih sedikit, *unit size* yang relatif besar dibandingkan beban puncak, *derating* yang persentasenya lebih besar, rendahnya keandalan pembangkit eksisting, serta adanya potensi injeksi pelanggan yang lebih besar dan pertumbuhan listrik yang lebih tinggi dibanding Sistem Jawa Bali. Selain itu juga perlu diperhitungkan tambahan

reserve margin untuk mengantisipasi keterlambatan proyek (sekitar 5-10% tergantung pada *success rate* proyek) serta mengantisipasi apabila terjadi pertumbuhan ekonomi yang lebih tinggi.

Untuk penyempurnaan metodologi penentuan *reserve margin* dan penentuan nilai *reserve margin* yang optimum, PLN telah melakukan kerja sama studi dengan Universitas Gajah Mada (UGM). Pada awal kajian, UGM merujuk pada ketentuan *reserve margin* awal yang digunakan dalam RUPTL sebelumnya (RUPTL 2021-2030).

Sistem Jawa-Bali yang digunakan sebagai basis untuk sistem di luar Jawa-Bali. Di asumsikan *on top* dari 35% batas *reserve margin*, terdapat indikator-indikator yang perlu dipertimbangkan untuk memperhitungkan level optimal dari *reserve margin* masing-masing sistem.

Dari kajian tersebut ditemukan bahwa besaran *reserve margin* yang optimum dapat berbeda-beda pada setiap sistem ketenagalistrikan tergantung pada profil beban, pembangkit eksisting, jenis pembangkit yang akan dibangun, ketersediaan sumber energi primer dan tingkat keberhasilan pembangunan proyek di lokasi sistem ketenagalistrikan terkait. Kajian bersama PLN dan UGM telah memperhitungkan seluruh faktor tersebut untuk mendapatkan nilai *reserve margin* yang optimum di setiap sistem ketenagalistrikan yang dapat dijadikan referensi dalam menyediakan infrastruktur yang cukup untuk sistem kelistrikan.

Kajian diawali dengan klasterisasi jenis sistem ketenagalistrikan yang dilakukan berdasarkan kapasitas tegangan sistem, tingkat keandalan sistem, dan kondisi pembangkit eksisting di suatu sistem. Setelah itu, dilakukan perhitungan tingkat keberhasilan pembangunan suatu proyek di suatu sistem. Tingkat keberhasilan diukur berdasarkan waktu penyelesaian proyek dibandingkan dengan target awal pada saat perencanaan proyek pertama kali dibuat. Semakin tinggi tingkat keberhasilan proyek, maka akan semakin tinggi tingkat kepastian suatu proyek pembangkit untuk masuk tepat waktu dari target yang ditentukan. Nilai tingkat keberhasilan proyek ini nantinya akan dimasukkan ke dalam proses penyusunan *generation expansion plan* selanjutnya.

Untuk pembangkit EBT, khususnya panas bumi dan tenaga air, dalam proses optimasi diperlakukan sebagai *fixed system* (ditetapkan masuk sistem) pada tahun-tahun yang sesuai dengan kesiapan proyek tersebut.

Rencana pengembangan kapasitas pembangkitan dibuat dengan memperhitungkan *Committed Project*[18], baik proyek PLN maupun IPP, dan tidak memperhitungkan semua *excess power*. Selain itu beberapa pembangkit berbahan bakar minyak yang sudah tua, tidak efisien, dan dapat digantikan perannya dengan pembangkit lain yang lebih ekonomis dan layak secara teknis, diasumsikan akan dihentikan penggunaannya (*retired*) atau dijadikan sebagai pembangkit *stand-by* yang tidak dioperasikan tetapi tetap dipelihara (*mothballed*).

Selanjutnya penambahan kapasitas pembangkit pemikul beban dasar diutamakan berupa pembangkit yang mempunyai biaya operasi murah seperti pembangkit berbahan bakar batubara, namun dengan pembatasan pengembangan PLTU Batubara maka salah satu solusi pengembangan pembangkit pemikul beban dasar adalah PLTGU, dan

---

[18] Yang dimaksud dengan *Project Committed* adalah proyek PLN yang telah jelas alokasi pendanaannya, dan proyek IPP yang telah mempunyai *Power Purchase Agreement* (PPA) atau paling tidak telah ada *Heads of Agreement* (HOA).

pembangkit EBT (panas bumi dan tenaga air tertentu).
Dalam rangka antisipasi keterlambatan proyek interkoneksi serta untuk membatasi penggunaan BBM maka implementasi teknologi BESS dimungkinkan untuk dilakukan dengan mempertimbangkan kesiapan sistem untuk *charge* BESS tersebut. Penetapan spesifikasi BESS baik kapasitas maupun energi keluaran dapat dilakukan dengan kajian lebih lanjut.
Berdasarkan hasil studi dengan UGM, ditemukan bahwa besaran *reserve margin* yang optimum dipengaruhi oleh faktor internal dan faktor eksternal, yaitu :

1. *Derating* Pembangkit
   Merupakan faktor internal untuk dapat melihat dampak penurunan kapasitas atau *derating* suatu pembangkit terhadap keandalan sistem.
   Dampak *derating* pembangkit terhadap *reserve margin* dapat dilihat pada Gambar 2.5 bahwa apabila terjadi *derating* pembangkit hal tersebut akan menurunkan nilai *reserve margin* pada tahun terdampak di sistem tersebut.



Gambar 2.5 Ilustrasi Dampak *Derating* terhadap *Reserve Margin*

2. Tingkat Keberhasilan Pembangunan Proyek
   Merupakan faktor eksternal untuk dapat melihat dampak adanya keterlambatan proyek suatu pembangkit terhadap keandalan sistem.



Gambar 2.6 Ilustrasi Dampak Keterlambatan terhadap *Reserve Margin*

   Dampak keterlambatan terhadap *reserve margin* dapat dilihat pada Gambar 2.6 bahwa apabila terjadi keterlambatan proyek pembangkit hal tersebut akan menurunkan nilai *reserve margin* pada tahun terdampak di sistem tersebut.
3. *Capacity Credit* Pembangkit EBT
   Pemodelan *capacity credit* pada perencanaan pengembangan

pembangkit dilakukan untuk melihat dampak masuknya pembangkit EBT terhadap keandalan sistem. *Capacity credit* pada VRE menunjukkan berapa besar kapasitas VRE dapat dianggap *firm* sepanjang waktu. Faktor ini sangan dipengaruhi oleh jumlah dan sebaran dari VRE. Semakin banyak dan semakin tersebar VRE dalam suatu sistem, maka akan semakin besar persentase *capacity credit*.



Gambar 2.7 Ilustrasi *Capacity Credit*

Adanya *capacity credit* akan memengaruhi nilai kapasitas pembangkit EBT khususnya pembangkit intermiten seperti pada Gambar 2.7, terlihat bahwa kapasitas VRE intermiten tidak bisa digunakan 100% namun nilai kapasitas tersebut perlu dikalikan dengan nilai *capacity credit* (CC) dari sistem tersebut sehingga diperoleh nilai *firm capacity* yang nilainya lebih kecil dibandingkan dengan kapasitas aslinya.

Pada Sistem interkoneksi Jawa-Madura-Bali, dengan persebaran dan penetrasi yang tinggi dari PLTB menggunakan nilai *firm capacity* sebesar 10% dari kapasitas (MWac) dari rencana pengembangan PLTB. Sedangkan sistem *isolated* Jawa-Madura-Bali, sistem *isolated* lain dan sistem interkoneksi di luar Jawa-Bali menggunakan nilai *firm capacity* sebesar 0% dari kapasitas (MWac) dari rencana pengembangan PLTB mengingat lokasi sebaran yang terbatas dalam pengembangan VRE khususnya PLTB.

4. Ketersediaan sumber energi primer
   Merupakan faktor eksternal untuk dapat melihat dampak penurunan *offtake* bahan bakar suatu pembangkit terhadap penurunan nilai *reserve margin*.

Dari faktor internal dan eksternal tersebut didapatkan rata-rata kontribusi peningkatan *reserve margin* (*on top* dari 35%) yaitu :

1. *Derating* pembangkit sebesar 3,24%;
2. Tingkat keberhasilan pembangunan proyek sebesar 7,86%;
3. *Capacity Credit* Pembangkit EBT sebesar 8,56%;
4. Ketersediaan sumber energi primer sebesar 3,80%.

Sehingga Subsistem Bali membutuhkan ekstra *reserve margin* dibandingkan Sistem Jawa-Bali.

Berdasarkan hasil kajian *McKinsey* dan UGM serta mempertimbangkan kriteria LOLP, *capacity credit*, penyelesaian proyek yang sudah konstruksi di tahun 2025-2026 maka *range reserve margin* yang ideal untuk Sistem Jawa-Madura-Bali antara 30% - 38%. Hal ini juga sudah mempertimbangkan rencana *phase down* PLTU (penurunan *capacity factor* PLTU Batubara) sehingga membutuhkan tambahan kapasitas lebih besar pada skenario ARED tahun 2032-2035.

Untuk sistem kelistrikan di luar Jawa-Bali, selain mempertimbangkan

kriteria di atas, *reserve margin* juga mempertimbangkan kemungkinan *suppressed demand*, dampak variasi musim pada pembangkit EBT, dan kendala di pembangunan pembangkit di lapangan. Sehingga angka *reserve margin* bisa di atas 30%, namun dengan tetap mempertimbangkan LOLP dan optimasi sehingga tidak terjadi *over invesment* yang berdampak kepada *inefficiency*.
Reserve margin tidak dijadikan satu-satunya indikator kecukupan pasokan. Pada tahun-tahun tertentu, umumnya pada tahun-tahun awal periode RUPTL, kemungkinan terdapat *reserve margin* di bawah 30%. Dalam hal ini, pertimbangan LOLP maksimal 1 hari per tahun di jadikan indikasi utama untuk memperlihatkan kecukupan pasokan pada sistem terkait.

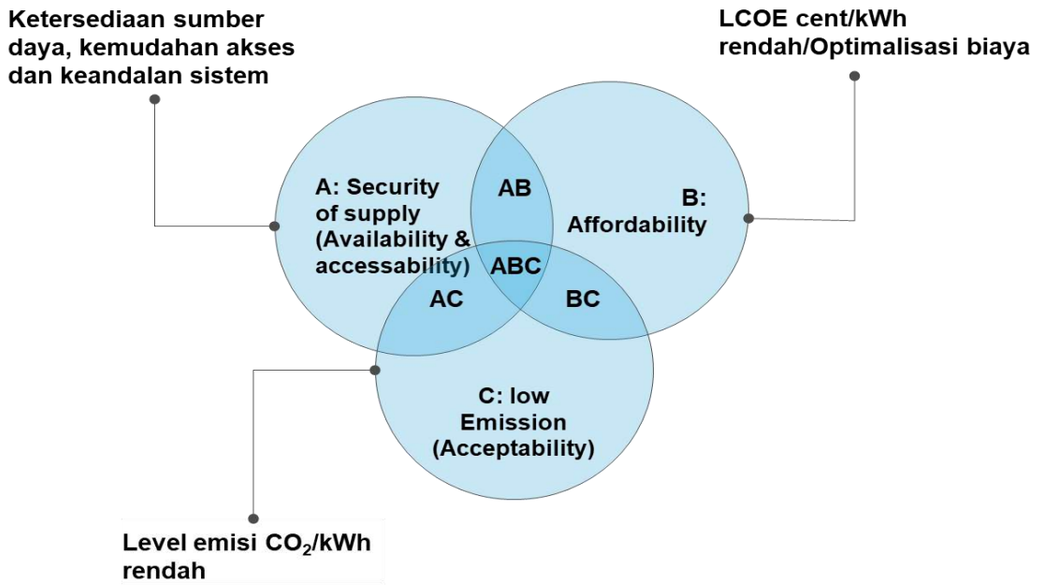
Reserve Margin* untuk Konsep Pengembangan *Supply Driven
Dari kajian ditemukan angka yang berbeda-beda untuk setiap sistem karena berbedanya kombinasi faktor internal. Namun pada dasarnya di sistem luar Jawa-Bali, khususnya di Indonesia Timur, konsep *supply driven* di mana infrastruktur dibangun terlebih dahulu untuk mengantisipasi *demand* terefleksikan dengan *reserve margin* yang tinggi.

II.2.2 Kriteria Perencanaan Pembangkit di Sistem Kecil Tidak Interkoneksi/ *Isolated*

Perencanaan pembangkitan pada sistem-sistem yang masih kecil dan belum terinterkoneksi (*isolated*) tidak menggunakan metode probabilistik maupun optimalisasi keekonomian, namun menggunakan metode determinisitik. Pada metode ini, perencanaan dibuat dengan kriteria maksimal N-2, yaitu cadangan harus lebih besar dari 1 unit terbesar pertama dan 1 unit terbesar kedua. Definisi cadangan di sini adalah selisih antara daya mampu total pembangkit yang ada dan beban puncak. Dengan menggunakan kriteria maksimal N-2, diharapkan *reserve margin* pada sistem-sistem *isolated* juga memenuhi batasan minimal sebesar 35%.
Khusus untuk pembangkit-pembangkit EBT yang energinya bersifat intermiten, daya mampu neto dari pembangkit tidak diperhitungkan ke dalam *reserve* suatu neraca daya jika tidak memberikan *firm capacity* yang diperhitungkan dengan porsi *capacity credit*. Ini berlaku juga untuk pembangkit EBT intermiten yang dioperasikan secara *hybrid* (PLTH) dengan pembangkit-pembangkit *thermal* eksisting. Adapun untuk PLTH yang dilengkapi dengan baterai/ sistem penyimpanan energi (*energy storage*), maka daya mampu neto dari PLTH tersebut dapat dihitung sebagai tambahan pada *reserve margin* sejumlah *firm capacity* kapasitas *inverter* BESS tersebut.

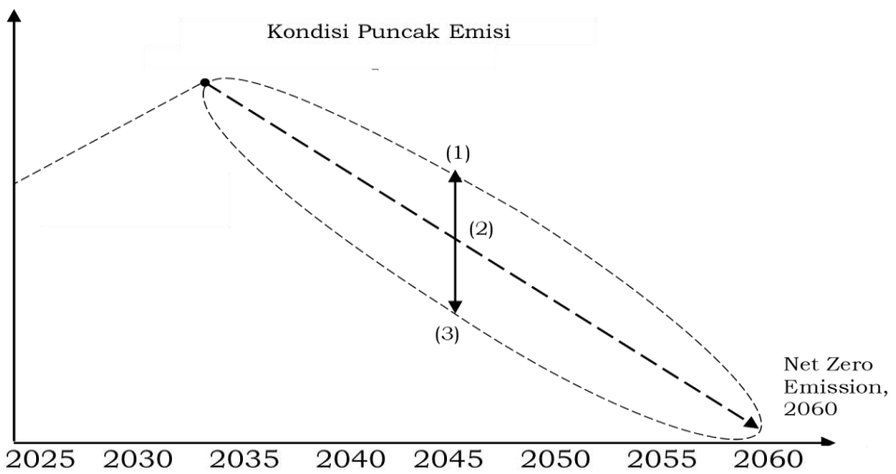
II.2.3 Transisi Energi dengan Teknologi Ramah Lingkungan

Pengembangan sistem ketenagalistrikan di masa yang akan datang, terutama di sisi pembangkitan energi listrik, akan mengarah kepada pengembangan pembangkit dengan teknologi yang rendah emisi dan ramah lingkungan seiring dengan upaya PLN dan Pemerintah untuk bertransisi menuju *Net Zero Emmission*. Dengan adanya komitmen transisi energi, konsep konvensional pengembangan pembangkit energi listrik yang sebelumnya terfokus hanya pada 2 pilar yaitu *affordability* (keterjangkauan, biaya pembangkit paling rendah) dan *security of supply* (keandalan sistem), menjadi fokus pada tiga pilar dengan menambahkan kriteria *Environmental* (rendah emisi, berdampak positif bagi lingkungan) dalam pertimbangan pemilihan pembangkit energi listrik.



Gambar 2.8 Konsep 3 Pilar Pengembangan Infrastruktur Ketenagalistrikan

Pemenuhan ketiga pilar tersebut merupakan tantangan, tidak hanya bagi PLN namun bagi seluruh perusahaan utilitas ketenagalistrikan di seluruh dunia yang disebut dengan *energy trilemma*. Hal ini disebabkan karena pada kondisi teknologi pembangkit yang ada saat ini, sangat sulit untuk mendapatkan sistem pembangkitan yang dapat memenuhi ketiga kriteria tersebut. Namun demikian, seiring dengan semakin meningkatnya pemanfaatan pembangkit ramah lingkungan dan perkembangan inovasi teknologi pembangkit energi baru, sistem pembangkit yang andal dan ramah lingkungan akan dapat dibangun dengan harga yang lebih murah. Hal ini akan sangat berpengaruh pada kebutuhan biaya yang akan dikeluarkan dalam mengembangkan sistem ketenagalistrikan menuju target *Net Zero Emmission* di masa yang akan datang.
Gambar 2.9 menunjukkan ilustrasi tiga skenario *trajectory* penurunan emisi yang bisa ditempuh dalam mencapai target *Net Zero Emmission* pada Tahun 2060.



Gambar 2.9 Ilustrasi Jalur Menuju *Net Zero Emission*

Pada Opsi (1), upaya penurunan emisi dilakukan lebih longgar dengan tahapan yang lebih *moderate* dibandingkan dengan Opsi (2) dan (3). Pada Opsi (2), upaya penurunan emisi dilakukan lebih agresif dibandingkan dengan Opsi (1). Pada Opsi (3), upaya penurunan dilakukan dengan lebih agresif dibandingkan Opsi (2) dan Opsi (1) agar

penurunan emisi tersebut lebih cepat terjadi secara drastis. Sebagai catatan, setiap opsi tersebut akan memberikan konsekuensi biaya penyediaan tenaga listrik dengan asumsi bahwa penyediaan energi listrik dengan *constraint* emisi akan memberikan biaya pembangkitan yang lebih tinggi. Semakin agresif upaya penurunan emisi maka dapat memiliki konsekuensi biaya yang lebih tinggi. Selain itu, pemilihan opsi tersebut perlu mempertimbangkan dampak pada risiko fiskal. Risiko fiskal yang akan dialami jika mengambil *trajectory* Opsi (3) berpotensi lebih tinggi dibandingkan dengan jika mengambil *trajectory* Opsi (2) dan Opsi (1).

Selanjutnya sesuai dengan Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik, maka ke depannya tidak lagi direncanakan pengembangan PLTU baru kecuali untuk PLTU yang telah masuk dalam RUPTL sebelum Peraturan Presiden terbit serta dibutuhkan oleh sistem. PLTU batubara yang berakhir masa operasinya sesuai dengan umur tekno-ekonomis atau berakhirnya kontrak PPA dapat dilakukan proses perpanjangan masa operasi dengan syarat menggunakan teknologi penurunan emisi antara lain *Carbon Capture and Utilization* (CCU), *Carbon Capture and Storage* (CCS), *Carbon Capture, Utilization and Storage* (CCUS), *Cofiring Green Ammonia*, dan teknologi lainnya sebagai bagian dari langkah PLN untuk berkontribusi ke *Nationally Determined Contribution* (NDC) dan rencana *Net Zero Emission* (NZE).

Salah satu inisiatif yang juga dijalankan oleh PLN dalam upaya menurunkan emisi karbon dari pembangkit adalah penggantian PLTU batubara menjadi PLTG/GU. Namun demikian, inisiatif penggantian PLTU ke PLTG/GU juga memunculkan dampak teknis dan finansial mengingat pembangkit PLTU berfungsi sebagai pembangkit beban dasar yang akan dioperasikan dengan *capacity factor (CF)* yang lebih tinggi dan biaya operasi yang lebih murah dibanding PLTGU/PLTMG.

Pemenuhan *demand* listrik yang terus tumbuh dengan energi bersih menuju *Net Zero Emission* Tahun 2060 akan membutuhkan penetrasi EBT yang bersifat intermiten/*variable renewable energy* (VRE) seperti pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dan pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB) secara masif. Untuk dapat mengakomodir integrasi pembangkit berbasis VRE dalam jumlah yang besar dibutuhkan modernisasi *grid* PLN yang mampu mengantisipasi fluktuasi baik di sisi beban maupun di sisi pembangkitan. Kemampuan *grid* harus lebih cerdas untuk dapat memprediksi perubahan *output* pembangkit intermiten, perubahan pada sisi beban listrik, dan kemudian memberikan respon yang sesuai agar sistem ketenagalistrikan dapat beroperasi dengan andal dan efisien. Pengembangan *grid* yang cerdas (*Smart Grid*) dilakukan secara menyeluruh dari sisi hulu ke hilir (*end-to-end*) untuk menjaga integritas keandalan dan efisiensi operasi sistem dari hulu ke hilir. Pengembangan *end-to-end Smart Grid* ini perlu dilengkapi dengan jenis pembangkit yang fleksibel berupa pembangkit berbahan bakar gas, pembangkit dengan *energy storage*, ataupun modifikasi pembangkit eksisting yang dapat merespons perubahan kondisi sistem ketenagalistrikan dengan cepat.

Secara jangka panjang, seiring dengan perkembangan teknologi energi rendah emisi, pencapaian target transisi energi menuju *Net Zero Emission* Tahun 2060 akan membutuhkan pemanfaatan sumber-sumber energi baru yang rendah emisi. Pembangkit listrik tenaga nuklir (PLTN) menjadi salah satu opsi yang dipertimbangkan untuk menyediakan pembangkit listrik *baseload* tanpa emisi gas rumah kaca (GRK), sesuai kebijakan dari Pemerintah. Sumber energi baru berupa hidrogen hijau dapat menjadi pengganti bahan bakar untuk pembangkit

berbahan bakar gas seperti PLTG dan PLTGU. Di sisi lain, bahan bakar turunan hidrogen berupa amonia juga menjadi opsi bahan bakar pengganti bagi pembangkit gas ataupun pembangkit listrik tenaga uap. Selain pemanfaatan sumber energi baru yang rendah emisi, pencapaian target *Net Zero Emission* Tahun 2060 juga akan memanfaatkan teknologi-teknologi baru yang dapat menurunkan emisi gas rumah kaca dari pembangkit berbahan bakar fosil. PLN membuka opsi pemanfaatan teknologi CCS/CCUS untuk mengurangi emisi karbon dari pembangkit berbahan bakar fosil, baik PLTU batubara, maupun PLTG atau PLTGU. Pemanfaatan teknologi penangkap karbon ini akan diimplementasikan dengan tetap mempertimbangkan aspek keekonomian energi listrik yang dihasilkan.

Sebagai wujud komitmen PLN untuk mencapai *Net Zero Emission*, PLN akan terus menurunkan utilisasi pembangkit berbahan bakar fosil, memanfaatkan pembangkit EBT dan sumber energi baru serta teknologi baru yang rendah emisi, dengan tujuan untuk menyediakan energi listrik yang andal, terjangkau, dan dengan emisi gas rumah kaca yang rendah atau bahkan nol emisi.

PLN telah melakukan simulasi Skenario NZE 2060 dengan prinsip *least cost optimization*. *Capital expenditure* (*capex*) untuk VRE, khususnya PLTS dan PLTB, diperkirakan akan mengalami penurunan yang cukup signifikan di masa mendatang dibandingkan harga saat ini.

Selain EBT, teknologi-teknologi baru seperti CCUS, nuklir, dan *co-firing hydrogen*, juga diperkirakan akan membantu pencapaian NZE di Tahun 2060. Hasil simulasi Skenario NZE 2060 menghasilkan peta jalan PLN dalam mencapai *Net Zero Emission* akan menyesuaikan kondisi ketersediaan teknologi bersih yang ada dan nantinya akan diselaraskan dengan Rencana Umum Ketenagalistrikan (RUKN).

Meskipun sumber energi baru seperti hidrogen, amonia, dan CCS/CCUS baru akan dimanfaatkan pada jangka panjang setelah Tahun 2040, PLN telah melakukan langkah-langkah penyiapan sumber daya manusia (SDM) dan infrastruktur untuk implementasinya. PLN telah melakukan berbagai *partnership*/kerja sama dengan penyedia teknologi yang terbaik di bidangnya untuk memastikan kesiapan PLN dalam mengimplementasikan teknologi-teknologi baru tersebut sebagai strategi jangka panjang PLN menurunkan emisi gas rumah kaca. Kerja sama ini akan terus dikerjakan oleh PLN di masa yang akan datang sehingga PLN memiliki kemampuan untuk memanfaatkan teknologi-teknologi baru tersebut secara andal dan efisien.

Carbon Capture and Storage (CCS) / Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) merupakan salah satu teknologi mitigasi pemanasan global dengan cara mengurangi emisi CO_2 ke atmosfer. Pada konteks sub sektor ketenagalistrikan, CO_2 yang berasal dari pembangkitan listrik berbahan bakar fosil dapat ditangkap dan dimurnikan dengan beberapa langkah pemisahan yang melibatkan penggunaan senyawa amina. Teknologi CCS merupakan rangkaian pelaksanaan proses yang terkait satu sama lain, mulai dari pemisahan dan penangkapan CO_2 dari sumber emisi gas buang (*capture*), pengangkutan CO_2 tertangkap ke tempat penyimpanan *(transportation)*, dan penyimpanan ke tempat yang aman (*storage*). Pada teknologi CCUS, CO_2 yang telah ditangkap dan dimurnikan dengan tingkat kemurnian tertentu (hingga 99%) dapat digunakan untuk aktivitas yang mendorong nilai tambah seperti *Enhanced Oil/Gas Recovery* (EOR/EGR), produksi metanol, ataupun produksi asam format. Sehubungan dengan penerapan CCS/CCUS, PLN menyusun kriteria awal (*preliminary)* untuk menentukan pembangkit listrik yang akan ditetapkan sebagai unit yang memiliki prioritas dalam implementasi CCS/CCUS berdasarkan hasil kajian

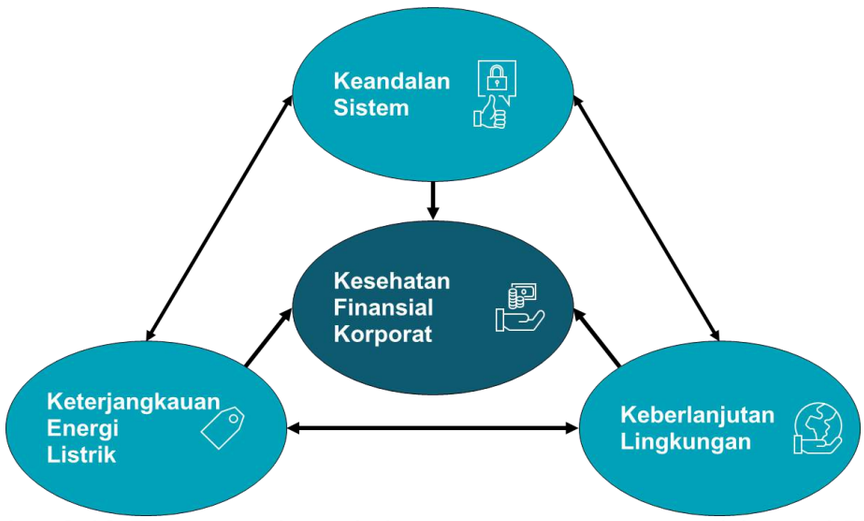
untuk skema pemanfaatan teknologi CCS/CCUS dan evaluasi aspek prosesnya. Di samping itu, PLN juga menyusun kriteria-kriteria *subsurface* terhadap lapangan maupun sumur minyak dan gas yang berlokasi di sekitar pulau utama seperti Sumatra, Jawa, dan Kalimantan untuk pemanfaatan CO_2 sebagai *Enhanced Oil Recovery* (EOR) dan *Enhanced Gas Recovery* (EGR) (EOR/EGR) ataupun lokasi injeksi dalam bentuk *sink/storage* berdasarkan hasil kajian. Untuk pemanfaatan CO_2 menjadi produk yang memiliki nilai tambah keekonomian, dapat dilakukan melalui pemanfaatan sebagai EOR, produksi metanol, asam format, maupun alga. Bahwa penerapan CCS/CCUS harus dilakukan secara bertahap dan dimulai dengan implementasi CCS yang menggunakan teknologi yang telah tersedia dengan baik, sesuai dengan hasil kajian peluang bisnis maupun kajian teknis/teknologi dan finansial secara *preliminary*. Sebagai langkah awal implementasi CCS, PLN berencana untuk mencanangkan implementasi *pilot project CCS* pada PLTU batubara dengan kapasitas mencapai 1 GW pada tahun 2030. *Pilot project* ini dicanangkan dalam rangka mengakselerasi peningkatan kapabilitas PLN dalam pemahaman teknologi *carbon capture*, potensi utilisasi dan penyimpanan karbon melalui aplikasi langsung teknologi tersebut pada PLTU batubara milik PLN. Dengan adanya *pilot project CCS* tersebut, PLN dapat lebih siap dalam implementasi dan operasionalisasi teknologi CCS sebagai alternatif inisiatif dekarbonisasi pada PLTU batubara ketika keekonomian dari teknologi CCS telah tercapai.

Pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan yang berorientasi pada pemanfaatan sumber EBT, sumber energi baru, dan teknologi baru yang rendah emisi akan menghasilkan emisi GRK yang jauh lebih rendah dibandingkan dengan pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan secara *business as usual* (BAU) yang mengedepankan pengembangan pembangkit berbahan bakar fosil yang murah seperti PLTU.

Pada pengembangan ketenagalistrikan dengan agenda transisi energi, emisi karbon diharapkan akan mencapai puncaknya pada kisaran Tahun 2030 dan akan dijaga tidak berubah dengan kecenderungan terus menurun sampai mencapai *Net Zero Emission* pada Tahun 2060.

Selain aspek teknis, pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan dalam rangka transisi energi menuju *Net Zero Emission* Tahun 2060 harus memperhatikan keberlanjutan bisnis ketenagalistrikan yang dijalankan oleh PLN. Sehingga, selain ketiga aspek *energy trilemma* (*energy security, energy affordability, environmental sustainability*) yang telah disebutkan sebelumnya, pengembangan infrastruktur dalam rangka transisi energi harus memperhatikan aspek kesehatan finansial korporat seperti ditunjukkan pada aspek kesehatan dan kemampuan finansial PLN selaku pemain kunci dalam transisi energi di Indonesia sehingga transisi menuju energi bersih di Indonesia dapat terlaksana dengan baik.

Pertimbangan aspek kesehatan finansial PLN dicerminkan melalui pemilihan proyek pengembangan infrastruktur disesuaikan dengan kebutuhan modal yang sesuai dengan kondisi keuangan PLN. Selain itu, dukungan pendanaan baik dari dalam negeri maupun pendanaan internasional termasuk pendanaan yang diperoleh dari pihak ketiga, khususnya pendanaan murah, ataupun *grant,* untuk pengembangan infrastruktur dan teknologi menjadi kunci *enabler* yang esensial bagi terlaksananya transisi energi di Indonesia. Hal ini diperlukan untuk memastikan PLN dapat menjadi pemimpin transisi energi dalam mencapai target *Net Zero Emission* di Tahun 2060 dengan tetap menyediakan energi listrik yang andal, murah, dan dengan bisnis beserta kemampuan finansial yang terus bertumbuh.



Gambar 2.10 Empat aspek pertimbangan perencanaan transisi energi PLN menuju *NZE* Tahun 2060

Di sisi lain, PLN sebagai pemain kunci di sektor ketenagalistrikan harus memastikan bahwa pelaksanaan transisi energi harus dilakukan secara berkeadilan. Artinya tidak ada pihak yang tidak diperhatikan di dalam perjalanan transisi energi menuju *Net Zero Emission* di Tahun 2060 (*nobody is left behind*). Seluruh langkah transisi energi harus selalu memperhatikan aspek sosial dan lingkungan, serta meminimalkan dan memitigasi dampak negatif yang mungkin timbul dari setiap aktivitas yang berkaitan dengan transisi energi. Perhatian terhadap aspek transisi energi yang berkeadilan dapat dilakukan dengan tetap memperhatikan aspek kesejahteraan komunitas atau masyarakat, menjaga aspek biodiversitas, dan memastikan aspek hak-hak tenaga kerja di seluruh rantai nilai dalam eksekusi proyek-proyek transisi energi dapat terpenuhi. Hal ini perlu dilakukan agar upaya transisi energi yang bertujuan untuk mencegah dampak negatif perubahan iklim dapat memberikan dampak negatif atau bahkan kerusakan pada aspek-aspek yang lain.

Aspek penting lain yang menjadi *enabler* dalam mengakselerasi transisi energi menuju energi bersih di Indonesia adalah aspek regulasi dan kebijakan. Untuk mengakselerasi program transisi energi diperlukan tersedianya regulasi dan kebijakan yang mendukung. Saat ini, beberapa regulasi telah diterbitkan oleh Pemerintah Indonesia untuk menunjukkan keseriusan dan dukungan Pemerintah untuk menjalankan agenda transisi energi di Indonesia. Pemerintah Indonesia telah mengeluarkan dokumen *Enhanced Nationally Determined Contribution* (E-NDC) pada Tahun 2022 dengan komitmen untuk menurunkan emisi karbon sebesar 31.89 % dengan upaya sendiri dan target lebih tinggi dengan bantuan internasional dari level BAU pada Tahun 2030. Target penurunan emisi pada ENDC ini lebih tinggi dibandingkan target pada dokumen NDC yang dikeluarkan oleh Pemerintah Indonesia sebelumnya.

Pemerintah Indonesia juga telah mengeluarkan Peraturan Presiden nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Peraturan ini mengatur tentang ketentuan dalam pembelian tenaga listrik dari pembangkit energi terbarukan dan dukungan yang diberikan Pemerintah bagi PLN selaku *offtaker* yang mendapat penugasan dari Pemerintah. Peraturan Presiden ini juga menjadi ketetapan bagi penghentian penambahan kapasitas PLTU batubara kecuali yang sudah terdapat di dalam RUPTL 2021-2030 atau untuk keperluan suplai energi bagi industri strategis

nasional. Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 ini juga memberikan mandat bagi pengakhiran masa operasi PLTU batubara dalam rangka mempercepat transisi energi di Indonesia.
Skenario *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) sebagai *Bridging* Menuju *Net Zero Emission* Tahun 2060.

II.2.4 Strategi Pengembangan *Variable Renewable Energy* (VRE)

Pembangkit EBT khususnya pembangkit yang bersifat intermiten atau *Variable Renewable Energy* (VRE) baik *utility scale* maupun terdistribusi, memiliki karakter yang berbeda dengan pembangkit jenis lainnya, sehingga pengintegrasiannya ke sistem perlu memperhatikan dan memenuhi hal-hal di bawah ini:

1. Produksi energi dari PLTS dan PLTB harus terprediksi dengan proyeksi perubahan cuaca (*weather forecast*) karena sifatnya yang intermiten. Dalam rangka menjaga kestabilan sistem, produksi PLTS dan PLTB harus dapat diprediksi dengan akurat, sehingga pengembangan pembangkit PLTS dan PLTB harus dilengkapi dengan peralatan sensor cuaca (contoh: *pyranometer* untuk PLTS dan *anemometer* untuk PLTB, serta peralatan sensor lainnya) yang perlu terintegrasi dengan sistem komunikasi di *Control Center* PLN sehingga dapat dimonitor dan memiliki resolusi dalam satuan waktu tertentu.
2. Produksi PLTS dan PLTB tidak mengganggu kestabilan sistem. Karakter intermiten dari PLTS dan PLTB agar tidak mengganggu kestabilan sistem agar diantisipasi oleh satu atau lebih solusi, antara lain:
   a. Instalasi dan operasi untuk peralatan-peralatan pengaturan frekuensi otomatis dan pengatur tegangan otomatis pada seluruh pembangkit konvensional baik pembangkit eksisting maupun pembangkit baru harus menaati Aturan Jaringan yang berlaku;
   b. Perubahan pola operasi pembangkit dengan kemampuan *high ramping rate* yang disesuaikan dengan operasi dari PLTS dan PLTB;
   c. *System forecasting* produksi PLTS dan PLTB yang akurat dan presisi;
   d. Instalasi BESS sebagai *buffering*;
   e. PLTA *Pumped Storage* dengan desain khusus dan teknologi *variable speed drive* pada motor pompa;
   f. Solusi-solusi *buffering* lainnya.
3. Diperlukan antisipasi untuk pembangkit VRE yang terkoneksi ke sistem dengan menggunakan *power electronic* karena tidak memiliki inersia sehingga diperlukan beberapa solusi, antara lain:
   a. Perubahan pola operasi pembangkit termal konvensional skala besar yang dioperasikan untuk menjaga inersia sistem tetapi pembebanannya tidak pada kondisi paling optimal;
   b. Teknologi *inverter* yang mampu merespons layaknya *governor* pembangkit termal (*virtual inertia*);
   c. Instalasi *synchronous condenser* tersebar (prioritas untuk pembangkit eksisting yang tidak di-*dispatch*).
4. Diperlukan antisipasi *duck curve* sebagai akibat produksi PLTS dan PLTS Atap yang masif di jaringan distribusi pada siang hari, antara lain:
   a. Pemanfaatan pembangkit yang mempunyai *ramping rate* yang tinggi seperti PLTA, *pumped storage*, PLTG/MG dan BESS.

b. Penentuan *technical minimum load* (TML) dari pembangkit-pembangkit yang bersifat *base* seperti PLTU Batubara dan PLTP, baik secara teknis maupun kontraktual;
c. Pembangunan pembangkit dan infrastruktur gas yang fleksibel serta penentuan kontrak gas yang dapat menyesuaikan dengan pola operasi PLTS dan PLTS Atap;
d. Modifikasi *(retrofit)* PLTU Batubara untuk dapat beroperasi dengan *technical minimum load* yang rendah serta *ramping rate* yang lebih tinggi dan berfungsi sebagai *load follower* untuk mengimbangi intermitensi dari VRE yang sangat besar.

5. Setiap peralatan *power electronic* pada PLTS dan PLTB yang terkoneksi ke sistem paling tidak memiliki fitur:
   a. Kemampuan *Low Voltage Ride Through*, sehingga saat terjadi gangguan di sistem yang menyebabkan penurunan tegangan, tidak menyebabkan PLTS/PLTB ikut *trip*;
   b. Kemampuan *support* tegangan seperti pada jenis pembangkit konvensional lainnya yang tercantum pada Aturan Jaringan yang berlaku;
   c. Kemampuan *Low Frequency Ride Through*, sehingga saat terjadi gangguan di sistem yang menyebabkan penurunan frekuensi, tidak menyebabkan PLTS/PLTB ikut *trip*;
   d. Kemampuan *"half" frequency control*, yaitu pada saat frekuensi sistem naik namun keluaran daya dari PLTS/PLTB turun dan saat frekuensi sistem turun namun keluaran daya dari PLTS/PLTB tidak boleh turun (tetap).
6. *Smart Grid* yang terintegrasi dari sistem pembangkit, transmisi, operasi sampai distribusi.

Seluruh solusi di atas perlu dikoordinasikan dan dipastikan dipenuhi sejak awal pengembangan Pembangkit VRE. Rencana masuknya VRE per tahun harus sejalan dengan rencana penyediaan solusi di atas sehingga dapat memenuhi aspek teknis, aspek ekonomis serta sudah memenuhi aturan jaringan (*Grid Code*) dan standar yang berlaku di PLN. Rencana pengembangan VRE pertahun akan disesuaikan jika terjadi pemunduran penyediaan solusi2 di atas dan ditegaskan pada RUPTL selanjutnya.

Dukungan pemerintah dalam hal ini diperlukan untuk menetapkan dan menekankan pelaksanaan *Grid Code* yang mengakomodasi isu keandalan sistem akibat injeksi atau masuknya pembangkit VRE.

Di samping itu diperlukan dukungan Pemerintah untuk memastikan dalam pengembangan dan pengoperasian VRE pemakai jaringan mematuhi *Grid Code* yang berlaku.

Solusi-solusi untuk mempertahankan keandalan sistem akibat adanya injeksi VRE akan berdampak pada penambahan biaya yang menjadi tantangan tersendiri dalam pengembangan VRE di sistem ketenagalistrikan. Selain itu, penetapan pihak yang seharusnya menanggung penambahan biaya termasuk biaya investasi atas infrastruktur yang diperlukan juga menjadi isu yang perlu ditindaklanjuti dengan melibatkan para pemangku kepentingan termasuk Pemerintah.

Rencana pengembangan VRE khususnya PLTS sudah termasuk PLTS Lisdes, PLTS Dedieselisasi, PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem), dan PLTS Atap, di mana PLTS Atap diperhitungkan menjadi bagian dari tambahan kapasitas PLTS dengan catatan:

1. Kapasitas dari PLTS Atap tetap mempertimbangkan dengan kemampuan Sistem PLN sampai ke Sistem Distribusi;
2. Dampak PLTS Atap terhadap BPP PLN akan meningkatkan beban Subsidi/Kompensasi;

3. Tidak ada transaksi dalam skema bisnis PLTS Atap.

Strategi Pengembangan VRE dengan *Battery Energy Storage System* (BESS)

Pembangkit VRE memiliki ciri-ciri sifat ketidakpastian dan variabilitas akibat fluktuasi daya dari matahari karena pergerakan awan dan fluktuasi kecepatan angin pada pembangkit tenaga angin. Dengan menggabungkan antara *Battery Energy Storage System* (BESS) dan pembangkit VRE akan mengurangi sifat intermiten pembangkit tersebut.

Fungsi BESS yang di *hybrid* dengan pembangkit VRE ada bermacam-macam seperti : *blackstart, peak shaving, frequency regulated (frequency smoothing)* dan sebagai *firming capacity*.

Berikut adalah jenis *storage* dan aplikasinya pada sistem tenaga listrik seperti ditunjukkan pada Tabel 2.1. Jenis dan teknologi *Battery Energy Storage System* (BESS) yang dimaksud dalam RUPTL ini tidak terbatas pada teknologi sel baterai, namun juga mencakup berbagai teknologi penyimpanan energi lainnya seperti *fuel cell* hidrogen, dan sebagainya.

Tabel 2.1 Jenis *Storage* dan Aplikasinya pada Sistem Tenaga Listrik

	Grid Services				Behind the Meter				Off Grid		
	Enhanced Frequency Response	Frequency Containment Reserve	Frequency Restoration Reserve	Energy Shifting/Load Levelling	Small Consumption (small residential)	Community Storage	Increased Power Quality	Peak Shaving	MicroGrid	Village Electrification	Island Grid
Pumped Hydro	△	△	▲	▲	△	△	△	△	△	△	▲
CAES	△	△	▲	▲	△	△	△	△	△	△	▲
Flywheel	▲	▲	△	△	△	△	△	▲	△	△	▲
Flooded LA	▲	▲	△	△	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
VRLA	▲	▲	△	△	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
Li-ion	▲	▲	△	△	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
NaNiCl	▲	▲	△	△	△	▲	▲	▲	△	▲	▲
NaS	▲	▲	△	△	△	▲	▲	▲	△	▲	▲
VRFB	△	△	▲	▲	▲	▲	△	▲	△	▲	▲
ZBFB	△	△	△	△	▲	▲	△	△	△	▲	▲

▲ Applicable △ Not Applicable

Sumber : IRENA (2019), *Innovation landscape brief: Utility-scale batteries*

Dalam mencapai pemenuhan target *Nationally Determined Contribution* (NDC) dan transisi energi dalam sektor ketenagalistrikan untuk mencapai target NZE pada tahun 2060 maka pemanfaatan pembangkit VRE pada sistem kelistrikan di Indonesia menjadi masif terutama *solar PV*, baik yang terkoneksi pada level tegangan tinggi maupun pada distribusi. Penggunaan BESS yang di-*hybrid* dengan pembangkit VRE untuk mengurangi fluktuasi *output* daya, dapat mengurangi sifat *variability* dan mendukung kecukupan daya sesuai dengan *demand* sehingga dapat difungsikan untuk dapat bersaing dengan pembangkit konvensional pemikul beban dasar. Aplikasi BESS yang di-*hybrid* dengan pembangkit VRE antara lain:

1. Penggunaan BESS sebagai *frequency regulation* yang mengurangi sifat *variability* dan fluktuasi daya *output* dari pembangkit VRE sehingga *output* daya nya menjadi lebih halus dan tidak

menyebabkan fluktuasi tegangan dan frekuensi pada sistem kelistrikan (fungsi *smoothing*);

2. Penggunaan BESS sebagai *firming capacity* pada pembangkit VRE dapat memberikan *output* yang lebih pasti dengan kecukupan daya sesuai dengan *demand*, sehingga dapat memberikan nilai lebih pada pembangkit VRE untuk dapat bersaing dengan pembangkit konvensional pemikul beban dasar. Seiring dengan penurunan harga BESS yang cukup signifikan maka peluang pemanfaatannya akan semakin besar.

Dalam pengembangan VRE perlu diperhatikan kebutuhan sistem akan tambahan pembangkit VRE dan kesiapan sistem, agar keandalan tetap terjaga. Umumnya penggunaan VRE sedikit banyak akan berpengaruh pada keandalan sistem, sehingga di beberapa sistem dibutuhkan VRE yang dilengkapi BESS baik untuk *smoothing*, maupun untuk *firming*.
Penggunaan BESS untuk kebutuhan *smoothing* biasanya digunakan agar tegangan dan frekuensi sistem tetap dalam batas aman.
Kapasitas BESS untuk *smoothing* atau *buffering* sekitar 10-20% dari kapasitas pembangkit VRE yang bersifat *utility scale*. BESS *smoothing* juga diperlukan pada pembangkit *Hybrid* VRE yang terhubung pada sistem interkoneksi , apabila *hosting capacity* dari sistem sudah terlewati akibat terlambatnya rencana pengembangan *flexible generation* yang memiliki peran untuk meningkatkan fleksibilitas dalam sistem seperti pembangkit gas dan infrastrukturnya, PLTA PS, BESS s*tandalone* dan *flexible generation* lainnya. Kebutuhan BESS untuk *smoothing* minimal 10% dari kapasitas atau sesuai hasil kajian.
Demikian pula untuk kebutuhan *firming,* namun untuk yang kedua biasanya diprasyaratkan untuk sistem yang kuota penambahan pembangkit VRE nya sudah terlewati. Untuk *firming*, biasanya kebutuhan BESS yang dipersyaratkan relatif besar. VRE dengan persyaratan BESS *firming* secara teknis harus bersaing dengan pembangkit *baseload* yang andal (seperti PLTP, PLTGU dan PLTA) dan secara finansial setidaknya harus setara dengan biaya operasi di beban dasar atau tidak lebih tinggi dari *marginal cost* sistem.
Setiap sistem mempunyai kuota yang berbeda-beda sesuai dengan kekuatan sistem tersebut menerima VRE dan kebutuhan sistem terhadap jenis pembangkit tertentu. Kebutuhan BESS untuk *smoothing* maupun *firming* masih membutuhkan kajian lebih lanjut dengan adanya kenaikan VRE yang masif.

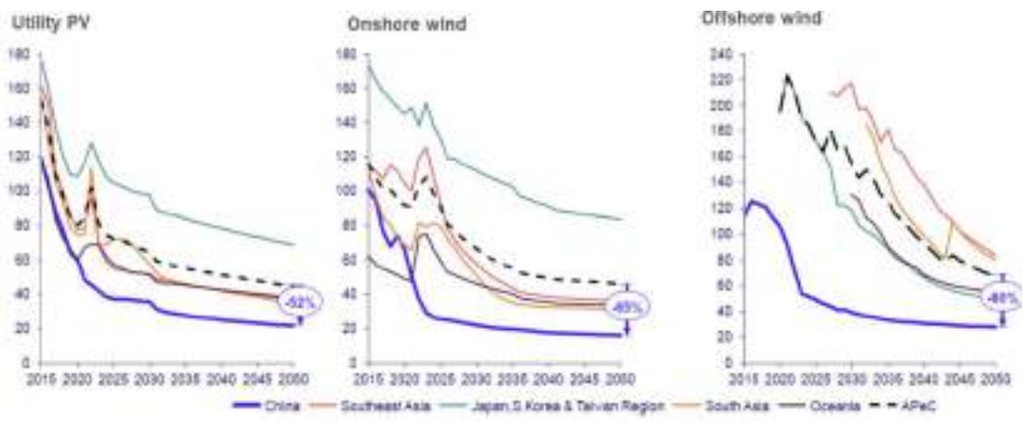
Strategi peningkatan penetrasi EBT ke level yang lebih tinggi.

Untuk meningkatkan penetrasi EBT khususnya intermiten EBT atau *Variable Renewable Energy* (VRE) ke level yang lebih besar lagi dibandingkan RUPTL sebelumnya, PLN membutuhkan upaya sehingga sistem kelistrikan dapat meningkatkan VRE dengan tetap memperhatikan keandalan sistem. Program "*Enabling*" EBT yang membuka peluang peningkatan injeksi EBT dalam jumlah besar direncanakan dengan mengimplementasikan *Green Super Grid*, *Smart Grid*, *flexible generation* maupun *storage system*. Khusus untuk VRE, strategi "*Encapsulated*" direncanakan menjadi salah satu opsi yang dapat digunakan dengan menerapkan konsep *clustering hybrid* VRE plus BESS yang dekat dengan pembangkit PLTA, PLTU atau PLTG/MG/GU baik yang rencana maupun eksisting. Konsep ini memungkinkan penggunaan VRE untuk mengurangi biaya pembangkit khususnya pembangkit gas, dan menurunkan emisi dari pengurangan pemakaian PLTU. Selain itu, konsep ini ditujukan juga untuk efisiensi dan kemudahan dalam pelaksanaan pengadaan VRE jika pelaksanaan pengadaan dilakukan per klaster. Sistem klasterisasi juga dapat

menciptakan lingkungan yang mendukung pengembangan dan penerapan teknologi inovatif dalam pembangunan dan pengelolaan energi berkelanjutan.
Pendekatan sistem klasterisasi melibatkan kolaborasi antara berbagai pemangku kepentingan, seperti PLN, Pemerintah, dan sektor swasta, untuk mencapai tujuan bersama dalam pengembangan kelistrikan berkelanjutan. Peran dan dukungan Pemerintah sangat dibutuhkan untuk strategi peningkatan EBT ini, karena konsekuensi dari tingginya penetrasi EBT dalam suatu sistem membutuhkan "*enabler*" baik infrastruktur pendukung seperti transmisi untuk evakuasi daya, sistem kontrol, pembangkit yang fleksibel, maupun sistem pendukung lainnya yang akan menimbulkan biaya tambahan.

II.2.4.1 *Trend* Perubahan *Cost* Teknologi EBT

Pembangkit listrik yang berasal dari energi terbarukan baik untuk *baseload* (seperti PLTA, PLTP, *pump storage*) maupun intermiten *(*seperti PLTS dan PLTB*)* akan dimanfaatkan secara masif untuk mendukung pencapaian *Net Zero Emissions (NZE)* pada tahun 2060. Sumber energi listrik berbahan bakar *solar dan wind* sangat melimpah namun sifat alami intermiten pada pembangkit tersebut akan mempengaruhi kestabilan sistem tenaga listrik. Teknologi tambahan pada pembangkit tersebut akan meningkatkan *reliability* nya untuk menghasilkan *output* yang lebih stabil. Namun, tambahan teknologi tersebut juga akan memberikan *additional cost of energy,* yang membuat pembangkit intermiten menjadi mahal.
Seiring dengan perubahan *trend* harga teknologi untuk mendukung pembangkit intermiten diharapkan pemanfaatan energi terbarukan akan semakin meningkat. Berikut adalah perbandingan tren *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) untuk pembangkit surya dan angin sampai tahun 2050 di Asia Pasifik yang cenderung mengalami penurunan:



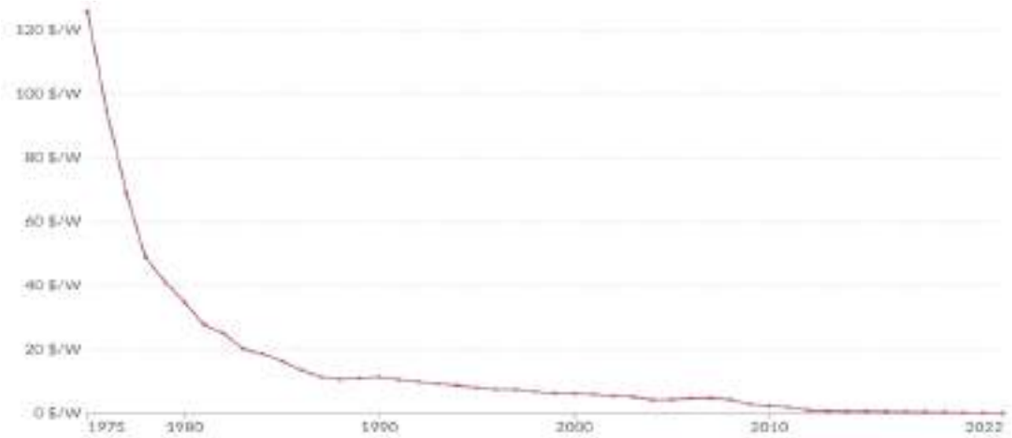
Gambar 2.11 Perbandingan *trend* LCOE untuk pembangkit surya dan angin sampai tahun 2050 di Asia Pasifik
Sumber: *Wood Mackenzie Asia Pacific Power & Renewable Services*

Penurunan ini membuat energi terbarukan semakin kompetitif dengan pembangkit batubara konvensional yang berbiaya rendah, didorong oleh penurunan *capital cost* yang signifikan untuk energi terbarukan. Biaya energi terbarukan pada tahun 2023 adalah 13% lebih murah daripada batubara konvensional dan diperkirakan akan menjadi 32% lebih murah pada tahun 2030 (W*ood McKenzie, 2024*).
Sedangkan biaya pembangkitan batubara dan gas meningkat dan diproyeksikan akan terus meningkat hingga tahun 2050, terutama karena mekanisme penetapan harga karbon *(carbon pricing).*

Teknologi Pembangkit Tenaga Surya

Biaya pembangkit tenaga surya fotovoltaik mengalami penurunan yang signifikan sebesar 23% pada tahun 2023, sedangkan biaya proyek pembangkit listrik tenaga surya yang baru dibangun akan turun 20% lagi pada tahun 2030, didorong oleh turunnya *capital cost* untuk Regional Asia Pasifik (*Wood McKenzie, 2024).*

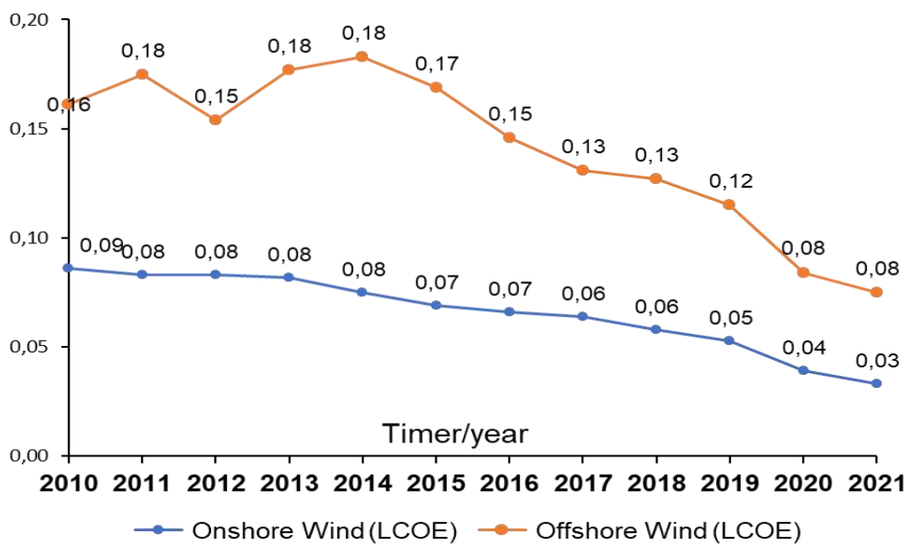
Penurunan biaya teknologi tenaga surya memberikan tekanan pada batubara dan gas, dengan LCOE untuk *utility* PV yang di perkirakan turun 52% di seluruh Asia Pasifik pada tahun 2050, hal tersebut didorong oleh penurunan *capital cost. Trend* penurunan LCOE *utility PV* salah satunya dipengaruhi harga panel PV yang semakin menurun dalam kurun waktu 30 tahun terakhir seperti yang ditunjukkan pada gambar berikut:



Gambar 2.12 Grafik *Trend* Penurunan Harga Panel PV
Sumber: *International Renewable Energy Agency (2023)*

Teknologi Pembangkit Tenaga Angin

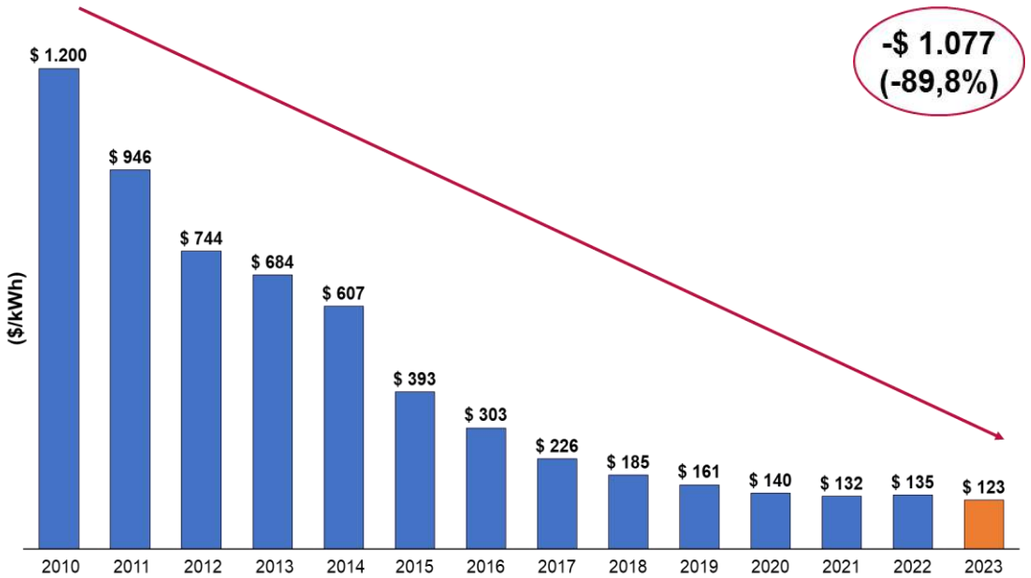
Selama 10 tahun terakhir, biaya pembangkit tenaga angin telah menurun secara signifikan, hal tersebut disebabkan oleh penurunan *capital cost* dan peningkatan *performance* yang signifikan. Grafik berikut menggambarkan tren perubahan LCOE (dalam $/kWh) untuk pembangkit tenaga angin *offshore* dan *onshore* antara tahun 2010 dan 2021 dengan kecenderungan diperkirakan akan terus menurun:



Gambar 2.13 Grafik *Trend* Penurunan Harga Pembangkit Tenaga Angin
Sumber: *Journal of Enviromental Economics and Management*

Teknologi *Battery Energy Storage System (BESS)*

Harga baterai turun hingga 90% dalam 15 tahun terakhir, hal tersebut merupakan salah satu *trend* penurunan tercepat yang pernah terjadi di antara teknologi energi bersih, dan memberikan harapan bahwa baterai dapat membawa dunia mencapai tujuan transisi energi yang lebih bersih, minim emisi dan ramah lingkungan. Karena energi surya dan angin adalah energi terbarukan yang bersifat intermiten, maka peran baterai sebagai *storage* sangat penting untuk menjaga kestabilan pasokan listrik dari pembangkit EBT intermiten.



Gambar 2.14 Grafik *Trend* Penurunan Harga Baterai
Sumber*: Bloomberg NEF, 2024*

II.2.4.2 Teknologi *Virtual Power Plant*

Semakin berkembangnya teknologi energi terbarukan skala *micro*/rumah tangga, membuka juga akses masyarakat (dan industri kecil) untuk menggunakan pembangkit-pembangkit *micro*-EBT untuk kebutuhan sendiri, atau sering disebut sebagai *Distributed Energy Resources* (DER). Manfaat dari DER tersebut terhadap suplai energi listrik adalah dapat menurunkan emisi CO_2 (ataupun emisi faktor) untuk sektor tenaga listrik, namun di sisi lain perlu di mitigasi juga potensi gangguan stabilitas sistem ataupun gangguan frekuensi sistem yang di sebabkan DER tersebut.

Potensi gangguan tersebut dapat terjadi karena tidak termonitornya suplai daya dari DER, sehingga jika terjadi fluktuasi suplai daya akan berpotensi juga terjadinya perubahan frekuensi sistem. Potensi tersebut akan semakin meningkat jika penetrasi DER semakin masif, terutama jika DER berasal dari pembangkit intermiten (seperti PLTS,PLTB, PLTAL, dan lain-lain).

Selain potensi gangguan frekuensi dan gangguan sistem, jika DER berasal dari PLTS Atap maka terdapat juga potensi fenomena *duck-curve* yang akan berdampak pada *in-efisensi* operasi sistem. Fenomena *duck-curve* adalah fenomena di mana penetrasi PLTS Atap di siang hari sudah sangat masif, sehingga menekan pembangkit-pembangkit konvensional yang murah. Pada porsi penetrasi sangat ekstrem dapat menyebabkan pembangkit konvensional tersebut tidak dapat dioperasikan. Kondisi ini dapat menyebabkan penurunan keandalan sistem karena pembangkit konvensional tersebut biasanya merupakan pembangkit skala besar yang berfungsi menjaga stabilitas sistem.

Meskipun memiliki risiko yang besar, namun PLN tidak tertutup terhadap DER tersebut. Sebagai mitigasi dari risiko tersebut PLN merencanakan mekanisme *Virtual Power Plant* (VPP). Strategi VPP adalah strategi pengelolaan jaringan yang mengintegrasikan sistem kelistrikan (*electricity grid*) dan sumber energi tersebar (DER) melalui *Energy Management System* (EMS) dalam mengelola energi listrik sesuai dengan kebutuhan secara optimal. Prinsip *Virtual Power Plant* adalah menyinergikan pengaturan energi baik yang berasal dari penyedia DER maupun pembangkit *grid utility*, sehingga keseimbangan *suply-demand* dapat dijaga. Kunci dari VPP adalah *monitoring* dan pengolahan *big data* dengan memanfaatkan teknologi informasi dan komunikasi. Selain itu juga sebagai fleksibilitas pengaturan *energy* VPP, maka diperlukan penambahan BESS *(Battery Energy Storage System)* di sistem. BESS berperan penyimpan kelebihan energi dari DER yang kemudian dapat digunakan pada waktu tertentu (sesuai optimasi operasional pembangkit).

Virtual Power Plant dapat diaplikasikan sebagaimana fungsi pembangkit konvensional, yaitu sebagai penyedia energi listrik *(capacity service)* untuk sistem tenaga listrik. Beberapa keuntungan yang dapat diterima PLN dengan implementasi *virtual power plant* antara lain:

1. Memberikan opsi penyediaan tenaga Listrik dan layanan tambahan;
2. Mengoptimalkan kebutuhan anggaran investasi untuk pengembangan sistem tenaga listrik;
3. Mengoptimalkan pengoperasian dan pengendalian dari pembangkit tersebar (*distributed generation*);
4. Mengoptimalkan performa dari sistem pembangkitan dengan mekanisme *load shifting* dan *peak shaving*;
5. Meningkatkan penetrasi pembangkit energi terbarukan tipe *Variable Renewable Energy* (VRE) ke jaringan sistem tenaga listrik tanpa mengurangi keandalan sistem tersebut.

Mekanisme *virtual power plant* telah diimplementasikan di berbagai negara dengan berbagai jenis pasar listrik, kondisi sistem tenaga listrik dan tujuan implementasi. Dalam implementasinya diperlukan interaksi dan komunikasi dengan berbagai pihak yaitu dari penyedia *distributed generation*, pusat pengatur beban, pengatur distribusi, dan pengelola pasar listrik, serta sistem cerdas yang dioperasikan oleh operator atau *aggregator*. Subsistem Bali akan dijadikan sebagai *pilot project* untuk implementasi *virtual power plant*.

Implementasi *virtual power plant* di PLN membutuhkan beberapa syarat antara lain tersedianya DER yang mencukupi, tersedianya *energy storage system* yang mencukupi, tersedianya skema *demand side management*, tersedianya *virtual power plant control centre*, tersedianya sistem teknologi informasi dan komunikasi, mekanisme ekspor daya dari pelanggan dan skema bisnis, aturan/regulasi mengenai *virtual power plant* yaitu: aturan *distributed generation*, aturan operasional VPP, aturan skema bisnis, serta hal-hal non teknis lainnya seperti perilaku konsumen dan kerja sama dari masyarakat.

Virtual Power Plant merupakan bentuk terobosan dalam pemanfaatan akumulasi energi dari DER yang terhubung ke *grid* sebagai entitas serupa pembangkit yang dapat dikendalikan untuk memenuhi kebutuhan energi pada *grid* tersebut. Kemampuan VPP mengendalikan energi dalam *grid* dapat mengatasi fenomena *duck curve* yaitu dengan menyimpan kelebihan energi yang dibangkitkan oleh DER ke dalam BESS dan dapat digunakan sebagai pembangkit *peaker* pada beban puncak.

II.2.4.3 Potensi Penggantian Pembangkit Lain dengan PLTS+Baterai

Dalam pengaturan sistem tenaga listrik *dispatch* (*control*) pembangkit menjadi faktor penting dalam operasional sistem. Dengan melakukan pengaturan daya pembangkit (*dispatch*) maka keseimbangan *supply-demand* dapat dijaga, sehingga berdampak pada kualitas frekuensi, tegangan, dan kontingensi. Pembangkit-pembangkit yang dapat di kontrol tersebut biasanya adalah pembangkit termal, dan pembangkit-pembangkit EBT skala besar (seperti PLTA waduk, PLTP, PLTBm) di mana pengembangannya sangat bergantung pada lokasi sumber energi. Perkembangan teknologi pembangkit energi baru-terbarukan saat ini mayoritas adalah pembangkit VRE (seperti PLTS, PLTB dan PLTAL) di mana kelemahan dari pembangkit ini adalah *undispatchable*. Karena hal tersebutlah penetrasi menjadi terbatas, karena adanya risiko penurunan kualitas daya. Solusi dari kondisi tersebut adalah menghibridkan pembangkit VRE dengan BESS sehingga dapat diatur *charging/discharging* baterai dan daya yang dibangkitkan menjadi *dispatchable*. Dengan solusi tersebut maka injeksi pembangkit VRE dapat lebih masif dilakukan tanpa adanya potensi dampak penurunan kualitas daya.

Teknologi BESS ini sudah ada lebih dari 10 tahun, namun dengan *price* yang sangat tinggi menjadi satu-satunya penyebab perkembangan VRE hibrid BESS sulit untuk dikembangkan. Berdasarkan data *bloombergNEF* pada 3-4 tahun belakangan terjadi penurunan *price* BESS yang sangat signifikan di banding tahun 2020, di tahun 2021 terjadi penurunan sampai 90%. Pada Tahun 2023 harga BESS turun menjadi 123 USD/kWh (sesuai Gambar 2.14). Selain penurunan harga BESS tersebut, VRE juga yang mengalami *trend* penurunan harga. Dengan menggunakan proyeksi harga BESS dan PV tersebut maka nilai keekonomian menjadi layak untuk dikembangkan dengan sangat masif.

Meskipun tantangan dari sisi teknis dan ekonomis sudah tidak menjadi hambatan, namun tantangan lain yang juga perlu antisipasi adalah isu regulasi dan konstruksi. Berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022, belum tercantum nomenklatur pengembangan hibrid VRE dengan BESS sehingga saat ini keputusan pengembangan merupakan aksi korporasi. Di luar itu terdapat juga potensi isu konstruksi, seperti masalah dibutuhkannya lahan yang sangat luas, perizinan, Rencana Tata Ruang Wilayah (RTRW), Amdal, dan lain-lain. Selain hal tersebut juga diperlukan langkah-langkah strategis agar Industri Indonesia juga siap untuk memproduksi teknologi VRE atau pun BESS, sehingga tidak saja berdampak pada ekonomi mikro tetapi juga berdampak secara ekonomi makro.

Dengan kapasitas proyek tersebut diharapkan dapat mendorong *economic of scale* di Indonesia dan juga mendorong berkembangnya industri BESS di Indonesia.

II.2.4.4 Pemanfaatan PLTS Waduk dan Bekas Tambang

Berdasarkan surat Kementerian ESDM (EBTKE) pada tanggal 1 Desember 2023 yang menindaklanjuti surat Menteri PUPR tanggal 2 Agustus 2023 perihal Potensi Pemanfaatan PLTS Terapung di Bendungan, total potensi PLTS Terapung di Bendungan PU di seluruh Indonesia yang telah teridentifikasi berdasarkan asumsi 20% dari luas bendungan eksisting/*on going* adalah sebesar 13,9 GW yang tersebar di 109 lokasi waduk eksisting/*on going.*

Tabel 2.2 Daftar Potensi PLTS pada Bendungan Kementerian PU

No	Nama Bendungan	Status Bendungan	Luas	Kapasitas 20%	Provinsi
			(Ha)	MW	
1	Jatiluhur/Djuanda	Eksisting	8.130	1626	Jawa Barat
2	Karang Kates/Sutami	Eksisting	1.500	300	Jawa Timur
3	Kedung Ombo	Eksisting	4.600	920	Jawa Tengah
4	Tlogo Ngebel	Eksisting	143	28,6	Jawa Timur
5	Selorejo	Eksisting	400	80	Jawa Timur
6	Sempor	Eksisting	247	49,48	Jawa Tengah
7	Bening/Widas	Eksisting	570	114	Jawa Timur
8	Wadas Lintang	Eksisting	1.280	256	Jawa Tengah
9	Sengguruh	Eksisting	237	47,4	Jawa Timur
10	Mamak	Eksisting	270	54	Nusa Tenggara Barat
11	Merancang	Eksisting	587	117,46	Kalimantan Timur
12	Wonorejo	Eksisting	385	77	Jawa Timur
13	Batu Bulan	Eksisting	633	126,65	Nusa Tenggara Barat
14	Batu Tegi	Eksisting	2.100	420	Lampung
15	Pandanduri	Eksisting	328	65,6	Nusa Tenggara Barat
16	Jatigede	Selesai	4.122	824,4	Jawa Barat
17	Raknamo	Selesai	147	29,46	Nusa Tenggara Timur
18	Leuwikeris	*On Going*	243	48,58	Jawa Barat
19	Tigadihaji	*On Going*	468	93,6	Sumatera Selatan
20	Prijetan	Eksisting	170	34	Jawa Timur
21	Situ Kamojing	Eksisting	628	125,6	Jawa Barat
22	Cipancuh	Eksisting	354	70,73	Jawa Barat
23	Gembong	Eksisting	110	22	Jawa Tengah
24	Pacal	Eksisting	520	104	Jawa Timur
25	Penjalin	Eksisting	120	24	Jawa Tengah
26	Jombor	Eksisting	167	33,33	Jawa Tengah
27	Kedung Bendo	Eksisting	353	70,6	Jawa Timur
28	Gembong	Eksisting	110	22	Jawa Tengah
29	Cacaban	Eksisting	763	152,6	Jawa Tengah
30	Darma	Eksisting	392	78,4	Jawa Barat
31	Lahor	Eksisting	260	52	Jawa Timur
32	Klampis	Eksisting	244	48,8	Jawa Timur
33	Way Jepara	Eksisting	310	62	Lampung
34	Samboja	Eksisting	202	40,37	Kalimantan Timur
35	Lempake	Eksisting	135	27,08	Kalimantan Timur
36	Parangjoho	Eksisting	200	40	Jawa Tengah
37	Batujai	Eksisting	101	20,16	Nusa Tenggara Barat
38	Bringe	Eksisting	170	33,92	Nusa Tenggara Barat
39	Wonogiri	Eksisting	6.386	1277,2	Jawa Tengah
40	Way Rarem	Eksisting	419	83,7	Lampung
41	Gondang	Eksisting	386	77,18	Jawa Timur
42	Klego	Eksisting	686	137,2	Jawa Tengah
43	Abusur	Eksisting	170	33,92	Maluku
44	Tiu Kulit	Eksisting	110	22	Nusa Tenggara Barat
45	Kali Ujung	Eksisting	160	32	Nusa Tenggara Barat
46	Pondok	Eksisting	380	76	Jawa Timur
47	Kalola	Eksisting	1.300	260	Sulawesi Selatan
48	Sermo	Eksisting	157	31,4	DIY
49	Manggar	Eksisting	403	80,6	Kalimantan Timur
50	Gapit	Eksisting	225	45	Nusa Tenggara Barat
51	Simo	Eksisting	135	27	Jawa Tengah
52	Salomekko	Eksisting	104	20,8	Sulawesi Selatan
53	Bili Bili	Eksisting	1.590	318	Sulawesi Selatan
54	Sumi	Eksisting	163	32,6	Nusa Tenggara Barat
55	Sangiran	Eksisting	145	28,98	Jawa Timur
56	Grokgak	Eksisting	295	59	Bali
57	Tilong	Eksisting	162	32,38	Nusa Tenggara Timur
58	Pelaperado	Eksisting	104	20,84	Nusa Tenggara Barat
59	Keuliling	Eksisting	260	51,99	Aceh
60	Beriwit	Eksisting	330	66,07	Kalimantan Timur
61	Gegurik	Eksisting	133	26,6	Nusa Tenggara Barat
62	Jati Barang	Eksisting	110	22	Jawa Tengah
63	Tanju	Selesai	288	57,58	Nusa Tenggara Barat
64	Sei Gong	Selesai	356	71,2	Kepulauan Riau
65	Tapin	Selesai	425	85	Kalimantan Selatan
66	Sindang Heula	Selesai	130	25,9	Banten
67	Kuningan	Selesai	222	44,32	Jawa Barat
68	Way Sekampung	Selesai	825	165	Lampung
69	Paselloreng	Selesai	1.283	256,68	Sulawesi Selatan
70	Bendo	Selesai	170	33,93	Jawa Timur
71	Ladongi	Selesai	213	42,6	Sulawesi Tenggara
72	Pidekso	Selesai	232	46,4	Jawa Tengah
73	Gongseng	Selesai	288	57,6	Jawa Timur
74	Karalloe	Selesai	249	49,7	Sulawesi Selatan
75	Bintang Bano	Selesai	256	51,28	Nusa Tenggara Barat
76	Randugunting	Selesai	155	31,02	Jawa Tengah

No	Nama Bendungan	Status Bendungan	Luas	Kapasitas 20%	Provinsi
			(Ha)	MW	
77	Semantok	Selesai	293	58,6	Jawa Timur
78	Sadawarna	Selesai	681	136,3	Jawa Barat
79	Beringin Sila	Selesai	126	25,2	Nusa Tenggara Barat
80	Kuwil Kawangkoan	Selesai	139	27,8	Sulawesi Utara
81	Margatiga	*On Going*	2.314	462,79	Lampung
82	Lolak	*On Going*	102	20,35	Sulawesi Utara
83	Cipanas	*On Going*	1.316	263,19	Jawa Barat
84	Sepaku Semoi	*On Going*	335	66,93	Kalimantan Timur
85	Karian	*On Going*	1.740	348	Banten
86	Keureuto	*On Going*	896	179,28	Aceh
87	Rukoh	*On Going*	716	143,22	Aceh
88	Tiu Suntuk	*On Going*	312	62,42	Nusa Tenggara Barat
89	Lau Simeme	*On Going*	247	49,36	Sumatera Utara
90	Temef	*On Going*	298	59,56	Nusa Tenggara Timur
91	Pamukkulu	*On Going*	460	92	Sulawesi Selatan
92	Ameroro	*On Going*	244	48,81	Sulawesi Tenggara
93	Way Apu	*On Going*	274	54,76	Maluku
94	Bulango Ulu	*On Going*	615	122,94	Gorontalo
95	Manikin	*On Going*	165	33	Nusa Tenggara Timur
96	Bener	*On Going*	313	62,6	Jawa Tengah
97	Jragung	*On Going*	451	90,26	Jawa Tengah
98	Budong-Budong	*On Going*	369	73,83	Sulawesi Barat
99	Marangkayu	*On Going*	258	51,63	Kalimantan Timur
100	Mbay	Baru	499	99,89	Nusa Tenggara Timur
101	Merangin	Baru	687	137,35	Jambi
102	Cibeet	Baru	920	184,03	Jawa Barat
103	Kedung Langgar	Baru	142	28,4	Jawa Tengah
104	Cijurey	Baru	139	27,8	Jawa Barat
105	Bodri	Baru	168	33,69	Jawa Tengah
106	Riam Kiwa	Baru	654	130,81	Kalimantan Selatan
107	Pelosika	Baru	271	54,16	Sulawesi Tenggara
108	Jenelata	Baru	1.220	244	Sulawesi Selatan
109	Karangnongko	Baru	1.027	205,31	Jawa Tengah, Jawa Timur
Total		**13.898,8 MW**			

Sumber: *Kementrian ESDM (EBTKE) Tahun 2024*

II.2.4.5 Strategi Implementasi *Flexible Generation*

Perkembangan transisi energi ke depannya ditopang oleh pilar 3D yaitu *Digitization, Decarbonization, dan Decentralization*. Salah satu program pada pilar *Decarbonization* adalah *flexible generation* yang bertujuan untuk meningkatkan penetrasi pembangkit EBT tipe VRE dengan dua strategi utama yaitu meningkatkan fleksibilitas sistem dan memanfaatkan pembangkit eksisting.

Peningkatan fleksibilitas sistem tenaga listrik dibutuhkan dan menjadi kunci dalam pengembangan sistem tenaga listrik yang andal, berkelanjutan, dan terjangkau. Strategi peningkatan fleksibilitas sistem tenaga ada berbagai cara antara lain penambahan teknologi *storage*, interkoneksi antar sistem tenaga, program *Demand Side Management* (DSM), dan meningkatkan fleksibilitas aset pembangkitan eksisting. Sistem tenaga listrik di negara lain menggunakan pendekatan yang berbeda untuk meningkatkan fleksibilitas sistem tenaga listrik dengan tujuan peningkatan penetrasi VRE. Mempertimbangkan kondisi korporasi PLN, jenis pembangkit eksisting yang dimiliki PLN dan pertumbuhan kebutuhan energi listrik, maka *flexible generation* adalah cara untuk meningkatkan fleksibilitas sistem tenaga listrik dan sangat penting untuk meningkatkan penetrasi pembangkit tipe VRE.

Keterbatasan pembangkit fleksibel terjadi karena dominasi pembangkit beban dasar PLTU Batubara dan PLTP, penurunan kemampuan operasi PLTA, dan keterbatasan infrastruktur energi primer untuk pembangkit gas.

Implementasi *flexible generation* di PLTU batubara eksisting dilakukan melalui *retrofit* sehingga dapat menurunkan *Technical Minimum Load* (TML) meningkatkan kemampuan *ramping rate* dari PLTU Batubara. Penerapan *flexible generation* di PLTU Batubara juga memberikan

dampak tambahan antara lain pengurangan pengembangan pembangkit gas dengan harga gas yang tinggi di masa depan, dan meningkatkan keandalan sistem karena peningkatan fleksibilitas PLTU Batubara.

Dalam implementasi *flexible generation* PLTU Batubara diperlukan dukungan antara lain skema dan aturan untuk penerapan biaya *ancilliary services* dalam rangka untuk mengkompensasi biaya peningkatan fleksibilitas sistem tenaga listrik, kesiapan keuangan, dukungan pemerintah dan pemangku kepentingan terkait lainnya.

Selain itu, penerapan *flexible generation* PLTU Batubara memerlukan asesmen dan kajian lebih lanjut dengan memasukkan pertimbangan kondisi eksisting PLTU Batubara serta kondisi sistem. Agar keandalan sistem selama pelaksanaan *retrofit* PLTU Batubara tetap terjaga, maka perlu disediakan *reserve margin* yang memadai atau jika diperlukan dilakukan penambahan pembangkit pengganti dengan pengaturan tahun COD pembangkit baru atau metode lainnya.

II.2.5 Program Dedieselisasi PLTD

Di ujung wilayah Indonesia, jaringan baru sulit dibangun dengan cepat. Alam membatasi langkah untuk mengejar kemajuan. Untuk itu, dibangunlah Pusat Listrik Tenaga Diesel (PLTD) yang berjumlah ribuan. Keadilan sosial harus mengalami percepatan. Indonesia yang gelap harus secepatnya terang. PLTD adalah jawaban paling rasional untuk menghadapi tantangan saat itu.

Namun seiring dengan berjalannya waktu, kebutuhan BBM yang pada dasarnya merupakan *third line of defence* dalam memenuhi penyediaan listrik daerah terisolir, semakin meningkat karena pertumbuhan ekonomi dan perkembangan daerah. Padahal untuk mencukupi kebutuhan BBM masih diperlukan impor yang jumlahnya terus tumbuh signifikan setiap tahun. Selain itu, strategi penyediaan listrik PLN telah mengalami perubahan besar, dari yang dulunya berbasis fosil menjadi berbasis energi baru dan terbarukan.



Gambar 2.15 Sebaran Pembangkit PLTD di Indonesia

Untuk mengurangi pemakaian BBM, PLN merencanakan Program Dedieselisasi yang dalam pelaksanaannya program ini dibagi dalam beberapa pola, yaitu:

1. Konversi PLTD ke pembangkit EBT yang diupayakan dengan skema *hybrid* menggunakan baterai pada sistem *isolated* yang tidak memungkinkan pembangunan transmisi untuk interkoneksi ke *grid*.

Program Konversi PLTD ke EBT juga menjadi salah satu inisiatif untuk mengurangi pemakaian BBM dan meningkatkan efisiensi biaya pembangkit terutama di daerah *isolated* serta meningkatkan jam nyala. Pembangkit berbahan bakar BBM akan digantikan dengan pembangkit EBT sesuai dengan potensi energi setempat seperti PLTA, PLTM/MH, PLTS, PLTB, PLTBm, PLTBg, PLTAL, PLTP, PLTSa dan lainnya.

2. Gasifikasi dan pembangunan pembangkit gas (Non-BBM);
   Melalui implementasi program gasifikasi, terdapat dua manfaat yang dapat diperoleh, yaitu: (1) pengurangan konsumsi bahan bakar minyak (BBM) dan (2) pemanfaatan energi yang lebih bersih dengan emisi yang lebih rendah, sehingga lebih ramah terhadap lingkungan;
3. Interkoneksi sistem-sistem *isolated* ke *grid* sehingga PLTD pada sistem tersebut tidak dioperasikan lagi.
   Dalam rangka mengurangi pemakaian BBM yang berbasis impor di sektor pembangkit, pengoperasian PLTD akan dikurangi secara bertahap. Program interkoneksi sistem *isolated* ke *grid* merupakan program strategis yang bertujuan meniadakan pengoperasian PLTD yang berdampak terhadap pengurangan pemakaian BBM. Diharapkan program ini dapat berjalan dengan baik.

Selain bertujuan meningkatkan porsi bauran EBT, program di atas juga diharapkan mampu mendorong pertumbuhan ekonomi di daerah *remote* dengan adanya energi listrik yang dapat diakses selama 24 jam.

II.2.6 Program pembangunan Pembangkit Tenaga Nuklir

Dalam Undang-Undang Nomor 59 Tahun 2024 tentang Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) Tahun 2025-2045 sudah direncanakan penggunaan teknologi Nuklir dalam penyediaan pasokan listrik di Indonesia. Arah kebijakan energi nasional ke depan, pemanfaatan energi nuklir dimaksudkan untuk menyeimbangkan dan mencapai Target Dekarbonisasi.

Kementerian ESDM telah menetapkan pengembangan energi nuklir melalui Keputusan Menteri ESDM Nomor: 85.K/TL.01/MEM.L/2025 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional. Rencana pengembangan PLTN dalam RUPTL mengikuti dokumen RUKN.

Dalam implementasi program pengembangan PLTN sesuai *guideline* yang dikeluarkan *International Atomic Energy Agency* (IAEA) serta mengacu pada ketentuan peraturan perundangan terkait ketenaganukliran terdapat 19 syarat *readiness of the infrastructure*, yaitu sebagai berikut:

1. *Nuclear Safety*;
2. *Funding and Financing*;
3. *Legal Framework*;
4. *Safeguards*;
5. *Radiation Protection*;
6. *Regulatory Framework*;
7. *Electrical Grid*;
8. *Human Resources Development*;
9. *Sites and Supporting Facilities*;
10. *Environmental Protection*;
11. *Emergency Planning*;
12. *Nuclear Security*;
13. *Nuclear Fuel Cycle*;
14. *Radioactive Waste Management*;
15. *Industrial Involvement*;
16. *Procurement*;
17. *National Position*;
18. *Management*;
19. *Stakeholder Involvement*.

Saat ini, Indonesia berada pada fase pertimbangan menuju penetapan pelaksanaan proyek. Berdasarkan *assessment* dari IAEA *Integrated Nuclear Infrastructure Review* (INIR) *Mission* tahun 2009, Indonesia telah

melaksanakan persiapan dengan pemenuhan 16 dari 19 persyaratan elemen infrastruktur (poin 1 sampai 16), sehingga diperlukan langkah konkret untuk memenuhi seluruh persyaratan tersebut.

Terdapat beberapa teknologi PLTN yang ada di dunia. Pemanfaatan teknologi PLTN di Indonesia tidak terbatas pada teknologi dan kapasitas *small modular reactor*, namun juga teknologi dan kapasitas PLTN lainnya (*large scale, medium scale, Pressurized water reactors (PWR), Boiling Water Reactors (BWR), floating, land-based*, dll). Pengembangan PLTN harus memenuhi persyaratan keselamatan (*safety*), keamanan (*security*), dan garda aman (*safeguards*), serta mengacu pada standar nasional dan internasional. Pemilihan lokasi pembangunan dilakukan dengan mempertimbangkan pemenuhan kriteria-kriteria perencanaan seperti keseimbangan *supply* dan *demand*, keekonomian, serta kajian komprehensif lebih lanjut.

Pembangunan dan pengoperasian PLTN harus mensyaratkan jaminan pasokan bahan bakar nuklir, pengelolaan limbah radioaktif, memastikan keselamatan dan keamanan, serta memenuhi persyaratan, ketentuan perundangan yang berlaku dan rekomendasi dari IAEA.

Dengan mempertimbangkan kriteria dan peraturan perundang-undangan, telah dilakukan survei dan studi tapak PLTN oleh BATAN/BRIN di beberapa lokasi. Adapun, survei dan studi tersebut telah mempertimbangkan kondisi kegempaan, besaran *peak ground acceleration* (PGA), bahaya gunung api dan sesar permukaan. Terdapat 28 wilayah potensial, termasuk yang sudah dilakukan evaluasi, survei serta *pra* survei sebelumnya. Dari 28 wilayah potensial ini bisa dibangun PLTN dengan kapasitas hingga 70 GW. Berdasarkan wilayah potensial tersebut, serta mengacu kepada kebutuhan sistem kelistrikan nasional, potensi PLTN pada tahap awal direncanakan akan dibangun di Sistem Sumatera dan Kalimantan.

II.3 Strategi Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Rencana pengembangan transmisi dan gardu induk (GI) berdasarkan tujuannya dikelompokkan menjadi 4 kriteria berikut:

1. Evakuasi daya. Untuk evakuasi daya dari pembangkit-pembangkit baru maupun ekspansi ke dalam suatu sistem kelistrikan guna memasok kebutuhan daya konsumen, atau untuk penurunan BPP;
2. *Green Enabling Super Grid*, yaitu pembangunan transmisi *backbone* maupun *fishbone* yang bertujuan untuk *enabler* dan percepatan pembangunan EBT. Pembangunannya tidak terbatas dalam satu pulau namun juga interkoneksi antar pulau. Pembangunan transmisi interkoneksi antar pulau ini juga dapat mengatasi *mismatch supply – demand*, yaitu pulau/daerah yang memiliki sumber daya EBT yang besar dapat menyalurkan kelebihan energinya tersebut ke pulau/daerah yang kebutuhan beban (*demand*)-nya tinggi namun potensi EBT nya rendah;
3. Peningkatan penjualan. Untuk peningkatan penjualan. seiring dengan pertumbuhan beban di suatu wilayah, atau masuknya pelanggan besar di suatu sistem maka proyek pengembangan transmisi dan GI untuk mendukung target penjualan;
4. Peningkatan keandalan. Proyek pengembangan transmisi dan GI untuk memenuhi kriteria keandalan N-1 dengan peningkatan kapasitas transmisi atau kapasitas trafo, untuk fleksibilitas operasi dengan konfigurasi *looping* jaringan dalam subsistem/sistem, interkoneksi antar sistem, serta menghubungkan sistem *isolated* ke sistem interkoneksi.

Proyek transmisi secara umum dilaksanakan oleh PLN dengan pola EPC, sedangkan transmisi terkait dengan pembangkit milik IPP dapat

dilaksanakan oleh pengembang IPP sesuai dengan dokumen *Request for Proposal* (RFP) yang diterbitkan PLN. Namun demikian, proyek transmisi untuk juga dapat dilaksanakan dengan skema kerja sama (*partnership*) dengan swasta maupun dukungan pemerintah, misalnya dengan skema pendanaan PMN, Skema Kerjasama Pemerintah dan Badan usaha (KPBU), Skema pendanaan syariah (misalnya skema *Al-Ijarah al-Muntahiyah Bi al-Tamlik (IMBT)*, Skema *deferred payment* serta pemanfaatan badan usaha pendanaan seperti PT. Sarana Multi Infrastruktur (SMI) sebagai *Energy Transition Mechanism* (ETM) *country platform*. PLN juga membuka opsi skema pendanaan dan skema bisnis lain untuk pengembangan transmisi yang memungkinkan yang sesuai dengan regulasi dan kebijakan pemerintah.

Pemerintah menghendaki adanya akselerasi pengembangan transmisi baik untuk interkoneksi antar sistem ketenagalistrikan maupun untuk interkoneksi antar pulau, sesuai dengan program dan kebijakan Pemerintah.

Sejalan dengan kebijakan Pemerintah menuju *Net Zero Emission,* PLN menjalankan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan meningkatkan pengembangan dan pemanfaatan potensi EBT yang tersebar di Wilayah Indonesia. Untuk mengevakuasi potensi EBT tersebut ke pusat-pusat beban, PLN melaksanakan langkah strategis *Green Enabling Super Grid*, yaitu pembangunan transmisi *backbone* yang pembangunannya tidak terbatas dalam satu pulau namun juga interkoneksi antar pulau. Pembangunan transmisi interkoneksi antar pulau ini juga dapat mengatasi *mismatch supply – demand*, yaitu pulau/daerah yang memiliki sumber daya EBT yang besar dapat menyalurkan kelebihan energinya tersebut ke pulau/daerah yang kebutuhan beban (*demand*)-nya tinggi namun potensi EBT-nya rendah.

Perencanaan transmisi memerlukan persiapan yang lebih panjang mengingat kebutuhan tanah mencakup wilayah yang luas. Mengingat banyaknya kendala dalam proses pembebasan tanah serta fungsi transmisi sebagai infrastruktur dari sistem tenaga listrik maka *framework* perencanaan kapasitas transmisi harus melihat waktu yang lebih panjang dari jangka waktu RUPTL, yaitu sekitar 40 tahun.

Pada jaringan yang menyediakan tenaga listrik untuk kota besar dapat direncanakan *looping* antar sistem/sub-sistem dengan pola operasi terpisah untuk meningkatkan keandalan penyediaan tenaga listrik.

Pada saluran transmisi yang tidak memenuhi kriteria keandalan N–1 dan terdapat potensi masalah sosial untuk jalur baru, serta kesulitan izin padam untuk pekerjaan pemeliharaan, maka dapat dilaksanakan *reconductoring* dan *uprating*. Pemilihan opsi *reconductoring/uprating*, juga bertujuan untuk memanfaatkan/mengoptimalkan aset eksisting sehingga dapat meningkatkan nilai keekonomian aset tersebut.

Perluasan jaringan transmisi dari *grid* yang telah ada untuk menjangkau sistem *isolated* yang masih dilayani PLTD BBM dilaksanakan dengan mempertimbangkan aspek ekonomi dan teknis.

Untuk meningkatkan pelayanan dan mengantisipasi kebutuhan tenaga listrik yang semakin besar di kabupaten-kabupaten yang tersebar dan belum dilayani dari jaringan tegangan tinggi, dalam RUPTL ini terdapat rencana pembangunan GI baru di beberapa kabupaten. Perencanaan GI baru tersebut tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan ekonomis. Penentuan lokasi GI dilakukan dengan mempertimbangkan keekonomian biaya pembangunan fasilitas sistem transmisi tegangan tinggi, biaya pembebasan tanah, biaya pembangunan fasilitas sistem distribusi tegangan menengah, dan harus disepakati bersama oleh unit pengelola sistem distribusi dan unit pengelola sistem transmisi.

Pemilihan teknologi seperti jenis menara transmisi, penggunaan tiang, jenis saluran (saluran udara, kabel bawah tanah, kabel laut) dan perlengkapannya (pemutus, pengukuran dan proteksi) mempertimbangkan aspek keekonomian jangka panjang, dan pencapaian tingkat mutu pelayanan yang lebih baik, dengan memenuhi standar nasional (SNI, SPLN) atau standar internasional yang berlaku.

Perencanaan transmisi diindikasikan menggunakan konduktor yang umum digunakan di PLN (SPLN) yang menunjukkan sebagai perencanaan kapasitas. Dalam hal terjadi perubahan-perubahan di lapangan yang diakibatkan oleh kondisi teknis, sangat dimungkinkan untuk dilakukan perubahan jenis dan teknologi konduktor sepanjang tetap memperhatikan faktor keekonomian transmisi tersebut.

Dengan banyaknya pengajuan pembangkit EBT skala kecil dari pengembang yang akan terhubung pada sistem transmisi, maka diperlukan antisipasi dalam pengembangan sistem transmisi dengan memperhatikan pedoman penyambungan yang tertuang dalam *Grid Code* yang berlaku pada sistem setempat.

Pembangunan interkoneksi sistem tenaga listrik khususnya antar sistem atau antar pulau membutuhkan kajian komprehensif untuk mendapatkan manfaat interkoneksi dan kajian enjiniring. Manfaat interkoneksi antara lain:

1. Peningkatan keandalan dan optimalisasi cadangan sistem;
2. *Trade-off* dengan pembangunan pembangkit baru;
3. Peningkatan faktor beban dan antisipasi keragaman beban, khususnya sistem dengan keragaman pola beban;
4. Penurunan biaya operasi, optimalisasi *reserve margin* sistem dan optimalisasi jadwal pemeliharaan pembangkit;
5. Pemanfaatan sumber energi dari berbagai lokasi yang berbeda, untuk mendapatkan manfaat keragaman energi, *sustainability*, dan penurunan dampak lingkungan;
6. *Economic exchange* antar sistem tenaga listrik.

Berdasarkan teknologi interkoneksi, perkembangan teknologi sudah memungkinkan interkoneksi untuk diprogramkan. Saat ini sistem *Alternating Current* (AC) telah memasuki era level tegangan *Ultra High Voltage* (UHV), yaitu sistem transmisi dengan tegangan di atas 765kV. Di beberapa negara bahkan sudah mencapai 1.000kV. UHV pada sistem umumnya berperan sebagai *backbone* sistem atau transfer energi skala besar untuk menjaga kestabilan sistem dan penurunan *losses* teknis. Pada teknologi *Direct Current* (DC), saat ini telah dimanfaatkan dalam rangka transfer energi skala besar, karena sistem tersebut lebih baik dari sisi kestabilan sistem serta mengurangi efek negatif transfer energi skala besar jika menggunakan sistem AC. Perkembangan teknologi *High Voltage Direct Current* (HVDC) saat ini khususnya terkait teknologi *converter* dibagi menjadi dua yaitu *Line-Commutated Converter* (LCC) yang telah lebih dahulu dikenal dan *Voltage Sourced Converter* (VSC) yang saat ini terus dikembangkan baik dari aspek kapasitas maupun aspek level tegangannya.

Beberapa sistem yang mengalami permasalahan operasional misalnya *short circuit level* yang tinggi, masalah stabilitas (*swing*) pada kondisi tertentu, masalah tegangan baik *overvoltage*, *undervoltage*, *voltage sag*, *flicker* dan masalah lain-lain, maka perlu dilakukan rencana mitigasi yang sesuai untuk mengatasi permasalahannya dengan menggunakan teknologi yang tersedia. Penggunaan FACTS (*Flexible AC Transmission Sistem*), *back-to-back* HVDC, reaktor, kompensator, maupun *Fault Current Limiter* (FCL), maupun teknologi lain dapat digunakan untuk memitigasi permasalahan tersebut berdasarkan kajian teknis-ekonomis.

II.3.1 Kriteria Perencanaan Transmisi dan Gardu Induk

Dengan tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan ekonomis, kebijakan lebih rinci mengenai pengembangan transmisi dan GI adalah sebagai berikut:

1. Perencanaan transmisi dan gardu induk dibuat dengan menggunakan kriteria kontingensi N-1, baik statis maupun dinamis. Kriteria N-1 statis mensyaratkan apabila suatu sirkit transmisi atau satu trafo padam, baik karena mengalami gangguan maupun dalam pemeliharaan, maka sirkit-sirkit transmisi dan trafo yang tersisa harus mampu menyalurkan keseluruhan arus beban, sehingga kontinuitas penyaluran tenaga listrik terjaga. Kriteria N-1 dinamis mensyaratkan apabila terjadi gangguan hubung singkat yang diikuti oleh hilangnya satu sirkit transmisi, maka tidak boleh menyebabkan kehilangan ikatan sinkron antara suatu kelompok generator dan kelompok generator lainnya. Pada kondisi khusus kriteria *credible contingency* dapat diterapkan pada perencanaan transmisi, di mana kondisi khusus tersebut dapat dibuktikan melalui kajian dan dapat menyebabkan pemadaman *(blackout)* meluas. Apabila kriteria N-1 belum terpenuhi baik yang disebabkan oleh kendala inisiasi atau penyelesaian proyek maka dilakukan mitigasi yang bersifat jangka pendek;
2. Perencanaan pengembangan transmisi dengan menggunakan teknologi kabel 500 kV di ibu kota provinsi di Jawa–Bali dengan mempertimbangkan daerah padat penduduk dan keterbatasan lahan untuk tapak tower. Selain itu sebagai opsi lain dari sistem 500 kV, di Sistem Jawa-Bali mulai mempertimbangkan penggunaan level tegangan 275 kV untuk daerah perkotaan dengan keterbatasan lahan, dengan tetap memperhatikan kelayakan ekonomi/finansial. Diharapkan dengan level tegangan 275 kV memberikan kontribusi arus hubung singkat yang lebih kecil daripada level tegangan 500 kV;
3. Untuk penyaluran tenaga listrik di luar Jawa–Bali, PLN merencanakan dalam 1 (satu) kabupaten/kota dibangun minimal 1 (satu) gardu induk, kecuali akses ke kabupaten/kota setempat yang masih terkendala. Untuk yang terkendala, maka PLN merencanakan pasokan tenaga listrik dari jaringan 20 kV;
4. Trafo daya (TT/TM) pada saat ini direncanakan mempunyai kapasitas sampai dengan 60 MVA;
5. Dengan perubahan harga *Engineering Procurement and Construction* (EPC) *Gas Insulation Substation* (GIS) yang makin mendekati harga EPC gardu induk konvensional, maka untuk daerah yang sudah padat penduduk diutamakan menggunakan GIS karena kebutuhan lahan yang lebih kecil dengan mempertimbangkan kecepatan penyelesaian proyek dan total biaya investasi;
6. Jumlah unit trafo yang dapat dipasang pada suatu GI dibatasi oleh ketersediaan lahan, kapasitas transmisi, kapasitas peralatan GI serta jumlah penyulang (*feeder*) keluar yang dapat ditampung oleh GI tersebut. Dengan kriteria tersebut suatu GI dapat mempunyai 3 atau lebih unit trafo. Sebuah GI baru diperlukan jika GI terdekat yang ada tidak lagi dapat menampung pertumbuhan beban lagi karena keterbatasan tersebut;
7. Pengembangan GI baru juga dapat dilakukan untuk mendapatkan tegangan yang baik di ujung jaringan tegangan menengah dan menurunkan susut pada jaringan tegangan menengah;
8. Untuk suatu sistem yang pasokannya diperoleh dari IBT, diperlukan antisipasi untuk menjaga kontinuitas pasokan listrik pada suatu

sistem melalui penyediaan *spare* trafo IBT. Strategi untuk kebutuhan *spare* IBT antara lain:

a. Untuk Sistem Jawa-Bali dengan sistem 500 kV maka harus terdapat minimal *spare* IBT 1 fasa yang disediakan per lokasi GITET;
b. Untuk Sistem Luar Jawa Bali, setiap pulau (sistem besar) harus tersedia minimal *spare* IBT 1 fasa untuk Sistem 500 kV atau 1 unit IBT Sistem 275 kV dengan *rating* tegangan dan kapasitas yang sama dengan IBT eksisting atau sesuai dengan kondisi beban;
c. Untuk perencanaan jangka panjang, maka setiap GITET harus memiliki minimal 2 IBT (N-1) dengan kapasitas yang sama untuk keandalan;
d. Pengujian *spare* IBT secara rutin sesuai standar PLN (SPLN) harus dilakukan oleh unit operasional untuk memastikan ketersediaan dan kesiapan trafo setiap saat.

9. Pembangunan gardu induk dengan desain minimalis (*switchyard* dan trafo terpisah) dapat dilaksanakan untuk melistriki komunitas dengan kebutuhan listrik yang dalam jangka panjang diperkirakan akan tumbuh lambat;
10. Penambahan kapasitas trafo/IBT di suatu GI dapat dilakukan melalui penambahan jumlah unit trafo/IBT (*extension*), atau penggantian trafo/IBT *eksisting* dengan trafo/IBT baru yang kapasitasnya lebih besar (*uprating*). Kriteria yang pada umumnya diterapkan dalam RUPTL ini adalah target COD kebutuhan penambahan kapasitas trafo/IBT di suatu GI jika pembebanan GI mencapai 70%-80%. Pada opsi penambahan jumlah unit trafo/IBT (*extension*), batas pembebanan GI ini terhadap total kapasitas dari seluruh trafo terpasang di GI. Sedangkan, pada opsi penggantian trafo/IBT *eksisting* (*uprating),* batas pembebanan GI ini terhadap total kapasitas seluruh trafo di GI selain trafo yang akan diganti. Penentuan batas pembebanan ini dapat dilakukan penyesuaian berdasarkan hasil evaluasi atau kajian terhadap faktor-faktor yang berkembang. Kriteria ini diambil atas dasar pertimbangan keterbatasan kemampuan pendanaan investasi PLN, kesiapan implementasi, dan konsumen yang dilayani. Untuk kondisi lainnya, kriteria N-1 yang belum terpenuhi perlu dilakukan mitigasi yang bersifat jangka pendek, dengan pengaturan pola operasi. Gardu Induk yang tidak dapat dilakukan manuver beban ke GI terdekat untuk memenuhi kontingensi N-1 saat pemeliharaan/gangguan, maka dapat dipertimbangkan membangun trafo baru, meskipun secara pembebanan GI masih lebih kecil dari 70%, dengan tetap memperhatikan kelayakan proyek;
11. Rencana titik koneksi dari pembangkit ke titik GI tidak dibatasi hanya pada satu titik GI, namun dibuka kesempatan untuk GI sekitarnya dalam sistem yang sama untuk mendapatkan harga yang lebih kompetitif dengan tetap memperhatikan aspek teknis antara lain analisis aliran daya, analisis hubung-singkat dan stabilitas;
12. Penggunaan teknologi baru pada pengembangan sistem transmisi harus berdasarkan pada kebutuhan sistem;
13. Pembangunan gardu induk baru semaksimal mungkin didesain untuk pola operasi *unmanned substation*.

Seiring dengan pertumbuhan beban yang diikuti dengan bertambahnya kapasitas pembangkit dan transmisi, maka arus gangguan hubung singkat juga ikut meningkat. Arus gangguan hubung singkat yang melebihi kapasitas peralatan dapat menyebabkan peralatan tersebut rusak, kerugian yang ditimbulkan bukan hanya dari perbaikan atau

penggantian peralatan tersebut namun juga kemungkinan pemadaman beban skala kecil maupun besar. Oleh karenanya, diperlukan langkah-langkah untuk mengantisipasi kenaikan arus hubung singkat. Alternatif-alternatif tersebut antara lain:

1. Rekayasa konfigurasi jaringan;
2. Pemasangan reaktor seri atau *Short Circuit Current Limiter* (SCCL);
3. Penggunaan trafo pembangkit dengan impedansi tinggi;
4. Penggunaan atau penggantian *interbus transformer* (IBT) dengan impedansi tinggi;
5. Pemindahan koneksi pembangkit ke level tegangan tertinggi;
6. Penggantian pemutus tenaga (PMT) dan atau peningkatan standar kapasitas maksimum PMT;
7. Implementasi level tegangan sisipan atau level tegangan *ultra high voltage*;
8. Implementasi Teknologi HVDC *Back to Back.*

Penerapan alternatif dilengkapi dengan kajian detail dan komprehensif yang mencakup kajian ekonomi, kajian teknis, dan *workability* serta memenuhi standar nasional (SNI, SPLN) atau standar internasional yang berlaku.

Tingkat mutu pelayanan pada sistem tenaga sangat tergantung pada daya aktif dan reaktif. Permasalahan kesetimbangan daya aktif dapat diselesaikan dengan memperkuat saluran transmisi sehingga daya dapat dikirim dari sumber pembangkit ke sumber beban, lain halnya dengan permasalahan kesetimbangan daya reaktif yang bersifat lokal dan tidak dapat dikirim dari jarak jauh. Pada sistem tenaga, daya reaktif memberikan pengaruh yang sangat besar dalam meningkatkan mutu tegangan, memperbaiki kemampuan mengirimkan daya aktif, memperkecil rugi-rugi, mengurangi jatuh tegangan dan memperbaiki kestabilan dinamis. Sedangkan, saat kondisi beban rendah dan pada kondisi pemulihan jaringan setelah gangguan terdapat kondisi di mana tegangan sistem sangat tinggi akibat *line charging* pada transmisi yang berbeban rendah. Mengantisipasi hal tersebut diperlukan manajemen tegangan dengan langkah penambahan kompensator daya reaktif (*series/shunt reactor, series/shunt capacitor*) yang dapat memasok daya reaktif dan/atau menyerap daya reaktif. Selain itu peralatan *Flexible AC Transmission System* (FACTS) seperti *Static Var Compensator* (SVC), *Static Synchronous Compensator* (STATCOM), BESS (*Battery Energy Storage System*), dan pemasangan *synchronous condenser* menjadi alternatif dalam meningkatkan kualitas daya serta fleksibilitas pengaturan pengoperasian sistem. Pemasangan peralatan tersebut tentunya perlu diawali dengan kajian detail dan komprehensif yang mencakup kajian ekonomi, kajian teknis, dan *workability* serta memenuhi standar nasional (SNI, SPLN) atau standar internasional yang berlaku.

Program-program terkait manajemen aset yang meliputi rekondisi GI, penggantian peralatan baik material transmisi utama (MTU), konduktor transmisi beserta peralatan pendukungnya dengan kriteria sebagai berikut:

1. Sudah melampaui batas umur efektif peralatan;
2. Penggantian peralatan baik MTU, konduktor transmisi beserta peralatan pendukungnya yang sudah dalam kondisi tidak baik berdasarkan hasil uji kondisi peralatan;
3. Teknologi yang dimiliki sudah *obsolete* (lama).

Alternatif dan program tersebut di atas jika tidak signifikan meningkatkan kapasitas, tidak mengubah konfigurasi eksisting, atau tidak menambah aset, maka merupakan kebijakan yang tidak tercantum dalam daftar proyek GI dan transmisi di dalam RUPTL.

Implementasi atas program-program tersebut di atas harus dilengkapi dengan kajian detail dan komprehensif yang mencakup kajian ekonomi, kajian teknis, dan *workability* serta memenuhi standar nasional (SNI, SPLN) atau standar internasional yang berlaku.

II.4 Strategi Pengembangan Sistem Distribusi

Perencanaan sistem distribusi meliputi pengembangan sistem distribusi di perkotaan, listrik perdesaan, dan sistem *isolated* (kapasitas <10 MW). Hingga TW III tahun 2024 Rasio Elektrifikasi nasional mencapai 99,82% dan Rasio Elektrifikasi PLN mencapai 98,42%. Selain Rasio Elektrifikasi, pengembangan sistem distribusi juga perlu difokuskan pada peningkatan kinerja keandalan, efisiensi, stabilitas sistem, *power quality*, sasaran kebijakan energi dan keekonomian.

Fokus utama investasi perluasan jaringan adalah untuk melayani pertumbuhan pelanggan guna mendukung percepatan pencapaian RE PLN 100% dan perbaikan sarana pelayanan serta meningkatkan kemampuan jaringan distribusi dalam menghadapi transisi energi sehingga integrasi sumber energi terbarukan ke dalam sistem dapat dilakukan. Kegiatan yang dilaksanakan adalah pengembangan infrastruktur sistem distribusi yang secara umum diarahkan pada 5 hal yaitu perbaikan tegangan pelayanan, perbaikan angka *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) dan *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI), pengembangan infrastruktur jaringan cerdas (*Smart Grid*) dan penurunan susut teknis jaringan.

Pemilihan teknologi seperti jenis saluran (saluran udara, kabel bawah tanah), sistem jaringan (*radial, loop, atau spindle*), perlengkapan (menggunakan *recloser* atau tidak), jenis tiang (beton atau besi), termasuk penggunaan tegangan 70 kV sebagai saluran distribusi ke pelanggan besar atau pembangkit tertentu, telah selesai dikaji secara teknis, namun implementasinya memerlukan penyesuaian regulasi yang akan ditentukan oleh Pemerintah. Selain itu, transformasi sistem distribusi konvensional menjadi modern dengan penggunaan teknologi jaringan cerdas seperti sistem monitoring untuk pengendalian otomatis jaringan distribusi, analisis data, *forecasting*, dan sistem komunikasi jaringan akan memungkinkan integrasi yang baik bagi pembangkit energi baru terbarukan tanpa mengganggu kualitas layanan pada pelanggan.

Program Dedieselisasi bertujuan untuk mengurangi pengoperasian pembangkit diesel terutama di sistem kecil/*isolated,* antara lain dengan interkoneksi sistem *isolated* ke *grid* terdekat, mengganti sebagian/ seluruh operasi PLTD dengan pembangkit EBT, atau gasifikasi dan pembangunan pembangkit gas (Non-BBM) sehingga dapat mengurangi penggunaan BBM.

Dengan akan banyaknya pembangkit intermiten seperti EBT skala kecil, pemasangan PLTS Atap dan fasilitas stasiun pengisian listrik yang akan terhubung pada sistem distribusi maka diperlukan antisipasi pengembangan sistem distribusi yang dapat memonitor serta mengendalikan aliran daya tersebut dengan tetap memperhatikan pedoman penyambungan yang tertuang dalam *Distribution Code* atau Aturan Distribusi Tenaga Listrik.

Untuk mendukung digitalisasi di jaringan distribusi dan program transformasi energi, sistem distribusi tenaga listrik harus berevolusi menjadi *Smart Grid* distribusi yang aktif dan cerdas. Modernisasi jaringan distribusi memanfaatkan *Internet of Things* (IoT) dan kecerdasan buatan, serta memerlukan pusat pengatur distribusi (*Distribution Control Center*) yang dilengkapi dengan *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), *Advanced Distribution Management System* (ADMS), *Distributed Energy Resources Management System* (DERMS), *Geographic Information System* (GIS),

Energy Management System (EMS), *Asset Management* (AM), dan aplikasi pendukung lainnya.

II.4.1 Perencanaan Sistem Distribusi

Tujuan Perencanaan sistem distribusi adalah:

1. Merencanakan dan mengembangkan sistem distribusi untuk menyediakan energi listrik berkualitas yang andal, aman, dan ekonomis kepada konsumen baru maupun yang sudah ada;
2. Mengadopsi teknologi terkini berupa digitalisasi monitoring dan pengendalian parameter jaringan distribusi dan memperbaharui sistem distribusi untuk memenuhi permintaan layanan distribusi yang andal, aman, dan berkualitas;
3. Meningkatkan kemampuan untuk memenuhi kebijakan energi dan target regulasi termasuk integrasi sumber energi terbarukan yang lebih banyak ke dalam sistem distribusi.

II.4.1.1 Pengembangan Sistem Distribusi

Dalam pengembangan sistem distribusi terdapat tahapan untuk menentukan opsi jaringan yang kredibel dalam memenuhi perkiraan pertumbuhan beban mengurangi keterbatasan, kendala, serta masalah keselamatan yang telah diidentifikasi saat ini dan di saat yang akan datang melalui tahapan proses perencanaan distribusi. Opsi tersebut antara lain:

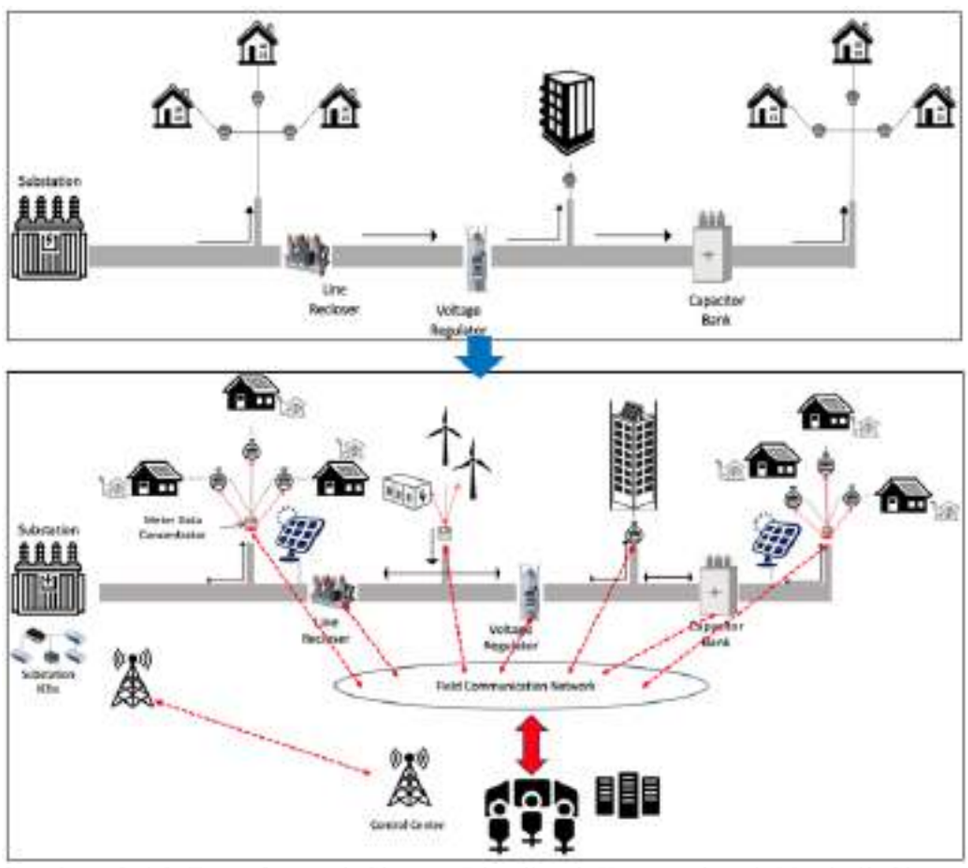
1. Opsi Jaringan (*Network Option*)
   Opsi yang diharapkan dapat mengatasi kendala dan keterbatasan di sistem distribusi saat ini dan yang akan datang. Kendala tersebut meliputi tidak dapat melayani pasang baru, GI atau konduktor yang kelebihan beban, regulasi tegangan, masalah proteksi, susut jaringan, umur peralatan, kualitas daya listrik serta manajemen kontrol dan monitoring yang tidak memadai. Opsi jaringan ini menghasilkan perencanaan dalam pembangunan gardu induk baru, penambahan kapasitas trafo, penyulang baru, *reconductoring* kabel, konfigurasi ulang jaringan, perubahan level tegangan pada saluran distribusi, penentuan ukuran dan lokasi kapasitor yang optimal, regulator, *sectionalizers*, *relay* dan sekering, perbaikan infrastruktur, penggantian peralatan, pembaruan pemantauan jaringan, komunikasi, kontrol, dan sistem manajemen.
2. Opsi Non - Jaringan (*Non-Network Option*)
   Opsi non-jaringan merupakan alternatif dari opsi jaringan untuk mengatasi kendala / batasan sistem yang ada. Opsi non-jaringan yang kredibel harus mampu mengubah salah satu atau beberapa hal di antaranya mengurangi beban puncak dan / atau konsumsi energi melalui *Demand Side Management* (DSM), *Load Shifting* dan *Load Curtailment*, mengubah profil beban jaringan distribusi, membantu memenuhi pertumbuhan beban lokal dan / atau mengurangi susut energi, menambah keandalan jaringan distribusi, tegangan serta efisiensi dan membantu memenuhi sasaran energi terbarukan dari Pemerintah.
3. Pengembangan Pembangkitan Energi Terbarukan
   Di dalam melaksanakan regulasi Pemerintah untuk mencapai target energi terbarukan, pembangkit energi terbarukan kapasitas sampai dengan 10 MW dapat tersambung langsung ke jaringan distribusi. Perencanaan sistem distribusi harus melakukan studi untuk menentukan kapasitas *hosting* sistem distribusi untuk pembangkit energi terbarukan berdasarkan kondisi jaringan distribusi yang ada. Analisis kapasitas *hosting* harus dilakukan

dengan menggunakan standar interkoneksi (batas pembebanan termal, masalah aliran daya balik (*reverse power*), standar stabilitas tegangan dan frekuensi, batas arus hubung singkat, skema produksi, dan kualitas daya). Analisis kapasitas *hosting* harus menentukan kapasitas maksimum pembangkit energi terbarukan yang dapat ditampung oleh sistem distribusi yang ada tanpa menimbulkan dampak buruk pada sistem distribusi dan memenuhi ketentuan Aturan Distribusi tenaga listrik (*Distribution Code*). Tambahan studi tentang skenario dampak sistem distribusi perlu dilakukan untuk mengidentifikasi perbaikan sistem dan perubahan pola operasi apabila penetrasi energi terbarukan yang masuk ke dalam sistem lebih tinggi dari kapasitas maksimum yang bisa ditampung oleh sistem distribusi tersebut.

4. Modernisasi Jaringan Distribusi (*Modernization of Distribution Network*)

   Transisi Energi merupakan salah satu program yang mendukung agenda *Climate Change* di Indonesia dengan target *Net Zero Emission* di Tahun 2060. Transisi energi mengharuskan adanya penetrasi pembangkit dari sumber energi baru dan terbarukan secara masif ke dalam jaringan distribusi tenaga listrik.

   Sifat intermiten, variabel dan tersebar dari pembangkit EBT ini akan sangat berdampak dalam operasi, keandalan, mutu, efisiensi dan fleksibilitas pasokan energi listrik di jaringan distribusi. Pada akhirnya kondisi tersebut juga akan berdampak pada pelanggan yang memanfaatkan energi listrik untuk kegiatan produktif dan ekonomi. Untuk mengurangi dampak tersebut, maka jaringan distribusi harus bertransformasi dari peran yang pasif dan konvensional (*distribution network operator*) dalam manajemen kontingensi, menjadi manajemen sistem distribusi aktif, modern, dan pintar (*distribution system operator*).



Gambar 2.16 Transformasi Sistem Distribusi Konvensional Menjadi Sistem Distribusi Modern

Modernisasi Jaringan Distribusi meliputi otomatisasi sistem distribusi menggunakan *Internet of Things* (IoT), teknologi kecerdasan buatan dengan protokol komunikasi dengan kabel atau *nirkabel* untuk melaksanakan pemantauan, pelacakan, komunikasi, pengendalian, dan pengelolaan operasi sistem distribusi yang cerdas melalui sistem SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Kemampuan dan kapabilitas Master Station SCADA diperkuat dan peralatan jaringan distribusi diperbaharui dengan teknologi yang mendukung IoT. Modernisasi jaringan distribusi tidak hanya dilakukan pada sistem distribusi primer (tegangan menengah) namun juga dilakukan pada sistem distribusi sekunder (tegangan rendah).



Gambar 2.17 Fitur Modernisasi Jaringan Distribusi

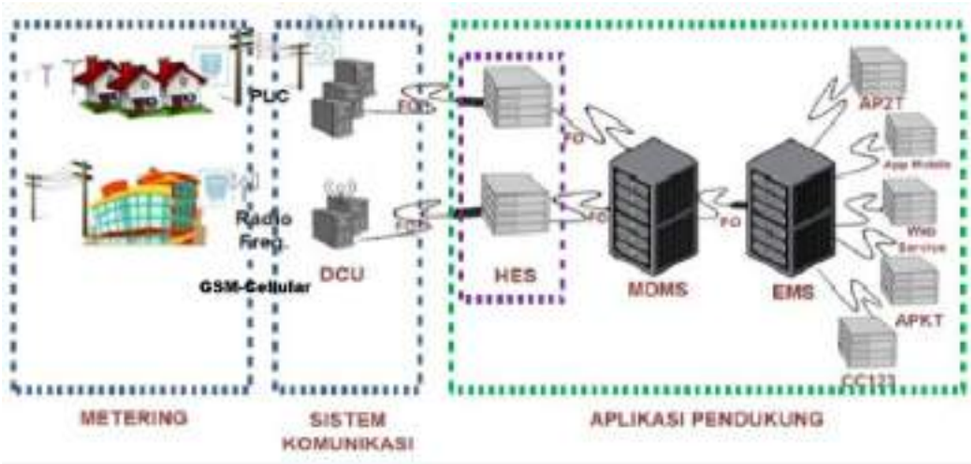
Modernisasi jaringan distribusi terintegrasi harus didukung dengan pembangunan pusat pengatur distribusi (*Distribution Control Center*) yang dilengkapi dengan monitoring sistem *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), *Distribution Management System* (DMS) dan *Outage Management System* (OMS) yang akan membentuk suatu *Advanced Distribution Management System* (ADMS), *Distributed Energy Resources Management System* (DERMS), *Geographic Information System* (GIS), *Energy Management System* (EMS), *Asset Management* (AM), *Demand Response Management*, dan sistem pendukung lainnya. Seluruh sistem tersebut dikelola secara terpusat.

Pengembangan sistem distribusi dilakukan melalui pemetaan dalam aplikasi geospasial milik PLN yang berbasis GIS sebagai platform perencanaan, eksekusi, dan monitoring progres pembangunan sistem distribusi di seluruh Indonesia. Pada tahap awal, PLN telah melakukan prioritisasi implementasi visualisasi aset distribusi eksisting, termasuk Jaringan Tegangan Menengah (JTM), Jaringan Tegangan Rendah (JTR), dan Gardu Distribusi ke dalam Peta GIS Korporat yang ditargetkan selesai pada akhir Tahun 2025.

5. Implementasi AMI

   Advanced Metering Infrastructure (AMI) merupakan salah satu infrastruktur dalam penerapan teknologi *Smart Grid* untuk mendukung target nasional bauran energi terbarukan (NZE 2060). AMI adalah sebuah alat pembacaan dan pengendali dua arah dengan teknologi yang mendukung *Distribution Network Operator* (DNO) menjadi *Distribution System Operator* (DSO). Dengan adanya AMI, sistem distribusi akan siap dalam menerima DER yang masif karena ekspor-impor kWh dapat dimonitor dan dikendalikan

secara *real-time* sehingga keandalan sistem distribusi tetap terjaga.



Gambar 2.18 Skema penggunaan AMI

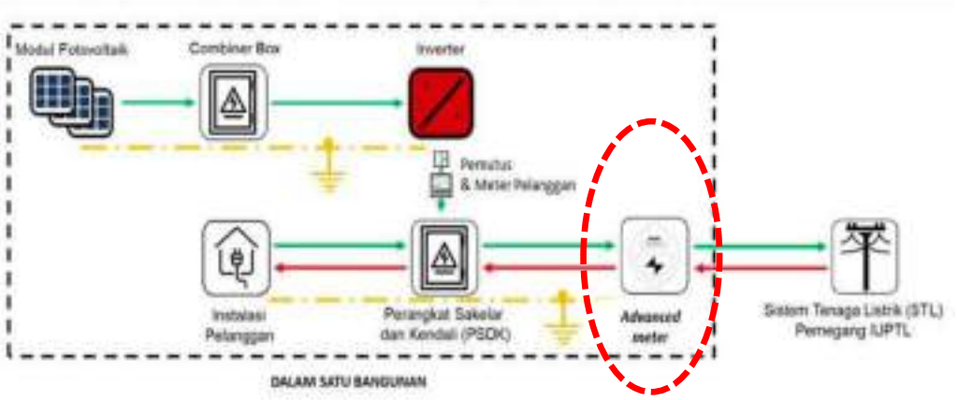
Keterangan:

- DCU (*Data Concentrator Unit)*
- HES (Protokol pertukaran data antar peralatan dan *Head End System*)
- MDMS (*Meter Data Management System*)
- EMS (*Energy Management System*)

Selain sebagai bagian dari transisi energi, AMI memiliki peran penting lainnya seperti efisiensi biaya produksi listrik melalui optimasi pengoperasian pembangkit, mengoptimalkan kapasitas pembangkit *fast response* dalam mendukung integrasi VRE, mendukung fungsi *smart city*, dan mendukung program subsidi tepat sasaran. Selanjutnya, AMI juga dapat dikembangkan dalam fitur untuk *online monitoring* susut jaringan, *demand response management*, dan *outage management*.

AMI memiliki tingkat akurasi pengukuran yang lebih tinggi dibandingkan dengan kWh meter konvensional, sehingga dengan tingginya tingkat akurasi pengukuran maka perhitungan subsidi biaya pemakaian listrik akan lebih baik. Selain akurasi pengukuran yang tinggi, penggunaan kWh meter AMI juga dapat meminimalisir susut dengan memungkinkan pemantauan penggunaan energi listrik secara *real-time* sehingga dapat mendeteksi kebocoran ataupun kesalahan pengukuran dengan cepat, serta mencegah kesalahan manusia dalam pembacaan meter. Dengan kemampuan untuk memantau konsumsi energi secara akurat dan responsif, penggunaan AMI akan membantu dalam mengidentifikasi pola konsumsi dan kebocoran daya pada jaringan listrik.

AMI memiliki potensi *benefit* lain pada pelanggan yaitu akses internet yang terhubung lewat jaringan komunikasi berupa *fiber optic* AMI (*Fiber to the Home*) yang merupakan dasar dalam implementasi *smart city* maupun *smart building*. *Internet of Things* (IoT) memungkinkan konektivitas dan integrasi antara berbagai *smart devices*. Dalam *smart building*, jaringan internet memungkinkan monitoring dan pengoptimalan penggunaan energi serta manajemen fasilitas yang lebih efisien. Dalam skenario *smart city*, konektivitas internet memungkinkan pengelolaan infrastruktur kota secara terpusat dan pelayanan publik yang lebih baik.



Gambar 2.19 AMI pada Sistem PLTS Atap

Dalam mendukung program PLTS Atap sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 2 Tahun 2024 yang mengatur tentang PLTS Atap yang Terhubung pada Jaringan Tenaga Listrik Pemegang IUPTLU, AMI memegang peran yang sangat penting sebagai infrastruktur *Net Metering* pada pelanggan. AMI memungkinkan pemantauan produksi energi dari PLTS Atap secara *real-time*, yang dapat terintegrasi dengan SCADA serta aplikasi pemantauan energi PLTS Atap. Hal ini akan mendukung transformasi sistem distribusi menjadi *Smart Grid* yang aktif dan cerdas.
Sampai dengan bulan November 2024, telah dilakukan implementasi program AMI untuk 1,2 juta pelanggan di 8 Wilayah/ kota besar di Indonesia antara lain: Bali, Jakarta, Banten, Jawa Barat, Jawa Timur, Jawa Tengah, Medan, dan Makassar. Dalam pengembangannya, AMI akan dilaksanakan secara bertahap dengan mempertimbangkan strategi pengembangan infrastruktur dan skala prioritas sesuai *roadmap* implementasi AMI pada masyarakat pengguna listrik secara penuh hingga Tahun 2045. Program ini akan dikembangkan untuk dapat melayani pelanggan baik dengan skema pelanggan pra-bayar maupun pelanggan pasca-bayar.



Gambar 2.20 Peta Implementasi AMI

Setelah pelaksanaan Implementasi AMI pada tahun 2023, pemasangan kWh meter AMI akan difokuskan pada pengembangan desain kWh meter AMI untuk sistem pelanggan prabayar yang bisa dibaca secara *remote* dan melengkapi fitur AMI pasca bayar di 8 provinsi tersebut untuk periode tahun 2024 – 2025. Pada Tahun 2026-2028, pemasangan kWh meter AMI akan

diperluas ke 20 provinsi tambahan dengan fokus pada daerah yang memiliki pendapatan menengah hingga tinggi. Dengan demikian, total provinsi yang akan menggunakan kWh meter AMI menjadi 28 provinsi. Selanjutnya, pada Tahun 2029-2045 pemasangan kWh meter AMI akan terus dilanjutkan dan ditargetkan terpasang di seluruh provinsi di Indonesia.

Tabel 2.3 *Timeline* Fase Implementasi AMI

Tahun	2023	2024	2025	2026-2028	2029-2031	2032-2045
Kegiatan	Implementasi AMI untuk 1,2 Juta pelanggan (Sistem Pasca-Bayar) Meter Terpasang : 1.222.540 Aktif di HES : 1.222.540 Aktif di MDMS : 1.214.229 COD Januari 2024	Desain AMI Pra-bayar dan Pasca-bayar Standarisasi Produk dan Teknologi POC/ Pilot Project dan sertifikasi Pengadaan AMI	Pemasangan AMI Fase slow early commercial, Implementasi pada daerah kepadatan/ pendapatan tinggi dengan objective tertentu (Pra-bayar & Pasca-bayar)	Fase Stabilization, Implementasi pada daerah kepadatan/ pendapatan tinggi	Fase Ramp-Up, Implementasi perkotaan dengan kepadatan/ pendapatan tinggi dan menengah	Mass Rolled-out dan Fully Implemented, Implementasi pada semua daerah dengan tahapan prioritas kesiapan infrastruktur dan kemudahan.
Provinsi Implemented	DKI, Banten, Jabar, Jateng, Jatim, Bali, Sumut, Sulsel	DKI, Banten, Jabar, Jateng, Jatim, Bali, Sumut, Sulsel	Aceh, Riau, Sumbar, Kepri, Sumsel, Jambi, Bengkulu, Lampung, Babel, DIY, Kalbar, Kalteng, Kalsel, Kaltim, Kaltara, Sultra, Sulbar, Sulteng, Gorontalo, Sulut	Aceh, Riau, Sumbar, Kepri, Sumsel, Jambi, Bengkulu, Lampung, Babel, DIY, Kalbar, Kalteng, Kalsel, Kaltim, Kaltara, Sultra, Sulbar, Sulteng, Gorontalo, Sulut	NTT, NTB, Maluku, Malut, Papua Barat Daya, Papua, Papua Barat, Papua Tengah, Papua Pegunungan, Papua Selatan	NTT, NTB, Maluku, Malut, Papua Barat Daya, Papua, Papua Barat, Papua Tengah, Papua Pegunungan, Papua Selatan

Tahapan dalam pelaksanaan implementasi dibagi menjadi beberapa fase, antara lain: *Pre-commercial* (2022), *slow early commercial* (2023-2025), *stabilisation* (2026-2028), *Ramp-up/ Mass Rollout* (2029-2033), dan *Fully Implemented* (≥ 2034). Sebaran lokasi implementasi AMI akan menggunakan strategi prioritisasi pada tahapan awal di kota besar/ utama di beberapa pulau dengan mempertimbangkan penggunaan energi per kapita serta pengembangan dalam penetrasi DER. Pada tahap awal AMI akan dioptimalkan di kota besar/ utama di Pulau Jawa dan Bali, selanjutnya akan diimplementasikan secara bertahap di Pulau Sumatera, Sulawesi, Kalimantan, hingga Papua.

Tabel 2.4 Target Pemasangan Meter AMI per Tahun

Tahun	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Fase Roll-Out	**Pre-commercial**	**Slow Early Commercial**			**Stabilisation**			**Ramp-Up**
Tahunan (bh)	110.000	1.217.256	2.060.517	2.060.517	2.243.288	2.243.288	2.243.288	2.243.288
Kumulatif (bh)	110.000	1.327.256	3.387.773	5.448.290	7.691.578	9.934.866	12.178.154	14.421.442
Tahun	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**
Fase Roll-Out	**Ramp-Up**		**Mass**		**Fully Implemented**			
Tahunan (bh)	2.243.288	2.243.288	2.931.284	2.931.284	11.725.136	11.725.136	11.725.136	11.725.136
Kumulatif (bh)	16.664.730	18.908.018	21.839.302	24.770.586	36.495.722	48.220.858	59.945.994	71.671.130
Tahun	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**
Fase Roll-Out	**Fully Implemented**							
Tahunan (bh)	11.725.136	11.725.136	11.725.136	11.725.136	11.725.136	11.725.136	11.725.136	11.725.136
Kumulatif (bh)	83.396.266	95.121.402	106.846.538	118.571.674	130.296.810	142.021.946	153.747.082	165.472.218

Dengan jumlah pelanggan listrik eksisting sekitar 90 juta pelanggan hingga Bulan November 2024, dan penambahan pemasangan AMI pada pelanggan seperti Tabel 2.3. maka sampai

dengan tahun 2037 diperkirakan akan ada sekitar 34 juta pelanggan yang akan menggunakan AMI di seluruh wilayah Indonesia.

II.4.1.2 Pedoman Perencanaan Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Perencanaan sistem distribusi dibuat dengan memperhatikan pedoman standar kinerja umum sistem distribusi antara lain:

1. Peningkatan keandalan sistem berdasarkan *best practice* dengan indikator penurunan angka SAIDI dan SAIFI;
2. Manajemen beban yang responsif pada jaringan cerdas sistem distribusi dengan indikator fleksibilitas operasional jaringan;
3. Peningkatan efisiensi sistem distribusi berdasarkan *best practice* dengan indikator penurunan susut jaringan;
4. Batas stabilitas sistem distribusi sesuai Aturan Distribusi Tenaga Listrik;
5. Kualitas daya listrik sesuai Aturan Distribusi Tenaga Listrik;
6. Sasaran Kebijakan Energi.

Target pemerintah untuk meningkatkan persentase pasokan listrik dari energi terbarukan dan peningkatan penggunaan Kendaraan Bermotor Listrik (KBL) harus disertai dengan perencanaan sistem distribusi yang dapat meningkatkan kapabilitas dalam memitigasi dampak penetrasi dari sumber energi terdistribusi (*Distributed Energy Resources*) dan Stasiun Pengisian Kendaraan Listrik yang akan tersambung pada sistem distribusi PLN.

Perencanaan sistem distribusi harus disusun berdasarkan prakiraan beban meliputi prakiraan pertumbuhan beban dasar, prakiraan beban utama baru dan penyambungan pelanggan baru, prakiraan beban penyulang, prakiraan beban puncak, prakiraan profil beban, ketidakpastian prakiraan beban akibat integrasi *Variable Renewable Energy* (VRE), prakiraan sumber energi terdistribusi (DER), asesmen jaringan distribusi yang telah ada, asesmen kinerja distribusi, dan penentuan target.

Perencanaan sistem distribusi harus melalui analisis keekonomian. Analisis ini membantu perencana sistem distribusi dalam memilih opsi pengembangan sistem distribusi yang menghasilkan keuntungan ekonomi yang maksimum.

II.4.1.3 Kriteria Perencanaan Distribusi

Perencanaan sistem distribusi dibuat dengan memperhatikan kriteria sebagai berikut:

1. Batas stabilitas sistem distribusi;
2. Aturan mengenai batas stabilitas sistem distribusi antara lain :
   a. Tegangan jaringan distribusi dalam kisaran 90% dan 105% dari tegangan nominal sesuai Aturan Distribusi Tenaga Listrik.
   b. Frekuensi jaringan distribusi dalam kisaran 49,5 Hz sampai dengan 50,5 Hz sesuai Aturan Distribusi Tenaga Listrik.
3. Kualitas daya listrik;
4. Distorsi harmonik maksimal adalah 3% untuk tegangan tunggal dan 5% untuk total tegangan, sedangkan untuk batasan distorsi arus bervariasi sesuai Aturan Distribusi Tenaga Listrik;
5. Membatasi panjang maksimum saluran distribusi (JTM dan JTR) untuk menjaga agar tegangan pelayanan sesuai Aturan Distribusi Tenaga Listrik.
6. Tingkat kontinuitas pelayanan;
7. Tingkat kontinuitas pelayanan disusun berdasarkan konfigurasi JTM dan implementasi otomatisasi sistem distribusi. Konfigurasi JTM untuk kota besar dapat berupa topologi jaringan yang lebih

andal seperti *Spindle,* sementara konfigurasi untuk kawasan luar kota minimal berupa saluran radial yang dapat dipasok dari 2 (dua) sumber;

8. Perencanaan pengembangan jaringan listrik pintar (*Smart Grid*) pada sistem distribusi yang melingkupi *smart meter* (AMI), *smart appliances*, sumber energi terbarukan, dan sumber daya hemat energi sesuai Aturan Distribusi Tenaga Listrik;
9. Program listrik desa dilaksanakan dalam kerangka perencanaan sistem tenaga listrik secara menyeluruh dengan mempertimbangkan dampak kinerja jaringan dan biaya pokok penyediaan.

II.4.2 Rencana Implementasi *Electric Vehicle* dan Kompor Induksi

Sejalan dengan komitmen Indonesia dalam melakukan akselerasi transisi energi menuju *Net Zero Emission* di tahun 2060, Pemerintah terus mendorong peralihan gaya hidup masyarakat dalam menggunakan sumber energi yang lebih bersih dan efisien, dari yang sebelumnya menggunakan bahan bakar berbasis fosil menjadi berbasis listrik, melalui peningkatan adopsi penggunaan EV dan kompor listrik. Hal ini juga didukung dengan teknologi yang semakin canggih dan harga yang semakin bersaing, serta meningkatnya *awareness* masyarakat, sehingga perlu diantisipasi proyeksi kebutuhan listrik dari kedua sektor tersebut di masa mendatang.

***Electric Vehicle* (EV)**

Sejalan dengan komitmen Indonesia dalam melakukan akselerasi transisi energi menuju *Net Zero Emission* di tahun 2060, Pemerintah terus mendorong peralihan gaya hidup masyarakat dalam menggunakan sumber energi yang lebih bersih dan efisien, dari yang sebelumnya menggunakan bahan bakar berbasis fosil menjadi berbasis listrik, melalui peningkatan adopsi penggunaan EV. Hal ini juga didukung dengan teknologi yang cepat berkembang dan harga yang semakin bersaing, serta meningkatnya *awareness* masyarakat, sehingga perlu diantisipasi proyeksi kebutuhan listrik dari sektor tersebut di masa mendatang.

Sektor transportasi menjadi sektor yang strategis untuk mendukung capaian *Net Zero Emission,* sekaligus mendorong pertumbuhan ekonomi Indonesia mencapai Indonesia Emas tahun 2045. Hal ini karena sektor transportasi menjadi kontributor CO_2 terbesar kedua dalam sektor energi Indonesia dengan persentase sebesar 23%, di mana 91% emisi merupakan transportasi darat. Berdasarkan target reduksi emisi gas rumah kaca yang tertuang dalam *Enhanced Nationally Determined Contributions* (ENDC) Tahun 2030 Indonesia, dari target reduksi emisi sektor energi sebesar 358 juta ton CO_2, kendaraan listrik ditargetkan berkontribusi sebesar 7,23 juta ton CO_2. Sektor transportasi juga memiliki kontribusi yang besar untuk ekonomi nasional dengan kontribusi PDB mencapai Rp 196 Triliun pada tahun 2023 dan melibatkan ~1,5 juta pekerja. Industri alat angkutan juga menjadi motor utama pertumbuhan PDB Industri pada tahun 2023 sebesar 7,63%, di atas pertumbuhan industri pengolahan non-migas. Pertumbuhan kendaraan bermotor sampai dengan saat ini mengalami tren yang terus meningkat. Berdasarkan data BPS, rata-rata pertumbuhan kendaraan 5 tahun terakhir dari tahun 2019 sampai 2023 di Indonesia sebesar 4,40% per tahun, sementara ekonomi Indonesia pada tahun 2023 tumbuh sebesar 5,05%.

Pertumbuhan jumlah kendaraan bermotor nasional pada periode tersebut berdampak pada peningkatan konsumsi BBM secara signifikan sehingga jumlah impor BBM Indonesia melonjak drastis. Dalam 5 tahun terakhir, nilai impor BBM mencapai Rp.250 Triliun, yang berdampak pada melemahnya nilai *Current Account Deficit* (CAD) dan akhirnya mempengaruhi kondisi perekonomian nasional. Nilai impor BBM yang sekitar 70-80% dikonsumsi oleh sektor transportasi darat ini diperkirakan akan terus meningkat dan sesuai dokumen Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) impor BBM akan melebihi Rp.550 Triliun di tahun 2025. Penggunaan BBM sebagai bahan bakar kendaraan bermotor saat ini juga sebagai penyumbang polusi udara terutama di kota-kota besar. Pengukuran terakhir dari Dinas Lingkungan Hidup menunjukkan kualitas udara di kota-kota besar di Indonesia sudah memburuk dan mayoritas disebabkan oleh emisi kendaraan bermotor.

Hal-hal di atas mendorong perlunya konservasi pemakaian energi di sektor transportasi darat dari bahan bakar fosil ke bentuk energi lainnya yang lebih bersih dan ketersediaan sumber energinya berasal dari lokal sehingga tidak harus mengimpor. Pilihan utama yang sesuai adalah implementasi EV untuk sektor transportasi darat baik untuk keperluan pribadi maupun publik, karena lebih ramah lingkungan dengan tidak mengeluarkan emisi gas buang langsung seperti halnya pada kendaraan berbahan bakar fosil, sehingga memungkinkan polusi udara di perkotaan akan berkurang drastis jika EV dapat diaplikasikan secara luas di daerah perkotaan.

Transisi energi dalam sektor transportasi menjadi tantangan, mengingat besarnya jumlah kendaraan dan industri otomotif nasional, di mana saat ini Indonesia merupakan negara dengan populasi kendaraan terbanyak sekaligus produsen kendaraan penumpang terbesar di Asia Tenggara, yang masih didominasi oleh kendaraan *Internal Combustion Engine* (ICE). Mayoritas negara produsen terbesar mobil telah menetapkan target *phase out* penjualan ICE mulai dari tahun 2025 sebagai langkah menuju *Net Zero Emission*, sehingga Indonesia pun harus menetapkan strategi dan *roadmap* dekarbonisasi sektor transportasi untuk menjaga ketahanan energi dan pertumbuhan industri otomotif nasional.

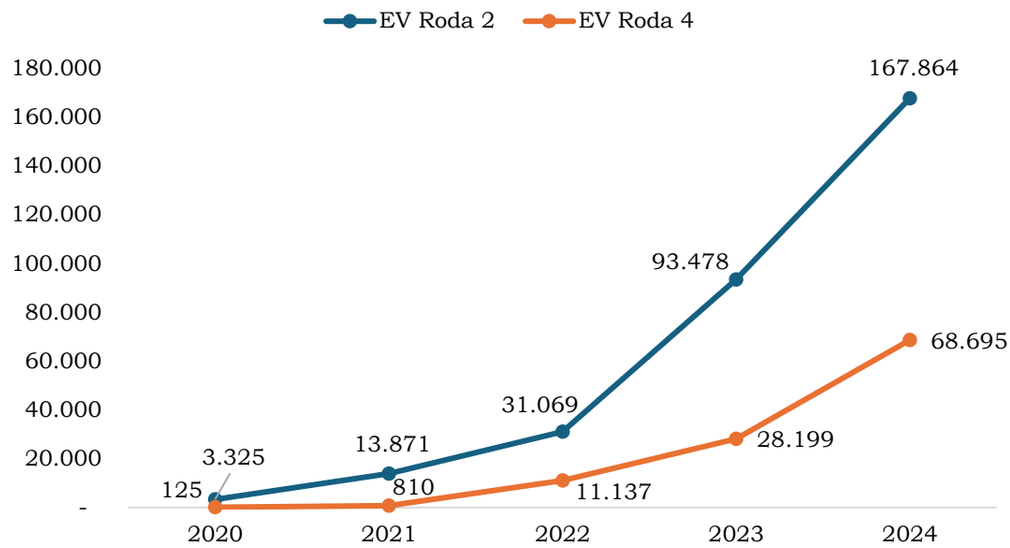
Pemerintah terus mendorong pertumbuhan populasi EV melalui berbagai kebijakan dalam bentuk insentif bagi pengguna, produsen, dan penyedia infrastruktur pengisian listrik EV, di antaranya:

1. Peraturan Presiden Nomor 55/2019 jo Peraturan Presiden Nomor 79/2023 terkait Percepatan Program Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai untuk Transportasi Jalan
2. Instruksi Presiden Nomor 7/2022 terkait Penggunaan KBLBB sebagai Kendaraan Dinas Operasional dan/atau Kendaraan Perorangan Dinas Instansi Pemerintah Pusat dan Pemerintahan Daerah
3. Peraturan Pemerintah Nomor 73/2019 jo Peraturan Pemerintah Nomor 74/2021 terkait Barang Kena Pajak yang Tergolong Mewah Berupa Kendaraan Bermotor yang Dikenai Pajak Penjualan atas Barang Mewah
4. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 1/2023 terkait Penyediaan Infrastruktur Pengisian Listrik untuk Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai
5. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 3/2023 jo Nomor 13/2023 terkait Pedoman Umum Bantuan Pemerintah dalam Program Konversi Sepeda Motor dengan

Penggerak Motor Bakar menjadi Sepeda Motor Listrik Berbasis Baterai

6. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 7/2024 terkait penerapan tarif curah tegangan rendah untuk percepatan investasi penyedia infrastruktur SPKLU maupun SPBKLU
7. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Kepmen ESDM) Nomor 182.K/2023 terkait Biaya Layanan Pengisian Listrik Pada Stasiun Pengisian Kendaraan Listrik Umum
8. Peraturan Menteri Dalam Negeri (Permendagri) Nomor 6/2023 terkait Dasar pengenaan Pajak Kendaraan Bermotor, Bea Balik Nama (BBN) dan Pajak Alat Berat
9. Peraturan Menteri Keuangan (PMK) Nomor 8/2024 terkait Insentif Pajak Pertambahan Nilai Ditanggung Pemerintah (PPN DTP) untuk Mobil dan Bus Listrik
10. Peraturan Menteri Keuangan (PMK) Nomor 9/2024 terkait Insentif Pajak Penjualan Barang Mewah Ditanggung Pemerintah (PPnBM DTP) untuk KBLBB Roda Empat Tertentu
11. Peraturan Menteri Keuangan (PMK) Nomor 10/2024 terkait Penetapan Sistem Klasifikasi Barang dan Pembebanan Tarif Bea Masuk Atas Barang Impor
12. Peraturan Menteri Investasi (Permeninvest) Nomor 6/2023 terkait Pedoman dan Tata Kelola Pemberian Insentif Impor dan/atau Penyerahan Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai Roda Empat dalam Rangka Percepatan Investasi
13. Peraturan Menteri Perindustrian (Permenperin) Nomor 6/2022 jo Permenperin Nomor 28/2023 terkait Spesifikasi, Peta Jalan Pengembangan, dan Ketentuan Penghitungan Tingkat Komponen Dalam Negeri Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai
14. Peraturan Menteri Perindustrian (Permenperin) Nomor 29/2023 terkait Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai dalam Keadaan Terurai Lengkap dan Keadaan Terurai Tidak Lengkap (CKD & IKD)
15. Peraturan Menteri Perindustrian (Permenperin) Nomor 6/2023 jo Permenperin Nomor 21/2023 terkait Pedoman Pemberian Bantuan Pemerintah untuk Pembelian Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai Roda Dua (potongan sebesar Rp7.000.000)
16. Peraturan Menteri Perhubungan (Permenhub) Nomor 39/2023 terkait Konversi Sepeda Motor dengan Penggerak Motor Bakar Menjadi Sepeda Motor Listrik Berbasis Baterai
17. Peraturan Gubernur DKI Jakarta Nomor 88 Tahun 2019 terkait Pembebasan EV dalam sistem Ganjil Genap

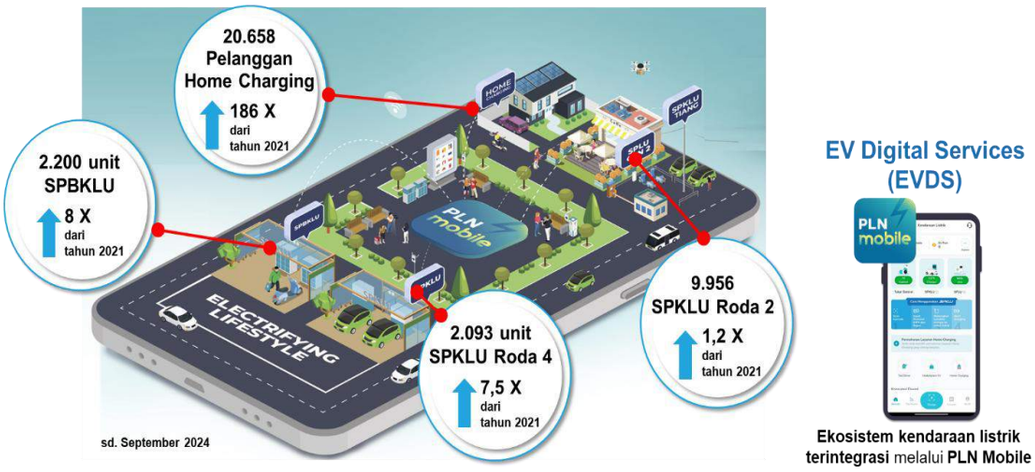
Sejalan dengan adanya berbagai kebijakan insentif yang diberikan oleh Pemerintah tersebut, tren pasar EV di Indonesia mulai tumbuh signifikan sejak tahun 2020, di mana hingga Desember 2024 jumlah EV Roda 2 telah mencapai ~168 ribu, sedangkan EV Roda 4 mencapai ~69 ribu unit.



Gambar 2.21 *Trend* Pertumbuhan EV Roda 2 dan EV Roda 4 di Indonesia tahun 2020-Agustus 2024

Untuk mendukung perkembangan EV di Indonesia, PLN mendapatkan penugasan dari Pemerintah untuk menyediakan infrastruktur pengisian listrik EV melalui Peraturan Presiden Nomor 55 Tahun 2019, yang kemudian diperbaharui oleh Peraturan Presiden Nomor 79 Tahun 2023 yang memberikan perluasan insentif fiskal dan non-fiskal bagi produsen EV dan penyedia infrastruktur pengisian. Melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 1 Tahun 2023 juga dipertegas penugasan PLN dalam penyediaan infrastruktur pengisian listrik EV dan pembiayaan yang timbul akibat penugasan tersebut dapat diperhitungkan dalam biaya pokok penyediaan tenaga listrik dan/atau penyertaan modal negara. Peraturan Menteri ESDM Nomor 1 Tahun 2023 juga mengatur standardisasi Teknologi, persyaratan Badan Usaha, Skema Usaha, pemberlakuan tarif untuk Badan Usaha SPKLU dan SPBKLU, serta pemetaan lokasi dan teknologi stasiun pengisian ulang kendaraan listrik umum.

Sebagai tindaklanjut penugasan tersebut, PLN telah mengembangkan berbagai jenis infrastruktur pengisian daya yaitu Stasiun Pengisian Kendaraan Listrik Umum (SPKLU) baik untuk EV Roda 2 dan Roda 4, serta Stasiun Penukaran Baterai Kendaraan Listrik Umum (SPBKLU) untuk EV Roda 2. Seluruh infrastruktur ini serta Layanan *Home Charging* di sisi konsumen pengguna kendaraan listrik diintegrasikan dengan sebuah platform *Electric Vehicle Digital Service (EVDS)* yang dikembangkan PLN untuk memudahkan pengguna mengakses layanan melalui aplikasi PLN Mobile, sehingga pengguna EV menjadi lebih mudah dan nyaman dalam satu genggaman.



Gambar 2.22 Ekosistem Infrastruktur EV yang dikembangkan PLN

Diproyeksikan jumlah kebutuhan SPKLU tahun 2025-2034 meningkat seiring dengan meningkatnya jumlah EV yang terus bertambah karena harga EV yang semakin kompetitif dari tahun ke tahun, sebagaimana ditunjukkan pada tabel 2.5 di bawah.

Tabel 2.5 Ekosistem Infrastruktur EV yang dikembangkan PLN

Tahun	Proyeksi Mobil Listrik	Proyeksi Kebutuhan SPKLU
2025	98.764	5.810
2026	163.764	9.633
2027	243.764	14.339
2028	393.764	26.251
2029	633.764	42.251
2030	943.764	62.918
2031	1.323.764	88.251
2032	1.773.764	118.251
2033	2.293.764	152.918
2034	2.883.764	192.251

Untuk menunjang kebutuhan pengisian listrik EV, baik melalui SPKLU, SPBKLU, maupun *Home Charging* maka diperlukan juga proyeksi kebutuhan penguatan sistem ketenagalistrikan berdasarkan proyeksi jumlah EV dari berbagai jenis kendaraan. Faktor keserempakan pengisian juga sangat mempengaruhi pembebanan dalam satu waktu khususnya pada waktu beban puncak, sehingga efisiensi serta kualitas operasi sistem khususnya Distribusi akan lebih maksimal dengan dibangunnya infrastruktur *Smart Grid* dalam mendukung *Demand Side Management.*

Kompor Listrik

Selain sektor transportasi, sektor rumah tangga juga menjadi salah satu sektor yang strategis dalam mendukung capaian *Net Zero Emission*, khususnya dalam hal memasak yang menjadi rutinitas sehari-hari, yang saat ini mayoritas masih menggunakan bahan bakar gas khususnya LPG. Berdasarkan target reduksi emisi gas rumah kaca yang tertuang dalam *Enhanced Nationally Determined Contributions (E-NDC)* Tahun 2030 Indonesia, ditargetkan kontribusi reduksi emisi dari peningkatan efisiensi energi untuk memasak sebesar 3,23 juta ton CO_2. Seiring dengan terus bertambahnya populasi penduduk, maka kebutuhan LPG nasional pun terus meningkat dan berbanding lurus dengan alokasi kebutuhan LPG subsidi 3 kg yang juga meningkat.

Meskipun memasak dengan listrik diyakini lebih murah, efisien, sehat, dan bersih bagi lingkungan, namun berbagai survei masih menunjukkan adanya *barrier* bagi masyarakat dalam transisi menggunakan energi listrik untuk memasak, mulai dari biaya awal kompor yang relatif lebih mahal daripada kompor gas konvensional, kecukupan daya listrik rumah, hingga pengalaman psikologis kebiasaan memasak, sehingga diperlukan waktu dan *effort* lebih untuk meyakinkan masyarakat beralih ke kompor listrik melalui maraknya *campaign* manfaat penggunaan kompor listrik maupun bantuan alat memasak berbasis listrik, serta peralatan penunjang lainnya. Menurut Teori Solow, faktor-faktor yang dapat mempercepat pertumbuhan adopsi kompor listrik dipengaruhi oleh:

1. Teknologi kompor yang semakin mudah digunakan oleh masyarakat;
2. Harga kompor listrik yang bersaing;
3. Kesadaran masyarakat meningkat akan energi bersih.

Adopsi kompor listrik di Indonesia dimulai di tahun 2017 dan hingga tahun 2023 jumlah pengguna kompor listrik di Indonesia diperkirakan baru sekitar 2% dari jumlah keluarga atau setara dengan 1,2 juta keluarga, terutama pada kelompok masyarakat mampu yang memiliki kemampuan *spending* lebih untuk membeli kompor listrik beserta peralatannya. Berdasarkan *benchmarking* dengan negara lain, ke depan diproyeksikan pertumbuhan pengguna kompor listrik secara natural sebesar 0,3 – 1%/tahun, terutama pada kalangan menengah ke atas. Penggunaan energi listrik untuk memasak diprediksi akan bertambah jika terjadi penerapan kebijakan tarif keekonomian LPG.

Untuk menentukan proyeksi kebutuhan listrik dari kompor Listrik, maka dilakukan *benchmarking* transisi seberapa cepat adopsi penggunaan listrik untuk memasak di beberapa negara lain melalui penerapan kebijakan insentif oleh pemerintah setempat, serta mempertimbangkan pertumbuhan pengguna kompor listrik per tahunnya berdasarkan *technology life cycle adoption* yang terdiri dari beberapa kategori, diawali dari kategori *Innovator* (2,5%), *Early Adopters* (13,5%), *Early Majority* (34%), *Late Majority* (34%), hingga *Laggards* (16%) yang terakhir mengikuti tren penggunaan teknologi.

Diproyeksikan jumlah pengguna kompor listrik pada tahun 2033 mencapai ~2,3 juta keluarga dengan CAGR sebesar ~7% dari capaian tahun 2023, yang berdampak pada proyeksi kebutuhan listrik untuk kompor listrik pada tahun 2033 sebesar 703,1 GWh.

II.4.3 Rencana Implementasi PLTS Atap

Pemerintah Indonesia dalam hal ini Kementerian ESDM mendukung pengembangan PLTS Atap di Indonesia dengan mengeluarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 02 Tahun 2024 tentang PLTS Atap yang Terhubung pada Jaringan Tenaga Listrik Pemegang IUPTL untuk Kepentingan Umum. Peraturan Menteri ESDM Nomor 02 tahun 2024 merupakan pembaharuan dari Peraturan Menteri ESDM Nomor 26 Tahun 2021.

Peraturan Menteri ESDM Nomor 02 Tahun 2024 memiliki beberapa perbedaan dibandingkan Peraturan Menteri Nomor 26 Tahun 2021. Berikut adalah perbedaan substansi dari kedua Permen tersebut:

1. Mekanisme Impor Ekspor Listrik;
   Peraturan Menteri Nomor 26 Tahun 2021 mengatur bahwa pelanggan PLTS Atap mendapat kompensasi sebesar 65% untuk listrik yang diekspor ke jaringan PLN.
   Peraturan Menteri Nomor 2 Tahun 2024 mengatur bahwa penggunaan PLTS Atap hanya untuk efisiensi pemakaian sendiri

sehingga pelanggan PLTS Atap tidak mendapatkan kompensasi untuk Listrik yang diekspor ke jaringan PLN.

2. Batas Kapasitas PLTS Atap;
   Peraturan Menteri Nomor 26 Tahun 2021, kapasitas maksimum PLTS Atap yang dapat dipasang adalah 100% dari daya tersambung pelanggan.
   Peraturan Menteri Nomor 2 Tahun 2024 kapasitas maksimum PLTS Atap yang dapat dipasang tidak dibatasi. Tidak ada batasan kapasitas PLTS Atap yang akan dipasang untuk masing-masing pelanggan, selagi tersedia kuota PLTS Atap pada klastering UP3 yang melayani pelanggan tersebut. Kuota PLTS Atap ditetapkan setiap periode 5 tahun yang akan dievaluasi setiap tahun serta dipublikasikan oleh pemegang IUPTLU.
3. Prosedur Perizinan;
   Prosedur untuk mendapatkan izin PLTS Atap pada Peraturan Menteri Nomor 2 Tahun 2024 lebih disederhanakan, PLN menjalankan amanat Permen dengan membuat aplikasi elektronik yang dapat memonitor permohonan perizinan PLTS Atap. Pelanggan dapat memproses perizinan PLTS Atap *end to end* melalui fitur perizinan PLTS Atap di PLN *Mobile*. Pelanggan dapat mengisi data permohonan dan mengecek ketersediaan kuota, serta memonitor progres sampai mendapatkan surat persetujuan hanya dengan menggunakan aplikasi PLN *Mobile*.
   Pada periode sebelumnya perizinan PLTS Atap dilakukan manual di mana pelanggan atau pemohon akan memproses perizinan dengan datang ke kantor Unit Pelayanan Pelanggan.
4. Biaya Kapasitas dan Penggantian Meter.
   Pada Peraturan Menteri Nomor 26 Tahun 2021 Biaya kapasitas diberlakukan untuk pelanggan golongan industri dan Biaya Penggantian Meter Ekspor-Impor dibebankan kepada pelanggan.
   Pada Peraturan Menteri Nomor 02 Tahun 2024 pelanggan PLN tidak dikenakan biaya kapasitas dan tidak dikenakan biaya penggantian *Advanced Meter*. Semua biaya yang dikeluarkan tentang pelayanan PLTS Atap menjadi Biaya Integrasi yang ditanggung oleh PLN dan akan diganti oleh pemerintah melalui mekanisme subsidi dan kompensasi akibat kenaikan Biaya Pokok Produksi (BPP).

Perubahan substansi Peraturan Menteri Nomor 2 tahun 2024 bertujuan untuk:

1. Mendorong pemanfaatan energi surya yang ramah lingkungan untuk pembangkitan tenaga listrik atap yang terhubung pada jaringan tenaga listrik;
2. Meningkatkan kontribusi energi surya dalam bauran energi nasional;
3. Meningkatkan efisiensi penggunaan energi;
4. Meningkatkan ketahanan sistem tenaga listrik;
5. Meningkatkan pendapatan Pelanggan PLTS Atap;
6. Menciptakan lapangan kerja baru.

Dukungan PLN atas pengembangan PLTS Atap antara lain:

1. PLN telah menyusun RUPTL (Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik) dengan komposisi Energi Baru Terbarukan terbesar dalam sejarah kelistrikan di Indonesia;
2. PLN mempersiapkan infrastruktur yang mendukung keandalan pasokan listrik bagi pelanggan PLTS Atap *On Grid*, termasuk di antaranya penyediaan *Advanced Meter*, untuk mengukur pemakaian listrik dan kWh Ekspor pelanggan PLTS Atap;
3. PLN mempersiapkan infrastruktur untuk mendukung penambahan kapasitas PLTS Atap *On Grid* dengan mempersiapkan *Pumped hydro*

beroperasi secara fleksibel dan *Energy Storage System* untuk mengimbangi intermitensi dari PLTS.

4. PLN menjalankan amanat pemerintah di Permen ESDM nomor 2 tahun 2024 dengan mempersiapkan aplikasi pendukung PLTS Atap, meliputi:
   a. Aplikasi pendukung keandalan jaringan distribusi tenaga listrik;
   b. Aplikasi sistem pelayanan dan pelaporan terintegrasi Sistem PLTS Atap.

   Pembangunan aplikasi Sistem PLTS Atap berbasis digital yang terintegrasi dengan sistem *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) atau *smart grid* distribusi didahului dengan penyusunan peta jalan pembangunan aplikasi penggunaan Sistem PLTS Atap berbasis digital yang terintegrasi dengan sistem *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) atau *smart grid.*
5. PLN mempermudah proses perizinan PLTS Atap *End to End* melalui aplikasi PLN *Mobile*.

Tantangan dalam pengembangan PLTS Atap:

1. Masuknya PLTS Atap menyebabkan PLN harus menyiapkan pembangkit yang digunakan sebagai *buffer* atau *follower* sehingga meningkatkan biaya operasi;
2. Selain pembangkit *buffer,* masuknya PLTS Atap dapat menyebabkan penambahan investasi lain seperti *Automatic Generation Control* (AGC), *Forecasting Generation* yang harus presisi, *Automatic Dispatch System*, *upgrade* sistem SCADA dan *Distribution Control Centre*, dan lainnya;
3. *Grid Enforcement* yang dapat menimbulkan biaya tambahan.

Peraturan Menteri ESDM Nomor 02 Tahun 2024 memberikan kerangka regulasi yang jelas bagi pengembangan dan pengoperasian PLTS Atap di Indonesia namun tetap memperhatikan kekuatan sistem pemilik IUPTLU sebagai pemilik *Grid*. Diharapkan peraturan ini akan mendorong peningkatan penggunaan energi surya sebagai sumber energi yang bersih dan terbarukan, serta membantu dalam mencapai target Pemerintah terkait dengan energi terbarukan dan pengurangan emisi gas rumah kaca. Kuota PLTS Atap merujuk pada batas maksimum kapasitas daya yang dapat dihubungkan ke jaringan PLN oleh pelanggan yang memasang PLTS Atap pada suatu sistem. Kuota ini ditetapkan berdasarkan pertimbangan teknis untuk menjaga kestabilan dan keandalan sistem kelistrikan nasional, serta menghindari dampak negatif dari sifat intermitensi PLTS Atap.

PLN telah menyusun kuota pengembangan PLTS Atap di beberapa sistem besar untuk memberi ruang terhadap pengembangan PLTS Atap di Indonesia. Perlu menjadi perhatian bahwa kuota PLTS Atap ini harus tetap mempertimbangkan kondisi sistem dan integrasi PLTS Atap skala besar dapat berdampak terhadap peningkatan biaya dan kompensasi dari Pemerintah.

Besarnya VRE yang dapat terintegrasi ke sistem mencakup rencana pengembangan VRE *utility scale*, PLTS Atap dan VRE lainnya milik pelanggan yang akan paralel dengan sistem. PLN mengevaluasi kuota PLTS Atap dan kuota yang diperlukan untuk menumbuhkan listrik hijau di sektor industri berdasarkan kemampuan sistem.

Kuota PLTS Atap ini dapat berubah seiring dengan perubahan profil beban maupun perubahan dari kemampuan kondisi sistem menerima penetrasi VRE.

Tabel 2.6 Kuota PLTS Atap

No	Regional	Kuota PLTS Atap (MW)										Total
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
1	Jawa, Madura dan Bali	225	160	250	390	150	50	300	300	300	300	2.425
2	Sumatera	25	15	10	10	5	130	50	50	50	35	380
3	Kalimantan	30	32	5	7	5	5	10	15	20	10	139
4	Sulawesi, Maluku, Papua, Nusa Tenggara	3	3	3	3	2	6	7	13	23	30	93
	Total	**283**	**210**	**268**	**410**	**162**	**191**	**367**	**378**	**393**	**375**	**3.037**

Kuota PLTS Atap hingga tahun 2024 sebesar **901 MW**.

II.5 Strategi Implementasi *Smart Grid*

Smart Grid dapat diartikan sebagai sistem jaringan tenaga listrik yang dilengkapi dengan teknologi informasi dan teknologi komunikasi yang dapat memungkinkan pengaturan tenaga listrik secara efisien dan berkelanjutan, menyediakan keandalan pasokan tenaga listrik yang tinggi, pemanfaatan sumber energi terbarukan dan memungkinkan partisipasi pelanggan dalam penyediaan tenaga listrik. Dalam perencanaan dan implementasinya, *Smart Grid* sangat responsif terhadap kebutuhan pengembangan ketenagalistrikan di suatu daerah atau sistem tenaga listrik. Teknologi *Smart Grid* dikembangkan dan diimplementasikan pada sektor pembangkitan, transmisi dan distribusi tenaga listrik, serta secara khusus dapat mendukung pengembangan dan operasi sistem pembangkitan tersebar (*distributed generation*) yang akan memberikan manfaat keandalan dan kecukupan pasokan daya tenaga listrik. Dalam pelaksanaannya, perencanaan dan implementasi *Smart Grid* dapat disesuaikan dengan kondisi dan kebutuhan pengembangan ketenagalistrikan di suatu daerah tertentu.

PLN membangun *Smart Grid* untuk mengantisipasi penetrasi VRE yang masif. Fluktuasi yang dulunya hanya terjadi di sisi *demand*, saat ini terjadi pula di sisi *supply*. Oleh karena itu, diperlukan sistem yang mampu memprediksi dan merespons fluktuasi secara cepat dan akurat. *Smart Grid* secara *end to end* dibangun dalam rangka mendukung Program *Net Zero Emission* tahun 2060.

Implementasi *Smart Grid* dilakukan secara *end to end* yang melibatkan banyak sektor. Berikut ini adalah gambaran umum implementasi *Smart Grid* di masing-masing sektor:

1. Sektor Pembangkit

   Pembangunan *Smart Power Plant* dilakukan dengan cara:

   a. Memperbanyak *Flexible Generation* untuk mengantisipasi penetrasi *large-scale* VRE;
   b. Membangun *Energy Storage System* untuk mengantisipasi penetrasi *large-scale* VRE;
   c. Aktivasi AGC dan *Free Governor* pada pembangkit yang berpengaruh terhadap *power system*;
   d. Aktivasi PSS pada pembangkit yang berpengaruh terhadap *power system*;
   e. Membangun *Digital Twin* untuk *Smart Operation and Maintenance* dan *Renewable Energy Control Center*;
   f. Membangun jaringan IoT yang meliputi: *setup* IT/OT pada pembangkit *isolated* dan menguatkan keamanan *cyber* IT/OT untuk jaringan, perangkat, dan data.

   Sedangkan teknologi yang digunakan untuk membangun *Digital Twin* antara lain:

   a. *Digital Control Room;*
   b. *Advanced Analytics;*
   c. *Prescriptive Maintenance and RAM Analysis;*

d. *Sensor and Automated Equipment.*

2. Sektor Transmisi dan *Control Center*

   Pembangunan *smart transmission* meliputi:

   a. Pembangunan jaringan HVDC;
   b. Pembangunan teknologi FACTS (*flexible AC transmission system*);
   c. Implementasi *reactive power management system;*
   d. Implementasi *Digital Substation* dan *Smart Maintenance;*
   e. Penerapan teknologi baru sebagai antisipasi penetrasi VRE dalam skala besar;
   f. Melakukan *capacity building* untuk mempersiapkan sumber daya manusia berkompeten.

   Sedangkan teknologi yang digunakan untuk membangun *smart transmission* antara lain:

   a. HVDC (*Long range, back to back*);
   b. *Flexible AC Transmission System* (FACTS);
   c. *Maintenance control center*;
   d. *Reactive power management system* (*Syncro condenser*, SVC, STATCOM);
   e. *Digital intelligence substation.*

   Pembangunan *smart control center* meliputi:

   a. Implementasi *Smart Control Center* terpusat;
   b. Implementasi *Smart Defence Scheme;*
   c. Implementasi *Integration System.*

   Sedangkan teknologi yang digunakan untuk membangun *smart control center* antara lain:

   a. *Automatic Dispatch System* (ADS);
   b. *Advanced Power System Analysis* (APSA);
   c. *Security of Wide-Area Monitoring, Protection, and Control* (WAMPAC);
   d. *Accurate Weather Prediction.*

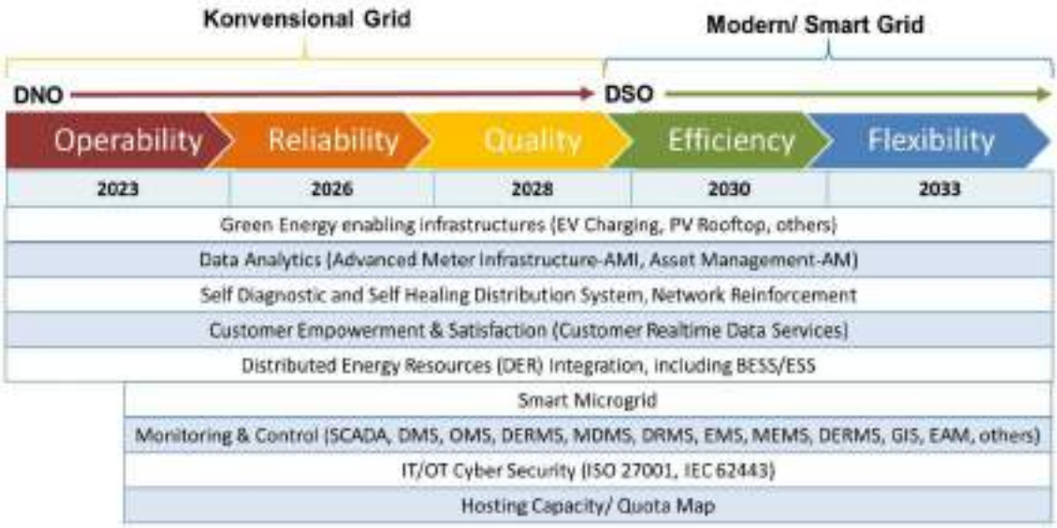
3. Sektor Distribusi dan *Microgrid*

   Pembangunan *smart distribution* dan *microgrid* meliputi program sebagai berikut:

   a. *Green Energy enabling infrastructures* (EV *charging PV*, *PV Rooftop*);
   b. *Data Analytics* (*Advanced Metering Infrastructure* (AMI);
   c. *Self Diagnostic and Self Healing Distribution System, Network Reinforcement;*
   d. *Distributed Energy Resources* (DER);
   e. *Monitoring and Control*, *Customer Empowerment and Satisfaction, Security* (SCADA, ADMS, *Realtime Data*, ISO 27001, IEC 62443);
   f. Implementasi IoT;
   g. *Smart Microgrid.*

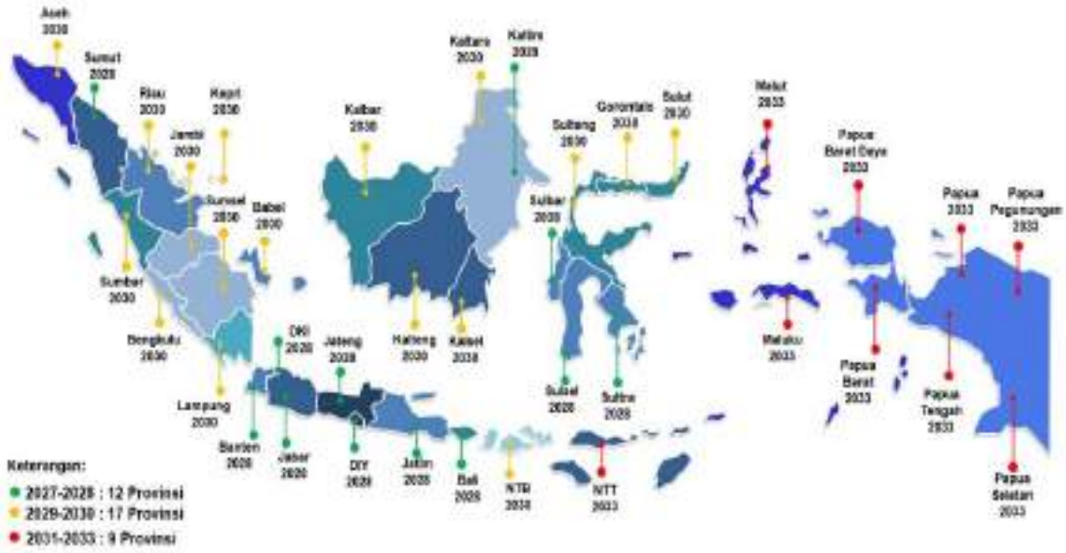
   Sedangkan teknologi yang digunakan untuk membangun *smart distribution* antara lain:

   a. *Distributed Energy Resource Management System* (DERMS);
   b. *Advance Metering Infrastructure* (AMI);
   c. *Distribution* IoT;
   d. *Advanced Distribution SCADA System (Distribution Management System-DMS, Outage Management System-OMS);*
   e. *Network self healing and automatic restoration system* (*Distribution Automation System*-DAS);
   f. *Microgrid Energy Management System (MEMS).*



Gambar 2.23 Tahapan Implementasi *Smart Grid* Distribusi, Transformasi DNO ke DSO

Pengembangan sistem *smart grid* ditargetkan akan selesai dalam 3 (tiga) fase peta jalan. Fase pertama akan selesai di 12 (dua belas) provinsi pada rentang tahun 2027-2028, fase kedua akan selesai di 17 (tujuh belas) provinsi pada rentang tahun 2029-2030 dan fase ketiga akan selesai di 9 (sembilan) provinsi pada rentang tahun 2031-2033. *Pilot project* pengembangan *smart grid* akan dilakukan di Provinsi Bali dan Belitung termasuk *pilot project smart microgrid* di Pulau Nusa Penida, Biak dan Pulau Bawean. Energy *storage* khususnya *Battery Energy Storage System* (BESS) juga akan dikembangkan dalam program modernisasi jaringan distribusi ini baik untuk *smoothing, energy arbitrage* ataupun untuk *backup*. Beberapa wilayah seperti IKN, NTB, NTT dan beberapa sistem *isolated* akan diimplementasikan pemanfaatan teknologi BESS tersebut.



Gambar 2.24 Peta Jalan *Smart Grid* Distribusi per Provinsi

Implementasi teknologi *Smart Grid*, bertujuan untuk menjawab tantangan sistem ketenagalistrikan di Indonesia atau dalam hal ini PLN yaitu:

1. Efisiensi Operasi
   Smart Grid dapat membantu meningkatkan efisiensi energi dan mengurangi pemborosan energi. Rugi-rugi teknis di PLN dimungkinkan untuk dilakukan optimasi serta monitoring kondisi jaringan khususnya di level TR;

2. Peningkatan Keandalan Pelayanan
   Optimasi *reserve margin* di beberapa sistem di Indonesia, perbaikan kinerja keandalan PLN (SAIDI, SAIFI), dan potensi untuk implementasi *demand response*;
3. Implementasi Energi Bersih
   Penerapan teknologi untuk mendukung target pemerintah khususnya dalam penurunan emisi CO_2. *Smart Grid* dapat membantu mengurangi emisi karbon yang dihasilkan oleh pembangkit termal, kawasan industri dan bisnis;
4. *Sustainability*
   Pemanfaatan energi fosil yang terbatas serta integrasi energi baru dan terbarukan ke sistem, untuk mendukung *sustainability* penyediaan energi listrik.

Adaptasi dari visi dalam *Roadmap* Implementasi *Smart Grid* yang telah disusun PLN memberikan kesempatan pengembangan potensi untuk merevolusi pasokan tenaga listrik dan meningkatkan kemungkinan mencapai target pemerintah di sektor tenaga listrik, secara lebih cepat dan lebih efektif. Kebutuhan untuk penurunan susut jaringan, peningkatan keandalan pasokan tenaga listrik, kesempatan pemanfaatan energi terbarukan dan pembukaan akses kepada partisipasi pelanggan dalam penyediaan tenaga listrik menjadi peluang desain baru dalam pengembangan ketenagalistrikan ke depan.

Implementasi dari *roadmap Smart Grid* dapat membantu dalam melaksanakan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan dengan beberapa prioritas sebagai berikut:

1. Perencanaan tenaga listrik yang efisien untuk memenuhi kebutuhan pasokan listrik yang memadai;
2. Meningkatkan keandalan sistem dan mengurangi *downtime*;
3. Memperluas akses jaringan tenaga listrik untuk meningkatkan Rasio Elektrifikasi dan mendukung pertumbuhan ekonomi;
4. Mengembangkan sistem *Advance Metering Infrastructure* (AMI);
5. Penerapan teknologi *advanced control centre* dan *adaptive defence scheme.*

Implementasi *Smart Grid* juga mengembangkan integrasi pembangkit energi terbarukan ke sistem tenaga listrik dan membuka akses bagi pelanggan untuk dapat berpartisipasi dalam penyediaan tenaga listrik. Selain itu *Smart Grid* PLN juga mendukung implementasi *smart home*, *smart building*, *smart city* dan *smart nation.*

Smart Grid dikembangkan mulai dari sisi pembangkitan, transmisi tenaga listrik, termasuk pusat pengatur beban (*load dispatch center*), distribusi tenaga listrik, gardu tenaga listrik, dan sampai di titik sambung pelanggan. *Smart Grid* berfungsi menyeimbangkan antara besar kapasitas pembangkitan dan kebutuhan beban dengan menggunakan teknologi komunikasi dan teknologi informasi terkini, sehingga kebutuhan energi di titik beban dapat dipenuhi secara efisien. Dalam operasionalnya, *Smart Grid* dapat menyediakan informasi prediksi dan kondisi *real-time availability* pembangkit yang akan digunakan oleh pusat pengatur beban untuk mengatur kesiapan pembangkitan. Di sisi yang lain, informasi prediksi dan aktual beban listrik sistem tenaga listrik, disampaikan kepada pengatur beban untuk tujuan pengaturan kestabilan sistem tenaga listrik. Dengan mekanisme ini, sistem tenaga listrik dapat dioperasikan secara efisien dan dengan keandalan pasokan yang tinggi.

Program *Smart Grid* akan dirinci dalam *Roadmap Smart Grid* PLN. *Roadmap Smart Grid* untuk Tahun 2021-2025 difokuskan pada keandalan, efisiensi, *customer experince* dan produktivitas *grid*, sedangkan untuk Tahun 2026 dan seterusnya terfokus pada ketahanan (*resiliency*),

customer engangement, *sustainability* dan *self healing* seperti diperlihatkan pada tabel di bawah.

Tabel 2.7 *Roadmap Smart Grid*

Tujuan	2021-2025	2026 dan seterusnya
	Keandalan, efisiensi, *customer experience* dan produktivitas grid	**Ketahanan (*resiliency*), *customer engagement*, *sustainability* dan *self healing***
Matrik Pendorong	**Digitalisasi pembangkit** untuk peningkatan efisiensi **Otomasi gardu transmisi dan distribusi** secara selektif untuk peningkatan *power quality* **Melakukan *Distribution Grid Management*** untuk peningkatan keandalan, efisiensi dan respons yang lebih cepat **Membangun infrastruktur EV dan *e-mobility*** untuk Kendaraan Listrik **Mengimplementasikan *Smart Micro Grid*** untuk menurunkan BPP di daerah terpencil **Implementasi AMI** secara bertahap	**Meng-upgrade SCADA menjadi *Wide Area Monitoring System (WAMPAC)*** untuk meningkatkan ketahanan sistem **Intekoneksi *Distributed Energy Resources*** (mis. PV Rooftop, Micro Gas Turbine dll) **Integrasi *Energy Storage*** untuk integrasi VRE dan kestabilan sistem **Mengimplementasikan *dynamic line rating*** untuk meningkatkan ketahanan dan kemampuan *Self healing* **Mekanimse *demand respons*** melibatkan pelanggan skala besar untuk efisiensi sistem

Roadmap Smart Grid PLN ini telah dimulai dengan dilaksanakannya beberapa *pilot project* pengembangan dan implementasi *Smart Grid* antara lain adalah:

1. Implementasi *Automatic Dispatch System* (ADS);
   Karakter intermiten dari pembangkit EBT jenis *Variable Renewable Energy* (VRE) dapat diantisipasi dan disangga oleh pembangkit termal konvensional secara optimum jika produksi pembangkit VRE dan pembangkit *buffer* tersebut terintegrasi, sehingga dampaknya adalah frekuensi sistem yang lebih stabil sehingga menghindari kemungkinan adanya pemadaman akibat perubahan frekuensi. Instalasi ADS adalah salah satu solusi untuk menjaga kestabilan frekuensi sistem secara otomatis dan *realtime*.
2. Pengembangan *Smart Microgrid* di daerah dengan penetrasi pembangkit EBT yang tinggi;
   Pengembangan *Smart Microgrid* di pulau atau daerah terisolasi ditujukan untuk mengembangkan pasokan tenaga listrik lokal dan mandiri untuk penduduk di pulau atau daerah tersebut yang berasal dari potensi energi alam setempat. Keuntungan dari implementasi *Smart Microgrid* adalah peningkatan akses terhadap listrik yang stabil dan terjangkau, pengurangan penggunaan bahan bakar fosil, serta membantu meningkatkan penggunaan sumber energi terbarukan. Di sini dikembangkan *prototype* sistem tenaga listrik mandiri untuk pulau-pulau terdepan, terluar dan tertinggal, dengan memanfaatkan potensi energi terbarukan seperti mikro-hidro, surya, angin, biomassa dan lainnya.
3. Pengembangan dan implementasi *Smart Grid* dengan Teknologi *Advanced Metering Infrastructure* (AMI);
   Pengembangan *Smart Grid* untuk meningkatkan efisiensi, salah satunya dilaksanakan dalam program pengembangan teknologi pengukuran (*metering*) dengan menggunakan *Advanced Metering Infrastructure* (AMI). Dengan menggunakan teknologi komunikasi dua arah (*two way communication*), diharapkan pengukuran penyaluran energi di setiap titik penyaluran akan dapat dimonitor dan dikelola sehingga penyaluran tenaga listrik dapat dilakukan dengan efisien. Dengan sistem AMI dapat membantu meningkatkan akurasi

pengukuran dan memberikan informasi *real time* kepada pelanggan terkait dengan konsumsi energi listrik. Teknologi AMI yang dikembangkan meliputi skema teknis untuk pengambilan data dari meter pelanggan ke pusat pengolahan data, spesifikasi meter yang sesuai dengan kebutuhan AMI, media komunikasi dua arah, sistem meter *data management*, dan kemampuan analisis data (*data analytics*). Di sini dapat dikembangkan juga suatu pusat pengendali sistem operasi *metering* (*smart metering operation center*) yang berfungsi meningkatkan efektivitas operasional, mengurangi risiko, dan menjalankan proses praktik terbaik sistem pengukuran transaksi tenaga listrik, prosedur operasi standar, *monitoring security*, kontrol dan pelaporan. Tahapan dalam pelaksanaan implementasi dibagi menjadi beberapa fase antara lain: *Pre-commercial* (2022), *slow early commercial* (2023-2025), *stabilisation* (2026-2028), *Ramp-up/Mass Rollout* (2029-2033), dan *Fully Implemented* (≥ 2034). Sebaran lokasi implementasi AMI akan menggunakan strategi skala prioritas pada tahapan awal di kota besar/ utama di beberapa pulau dengan mempertimbangkan penggunaan energi per kapita serta pengembangan dalam penetrasi DER. Pada tahap awal AMI akan dioptimalkan di kota besar/ utama di Pulau Jawa dan Bali, selanjutnya akan diimplementasikan secara bertahap di Pulau Sumatera, Sulawesi, Kalimantan, hingga Papua.

4. Pengembangan *Advance Control Center*;
   Kompleksitas suatu sistem tenaga listrik mendorong tingginya tuntutan terhadap *upgrading* teknologi *automation*. Pengendalian sistem yang secara *real time* dan berkesinambungan harus memenuhi *security*, keandalan, kualitas, dan ekonomis, maka untuk memenuhi kriteria di atas diperlukan suatu *Automatic Dispatch System* melalui pengembangan *Advance Control Center*. Pengembangan *Advance Control Center* ini harus mampu mengantisipasi tantangan pengendalian sistem dengan tumbuhnya *disruptive technology*, *unpredictable demand characteristic*, *intermittency characteristic* dari pembangkit jenis *variable renewable energy*, dan penerapan *energy storage system*.
   Sehingga teknologi *real time* yang perlu dikembangkan meliputi integrasi *weather forecast–load forecast–economic dispatched–automatic generation system, reserve margin monitoring, production–marginal cost system, contingency analysis, voltage stability analysis, dynamic simulation analysis, wide area monitoring system*, dan *wide area protection scheme, enterprise information system*, dan *cyber security system*. Penerapan teknologi *advanced control center* tersebut, dapat diimplementasikan dalam kelompok *distributed control center, centralized control* ataupun semi *centralized control center.*
   a. Integrasi *weather forecasting-load forecast-economic dispatched - automatic generation system*
      Pengembangan *Weather Monitoring System* (WMS), pihak PLN telah bekerja sama dengan Badan Meteorologi, Klimatologi dan Geofisika (BMKG). WMS menjadi tambahan inputan untuk *real time load forecasting*. WMS ini juga nantinya dapat dimanfaatkan dan diintegrasikan jika pembangkit jenis VRE beroperasi. Hasil optimasi *economic dispatch* pembangkit yang terintegrasi dengan *load forecast*, yang secara *real time* mengirimkan *scheduling economic dispatched* ke pembangkit melalui AGC secara otomatis. Sehingga aplikasi integrasi ini, diharapkan meminimalkan pengendalian *Energy Management System* melalui perintah manual oleh *dispatcher*, dengan tujuan semakin kecilnya deviasi, dan meningkatkan efisiensi biaya produksi pembangkitan;

b. *Reserve Margin Monitoring*
Kontribusi aktivasi *Free Governor* dan AGC Unit Pembangkit dan sistem dapat dimonitor secara *real time*, sehingga kondisi cadangan putar sistem baik orde *fast response* maupun *slow response* dapat dikontrol secara *real time* oleh *dispatcher*. Dengan aplikasi ini pula dapat dilakukan perhitungan penalti yang lebih efektif terhadap unit pembangkit karena ketidakaktifan *Free Governor*, dan *Ancillary Services* untuk keaktifan AGC;
c. *Production-Marginal Cost System*
Melalui sistem monitoring ini, *dispatcher* dapat memantau secara *real time* biaya produksi, dan *marginal cost* maupun sub sistem;
d. *Contingency Analysis, Voltage Stability Analysis, Dynamic Simulation Analysis, Wide Area Monitoring System*
Merupakan *real time power system analysis* yang dapat membantu *dispatcher* dalam memproyeksikan risiko secara cepat (*early warning system*) terhadap rencana *outage* pekerjaan maupun saat terjadi gangguan sistem transmisi, pembangkit sehingga *dispatcher* dapat mengambil keputusan dalam pengendalian sistem secara cepat dan tepat;
e. *Enterprise Information System* dan *Cyber Security*.

5. Pengembangan *Adaptive Defense Scheme*;
WAMPAC, RAS, SPS merupakan teknologi untuk proteksi sistem. Teknologi *Adaptive Defense Scheme* untuk proteksi sistem ini, dapat dikembangkan dengan *Contingency Base* seperti RAS dan SPS maupun PMU *Base* seperti WAMPAC, disesuaikan dengan kebutuhan sistem. Namun, *Adaptive Defence Scheme* harus dapat dimonitor melalui *Control Center*, sehingga *dispatcher* maupun *System Engineer* dapat melakukan analisa secara efektif melalui perolehan data yang cepat dan komprehensif. Teknologi proteksi sistem tersebut, diterapkan untuk dapat mempertahankan stabilitas sistem di saat terjadi gangguan-gangguan kredibel.
6. Penerapan *Digital Substation*;
Digital Substation adalah terminologi yang digunakan pada sistem instalasi gardu induk listrik di mana sistem monitoring dan kontrol dikelola oleh perangkat *intelligence electronic device* (IED) yang saling terhubung oleh jaringan komunikasi, dengan *Digital Substation* memungkinkan untuk penggunaan teknologi komputasi di sistem gardu induk.
7. Pengembangan *Digital Twin* Pembangkit;
Digital Twin adalah salinan digital atau virtual dari aset atau produk fisik, representasi dari semua informasi aset yang relevan terkait dengan aset fisik. *Digital Twin* dapat melakukan *prescriptive maintenance* dan *reliability, availability and maintainability analysis* yang bertujuan untuk meningkatkan keandalan dan efisiensi pembangkit dengan mempertimbangkan *risk* dan *financial sustainability*. Penerapan dilakukan di pembangkit PT PLN (Persero) UIK Tanjung Jati B, PT PLN Nusantara Power, dan PT PLN Indonesia Power.
8. *"E-mobility" platform for the existing EV Charging Stations of PLN*;
Implementasi pembuatan *platform* untuk Stasiun Pengisian Kendaraan Listrik Umum (SPKLU) atau *EV Charging Stations* di Kota Jakarta, Bandung dan Denpasar.
9. *Block Chain Project.*
Kajian kelayakan untuk implementasi teknologi *blockchain* pada proses bisnis di PLN yang eksisting perlu dilakukan untuk mengidentifikasi lebih detail *cost* dan *benefit* yang dapat diperoleh dengan penerapan teknologi *blockchain*. Salah satu penerapan

teknologi *blockchain* yang memiliki potensi *benefit* berupa sumber pendapatan baru bagi PLN dan mengantisipasi perkembangan *distributed energy resources* di grid PLN adalah *peer-to-peer energy trading* dan *renewable energy certificate trading*. Sehingga saat ini dilakukan kajian lanjutan mengenai model bisnis *peer-to-peer energy trading* dan *renewable energy certificate trading* yang dapat diimplementasikan di PLN.

Untuk memenuhi kebutuhan implementasi *Smart Grid* tersebut, maka diperlukan dukungan anggaran investasi yang meliputi seluruh *stream*. Implementasi *Smart Grid* PLN membutuhkan anggaran cukup besar sampai dengan tahun 2034. Estimasi awal kebutuhan investasi *Smart Grid End-to-End* sampai dengan 2034 sebesar 5 Milyar USD. Kebutuhan investasi tersebut dapat berubah menyesuaikan dengan dinamika *roadmap smart grid* yang akan berjalan. *Project* ini memiliki IRR yang rendah, sehingga membutuhkan dukungan pendanaan pemerintah.



Gambar 2.25 Estimasi biaya investasi *Smart Grid*

II.6 Strategi Elektrifikasi Daerah yang Belum Berlistrik

Sampai dengan TW III Tahun 2024 Rasio Elektrifikasi Nasional telah mencapai 99,82% dengan Rasio Elektrifikasi PLN sebesar 98,42%. Program listrik perdesaan merupakan program Pemerintah dan program PLN untuk melistriki masyarakat perdesaan. Pengembangannya diutamakan pada provinsi dengan Rasio Elektrifikasi yang masih rendah. Strategi melistriki desa-desa tersebut dilakukan dengan pengembangan jaringan distribusi eksisting. Namun bagi daerah-daerah yang masih terisolasi dan tidak memungkinkan pengembangan jaringan dari *grid*, akan dikembangkan pembangkit yang diutamakan dari energi terbarukan setempat.

Kondisi geografis Negara Kesatuan Republik Indonesia yang terletak di antara dua benua dan dua samudera serta mempunyai lebih dari 17.000 pulau memberikan tantangan yang luar biasa khususnya bagi PT PLN (Persero) untuk menghadirkan listrik yang merata, cukup serta memiliki mutu yang baik. Mengacu pada perbedaan kondisi geografis yang sedemikian kompleks antarpulau serta antar wilayah yang berbeda-beda, upaya untuk menyediakan tenaga listrik sesuai dengan amanat konstitusi menjadi kian kompleks serta penuh dengan tantangan. Tantangan tersebut semakin bertambah seiring penyediaan tenaga listrik bersifat padat modal serta padat teknologi. Sistem *Hybrid* ataupun *microgrid* baik dengan baterai maupun dengan PLTD juga dikembangkan untuk menjaga keandalan listrik dan sebagai upaya untuk menyediakan pasokan listrik dengan jam nyala 24 jam/hari.

Pemerintah melalui Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral dalam hal ini Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan (Ditjen Gatrik) dan Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi (Ditjen EBTKE)

serta instansi terkait terus mendorong dan meningkatkan penyediaan tenaga listrik di seluruh pelosok tanah air. Upaya tersebut diterjemahkan oleh PLN untuk memenuhi tenaga listrik baik dari sisi ketersediaan maupun keandalan. Dengan upaya tersebut, PLN membangun pembangkit, transmisi dan distribusi guna memenuhi ketersediaan energi listrik di seluruh wilayah. Bagi daerah-daerah tersebut, jika pemanfaatan EBT masih belum terwujud, dimungkinkan dengan pengembangan pembangkit berbahan bakar minyak melalui optimalisasi aset dengan relokasi pembangkit.

PT PLN (Persero) berkomitmen untuk menyediakan akses listrik bagi seluruh masyarakat tidak terkecuali masyarakat yang berada di daerah Terluar, Terdepan dan Tertinggal (3T) termasuk juga untuk mendukung program Pemerintah di Lokasi Prioritas Perbatasan, Pusat Kawasan Strategis Nasional (PKSN), Pos Lintas Batas Negara (PLBN), Pulau - Pulau Kecil Terluar (PPKT), Sentra Kelautan dan Perikanan Terpadu (SKPT), serta program Makan Bergizi Gratis.

Pengembangan tenaga listrik perdesaan didasarkan pada kajian yang dilakukan oleh PLN setempat yang dalam hal ini di koordinir oleh UID/UIW dan diusulkan ke Divisi Pengembangan Listrik Desa di bawah Direktorat Distribusi.

Sesuai surat Menteri ESDM Nomor T-406/TL.01/MEM.L/2022 Tanggal 23 September 2022 Perihal Percepatan Program Listrik Perdesaan, pembangunan listrik perdesaan juga dapat dilakukan oleh Pemerintah Daerah melalui pendanaan Anggaran Pendapatan dan Belanja Daerah (APBD) termasuk penyediaan infrastruktur pendukung berupa akses jalan dan jembatan serta mendukung proses perizinan yang diperlukan. Sehubungan dengan telah disusunnya *Roadmap* Listrik Perdesaan oleh Kementerian ESDM dan PLN, Pemerintah Daerah dapat berpartisipasi dengan melakukan sinkronisasi program listrik perdesaan yang telah disusun oleh PT PLN (Persero).

Pemerintah terus berupaya untuk mempercepat Rasio Elektrifikasi PLN 100% dengan membantu melistriki masyarakat tidak mampu yang berada dekat jaringan PLN. Salah satu program yang telah disusun untuk membantu melistriki masyarakat tidak mampu adalah melalui program Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Program Listrik Perdesaan sangat terkait dengan ketersediaan pendanaan; baik PMN maupun pendanaan lainnya. Mempertimbangkan banyaknya tantangan eksekusi proyek di lapangan, maka dibutuhkan fleksibilitas perencanaan proyek. Proyek Lisdes dalam RUPTL merupakan indikasi awal Proyek Lisdes per tahun dalam bentuk gambaran besar. Beberapa penyesuaian Proyek Lisdes dapat dilakukan jika ternyata dinamika dan tantangan eksekusi di lapangan mensyaratkan perubahan.

Perubahan dapat tertuang pada buku *Roadmap* Lisdes yang merupakan dokumen yang lebih detail dan lebih *workable*, yang dapat di-*update* setiap triwulan sekali dalam satu tahun. Sehingga, untuk eksekusi Proyek Lisdes akan merujuk pada *Roadmap* Lisdes ter-*update* yang akan dikeluarkan terpisah dari dokumen RUPTL.

Kebijakan Rasio Elektrifikasi 100%

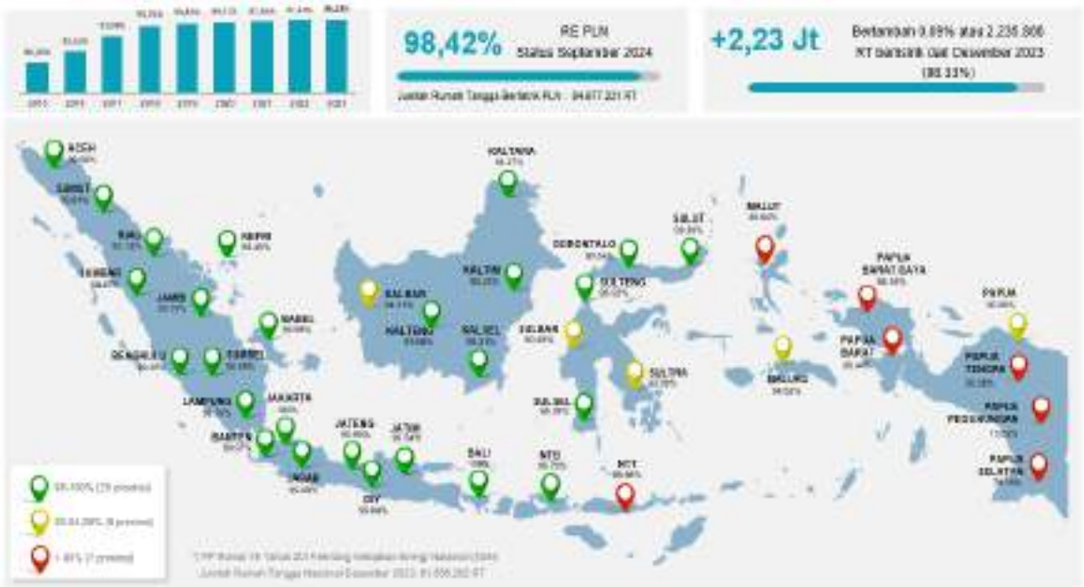
Menurut PP Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN), Rasio Elektrifikasi adalah perbandingan jumlah rumah tangga berlistrik dengan jumlah rumah tangga total. Rasio Elektrifikasi dihitung oleh Kementerian ESDM yang dalam hal ini melalui Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dengan periode triwulanan (Maret, Juni, September, Desember) setelah diverifikasi bersama *stakeholder* terkait (PLN, KESDM, Bappenas, BPS, KSP, Kemendagri, Kemendes dan PDT) serta dituangkan dalam Berita Acara.

Kebijakan Pemerintah dan PLN dalam pembangunan listrik desa adalah untuk menunjang pencapaian Rasio Elektrifikasi PLN 100%. Rasio Elektrifikasi ini dapat tercapai apabila tersedia infrastruktur pendukung yang diperlukan dan faktor keamanan yang kondusif. Rencana pengembangan listrik perdesaan telah disusun dalam *Roadmap* Listrik Perdesaan PLN yang bersama dengan PLN Unit untuk masing-masing provinsi. PLN terus berupaya untuk menghadirkan energi listrik bagi seluruh rakyat Indonesia guna mencapai Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Adapun Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN ditargetkan 100% pada tahun 2029 dengan target capaian per tahun sebagai berikut:

Tabel 2.8 Target Rasio Elektrifikasi (RE) dan Rasio Desa Berlistrik (RDB) PLN

Indikator	2025	2026	2027	2028	2029
RE PLN (%)	98,70	99,00	99,35	99,68	100
RDB PLN (%)	93,64	94,49	95,72	97,92	100

Pencapaian Rasio Elektrifikasi PLN tersebut akan diutamakan dalam melistriki rumah tangga yang belum berlistrik (gelap gulita) kemudian menggantikan rumah tangga berlistrik LTSHE yang telah melewati umur teknis fungsinya, dan dilanjutkan dengan mengalihkan rumah tangga yang berlistrik non PLN, untuk semuanya bertahap mendapatkan akses pasokan listriknya dari PLN.
Dalam upaya melistriki rumah tangga tersebut, PLN memerlukan dukungan dari berbagai pihak mulai dari Pemerintah Pusat hingga Pemerintah Daerah.



Gambar 2.26 Peta Sebaran Rasio Elektrifikasi PLN TW III Tahun 2024 di Indonesia
Sumber : Ditjen Gatrik – KESDM

Kondisi Rasio Elektrifikasi PLN di beberapa wilayah perlu mendapat perhatian khusus seperti di Provinsi Papua Tengah, Papua Pegunungan, Papua Selatan, Papua, Papua Barat, Papua Barat Daya, Maluku, Maluku Utara, Sulawesi Tenggara, Sulawesi Selatan, Sulawesi Barat, NTT, Kalimantan Timur, Kalimantan Tengah, Kalimantan Barat, Jambi dan Riau.
Penyusunan program listrik perdesaan memperhatikan beberapa hal sebagai berikut:

1. Melistriki desa belum berlistrik berdasarkan Kepmendagri RI Nomor 100.1.1-6117 Tahun 2022;
2. Migrasi desa berlistrik Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang telah habis masa garansi dan migrasi desa berlistrik non PLN menjadi desa berlistrik PLN sesuai Surat Direktur Jenderal

Ketenagalistrikan Kementerian ESDM Nomor 3095/21/DJL.2/2019 Tanggal 2 Desember 2019;

3. Perluasan jaringan distribusi ke dusun-dusun yang belum berlistrik
4. Pembangunan pembangkit EBT skala kecil di daerah 3T (Terdepan, Terluar dan Tertinggal) seperti PLTS Komunal dengan baterai, PLTS individual seperti Stasiun Pengisian Energi Listrik (SPEL), dan Alat Penyalur Daya Listrik (APDAL) serta Peralatan Paket Kompak Daya Berbasis Baterai untuk melistriki daerah yang terisolasi terletak jauh dari desa berlistrik eksisting;
5. Pengalihan listrik dari Non PLN ke listrik PLN seperti Swadaya, swakelola dan swasta;
6. Melistriki desa opsi optimalisasi pembangkit eksisting melalui pola *Hybrid* Pembangkit EBT*;*
7. Relokasi pembangkit untuk desa-desa yang relatif lebih berkembang namun belum memungkinkan untuk disambung dari ekspansi *grid* sistem terdekat, juga belum memungkinkan pengembangan pembangkit EBT setempat dalam waktu dekat;
8. Pembangunan jaringan distribusi yang beriringan dengan Program Lisdes dan dapat mendukung evakuasi daya dari Gardu Induk.



Gambar 2.27 Peta Sebaran Rasio Desa Berlistrik PLN TW III Tahun 2024 di Indonesia
Sumber : Ditjen Gatrik - KESDM

Sampai dengan TW III Tahun 2024 Rasio Desa Berlistrik Nasional telah mencapai 99, 9% dengan Rasio Berlistrik PLN sebesar 92,75 %.
Kondisi Rasio Desa Berlistrik PLN di beberapa wilayah perlu mendapat perhatian khusus seperti di Provinsi Papua, Papua Tengah, Papua Selatan, Papua Pegunungan, Papua Barat, Papua Barat Daya, Maluku, Kalimantan Barat, Kalimantan Utara, Kalimantan Timur, dan Kalimantan Tengah.
Untuk mengejar Rasio Desa Berlistrik PLN 100% PT PLN (Persero) telah membuat *roadmap* Listrik Perdesaan. Upaya ini dimaksudkan untuk memberikan arah perusahaan untuk senantiasa berkomitmen dalam upaya untuk menyediakan listrik ke seluruh pelosok tanah air dengan kecukupan energi serta keandalan yang mumpuni. Selain untuk melistriki desa-desa baru yang sama sekali belum mendapatkan akses listrik dari PLN, *roadmap* Listrik Perdesaan juga diarahkan untuk memperluas jaringan listrik ke dusun-dusun yang belum berlistrik PLN.

Program Melistriki 433 Desa Belum Berlistrik di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Desa belum berlistrik (gelap gulita) sampai dengan Tahun 2019 ditetapkan oleh Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan pada tanggal 31 Januari 2020 sebanyak 433 desa, dengan rincian 5 desa di provinsi NTT, 1 desa di provinsi Maluku dan 325 desa di provinsi Papua serta 102 desa di provinsi Papua Barat.

Dalam Rapat Terbatas Kabinet (RATAS) mengenai peningkatan Rasio Desa Berlistrik pada tanggal 3 April 2020 di Istana Merdeka terdapat arahan Presiden untuk menyelesaikan program desa berlistrik pada 433 desa belum berlistrik.

Program melistriki 433 desa terdiri dari skema *grid* sebanyak 61 desa, skema PLTS sebanyak 52 desa, skema PLTD *Hybrid* sebanyak 23 desa dan skema Alat Penyalur Daya Listrik (APDAL) - Stasiun Pengisian Energi Listrik (SPEL) sebanyak 297 desa. Dalam skema APDAL-SPEL terdapat 90 desa (87 desa gelap gulita dan 3 desa *ex*-LTSHE) berpotensi rawan keamanan sehingga pekerjaan survei dan pemasangan APDAL-SPEL dilakukan dengan melibatkan TNI.

Untuk mendukung program APDAL-SPEL telah diterbitkannya Perdir Nomor 0079.P/DIR/2020 tentang Pedoman Layanan Penyediaan Stasiun Pengisian Energi Listrik di Daerah Terpencil, Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 22 Tahun 2021 tentang Penyediaan Stasiun Pengisian Energi Listrik dan Alat Penyalur Daya Listrik Bagi Masyarakat di Daerah Sulit Dijangkau Dengan Jaringan Tenaga Listrik.

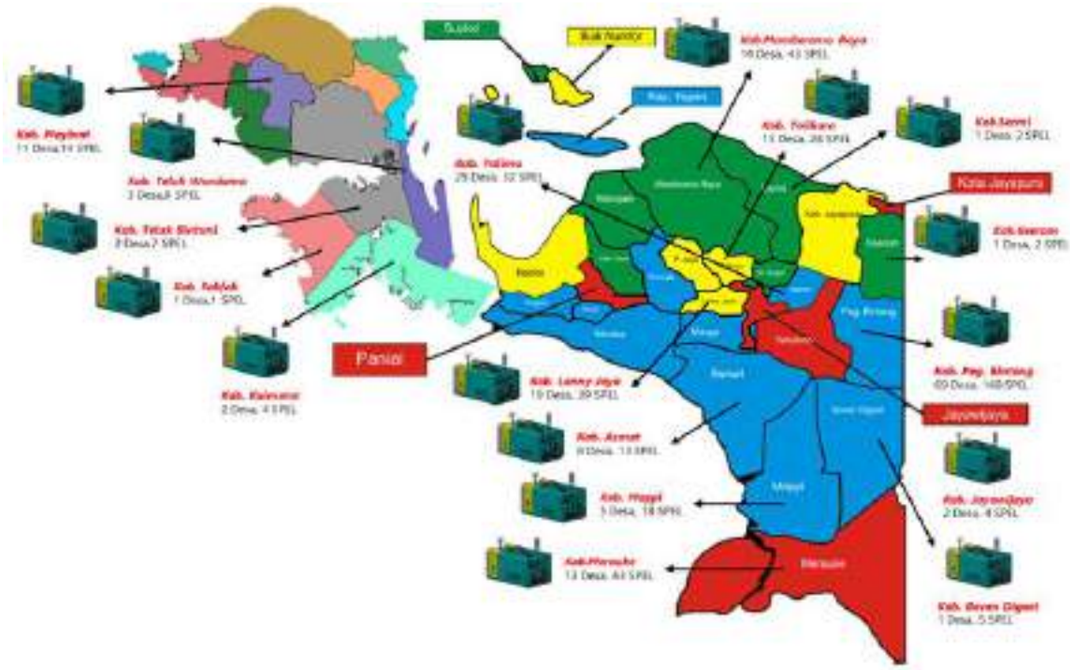
Dalam rangka pelaksanaan pemeliharaan SPEL, PT PLN (Persero) akan melakukan pengecekan secara berkala setiap 3 bulan untuk memastikan kondisi SPEL dan APDAL masih dapat beroperasi dengan baik.

Pembangunan infrastruktur sangat penting untuk meningkatkan pertumbuhan ekonomi dan kesejahteraan masyarakat di suatu daerah. Salah satu infrastruktur yang sangat penting adalah pembangunan dalam bidang energi listrik. Dalam hal ini khusus di Wilayah Maluku dan Papua yang masih banyak terdapat desa tersebar dan terpencil yang masih belum menikmati energi listrik hingga saat ini. Dari desa-desa tersebut akan dilistriki dengan perluasan jaringan, pembangunan pembangkit EBT dan pemasangan APDAL-SPEL.

Dalam mewujudkan implementasi APDAL-SPEL, PLN bekerja sama dengan Pemerintah, yaitu Kementerian ESDM. Kementerian ESDM melalui Direktorat Jenderal EBTKE mengadakan program Paket APDAL yang terdiri dari APDAL dan IRAS/*DC House* serta PLN menyediakan SPEL untuk mendukung Program 433 Desa yang belum berlistrik.

APDAL merupakan suatu piranti penyimpanan dan penyaluran energi listrik berbasis baterai yang dapat diisi ulang pada SPEL. Sementara IRAS (Instalasi Rumah Arus Searah) adalah instalasi listrik searah yang memperoleh pasokan listrik dari APDAL dan dipasang pada rumah Pengguna Paket APDAL termasuk bangunan fasilitas umum.

SPEL merupakan pembangkit tenaga listrik yang memanfaatkan sumber energi terbarukan setempat sebagai sarana pengisian energi listrik untuk APDAL yang bisa dipasok melalui PLTS, PLTB, PLTMh/PLTPh atau dengan PLTBm.



Gambar 2.28 Peta Implementasi APDAL-SPEL pada Program 433 Desa

Lokasi desa-desa yang terpencil, jauh dari pusat sistem kelistrikan dan terbatasnya akses transportasi darat, serta faktor keamanan sosial merupakan tantangan utama untuk melistriki daerah tersebut. Untuk mengatasi kondisi tersebut Kementerian ESDM dan PT PLN (Persero) memerlukan inovasi pembangunan sistem kelistrikan yang cepat, mudah pengoperasian, praktis bentuk dan dapat dipindahkan penempatannya.
Dengan sistem seperti ini, PT PLN (Persero) tidak perlu membangun jaringan distribusi listrik untuk penyaluran listrik ke konsumen. Proses pengisian ulang dapat dilakukan di SPEL dengan cara menukar APDAL yang telah kosong tersebut dengan APDAL cadangan yang telah terisi energi listrik.
Selain tantangan dari sisi penerapan teknologi yang sesuai, dalam pelaksanaan Program 433 Desa ini, terdapat lokasi atau desa yang kondisi keamanannya berkategori rawan dan berisiko bagi petugas PLN dan Kementerian ESDM. Mitigasi strategi untuk kondisi tersebut, PLN dan ESDM bekerja sama dengan TNI untuk pendampingan dan pengamanan pelaksanaan survei hingga pemasangan SPEL dan Paket APDAL di desa-desa yang berkategori daerah rawan. Perjanjian Kerja Sama (PKS) antara PLN, Direktorat Jenderal EBTKE dan TNI merupakan tindak lanjut dari *MoU* antara Panglima TNI dan Dirut PLN dan *MoU* antara Panglima TNI dan Menteri ESDM tentang Pengamanan dan Pemeliharaan Keandalan Sistem Ketenagalistrikan.
Sampai dengan akhir bulan Desember 2024, dari 433 desa tersebut 363 desa telah menyala dengan rincian 49 desa dengan skema PLTS, 23 desa dengan skema PLTD *Hybrid*, 61 desa dengan skema *grid* distribusi dan 230 desa dengan skema Alat Penyalur Daya Listrik APDAL-SPEL. Sehingga total desa yang belum menyala yaitu 70 desa.

Program Melistriki 97 Lokasi PLTD di Provinsi Maluku dan Maluku Utara

Program 97 Lokasi di Maluku dan Maluku Utara (MMU) merupakan program elektrifikasi di Provinsi Maluku dan Provinsi Maluku Utara untuk melistriki 489 desa.
Sampai dengan TW III 2024 dari 97 lokasi tersebut telah dilakukan penyalaan untuk 95 lokasi sehingga saat ini menyisakan 2 lokasi. Dengan tetap memperhatikan optimalisasi aset dan optimasi jaringan, PLN telah

menyusun metode elektrifikasi untuk 2 lokasi yaitu dengan rencana Relokasi PLTD *di* Lewah dan rencana interkoneksi sistem eksisting dengan *Tower Crossing* 20 kV di Pancoran.
Dengan penyelesaian Program 97 Lokasi di MMU ini, dapat mendukung terwujudnya Rasio Desa Berlistrik PLN 100% di Provinsi Maluku dan Provinsi Maluku Utara.

Program Melistriki dengan Kompak Daya Berbasis Baterai Untuk Konsumen Individu

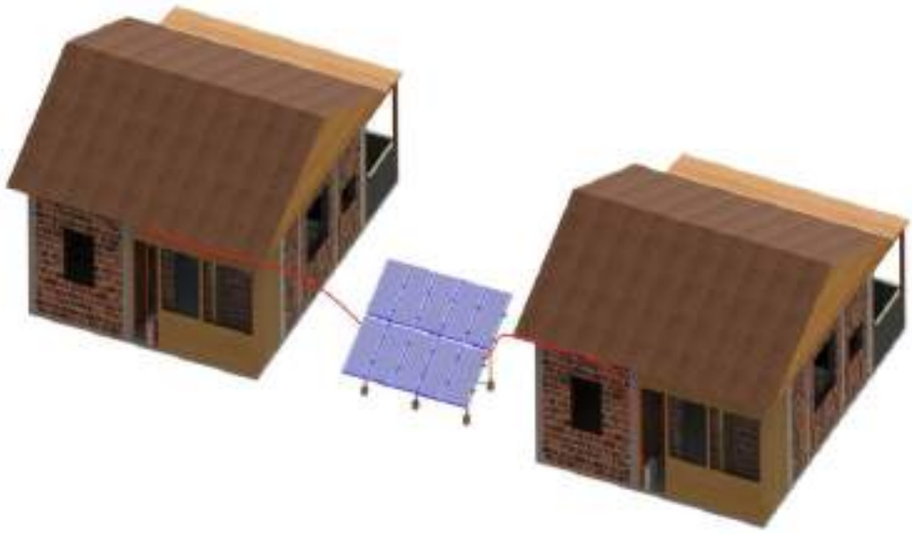
Dalam rangka meningkatkan Rasio Elektrifikasi khususnya di daerah *isolated* yang belum terjangkau jaringan listrik PLN dan masih terdapatnya daerah yang menggunakan bahan bakar minyak sebagai sumber penerangan, maka diperlukan alternatif sistem sumber energi listrik untuk konsumen individu dalam melistriki daerah tersebut. PLN mendukung Pemerintah dalam mengusung isu strategis transisi energi bersih yang berkelanjutan, dukungan itu salah satunya melalui inovasi yang diciptakan oleh insan PLN bernama Kompak Daya Berbasis Baterai Untuk Konsumen Individu yang merupakan program untuk melistriki wilayah 3T. Kompak Daya Berbasis Baterai Untuk Konsumen Individu adalah sebuah pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dalam skala mikro/mini yang dirancang menggunakan sebuah konsep teknologi regulasi DC simetris. Kompak Daya Berbasis Baterai Untuk Konsumen Individu dilengkapi dengan perangkat *Energy Management System* (EMS) berbasis IoT sehingga dapat dimonitor secara *realtime*. Kompak Daya Berbasis Baterai Untuk Konsumen Individu berbasis *green energy* dengan biaya *Capex* dan *Opex* rendah, mudah diimplementasikan di daerah *isolated*, dan tidak membutuhkan pembangunan jaringan distribusi (JTR,SR), dapat diimplementasikan di daerah dengan tipikal pelanggan yang tersebar dan relatif sedikit dan di daerah yang memiliki keterbatasan lahan. Kompak Daya Berbasis Baterai ini pada prinsipnya tidak memerlukan lahan karena pemasangan PV berada pada atap rumah. Kompak Daya Berbasis Baterai Untuk Konsumen Individu adalah individual *power plant* atau sistem pembangkit listrik berbasis *Energy Storage* yang dipasang pada setiap rumah yang dilengkapi dengan metering yang dapat dikembangkan untuk daerah-daerah *isolated* dan 3T.



Gambar 2.29 a. Produk Inovasi Kompak Daya Berbasis Baterai Untuk Konsumen Individu, b. Pemasangan Modul *Photovoltaic* (PV) di Atap Rumah

Skema konfigurasi dengan menggunakan modul PV sebagai sumber DC dapat dibagi menjadi 2 (dua), yaitu:

a. Skema konfigurasi penggunaan modul PV bersama untuk lebih dari satu konsumen.



Gambar 2.30 Skema penggunaan modul PV Bersama

Pada skema ini, penggunaan modul PV dapat digunakan untuk lebih dari satu konsumen namun baterai hanya dapat digunakan oleh masing-masing konsumen.

b. Skema konfigurasi penggunaan modul PV tunggal untuk satu konsumen



Gambar 2.31 Skema penggunaan modul PV Tunggal

Pada skema ini, penggunaan modul PV dan baterai digunakan oleh masing-masing konsumen.

II.7 Strategi Penyelesaian Proyek *Ex*-APBN dan Proyek-Proyek Terkendala

Dalam periode tahun anggaran 2011-2013 dan 2013-2015, Pemerintah telah mengalokasikan anggaran dari APBN kepada PLN untuk membangun infrastruktur ketenagalistrikan (pembangkit, transmisi dan gardu induk). Dalam pelaksanaannya, beberapa proyek mengalami kendala di lapangan yang diakibatkan antara lain kendala pembebasan lahan, relokasi, Rencana Tata Ruang Wilayah (RTRW) dan kemampuan kontraktor yang menyebabkan belum terselesaikannya pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan sesuai yang direncanakan.

Memperhatikan bahwa proyek infrastruktur ketenagalistrikan dibutuhkan oleh sistem tenaga listrik setempat, maka PLN tetap akan

melanjutkan proyek tersebut sampai selesai di mana kelanjutan pendanaan proyek dialokasikan melalui APLN.
Terkait dengan proyek pembangkit terkendala, yang disebabkan antara lain kemampuan kontraktor dan masalah lainnya, PLN telah meminta bantuan kepada Badan Pengawasan Keuangan dan Pembangunan (BPKP) pada tahun 2016 untuk memastikan keberlanjutan proyek yang mengalami kendala tersebut. Berdasarkan evaluasi BPKP pada tahun 2016, terdapat beberapa proyek yang direkomendasikan tetap dilanjutkan dan ada juga yang direkomendasikan untuk tidak dilanjutkan. Untuk proyek yang direkomendasikan tidak dilanjutkan, maka strategi PLN dalam memastikan kebutuhan pasokan listrik pada sistem tersebut terpenuhi adalah dengan membangun jaringan transmisi dan/atau gardu induk atau dengan pembangunan pembangkit lain.

Tabel 2.9 Tindak Lanjut Proyek-Proyek Terkendala

No	Pembangkit	Kapasitas	Pengembang	Keterangan		Rencana COD
				Dilanjutkan	Diganti	
A.	**Selesai**					
1	PLTU Tembilahan	2x7	PLN	Dilanjutkan		Operasi
2	PLTU Buntok	2x7	PLN		GI	Operasi
3	PLTU Ampana	2x3	PLN	Dilanjutkan		Operasi
4	PLTU Kendari Ekspansi	1x10	PLN	Dilanjutkan		Operasi
5	PLTU Sumbawa Barat	2x7	PLN	Dilanjutkan		Operasi
6	PLTU Gorontalo	2x25	PLN	Dilanjutkan		Operasi
7	PLTU Bau-bau	30	PLN		PLTMG	Operasi
8	PLTU Wangi-Wangi	2x3	PLN		PLTD	Operasi
9	PLTU Jayapura	2x15	IPP		MPP	Operasi
10	PLTU Ipuh Seblat	2x3	PLN		GI*	Operasi
11	PLTU Tembilahan	2x5,5	IPP		GI	Operasi
12	PLTU Malinau	2x3	PLN	Dilanjutkan		Operasi
13	PLTU Berau (Tanjung Redeb)	2x7	PLN	Dilanjutkan		Operasi
14	PLTU Raha	2x3	PLN		GI	Operasi
15	PLTU Kuala Pambuang	2x3	PLN		GI	Operasi
16	PLTU Kuala Tungkal	2x7	PLN		GI**	Operasi
17	PLTU Waii Ambon	2x15	PLN		Relokasi MPP	Operasi
B.	**Dilanjutkan**					
18	PLTU Tanjung Selor	2x7	PLN	Dilanjutkan		2033
19	PLTU Sofifi	2x3	PLN	Dilanjutkan		2025
20	PLTU Parit Baru	2x50	PLN	Dilanjutkan		2033
21	PLTU Pantai Kura-kura	2X27,5	PLN	Dilanjutkan		2033
22	PLTU Talaud	2x3	PLN	Dilanjutkan		2025
23	PLTU Alor	2x3	PLN	Dilanjutkan		2032
24	PLTU Rote Ndao	2x3	PLN	Dilanjutkan		2029
25	PLTU Bengkalis	2x10	PLN		GI	2025
26	PLTU Kotabaru	2x7	PLN	Dilanjutkan		2033
27	PLTU Sampit	2x25	PLN	Dilanjutkan		2033
28	PLTU Tarakan	2x7	PLN		GI	2026
29	PLTM Buleleng	1,2	PLN	Dilanjutkan		2026
30	PLTM Lapai 2	2x2	PLN	Dilanjutkan		2025
31	PLTM Kalibumi	6,35	PLN	Dilanjutkan		2027
32	PLTU Bima	2x10	PLN	Dilanjutkan		2026

No	Pembangkit	Kapasitas	Pengembang	Keterangan		Rencana COD
				Dilanjutkan	Diganti	
33	PLTU Atambua	4x6	PLN	Dilanjutkan		2030
34	PLTU Timika	4x7	PLN		Relokasi Sorong***	2025 (14 MW)/2026 (14 MW)

*) dipasok dari GI Argamakmur

**) Proses STAP pada *extend bay* (2024)

***) Relokasi ke Sistem Sorong

Sebagian proyek-proyek terkendala sudah beroperasi baik dengan penyelesaian proyek terkait maupun dengan penggantian dengan proyek lain atau dengan GI. Terdapat 1 (satu) proyek terkendala yang sudah di terminasi yaitu PLTU Ambon Waai 2x15 MW. Proyek-proyek terkendala lain sudah direncanakan penyelesaiannya, baik dengan penyelesaian pembangkit terkait, dengan penggantian pembangkit maupun dengan pembangunan GI. Proyek-proyek yang dalam waktu dekat akan diselesaikan seperti PLTU Sofifi 2x3 MW dan PLTU Talaud 2x3 MW.

PLN tetap memasukkan proyek terkendala di atas dalam daftar pengembangan pembangkit dengan target COD antara tahun 2025-2033 karena terdapatnya potensi permasalahan legal jika proyek tersebut tidak tercantum dalam RUPTL. Target COD tersebut sudah mempertimbangkan *workability* penyelesaian proyek (legal dan teknis), serta mempertimbangkan juga tingkat risiko di sistem. Namun jika dalam penyelesaian proyek dimungkinkan untuk mempercepat COD proyek, maka secara sistem kondisi tersebut dapat disesuaikan kembali, selama berpotensi memberikan *benefit* secara operasional dan keekonomian.

Namun terdapat rencana dari Kementerian BUMN untuk menyusun peraturan atau regulasi terkait mekanisme *cut loss* apabila *benefit* melanjutkan proyek terkendala lebih kecil daripada biaya yang harus dikeluarkan. Oleh karena itu, PLN bekerja sama dengan berbagai pihak aparatur negara sebagai proteksi agar tidak terjadi penyimpangan baik anggaran maupun aturan akan melakukan asesmen kembali seluruh aspek baik biaya, *benefit*, legal, kebutuhan sistem serta kemampuan eksekusi proyek untuk melanjutkan proyek terkendala. PLN juga akan menyelesaikan proses-proses legal yang diperlukan untuk menghentikan kontrak yang telah ada sebelum asesmen kembali dilakukan.

Apabila dari asesmen kembali tersebut dihasilkan bahwa proyek layak untuk dilanjutkan, maka PLN berkomitmen untuk menyelesaikan proyek tersebut dengan tetap mengedepankan proses yang *secure* dan akuntabel.

Apabila dari asesmen kembali tersebut dihasilkan bahwa proyek direkomendasikan untuk tidak dilanjutkan, maka salah satu alternatif yang dapat dilakukan untuk tetap memenuhi kebutuhan sistem adalah dengan membangun pembangkit jenis lainnya di lokasi proyek terkendala tersebut.

II.8 Strategi Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca (GRK)

Sebagaimana telah dikeluarkannya Undang-undang Nomor 16 Tahun 2016 tentang Pengesahan *Paris Agreement to the United Nations Framework Convention on Climate Change* (Persetujuan Paris atas Konvensi Kerangka Kerja Perserikatan Bangsa Bangsa Mengenai Perubahan Iklim) dan telah ditetapkannya target *Nationally Determined Contribution* (NDC) untuk Tahun 2030 yang kemudian pada Tahun 2022 diratifikasi sebagai *Enhanced Nationally Determined Contribution* (E-NDC) untuk pencapaian pada tahun yang sama, PLN merumuskan RUPTL untuk berkontribusi dalam menurunkan emisi gas rumah kaca pada Tahun 2030 (penurunan emisi terhadap proyeksi emisi Skenario *Business*

as Usual), di mana sub sektor ketenagalistrikan merupakan bagian dari komitmen nasional tersebut.

Sesuai misi PLN ”Menjalankan Kegiatan Usaha yang Berwawasan Lingkungan”, PLN mempunyai kebijakan untuk penurunan emisi GRK sebagai berikut:

1. Memprioritaskan pengembangan energi baru dan terbarukan;
   PLN memprioritaskan pemanfaatan pembangkit EBT sebagai upaya untuk penurunan emisi GRK dengan tetap mempertimbangkan keseimbangan pasokan dan kebutuhan (*supply-demand*) sistem kelistrikan setempat dan mengutamakan kesiapan sistem yang meliputi keandalan, sekuritas dan keekonomiannya demi menjaga kualitas pelayanan kepada masyarakat. Hal ini sangat berkaitan dengan upaya untuk memenuhi kebijakan Pemerintah terkait target bauran energi. Peningkatan bauran EBT ini merupakan salah satu langkah PLN menuju *Net Zero Emmission.*
2. Pengalihan bahan bakar (*fuel switching*) dan pemanfaatan gas buang;
   Untuk mengurangi pemakaian BBM, PLN berencana mengalihkan pemakaian BBM ke gas pada PLTG, PLTGU dan PLTMG serta penggunaan campuran *biofuel* pada PLTD. Langkah *fuel switching* secara langsung juga akan mengurangi emisi GRK karena faktor emisi CO_2 bahan bakar gas lebih rendah daripada faktor emisi CO_2 bahan bakar BBM. *Fuel switching* juga diterapkan pada PLTU dengan strategi penurunan pemakaian batubara (*phase down*) dan peningkatan pemakaian gas telah dipertimbangkan dalam RUPTL ini. *Fuel switching* pada PLTU dilaksanakan dengan menggantikan sebagian bahan bakar batubara dengan biomassa, sebagaimana dijelaskan lebih lengkap pada butir 3 di bawah.
3. Pemanfaatan bahan bakar berbasis biomassa sebagai sumber energi;
   Merujuk pada dokumen *“Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2 Energy”* yang dipublikasikan *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) pada Tahun 2006, emisi GRK yang ditimbulkan akibat pembakaran biomassa tidak diperhitungkan ke dalam sektor pembangkitan listrik di dalam inventarisasi emisi GRK nasional, melainkan dialokasikan ke dalam sektor kehutanan (*the land use, land-use change and forestry*, atau LULUCF). Sejalan dengan upaya memenuhi target bauran energi dari, PLN berencana memanfaatkan lebih banyak bahan bakar berbasis biomassa untuk digunakan secara bersama (*co-firing*) dengan batubara pada beberapa PLTU eksisting dan rencana. Dengan demikian, penggunaan biomassa sebagai bahan bakar ini secara langsung akan dapat menurunkan emisi GRK di sektor pembangkitan listrik Indonesia di masa mendatang.
4. Menggunakan teknologi rendah karbon dan lebih efisien.
   Penyediaan tenaga listrik PLN hingga Tahun 2029 masih akan didominasi oleh pembangkit berbahan bakar fosil, terutama batubara. PLN menyadari bahwa pembakaran batubara menghasilkan emisi GRK yang relatif besar, sehingga diperlukan upaya penurunan emisi GRK yang bersumber dari PLTU. Kebijakan PLN terkait hal ini adalah PLN hanya akan menggunakan *boiler supercritical, ultra-supercritical* untuk PLTU Batubara yang akan dikembangkan di Pulau Jawa dan Sumatera serta teknologi yang lebih efisien di Indonesia Timur sehingga dapat mengurangi penggunaan batubara. Upaya efisiensi energi juga dilakukan dengan memanfaatkan gas buang dari PLTG dan gas buang dari industri untuk menghasilkan listrik dengan menggunakan teknologi *heat recovery steam generator* (HRSG).

Selain itu dengan mulai berkembangnya pemanfaatan *coal bed methane* (CBM), PLN berkeinginan untuk memanfaatkan gas non-konvensional ini

apabila telah tersedia dalam jumlah yang cukup dan harga yang ekonomis. Lebih jauh lagi, PLN juga mempertimbangkan penggunaan teknologi *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) *dan Carbon Capture and Storage* (CCS) untuk mengurangi emisi GRK secara signifikan, namun implementasinya menunggu setelah teknologi tersebut matang secara komersial.

Merujuk ke Peraturan Menteri ESDM Nomor 16 Tahun 2022 tentang Tata Cara Penyelenggaraan Nilai Ekonomi Karbon Sub sektor Pembangkit Tenaga Listrik terdapat mekanisme pembatasan emisi gas rumah kaca bagi kegiatan pembangkit listrik. Mulai Tahun 2023, pembatasan emisi tersebut berlaku pada PLTU dengan kapasitas ≥ 100 MW yang selanjutnya akan dilakukan pengetatan secara bertahap sesuai peta jalan perdagangan karbon sub sektor pembangkit tenaga listrik. Pada PLTU yang melebihi batas atas emisi maka akan dilakukan pengimbangan emisi melalui perdagangan emisi antar PLTU, maupun *offset* emisi dari inisiatif mitigasi yang telah diatur oleh Pemerintah. Oleh karena itu, PLN akan terus berupaya untuk melakukan upaya penurunan emisi, khususnya pada PLTU.

Selanjutnya, dalam rangka meminimalkan dampak lingkungan dari kegiatan pembangkit listrik berbahan bakar batubara, PLN telah melakukan upaya-upaya untuk pengendalian pencemaran udara (emisi non GRK) yang timbul, antara lain:

1. Pemasangan *electrostatic precipitator* yang berfungsi untuk menangkap debu/abu/partikulat dari pembakaran batubara sehingga emisi ke lingkungan telah memenuhi peraturan yang mengatur tentang baku mutu emisi;
2. Pemasangan *Flue Gas Desulphurization* pada PLTU Tanjung Jati B yang berfungsi untuk mengurangi gas SOx dari pembakaran batubara sehingga emisi SOx ke lingkungan berada di bawah baku mutu emisi yang ditetapkan Pemerintah. Adapun Peraturan yang mengatur terkait Baku Mutu Emisi adalah Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan Nomor P.15/MENLHK/SETJEN/KUM.1/4/2019, selanjutnya disebut Peraturan Menteri LHK Nomor 15 Tahun 2019;
3. Menggunakan teknologi *Low Nox burner* untuk pembangkit baru ataupun *Selective Catalytic Reduction* untuk pembangkit eksisting dengan fungsi mengontrol NOx selama pembakaran sehingga dapat mengurangi NOx dari pembakaran batubara sehingga bisa memenuhi Permen LHK Nomor 15 Tahun 2019;
4. Untuk mengurangi potensi debu dan *ash* yang terbang ke lingkungan sekitar, maka dilakukan beberapa langkah sebagai berikut:
   a. Melakukan *compacting* batubara pada kegiatan *coal handling* di *stockpile;*
   b. Melakukan penyiraman debu pada area *stock pile* batubara dan *landfill;*
   c. Melakukan program penghijauan *(green fence*) di sekeliling *stock pile* batubara dan *landfill.*
5. Pemasangan *Continuous Emission Monitoring System* (CEMS) pada pembangkit yang wajib memasang CEMS sesuai Peraturan yang berlaku yaitu untuk:
   a. Pembangkit Termal dengan kapasitas pembangkit > 25 MW dan atau Pembangkit Termal dengan kapasitas < 25 MW dengan kandungan sulfur pada bahan bakar yang digunakan > 2%;
   b. Pembangkit PLTMG dengan kapasitas pembangkit > 15 MW.

   Pemasangan CEMS tersebut dalam rangka memonitor kualitas emisi dari seluruh pembangkit yang berfungsi sebagai *alert,* sehingga PLN dapat segera mengetahui dan melakukan tindakan preventif untuk meminimalkan dampak terhadap lingkungan;

6. Melakukan pemeliharaan rutin untuk alat pengendali pencemaran udara sehingga peralatan dapat bekerja secara optimum untuk mengurangi pencemaran udara;
7. Pengembangan aplikasi yang mampu untuk memantau emisi Gas Rumah Kaca secara berkala sesuai dengan emisi yang dihasilkan;
8. Penerbitan Sertifikat Penurunan Emisi dari aksi mitigasi yang menggunakan sumber energi baru terbarukan dan aksi mitigasi lainnya yang ditetapkan Pemerintah di mana nantinya SPE tersebut dapat digunakan untuk kegiatan *offset* emisi dari PLTU maupun diperjualbelikan kepada pihak yang membutuhkan.

Dengan diterbitkannya Peraturan Menteri LHK Nomor 15 Tahun 2019 tentang Baku Mutu Emisi Pembangkit Listrik Tenaga Termal, maka baku mutu emisi menjadi semakin ketat, sehingga berakibat pada tidak terpenuhinya baku mutu emisi di pembangkit PLN maupun IPP. Hal ini mempunyai dampak antara lain:

1. PLN harus memasang teknologi pengendali pencemaran lingkungan di unit pembangkit yang tidak memenuhi baku mutu emisi, dengan biaya investasi yang cukup tinggi, sehingga berdampak pada peningkatan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) tenaga listrik;
2. Pembangkit IPP yang tidak memenuhi baku mutu emisi juga harus memasang teknologi pengendali pencemaran lingkungan, namun diharapkan agar penambahan biaya investasi tersebut tidak dibebankan kepada PLN sehingga tidak meningkatkan BPP;
3. Perlu dilakukan peninjauan ulang desain pembangkit yang masih dalam tahap perencanaan dan pengadaan, dengan mengacu pada Peraturan Menteri LHK Nomor 15 Tahun 2019 tentang Baku Mutu Emisi Pembangkit Listrik Tenaga Termal. Hal ini berdampak pada bertambahnya waktu untuk melakukan *reviu* desain sehingga pembangkit tersebut berpotensi untuk tidak dapat beroperasi tepat waktu;
4. Melakukan pemantauan dan pengawasan terhadap kandungan sulfur pada bahan bakar yang digunakan dengan mempertimbangkan alat pengendali yang dimiliki oleh pembangkit.

II.9 *National Mobile Reserve Margin*

Dalam memenuhi kebutuhan listrik nasional, PLN menghadapi beberapa tantangan, antara lain:

1. Program transisi energi yang mengakibatkan beralihnya penggunaan energi fosil menjadi energi terbarukan yang bersifat intermiten;
2. Kapasitas pembangkit eksisting mengalami *derating* yang cukup besar pada beberapa daerah seperti di Sumatera, Sulawesi, Kalimantan, Maluku, Papua dan Nusa Tenggara;
3. Ketidaksesuaian *demand* dengan *supply* pada suatu sistem dalam jangka waktu tertentu, baik yang disebabkan oleh keterlambatan pembangunan proyek maupun adanya kebutuhan listrik tambahan (*additional demand*);
4. Kondisi geografis Indonesia yang kepulauan dan tersebar dengan rentang yang sangat luas serta pertumbuhan ekonomi yang sangat dinamis, diperlukan pembangkit yang bersifat *mobile* untuk memenuhi permintaan tenaga listrik yang mendesak di daerah-daerah tertentu secara dinamis, tepat waktu dan responsif.

Untuk menghadapi tantangan-tantangan tersebut, dan sebagai alternatif solusi penyelesaian defisit pasokan listrik dan untuk memenuhi kebutuhan kelistrikan secara andal dan berkesinambungan pada pembangkit-pembangkit yang bersifat intermiten serta untuk memenuhi kebutuhan listrik (*additional demand*) yang andal dan cepat, maka diperlukan strategi ketahanan ketenagalistrikan yang salah satunya dapat

dilakukan melalui pembangkit yang bersifat *mobile* ataupun *land-based* sesuai ketersediaan di pasar, atau melalui pengembangan *Mobile Power Plant* (MPP) yang mempunyai *delivery time* yang lebih cepat dibandingkan dengan membangun pembangkit baru *land-based*. Tipe pembangkit sewa dan/atau MPP yang dapat dikembangkan meliputi *barge mounted*, *truck mounted*, dan *container*, bergantung pada kebutuhan, kondisi dan situasi sistem setempat. Pembangkit – pembangkit tersebut dapat difungsikan dalam jangka panjang untuk mendukung keandalan sistem sebagai *National Mobile Reserve Margin.* Pada tahap awal, terdapat 3 pembangkit yang direncanakan sebagai *National Mobile Reserve Margin* yaitu PLTGU/G/MG MPP Indonesia 1, PLTGU/G/MG MPP Indonesia 2, dan PLTGU/G/MG MPP Indonesia 3 dengan total kapasitas 600 MW.

PLTGU/G/MG MPP Indonesia 1-3 dengan total kapasitas 600 MW telah dilakukan kerja sama dengan durasi selama 15 tahun. Pada 5 tahun awal, MPP Indonesia 1-3 tersebut diletakkan di Sistem Sulbagsel untuk melayani beberapa *additional demand* pelanggan besar yang telah melakukan SPJBTL dengan PLN. Setelah periode 5 tahun pertama, maka MPP Indonesia 1-3 dapat dipindahkan ke sistem lainnya yang membutuhkan. Namun demikian, MPP Indonesia 1-3 masih dapat diletakkan di Sistem Sulbagsel apabila Sistem Sulbagsel masih membutuhkan dan pembangkit permanen lainnya belum dapat beroperasi tepat waktu di Sistem Sulbagsel.

Pengadaan pembangkit *National Mobile Reserve Margin* secara umum merupakan salah satu upaya dalam penanggulangan kekurangan penyediaan tenaga listrik, termasuk dalam rangka memenuhi pertumbuhan *natural demand* pelanggan PLN, *demand* tertentu seperti untuk peristiwa besar, ataupun *additional demand* pelanggan besar, yang membutuhkan pemenuhan dengan cepat ataupun dapat digunakan sebagai upaya penanggulangan kondisi krisis, termasuk dengan menggunakan konsep MPP yang dapat dipindahkan ke tempat-tempat atau sistem yang membutuhkan secara cepat. Secara umum pembangkit MPP memiliki manfaat sebagai berikut:

1. Memenuhi pertumbuhan *demand natural* maupun untuk melayani pelanggan besar;
2. Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit atau transmisi;
3. Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keluarnya unit pembangkit eksisting baik karena gangguan maupun pemeliharaan;
4. Memenuhi *demand* sementara untuk pelaksanaan/perayaan peristiwa besar (nasional atau internasional);
5. Menjaga kestabilan sistem akibat sifat intermiten pembangkit EBT; dan/atau
6. Melistriki daerah dan masyarakat yang belum mendapatkan pasokan listrik (daerah *isolated*), termasuk daerah 3T untuk peningkatan Rasio Elektrifikasi.

III. KETERSEDIAAN SUMBER ENERGI DAN STRATEGI PEMANFAATANNYA

Berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional, pemanfaatan sumber daya energi nasional yang diarahkan untuk ketenagalistrikan adalah sebagai berikut:

1. Sumber energi terbarukan dari jenis energi aliran dan terjunan air, energi panas bumi (termasuk skala kecil/modular), energi gerakan dan perbedaan suhu lapisan laut, energi angin, energi sinar matahari, biomassa dan sampah;
2. Sumber energi baru berbentuk padat dan gas;
3. Gas bumi, batubara.

Sementara itu pemanfaatan minyak bumi hanya diperkenankan untuk transportasi dan komersial yang belum bisa digantikan dengan energi atau sumber energi lainnya. Sedangkan bahan bakar nabati diarahkan untuk menggantikan bahan bakar minyak terutama untuk transportasi dan industri. Pemerintah mendorong pemanfaatan biodiesel untuk bahan bakar PLTD eksisting, secara bertahap diberlakukan penggantian menggunakan Bahan Bakar Nabati untuk pembangkit tenaga listrik. Penggunaan BBM untuk pembangkit harus diminimalkan dan terus dibatasi penggunaannya, kecuali memang dibutuhkan untuk menjaga keandalan sistem, dan mengatasi daerah krisis penyediaan tenaga listrik jangka pendek atau daerah-daerah yang tidak memiliki sumber energi lain.

Dalam Undang-undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan ditetapkan bahwa sumber energi primer yang terdapat di dalam negeri dan/atau berasal dari luar negeri harus dimanfaatkan secara optimal sesuai dengan kebijakan energi nasional untuk menjamin penyediaan tenaga listrik yang berkelanjutan, dan selanjutnya ditetapkan juga bahwa dalam pemanfaatan tersebut diutamakan menggunakan sumber EBT.

Kebijakan tersebut di atas sejalan ketentuan dalam Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi bahwa energi dikelola berdasarkan asas kemanfaatan, rasionalitas, efisiensi, berkeadilan, peningkatan nilai tambah, keberlanjutan, kesejahteraan masyarakat, pelestarian fungsi lingkungan hidup, ketahanan nasional, dan keterpaduan dengan mengutamakan kemampuan nasional.

Untuk mendukung kebijakan energi nasional tersebut, diperlukan inisiatif strategis dalam rangka menjamin kecukupan pasokan dan meningkatkan bauran energi dari pembangkit EBT di masa depan dengan harga energi listrik dari pembangkit EBT yang optimal.

Selanjutnya inisiatif strategis dalam upaya meningkatkan bauran energi dengan mengoptimalkan pemanfaatan EBT sebagai pasokan pembangkit tenaga listrik yang dijabarkan sebagai berikut:

1. Mengembangkan pembangkit EBT dengan tetap memperhatikan keseimbangan *supply-demand*, kesiapan sistem tenaga listrik dan keekonomian;
2. Memanfaatkan sumber energi terbarukan baik dari jenis energi aliran dan terjunan air, energi panas bumi (termasuk skala kecil/modular), *biofuel*, energi angin, energi sinar matahari, biomassa, sampah dan lain-lain serta mendukung upaya *Renewable Energy Based on Industrial Development (REBID)*;
3. Mengembangkan *microgrid* dengan menerapkan *scattered/centered PV*, *wind generation*, atau *pico-hydro* untuk daerah-daerah *isolated*/komunitas terpencil yang jauh dari *grid* pada daerah tertinggal, dan pulau-pulau terluar lainnya sesuai dengan potensi energi yang tersedia;
4. Pengembangan PLTS di lahan eks tambang yang sudah tidak beroperasi dan bekerja sama dengan pemerintah daerah setempat untuk kesiapan lahannya;

5. Pemanfaatan waduk-waduk di seluruh Indonesia untuk PLTS Terapung sehingga dapat menurunkan biaya pembebasan lahan dengan tetap mempertimbangkan kajian operasi dan pemeliharaannya;
6. Pengembangan PLTS untuk pemakaian sendiri pada pembangkit eksisting milik PLN;
7. Memprioritaskan pengembangan PLTS *Hybrid* dengan PLTD untuk daerah dengan jam nyala rendah (di bawah 12 jam/hari) bila perlu dengan dilengkapi baterai atau BESS untuk menjaga tegangan tetap stabil, umumnya di Indonesia Timur dan sistem *isolated*;
8. Mempersiapkan *knowledge*, *talent* dan skema bisnis yang memadai untuk katalisasi implementasi teknologi *Concentrated Solar Panel* (CSP) atau *floating solar panel*, *wind power generation* dan *biomass-based power generation*, serta pengembangan pembangkit berbasis *waste material;*
9. Meningkatkan kemampuan yang memadai mulai dari sisi perencanaan hingga pengoperasian sistem yang terdapat instalasi pembangkit EBT dengan mempertimbangkan evaluasi yang komprehensif;
10. Mendorong Pemerintah untuk menerapkan skema *B to B* dalam penentuan harga EBT yang mengedepankan *risk sharing* yang adil termasuk penyediaan *ancillary services* oleh pengembang;
11. Menstimulasi investasi pembangkit EBT yang tidak berpotensi meningkatkan BPP dan dapat mengancam *tariff competitiveness* Indonesia dibandingkan negara lain;
12. Mendorong pembentukan badan penyangga yang mengelola subsidi Pemerintah terkait penetapan tarif EBT apabila kebijakan subsidi untuk EBT dijalankan;
13. Melakukan kajian teknologi dan pasar PLTS Atap serta skema bisnis lain yang menguntungkan baik PLN maupun pelanggan;
14. Mendorong masyarakat untuk berperan serta dalam pemanfaatan energi bersih melalui pemasangan PLTS Atap;
15. Mendorong penggunaan *biofuel* pada pembangkit-pembangkit berbasis BBM untuk mengurangi penggunaan *High Speed Diesel* (HSD) secara signifikan dengan tetap mempertimbangkan optimalisasi biaya pokok pembangkitan;
16. Mengganti PLTD skala kecil dan sudah tua dengan mesin diesel menggunakan bahan bakar B100 (CPO) dalam rangka mewujudkan ketahanan energi dengan penggunaan kekayaan alam yang melimpah di Indonesia;
17. Mengganti PLTD yang dapat dikonversi menjadi PLTBm dan PLTM di lokasi-lokasi yang memiliki potensi sumber energi biomassa dan potensi energi air, serta konversi PLTD menjadi PLTS atau PLTB yang dilengkapi dengan baterai untuk daerah yang tidak memiliki potensi bioenergi dan energi air;
18. Memanfaatkan hasil kajian potensi penggunaan teknologi batubara cair (*liquified coal*) dan batubara tergasifikasi (*gasified coal*) untuk pemanfaatan batubara kalori rendah yang jumlahnya cukup banyak di Indonesia, yang secara teoritis sangat sulit digunakan sebagai bahan bakar PLTU. Program tersebut telah dimulai dengan proyek percontohan (*showcase*) yang sedang dilakukan oleh PLN Puslitbang bekerja sama dengan salah satu pengembang di Karawang;
19. Memulai percobaan pencampuran batubara dengan biomassa atau sampah kota (*co-firing*) pada PLTU tipe CFB (*Circulated Fluidized Bed*), PC (*Pulverized Coal*), dan *Stocker* sebagai cara lain dalam meningkatkan bauran energi dari EBT;
20. Memulai percobaan penggantian batubara menjadi biomassa pada PLTU *Stocker* untuk mengurangi ketergantungan pada batubara yang harganya fluktuatif serta meningkatkan bauran energi dari EBT;

21. Membangun pembangkit energi biomassa milik PLN melalui kerja sama dengan BUMN Kehutanan/Pertanian/Perkebunan sebagai pemasok bahan bakar biomassa /biogas berdasarkan *resources based*.
    Pembangunan pembangkit biogas bisa dilaksanakan bersamaan dengan pembangkit biomassa, serta dapat dilakukan oleh pabrikan dalam negeri yang telah menguasai teknologinya sehingga memiliki kandungan Tingkat Komponen Dalam Negeri (TKDN) yang tinggi;
22. Pengembangan biogas juga dapat dilakukan dengan bahan bakar bio CNG dari *upgrading* gas yang diproduksi dari gas metana hasil PLTBg dan dapat digunakan sebagai bahan bakar campuran PLTDG atau PLTMG;
23. Mempertimbangkan dan mengkaji implementasi pembangkit tenaga nuklir di Indonesia. BATAN sebagai pemrakarsa pembangunan pembangkit dengan energi nuklir telah melakukan kajian dan penelitian yang cukup intens. Dalam *Draft* KEN dan RUKN telah direncanakan pula pembangunan PLTN dan menjadi dasar direncanakannya PLTN pada RUTPL PLN, meskipun masih diperlukan regulasi yang jelas dari Pemerintah dalam implementasinya. PLN juga mempertimbangkan potensi penggunaan energi nuklir terutama ketika cadangan energi fosil dan sumber EBT semakin terbatas dan disistem diperlukan pembangkit *firm capacity* untuk memikul beban dasar;
24. Mempercepat pengembangan potensi panas bumi melalui skema *partnership* pada Wilayah Kerja Panas bumi (WKP) PLN, WKP IPP dan pemanfaatan sumur-sumur eksisting dengan menggunakan teknologi *Binary* dan *Small Scale* serta dengan tujuan meningkatkan TKDN dengan Lembaga Penelitian;
25. Memprioritaskan kerja sama pengembangan PLTA/PLTM/PLTMH/PLTS dengan memanfaatkan bendung/bendungan yang tersedia maupun yang akan dibangun milik Kementerian Pekerjaan Umum (PU) untuk mempercepat pembangunannya di Indonesia dan mengurangi risiko hambatan yang timbul dalam proses pembangunan dan pengelolaannya. Dengan skema penyediaan infrastruktur melalui kerangka Kerja sama Pemerintah dan Badan Usaha (KPBU) atau kerja sama di mana Kementerian PU membangun bendungannya dan PLN membangun pembangkit listriknya atau kerja sama lainnya sesuai peraturan perundangan yang berlaku;
26. Mempertimbangkan dan mengkaji implementasi pembangkit listrik tenaga arus laut maupun gelombang laut dengan potensi tersebar di Bali, NTB dan NTT;
27. PLN berencana mengembangkan Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) skala besar di beberapa lokasi yang terintegrasi dengan pengembangan *demand creation*, antara lain di Sungai Mamberamo, Papua, yang memiliki potensi tenaga hidro berkapasitas hingga 24 GW. PLN merencanakan pengembangan "*Green Industrial Park*" dan integrasi industri dengan energi hijau, dengan potensi mendukung industri padat energi di Papua.

Sejalan dengan pengembangan pembangkit listrik EBT sebagaimana diuraikan di atas, PLN dapat menerbitkan, memanfaatkan, dan/atau menerima nilai manfaat atas atribut hijau atau *green attributes* antara lain berupa Sertifikat Pengurangan Emisi (SPE), *Renewable Energy Certificate* (REC), kredit karbon, dan/atau bentuk lainnya, dari pembangkit-pembangkit EBT di sistem PLN termasuk pembangkit yang dikembangkan oleh pengembang lain berdasarkan kontrak dengan PLN, hanya bisa dilakukan oleh PLN sebagai pemilik *green attributes* tersebut dan pengembang IPP tidak diperkenankan melakukan penjualan *green attributes* tersebut secara langsung ke pasar.

III.1 Sumber Energi Baru

Menurut Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi, yang dimaksud dengan sumber energi baru adalah, yaitu sumber energi yang dapat dihasilkan oleh teknologi baru baik yang berasal dari sumber energi terbarukan maupun sumber energi tak terbarukan, antara lain nuklir, hidrogen untuk kebutuhan *co-firing steam* dan gas *turbine* (*combustion*) serta pemanfaatan untuk penggunaan *fuel cell*, gas metana batubara (*coal bed methane*), batubara tercairkan (*liquified coal*) dan batubara tergaskan (*gasified coal*).

III.1.1 *Coal Bed Methane* (CBM)

CBM adalah gas alam yang di dominasi oleh gas metana dan sedikit gas hidrokarbon dan non hidrokarbon dalam batubara sebagai hasil proses kimia. CBM sama seperti gas alam konvensional yang kita kenal saat ini, namun perbedaannya adalah CBM berasosiasi dengan batubara sebagai *source rock.*

Cadangan gas CBM diperkirakan lebih besar daripada cadangan gas konvensional, terutama di *South Sumatera Basin* (183 TCF) dan Kutai *Basin*. PLN berkeinginan untuk memanfaatkan gas non-konvensional ini apabila telah tersedia dalam jumlah yang cukup. Studi yang telah dilakukan oleh PLN bersama *Exxon* Mobil mengenai pengembangan CBM di Kalimantan Selatan untuk tenaga listrik di Indonesia telah memberikan pemahaman mengenai keekonomian gas CBM ini.

III.1.2 *Liquified Coal* (Batubara Tercairkan) dan *Gasified Coal* (Batubara Tergaskan)

Batubara akan tetap menjadi bahan bakar yang digunakan untuk pembangkit listrik karena harganya yang murah dan ketersediaannya melimpah di Indonesia. Namun pemanfaatan batubara yang besar harus diimbangi dengan teknologi pembangkit yang ramah lingkungan untuk mengurangi emisi CO_2. Beberapa teknologi baru pemanfaatan batubara tersebut antara lain dengan *coal slurry* dan *coal gasification*.

Coal slurry merupakan batubara yang dicairkan melalui proses *upgrading* sehingga lebih ramah lingkungan serta lebih mudah ditransportasikan dan disimpan dalam tangki. *Coal slurry* digunakan untuk pembangkit termal melalui proses pembakaran dengan mekanisme penyemprotan. *Coal slurry* digunakan sebagai pembangkit skala kecil pengganti PLTD untuk beban dasar. Saat ini telah dikembangkan sebuah pembangkit *pilot project* dengan kapasitas 750 kW di Karawang, Jawa Barat yang disimulasikan seperti pembangkit dan tenaga listrik kepulauan. PLN sedang mengkaji pengembangan *pilot project* pemanfaatan *coal slurry* dengan kapasitas yang lebih besar.

Energi batubara tergaskan merupakan sumber energi batubara yang diproses menggunakan teknologi gasifikasi batubara. Gasifikasi batubara adalah sebuah proses untuk mengubah batubara padat menjadi produk campuran gas sintetis atau *Synthetic Natural Gas* (*Syngas*) berupa gas karbon monoksida (CO) dan hidrogen (H_2). Produk gasifikasi batubara berupa campuran *syngas* dapat digunakan untuk pembangkit listrik. Saat ini sedang dikembangkan teknologi *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) yang merupakan PLTGU dengan bahan bakar batubara tergaskan. Dengan teknologi tersebut, maka karbon dapat dipisahkan dan "ditangkap" melalui teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS). Saat ini teknologi tersebut masih dalam penelitian dan pengembangan, PLN akan memanfaatkan teknologi tersebut apabila sudah matang dan layak secara komersial.

III.1.3 Nuklir

Dalam Undang-Undang Nomor 59 Tahun 2024 tentang Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) Tahun 2025-2045 sudah direncanakan penggunaan teknologi Nuklir dalam penyediaan pasokan listrik di Indonesia. Arah kebijakan energi nasional ke depan, pemanfaatan energi nuklir dimaksudkan untuk menyeimbangkan dan mencapai Target Dekarbonisasi.

Kementerian ESDM telah menetapkan pengembangan energi nuklir melalui Keputusan Menteri ESDM Nomor: 85.K/TL.01/MEM.L/2025 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional. Rencana pengembangan PLTN dalam RUPTL mengikuti dokumen RUKN.

Dalam implementasi program pengembangan PLTN sesuai *guideline* yang dikeluarkan *International Atomic Energy Agency* (IAEA) serta mengacu pada ketentuan peraturan perundangan terkait ketenaganukliran terdapat 19 syarat *readiness of the infrastructure*, yaitu sebagai berikut:

1. *Nuclear Safety*;
2. *Funding and Financing*;
3. *Legal Framework*;
4. *Safeguards*;
5. *Radiation Protection*;
6. *Regulatory Framework*;
7. *Electrical Grid*;
8. *Human Resources Development*;
9. *Sites and Supporting Facilities*;
10. *Environmental Protection*;
11. *Emergency Planning*;
12. *Nuclear Security*;
13. *Nuclear Fuel Cycle*;
14. *Radioactive Waste Management*;
15. *Industrial Involvement*;
16. *Procurement*;
17. *National Position*;
18. *Management*;
19. *Stakeholder Involvement*.

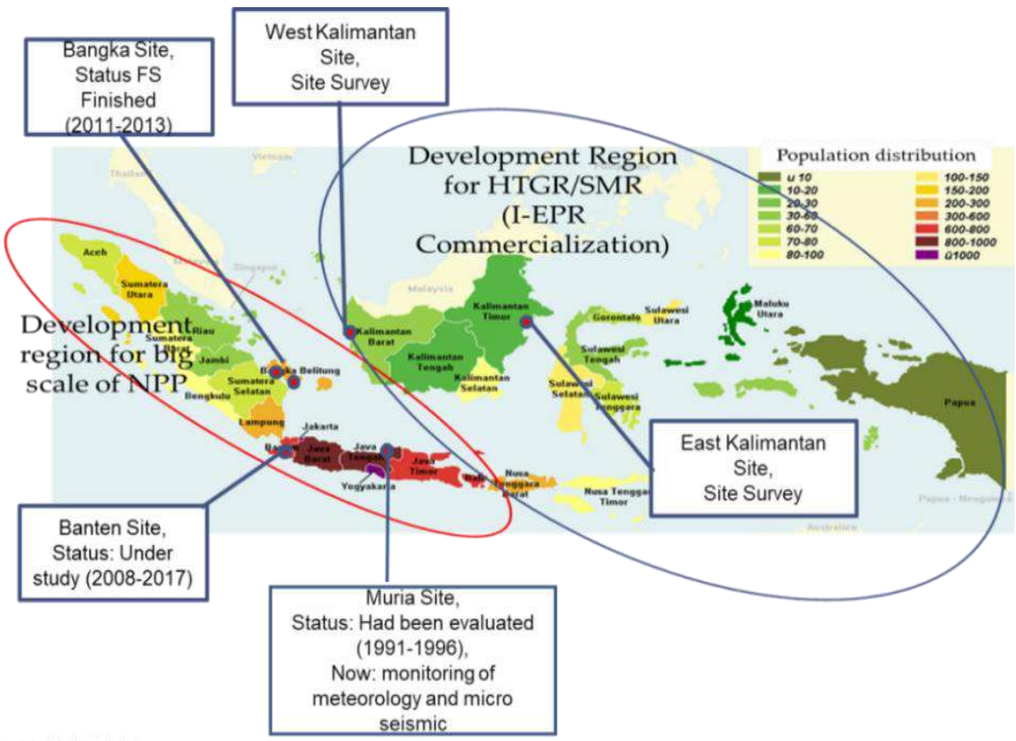
Saat ini, Indonesia berada pada fase pertimbangan menuju penetapan pelaksanaan proyek. Berdasarkan *assessment* dari IAEA INIR (*Integrated Nuclear Infrastructure Review*) *Mission* tahun 2009, Indonesia telah melaksanakan persiapan dengan pemenuhan 16 dari 19 persyaratan elemen infrastruktur (poin 1 sampai 16), sehingga diperlukan langkah konkret untuk memenuhi seluruh persyaratan tersebut.

Terdapat beberapa teknologi PLTN yang ada di dunia. Pemanfaatan teknologi PLTN di Indonesia tidak terbatas pada teknologi dan kapasitas *small modular reactor*, namun juga teknologi dan kapasitas PLTN lainnya (*large scale, medium scale, Pressurized water reactors (PWR), Boiling Water Reactors (BWR), floating, land-based*, dll). Pengembangan PLTN harus memenuhi persyaratan keselamatan (*safety*), keamanan (*security*), dan garda aman (*safeguards*), serta mengacu pada standar nasional dan internasional. Pemilihan lokasi pembangunan dilakukan dengan mempertimbangkan pemenuhan kriteria-kriteria perencanaan seperti keseimbangan *supply* dan *demand*, keekonomian, serta kajian komprehensif lebih lanjut.

Pembangunan dan pengoperasian PLTN harus mensyaratkan jaminan pasokan bahan bakar nuklir, pengelolaan limbah radioaktif, memastikan keselamatan dan keamanan, serta memenuhi persyaratan, ketentuan perundangan yang berlaku dan rekomendasi dari IAEA.

Dengan mempertimbangkan kriteria dan peraturan perundang-undangan, telah dilakukan survei dan studi tapak PLTN oleh BATAN/BRIN di beberapa lokasi. Adapun, survei dan studi tersebut telah mempertimbangkan kondisi kegempaan, besaran *peak ground acceleration* (PGA), bahaya gunung api dan sesar permukaan. Terdapat 28 wilayah potensial, termasuk yang sudah dilakukan evaluasi, survei

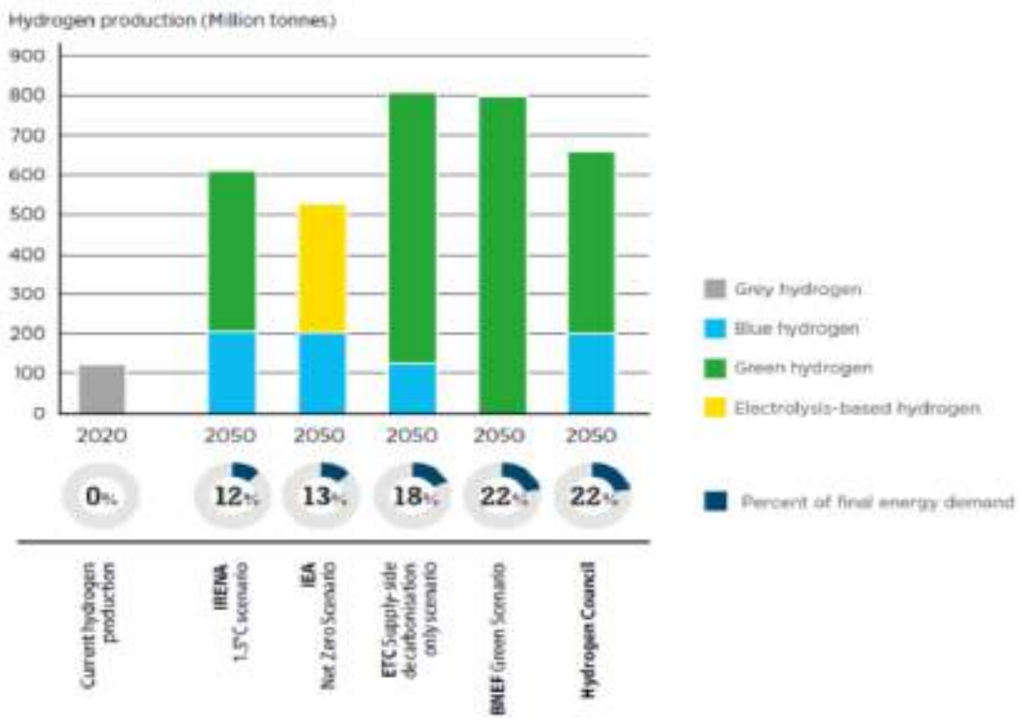
serta *pra* survei sebelumnya. Dari 28 wilayah potensial ini bisa dibangun PLTN dengan kapasitas hingga 70 GW. Berdasarkan wilayah potensial tersebut, serta mengacu kepada kebutuhan sistem kelistrikan nasional, potensi PLTN pada tahap awal direncanakan akan dibangun di sistem Sumatera dan Kalimantan.
Beberapa alternatif lokasi untuk pengembangan PLTN dapat dilihat pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Alternatif Lokasi Pengembangan PLTN di Indonesia
sumber : BATAN

III.1.4 Amonia dan Hidrogen

Hidrogen merupakan unsur gas tidak berwarna, tidak berbau, bersifat non-logam, bervalensi tunggal, dan merupakan gas diatomik yang sangat mudah terbakar. Hidrogen juga adalah unsur paling melimpah dengan persentase kira-kira 75% dari total massa unsur alam semesta. Fakta tersebut mendorong hidrogen menjadi gas yang dapat dimanfaatkan sebagai sumber energi masa depan.
Pada dasarnya, gas hidrogen dapat diproduksi dengan beberapa cara, di antaranya elektrolisis, *steam reforming* dan termokimia siklus *sulfur-iodine*. Elektrolisis air dan *steam reforming* dari metana merupakan teknologi yang sudah teruji dan sudah banyak digunakan. Sedangkan siklus *sulfur-iodine* merupakan proses termokimia yang sedang mendapatkan perhatian karena merupakan proses dengan efisiensi cukup tinggi. Di antara ketiga proses tersebut, masing-masing memiliki kelebihan dan kekurangan ditinjau dari status teknologi, dampak lingkungan, efisiensi, dan perkiraan biaya produksi. Namun diproyeksikan bahwa produksi hidrogen dengan menggunakan cara elektrolisis akan mendominasi penggunaan hidrogen di masa depan.



Gambar 3.2 *Global Hidrogen Demand 2050 (IRENA 2021)*

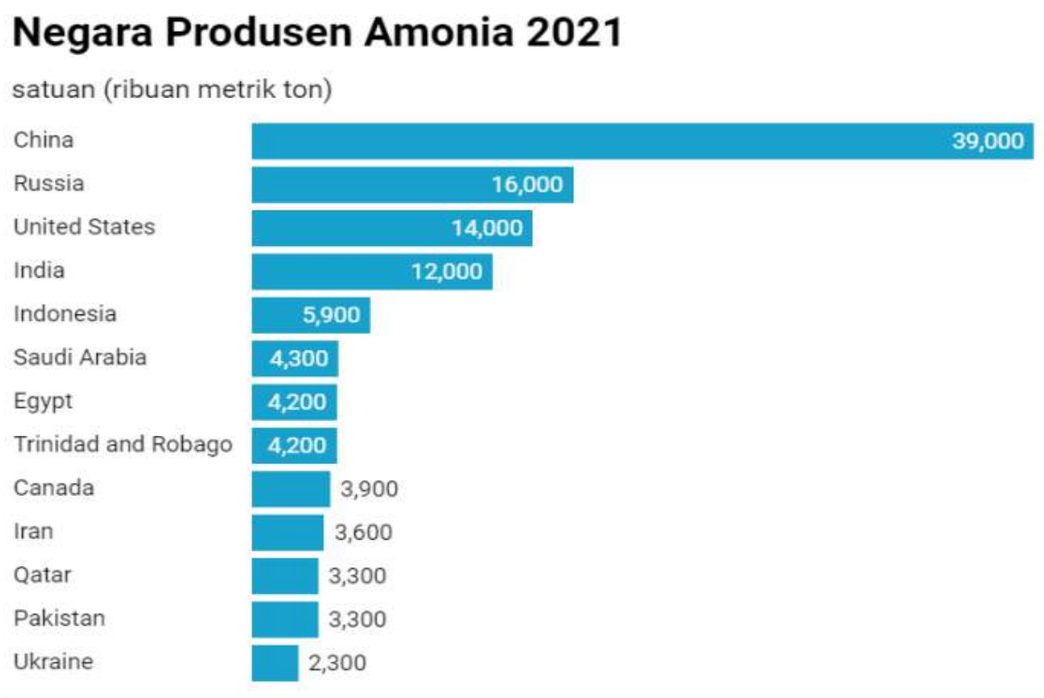
Produk hidrogen diklasifikasi berdasarkan warna di mana *Green Hydrogen* merupakan produk hidrogen dengan klasifikasi tertinggi dengan sumber yang menggunakan energi terbarukan dan proses menggunakan elektrolisis. Dari hal tersebut dapat dilihat bahwa Produk *Green Hydrogen* sangat erat kaitannya dengan PLN sebagai pemasok Energi Listrik. Melalui manajemen beban yang optimal, hidrogen diharapkan dapat menyerap kondisi *oversupply* yang terjadi di PLN.

Hidrogen di masa depan diharapkan akan menjadi kontributor transisi energi dan memiliki peran penting dalam dekarbonisasi sistem energi global. Hidrogen masuk sebagai salah satu strategi utama Pemerintah dalam menjalankan peta jalan (*roadmap*) menuju netral karbon di tahun 2060. Pemanfaatan hidrogen di PLN dapat Dikategorikan menjadi 2 Macam, yaitu pemanfaatan untuk kebutuhan *co-firing Steam dan Gas Turbine (Combustion)* serta pemanfaatan untuk penggunaan *fuel cell* yang bisa digunakan untuk produksi listrik skala utilitas dan *home use* serta untuk bahan bakar kendaraan bermotor. Dalam pemanfaatan hidrogen untuk mesin *combustion* seperti *coal steam power plant* (*co-firing PLTU), gas engine (PLTMG) dan gas turbin (PLTG)* saat ini mayoritas masih dalam tahap *development*. Saat ini hanya Hidrogen murni untuk *co-firing* Gas Turbin yang telah memasuki tahap komersial. Tidak ada isu dengan pemanfaatan hidrogen murni, permasalahannya hanya pada *combustor* yang harus didesain sedemikian rupa hingga efisiensi pembakaran Hidrogen menjadi lebih efisien.

PLN dapat memanfaatkan EBT yang dimiliki untuk dapat memproduksi hidrogen dengan teknologi *electrolysis* di sisi *upstream*, kemudian dilanjutkan pada sisi *midstream* dengan proses kompresi hidrogen yang dapat dikirimkan melalui media gas dan cairan di mana hasil akhirnya dapat dilakukan perubahan menjadi bahan bakar maupun *methanol*. Pada sisi *downstream*, produk akhir dari hidrogen tersebut dapat digunakan sebagai *fuel cell*, *co-firing* maupun kebutuhan industri.

Amonia adalah bahan kimia anorganik, tidak berwarna dan memiliki bau khas yang sangat tajam dan termasuk dalam kelompok bahan kimia B3. Kegunaan amonia sangat banyak, mulai dari alternatif bahan bakar masa depan hingga bahan baku pembuatan pupuk dan plastik.

Indonesia pada 2021 menduduki urutan kelima sebagai produsen amonia dunia pada 2021 dengan produksi mencapai 5,9 juta metrik ton. Namun, penggunaan amonia masih didominasi untuk kebutuhan industri agrikultur dengan porsi 79%, khususnya digunakan sebagai bahan baku pembuatan pupuk urea. Sisanya, digunakan untuk solusi kimia bagi industri seperti tekstil, pertambangan, dan farmasi.



Gambar 3.3 Negara Penghasil Amonia 2021 (*Statista*)

Berikut tiga hal yang membuat amonia menjadi komoditas yang potensial:

1. Mengurangi Gas Emisi Rumah Kaca;
   Kandungan amonia terdiri dari senyawa nitrogen dan hidrogen, tapi tidak mengandung karbon, sehingga membuat pembakaran yang dihasilkan menjadi lebih ramah lingkungan karena tidak menghasilkan karbon dioksida. Seperti diketahui, sektor pertanian berkontribusi besar dalam menyebabkan emisi gas rumah kaca. Berdasarkan data Kementerian Kehutanan dan Lingkungan Hidup, emisi gas rumah kaca dari sektor ini pada 2018, mencapai 131.642 giga gram *equivalen* karbon dioksida (CO_2). Jumlah tersebut mencapai 8% dari total emisi gas rumah kaca Indonesia. Sementara berdasarkan data dunia, aktivitas pertanian di negara berkembang bisa mencapai 24% dari emisi gas rumah kaca. Oleh karena itu, jika sektor pertanian di dunia dapat menggunakan amonia, tentu dampak yang ditimbulkan tidak sebesar jika menggunakan pupuk biasa.
2. Bahan Bakar Alternatif di Masa Depan;
   Di Jepang, salah satu perusahaan pembangkit listrik terbesar, JERA, sedang membuat program percontohan untuk menggunakan amonia sebagai bahan bakar campuran dengan batu bara untuk pembangkit listrik yang disebut *co-firing*. Harapannya, dapat mengurangi emisi atau polusi yang dihasilkan pada pembangkit listrik yang masih menggunakan batu bara. Nantinya, amonia akan digunakan sepenuhnya sebagai bahan bakar untuk instalasi turbin gas, sehingga ke depannya amonia dapat menggantikan peran penggunaan batu bara sebagai bahan bakar energi yang lebih hijau dan ramah lingkungan. Jika program *co-firing* tersebut berhasil,

permintaan akan amonia tentu berpotensi akan naik. Terlebih Indonesia merupakan produsen kelima terbesar dunia juga akan diuntungkan.

3. Energi Bersih untuk Sektor Transportasi.
   Penggunaan hidrogen dari amonia sebagai bahan bakar kendaraan merupakan terobosan pertama di dunia yang dilakukan peneliti dari lembaga penelitian Australia *Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation* (CSIRO). Selama satu dekade terakhir, mereka meneliti untuk memproduksi hidrogen kemurnian ultra-tinggi dengan menggunakan teknologi membran tersendiri. Terobosan teknologi membran ini memungkinkan hidrogen diangkut dengan aman dan digunakan sebagai sumber energi produksi massal. Amonia itu dapat diubah kembali menjadi hidrogen dengan menggunakan membran temuan mereka, dan selanjutnya bisa dijadikan bahan bakar untuk mobil bertenaga hidrogen. Teknologi tersebut memungkinkan untuk membuka potensi pasar yang sangat besar. Saat ini di Jepang, Korea Selatan dan Singapura, jumlah mobil yang menggunakan hidrogen sudah mencapai puluhan ribu. Keunggulan utama mobil hidrogen dibandingkan mobil listrik yaitu dapat diisi dalam tiga menit seperti mobil konvensional. Selain itu, jangkauannya bisa mencapai 800 kilometer (untuk sekali pengisian penuh bahan bakar).

Pembangkit *Hybrid* PLTS Battery dan *Fuel Cell Hidrogen*

Inovasi dan pemanfaatan energi baru dan terbarukan merupakan kunci dalam transisi energi. Salah satu potensi EBT adalah energi berbasis hidrogen antara lain Pembangkit *Hybrid* PLTS *Battery* dan *Fuel Cell Hidrogen*. Pengembangan Pembangkit *Hybrid* PLTS *Battery* dan *Fuel Cell Hidrogen* berpotensi menempatkan Indonesia sebagai pionir dan negara terdepan dalam pemanfaatan hidrogen hijau di Kawasan Asia Pasifik. Hal ini selaras dengan visi Presiden dalam kepemimpinan transisi energi. Memperhatikan hal tersebut di atas, PLN berinisiatif untuk memanfaatkan Pembangkit *Hybrid* PLTS Battery dan *Fuel Cell Hidrogen*. Potensi pengembangan Pembangkit *Hybrid* PLTS *Battery* dan *Fuel Cell Hidrogen* di Indonesia antara lain di Sumba, Nusa Tenggara Timur (NTT) sebagai *pilot project*. Berdasarkan analisa awal, BPP listrik indikatif untuk proyek Pembangkit *Hybrid* PLTS *Battery* dan *Fuel Cell Hidrogen* di Sumba NTT lebih murah dibandingkan BPP dari BBM. Selain itu proyek ini juga berkontribusi terhadap penurunan emisi CO_2 dibandingkan pembangkit fosil. Sehingga, dalam rangka akselerasi pengembangan energi berbasis hidrogen khususnya Pembangkit *Hybrid* PLTS *Battery* dan *Fuel Cell Hidrogen*, PLN akan mengembangkan pembangkit Pembangkit *Hybrid* PLTS *Battery* dan *Fuel Cell Hidrogen* di Sumba NTT, dan lokasi lainnya yang memiliki potensi yang sama untuk dikembangkan Pembangkit *Hybrid* PLTS *Battery* dan *Fuel Cell Hidrogen* jika secara keekonomian teknologi ini dapat bersaing baik dengan pembangkit eksisting maupun pembangkit yang direncanakan.

III.2 Sumber Energi Terbarukan

Menurut Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi, yang dimaksud dengan energi terbarukan adalah energi yang berasal dari sumber energi terbarukan, yaitu sumber energi yang dihasilkan dari sumber daya energi yang berkelanjutan jika dikelola dengan baik, antara lain panas bumi, angin, bioenergi, sinar matahari, aliran dan terjunan air, serta gerakan dan perbedaan suhu lapisan laut.

Sejalan dengan salah satu misi PLN yaitu menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan dan Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun

2014 tentang Kebijakan Energi Nasional serta Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, PLN merencanakan pengembangan EBT yang meliputi pengembangan panas bumi, pembangkit tenaga air skala besar, menengah dan kecil, pembangkit tenaga angin (PLTB) skala besar dan kecil, pembangkit tenaga surya (PLTS) skala besar dan kecil serta EBT skala menengah dan kecil tersebar berupa, biomassa, biofuel, dan biogas. PLN juga mendorong penelitian dan pengembangan EBT lain seperti *thermal solar power,* energi laut, dan OTEC.

Berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, menjelaskan bahwa pembelian tenaga listrik dari pembangkit listrik yang memanfaatkan Sumber Energi Terbarukan, dilakukan oleh PT PLN (Persero) melalui mekanisme pemilihan langsung atau penunjukan langsung, di mana harga pembelian tenaga listrik dari pembangkit energi terbarukan dengan menggunakan mekanisme Harga Patokan Tertinggi (HPT) atau Harga Kesepakatan.

Dalam mekanisme Pemilihan Langsung, akan didahului dengan proses seleksi awal Badan Usaha sesuai dengan kriteria yang ditentukan oleh PLN yang dilakukan secara berkala. Bagi Badan Usaha yang lolos dalam penilaian kualifikasi, maka akan menjadi Daftar Penyedia Terseleksi (DPT) dan akan diundang saat proses pengadaan pembelian listrik dari pembangkit Energi Terbarukan. Pembelian tenaga listrik dapat dilakukan melalui penunjukan langsung dalam hal:

1. PLTA yang memanfaatkan tenaga air dari waduk/bendungan atau saluran irigasi yang pembangunannya bersifat multiguna barang milik negara oleh kementerian yang menyelenggarakan urusan pemerintahan di bidang sumber daya air;
2. PLTP dari pemegang izin panas bumi (IPB), pemegang kuasa pengusahaan sumber daya panas bumi, pemegang kontrak operasi Bersama pengusahaan sumber daya panas bumi, dan pemegang izin pengusahaan sumber daya panas bumi;
3. Penambahan kapasitas pembangkit (ekspansi) dari PLTP, PLTA, PLTS *PV*, PLTB, PLTBm, atau PLTBg;
4. Kelebihan Tenaga Listrik *(excess power)* dari PLTP, PLTA, PLTBm, atau PLTBg;
5. Pembelian tenaga listrik dari pembangkit tenaga listrik yang menggunakan energi terbarukan dalam hal hanya terdapat 1 (satu) peserta Badan usaha setelah dilakukan pemilihan langsung dan pemilihan langsung ulang.

Harga pembelian Tenaga Listrik dari pembangkit tenaga listrik yang memanfaatkan sumber Energi Terbarukan akan dievaluasi setiap tahun sejak Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tersebut berlaku dengan mempertimbangkan rata-rata harga kontrak PLN terbaru sehingga diharapkan kecenderungan kenaikan BPP akibat harga listrik dari energi terbarukan dapat dihindari di mana harga listrik dari energi terbarukan cenderung turun dari tahun ke tahun.

Sehubungan dengan hal tersebut, dalam RUKN disebutkan bahwa untuk mendukung target porsi energi baru dan energi terbarukan tersebut, diharapkan bauran energi baru dan energi terbarukan dalam pembangkitan tenaga listrik dapat terus ditingkatkan. Target bauran energi berlaku baik bagi PT PLN (Persero) maupun pemegang wilayah usaha lainnya di mana dalam upaya pencapaiannya dapat dilakukan kerja sama antar pemegang wilayah usaha. Dalam hal wilayah usaha mempunyai porsi bauran energi terbarukan lebih tinggi dari target nasional maka kelebihan porsi tersebut dapat menjadi pengurang porsi bauran energi fosil. Sedangkan bagi wilayah usaha yang mempunyai porsi

bauran energi terbarukan 100% maka tidak perlu memenuhi target bauran energi fosil.
Selain itu dalam RUKN juga disebutkan bahwa secara teknis, untuk mendukung peningkatan porsi energi terbarukan yang bersifat intermiten (*variable renewable energy*), *grid flexibility* menjadi syarat penting agar keandalan sistem tenaga listrik tetap terjaga, dengan demikian perlu didorong agar *thermal power plant* seperti PLTU batubara menjadi lebih *flexible*.
Dalam rangka mendukung pencapaian target bauran energi baru dan energi terbarukan, selain mendorong percepatan pembangunan pembangkit dari energi terbarukan, Pemerintah juga mendorong pencampuran biomassa dengan batubara (*co-firing*) sebagai bahan bakar bagi PLTU yang telah beroperasi dan mendorong peningkatan penerapan teknologi PLTU yang mendukung sistem *co-firing* PLTU yang akan dikembangkan.
Pengembangan dan pemanfaatan energi baru dan terbarukan terus didorong pemanfaatannya di samping untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik juga dalam rangka menurunkan tingkat emisi CO_2 dengan memberikan skema investasi yang menarik dan harga jual tenaga listrik yang lebih kompetitif.
Potensi pembangkit energi terbarukan dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik apabila telah memenuhi persyaratan:

1. Memenuhi keseimbangan *supply–demand* sistem tenaga listrik setempat;
2. Menyelesaikan kajian kelayakan dan kajian penyambungan (*grid study*);
3. Mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan;
4. Harga sesuai ketentuan yang berlaku dengan keekonomian yang terbaik.

Secara umum, PLN merencanakan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan dengan menganut prinsip *demand driven*, namun untuk daerah tertentu seperti Papua, PLN diharapkan akan mendorong kegiatan ekonomi di daerah tersebut. Misalnya PLN merencanakan pembangunan PLTA Baliem untuk melistriki beberapa kabupaten baru di dataran tinggi Pegunungan Tengah yang sama sekali belum memiliki listrik.
Khusus mengenai PLTS, PLN mempunyai kebijakan untuk mengembangkan *centralized PV* untuk melistriki banyak komunitas terpencil yang jauh dari *grid* pada daerah tertinggal, pulau-pulau terdepan yang berbatasan dengan negara tetangga dan pulau-pulau terluar lainnya. Hal ini didorong oleh semangat PLN untuk memberi akses ke tenaga listrik yang lebih cepat kepada masyarakat di daerah terpencil. Lokasi *centralized PV*/PLTS komunal dipilih setelah mempertimbangkan faktor tekno-ekonomi seperti biaya transportasi BBM ke lokasi dan mengoperasikan *PV* secara *hybrid* dengan PLTD yang telah ada sehingga mengurangi pemakaian BBM. Selain itu PLN juga memperhatikan alternatif sumber energi primer/EBT yang tersedia setempat dan tingkat pelayanan yang akan disediakan pada lokasi tersebut.
PLN berkomitmen untuk dapat memasok listrik ke pelanggan industri dengan menggunakan pembangkit energi terbarukan milik PLN maupun pembelian dari listrik swasta.
Besarnya potensi energi baru dan terbarukan dapat dilihat pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan

No	Jenis Energi	Potensi	Kapasitas Terpasang	Pemanfaatan
1	Panas Bumi	29.544 MW	1.438,5 MW	4,9%
2	*Hydro*	75.091 MW	4.826,7 MW	6,4%
3	*Mini-micro Hydro*	19.385 MW	197,4 MW	1,0%

No	Jenis Energi	Potensi	Kapasitas Terpasang	Pemanfaatan
4	Bioenergi	32.654 MW	1.671,0 MW	5,1%
5	Surya	207.898 MW (4,80 kWh/m²/hari)	78,5 MW	0,04%
6	Angin	60.647 MW (≥ 4m/s)	3,1 MW	0,01%
7	Gelombang Laut	17.989 MW	0,3 MW	0,002%

Catatan: Status Tahun 2015
Sumber: Peraturan Presiden Nomor 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional (RUEN)

Roadmap pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT) seperti terlihat pada Tabel 3.2 dan 3.3.

Tabel 3.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW) Skenario RE *Base*

No	Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
1	PLTA/M*	754	592	439	823	588	944	3.421	2.194	1.410	725	11.890
2	PLTP	133	95	305	346	71	564	1.265	573	1.805	-	5.157
3	PLTS**	777	288	965	1.041	470	987	336	286	907	1.085	7.143
4	PLTB	-	350	122	185	103	190	165	272	420	400	2.208
5	PLT EBT Lain	15	21	13	258	307	278	24	25	32	-	973
Jumlah		**1.679**	**1.346**	**1.844**	**2.653**	**1.539**	**2.963**	**5.211**	**3.350**	**4.575**	**2.210**	**27.370**

*) PLTA PS masuk kedalam *Storage*
**) Diluar penambahan Kuota PLTS Atap

Tabel 3.3 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW) Skenario ARED

No	Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
1	PLTA/M*	754	592	439	823	588	794	3.571	1.929	1.375	825	11.690
2	PLTP	133	125	275	346	71	564	1.265	573	1.805	-	5.157
3	PLTS**	777	988	1.618	1.468	1.058	1.651	2.284	2.099	3.870	1.247	17.062
4	PLTB	-	350	372	485	293	1.265	930	922	1.570	1.000	7.188
5	PLT EBT Lain	15	21	13	258	307	278	24	25	32	-	973
6	PLTN	-	-	-	-	-	-	-	250	250	-	500
Jumlah		**1.679**	**2.077**	**2.717**	**3.380**	**2.317**	**4.552**	**8.074**	**5.798**	**8.903**	**3.072**	**42.569**

*) PLTA PS masuk kedalam *Storage*
**) Diluar penambahan Kuota PLTS Atap

Masih terdapat potensi PLTB yang memungkinkan untuk dimanfaatkan jika terdapat penambahan *demand* (*flexibility demand*) serta kepastian lokasi berdasarkan hasil *study*. Sekitar 2 GW potensi PLTB dapat dimanfaatkan dengan terlebih dahulu dilakukan kajian lebih lanjut.

III.2.1 Panas Bumi

Terdapat beberapa laporan studi mengenai *resource* dan *reserve* tenaga panas bumi di Indonesia yang menyajikan angka-angka yang berbeda. Salah satunya adalah laporan studi oleh *WestJEC* pada tahun 2007 *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia.* Menurut laporan tersebut, potensi panas bumi Indonesia yang dapat dieksploitasi adalah 9.000 MW. tersebar di 50 lapangan, dengan potensi minimal 12.000 MW. Sebuah studi yang lebih baru, *Geothermal Pricing & Incentive Policy Study* oleh *Castlerock* pada Desember 2010 melihat ada "*inconsistencies*" antara studi-studi terdahulu (oleh Pertamina 1999, *Volcanological Survey of Indonesia* 2007. WestJEC 2007 dan WGC 2010), dan "*approaches lead to over-estimates*". *Castlerock* juga memberi *update* mengenai sumber daya panas bumi berdasar data eksplorasi 40 tahun dan data pengembangan (dari Pertamina, Badan Geologi, kerja lapangan oleh *geoscientist*) dan pendekatan baru berdasar *probabilistic "volume"*. Potensi Panas bumi yang dapat dieksploitasi mungkin lebih kecil daripada yang selama ini diklaim.

Berdasarkan data dari *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia* 2023 yang diterbitkan oleh Kementerian ESDM, total potensi energi panas bumi sebesar 23.592 MWe yang terdiri dari sumber daya sebesar 9.181 MWe dan cadangan 14.411 MWe. Sebaran potensi panas bumi per pulau ditunjukkan pada Tabel 3.4 dan Tabel 3.5.
Rencana kapasitas pengembangan PLTP yang telah ditetapkan di dalam RUPTL dapat diusulkan untuk disesuaikan kembali dengan mempertimbangkan aspek pendanaan, aspek keandalan sistem, aspek daya tarik investasi, dan aspek pengelolaan sumber energi, serta kepastian tersedianya sumber energi panas bumi setelah kegiatan eksplorasi (dibuktikan dengan Studi Kelayakan yang disetujui oleh MESDM). Penyesuaian rencana pengembangan kapasitas pembangkit tersebut, dapat dilaksanakan oleh PLN setelah disetujui oleh MESDM.

Tabel 3.4 Potensi Energi Panas Bumi

No	Pulau	Energi Potensi (MWe)					Total	Kapasitas Terpasang
		Sumber Daya		Cadangan				
		Spekulatif	Hipotetis	Terduga	Mungkin	Terbukti		
1	Sumatera	2.161	1.561	3.780	760	1.361	9.623	1.145,87
2	Jawa	1.119	1.303	3.489	257	1.765	7.933	1.303,86
3	Bali	70	21	104	110	30	335	-
4	Nusa Tenggara	219	134	668	199	33,5	1.254	24,08
5	Kalimantan	151	18	6	-	-	175	-
6	Sulawesi	1.359	350	1.032	162	150	3.053	123,71
7	Maluku	560	80	496	6	2	1.144	-
8	Papua	75	-	-	-	-	75	-
Total		**5.714**	**3.467**	**9.575**	**1.494**	**3.342**	**23.592**	**2.597,52*)**

*) Status Desember 2023

Tabel 3.5 Potensi Panas Bumi yang Perlu Kajian Lebih Lanjut

No	Nama	Provinsi	Kap. (MW)	No	Nama	Provinsi	Kap. (MW)
1	Gunung Geureudong	Aceh	55	46	Kamojang Extension	Jabar	35
2	Jaboi Ekspansi	Aceh	50	47	Gunung Ciremai #1	Jabar	25
3	Seulawah	Aceh	55	48	Gunung Galunggung #1	Jabar	55
4	Sarulla 2 #1	Sumut	50	49	Gunung Galunggung #2	Jabar	55
5	Sarulla 2 #2	Sumut	110	50	Papandayan	Jabar	20
6	Sibayak #2	Sumut	30	51	Patuha #5	Jabar	55
7	Sibayak #3	Sumut	40	52	Patuha #6	Jabar	55
8	Sibayak #4	Sumut	40	53	Patuha #7	Jabar	35
9	Sibayak BU	Sumut	5	54	Patuha #8	Jabar	35
10	Sibayak Reactivation	Sumut	20	55	Tampomas	Jabar	30
11	Simbolon Samosir	Sumut	55	56	Candradimuka	Jateng	40
12	Bonjol #1	Sumbar	30	57	Mangunan - Wanayasa	Jateng	10
13	Bonjol #2	Sumbar	30	58	Guci	Jateng	20
14	Gunung Talang - Bukit Kili	Sumbar	20	59	Jenawi	Jateng	55
15	Gunung Tandikat & Singgalang	Sumbar	20	60	Umbul Telumoyo	Jateng	45
16	Lawang Malintang	Sumbar	20	61	Arjuno Welirang	Jatim	60
17	Koto Sani Tanjung Bingkung	Sumbar	40	62	Gunung Wilis #1	Jatim	20

No	Nama	Provinsi	Kap. (MW)
18	Graho Nyabu #1	Jambi	100
19	Sungai Penuh #2	Jambi	55
20	Sungai Penuh Two Phase Binary	Jambi	10
21	Lumut Balai BU #1	Sumsel	10
22	Lumut Balai BU #2	Sumsel	10
23	Lumut Balai Low Pressure	Sumsel	20
24	Lumut Balai Ext.B Margabayur	Sumsel	55
25	Lumut Balai Extension D	Sumsel	10
26	Tanjung Sakti	Sumsel	20
27	Hululais Bottoming Unit #1	Bengkulu	30
28	Hululais Bottoming Unit #2	Bengkulu	30
29	Hululais Ext.A3 (Bukit Daun South)	Bengkulu	20
30	Hululais Ext.A4 (Bukit Daun South)	Bengkulu	35
31	Hululais Ext.B (Tambang Sawah)	Bengkulu	20
32	Hululais Ext.C (Bt. Beriti)	Bengkulu	55
33	Hululais Extension #A / Bukit Daun A	Bengkulu	30
34	Ulubelu Bottoming Unit	Lampung	30
35	Ulubelu Low Pressure	Lampung	10
36	Ulubelu Ext. (Gunung Tiga) #1	Lampung	55
37	Ulubelu Ext. (Gunung Tiga) #2	Lampung	15
38	Sekincau	Lampung	110
39	Way Ratai	Lampung	55
40	Gunung Endut	Banten	40
41	Cisolok Cisukarame	Jabar	40
42	Cipanas #1	Jabar	25
43	Cipanas #2	Jabar	25
44	Kamojang Low Pressure	Jabar	5
45	Kamojang / Masigit	Jabar	55

No	Nama	Provinsi	Kap. (MW)
63	Gunung Wilis #2	Jatim	20
64	Gunung Pandan	Jatim	60
65	Iyang Argopuro	Jatim	55
66	Songgoriti	Jatim	55
67	Toka Tindung	Sulut	40
68	Lahendong #7	Sulut	20
69	Lahendong #8	Sulut	20
70	Lahendong #9	Sulut	25
71	Lahendong Bottoming Unit #1	Sulut	15
72	Lahendong Bottoming Unit #2	Sulut	10
73	Lahendong Bottoming Unit #3	Sulut	10
74	Lahendong Low Pressure	Sulut	15
75	Lahendong Extension	Sulut	20
76	Rongkong #1	Sulsel	20
77	Rongkong #2	Sulsel	20
78	Bora Pulu	Sulteng	40
79	Sembalun	NTB	10
80	Nage	NTT	40
81	Waesano	NTT	30
82	Wapsalit #1	Maluku	10
83	Wapsalit #2	Maluku	10
84	Gunung Hamiding #1	Malut	20
85	Gunung Hamiding #2	Malut	140
86	Gunung Hamiding #3	Malut	110
87	Gunung Hamiding #4	Malut	110
88	Jailolo	Malut	20
89	Telaga Ranu	Malut	40

Dalam RUPTL ini terdapat rencana untuk mengembangkan banyak proyek PLTP, terutama di Sumatera, Jawa, dan beberapa di Sulawesi, Nusa Tenggara dan Maluku. Dalam penugasan Pemerintah kepada PLN untuk mengembangkan pembangkit listrik yang menggunakan energi terbarukan, batubara dan gas sesuai Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dua kali dengan Peraturan Presiden Nomor 194 Tahun 2014 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 4 Tahun 2020 tentang Perubahan Kedua Atas Peraturan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Nomor 50 tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik, terakhir dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 40 Tahun 2014[19] terdapat hampir 4.000 MW proyek PLTP. Pada kenyataannya proyek PLTP tersebut tidak berjalan lancar seperti yang diharapkan, dan PLN berharap masalah-masalah yang menghambat pengembangan panas bumi dapat segera diatasi.

Di samping itu, sebagai upaya untuk mendukung terobosan dalam percepatan pengembangan energi terbarukan khususnya energi panas bumi, PLN memberikan kesempatan kepada badan usaha untuk dapat bermitra dalam mengembangkan area prospek panas bumi baik pada wilayah yang telah ditugaskan kepada PLN sebagai pemegang Izin Panas Bumi maupun kepada badan usaha yang mendapatkan Penugasan Survei Pendahuluan dan Eksplorasi (PSPE) panas bumi.

PLN pada dasarnya sangat mendukung pengembangan pembangkit EBT dengan menggunakan sumber daya setempat dengan tetap mempertimbangkan kriteria perencanaan pengembangan infrastruktur, seperti keseimbangan *supply* dan *demand*, keandalan sistem, dan keekonomian. Semua kriteria tersebut harus dipertimbangkan sehingga didapatkan perencanaan infrastruktur yang optimal dan tepat guna. PLN akan melakukan *reviu* baik potensi pengembangan *demand* maupun setiap sumber daya EBT yang ada di provinsi, baik di sistem besar maupun di sistem kecil.

Pada sistem kecil khususnya Sistem Buru, Sistem Flores, Sistem Halmahera dan Sistem Seram, terdapat 6 PLTP proyek prioritas pemerintah yakni PLTP Wapsalit 20 MW, PLTP Hamiding 50 MW, PLTP Jailolo 20 MW, PLTP Nage 40 MW, PLTP Waesano 30 MW dan PLTP Banda Baru Sepa 25 MW (“Proyek Prioritas Pemerintah”). Untuk pelaksanaan PLTP program Pemerintah di atas dapat dilakukan sepanjang PLN mendapatkan Penugasan Pembelian Tenaga Listrik dari Pemerintah dan didukung dengan kebijakan Pemerintah termasuk Kementerian ESDM, Kementerian Keuangan dan Pemerintah Daerah untuk meningkatkan *demand* pada lokasi pengembangan PLTP yang menjadi prioritas Pemerintah di atas, serta mendukung program pengurangan BBM untuk pembangkit tenaga listrik (Dedieselisasi).

PLN telah melakukan *reviu* kajian teknis terhadap inisiasi dan penugasan tersebut dengan hasil sebagai berikut:

1. Sesuai Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, Pasal 2, bahwa PT PLN (Persero) harus menyusun RUPTL dengan memperhatikan keseimbangan antara penyediaan (*supply*) dan permintaan (*demand*);

---

[19] Dikenal sebagai program percepatan pembangunan pembangkit tahap 2, atau *fast track program phase* 2 (FTP2).

2. Proyeksi pertumbuhan penjualan pada tahun 2025-2034 di Sistem Buru, Sistem Flores, Sistem Halmahera, dan Sistem Seram jauh lebih besar dari proyeksi rata-rata pertumbuhan penjualan nasional sebesar 5% selama 10 tahun;
3. Proyeksi *reserve margin* (cadangan) yang sangat tinggi untuk Sistem Buru, Sistem Flores, Sistem Halmahera, dan Sistem Seram jika tidak adanya peningkatan potensi *demand* yang jauh lebih signifikan. Selain itu, terdapat banyak potensi EBT pada keempat sistem yang akan dikembangkan dalam rentang 10 tahun (2025-2034).

Penambahan PLTP Wapsalit 20 MW, PLTP Hamiding 50 MW, PLTP Jailolo 20 MW, PLTP Nage 40 MW, PLTP Waesano 30 MW dan PLTP Banda Baru Sepa 25 MW di Sistem Buru, Sistem Flores, Sistem Halmahera dan Sistem Seram akan memberikan dampak:

1. Tingginya *reserve margin* bahkan mencapai 201% di tahun 2030 di Sistem Buru dan Sistem Seram. Hal ini tidak sesuai dengan kaidah perencanaan. Selain itu, juga telah banyak terdapat perencanaan pengembangan pembangkit EBT dalam RUPTL 2021-2030 yang telah berproses seperti PLTP, PLTS, PLTBm dan PLTA/M;
2. Dengan *reserve margin* yang tinggi tersebut, terdapat risiko dan kendala pengoperasian harian pembangkit, di mana PLTP tersebut tidak bisa di-*dispatch*/dioperasikan secara optimal. Selain itu, PLTP tidak dapat beroperasi *start stop* secara cepat serta memiliki keterbatasan *ramping rate*;
3. Potensi *Take or Pay* (ToP) yang cukup signifikan karena PLTP Wapsalit, PLTP Hamiding 50 MW, PLTP Jailolo 20 MW, PLTP Nage 40 MW, PLTP Waesano 30 MW dan PLTP Banda Baru Sepa 25 MW tidak dapat dimanfaatkan secara optimal.

Dampak di atas dapat dimitigasi melalui Penugasan Pembelian Tenaga Listrik Pemerintah dan didukung dengan kebijakan Pemerintah termasuk Kementerian ESDM, Kementerian Keuangan dan Pemerintah Daerah untuk meningkatkan *demand* pada lokasi pengembangan PLTP yang menjadi prioritas Pemerintah di atas, serta mendukung program pengurangan BBM untuk pembangkit tenaga listrik (Dedieselisasi).

PLN sangat mendukung pengembangan pembangkit EBT yang akan memberikan dampak positif pada kecukupan pasokan listrik, peningkatan keandalan, peningkatan bauran energi baru dan terbarukan, pengurangan emisi dan perbaikan keekonomian selama sesuai dengan kriteria dan kaidah perencanaan proyek ketenagalistrikan serta aturan-aturan yang berlaku.

PLN telah memasukkan program inisiasi pemerintah pembangunan keenam PLTP tersebut pada rencana pengembangan pembangkit. Penugasan PLTP Wapsalit 20 MW, PLTP Hamiding 50 MW, PLTP Jailolo 20 MW, PLTP Nage 40 MW, PLTP Waesano 30 MW tersebut merujuk pada SK Menteri ESDM dan Penugasan Menteri Keuangan sebagai berikut:

a. PLTP Wapsalit 20 MW;
   Surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 221.K/EK.01/MEM.E/2024 tentang Penetapan Wilayah Kerja Panas Bumi di Daerah Wapsalit Kabupaten Buru, Provinsi Maluku dan Surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 86.K/EK.01/MEM.E/2025 tanggal 6 Maret 2025 tentang Pemenang Pelelangan Wilayah Kerja Panas Bumi di Daerah Wapsalit Kabupaten Buru, Provinsi Maluku.
b. PLTP Hamiding 50 MW;
   Surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 1869 K/30/MEM/2018 tentang Penugasan Survei Pendahuluan dan Eksplorasi Panas Bumi

kepada PT Star Energy Geothermal Indonesia di Wilayah Penugasan Survei Pendahuluan dan Eksplorasi Panas Bumi Gunung Hamiding.

c. PLTP Jailolo 20 MW;
   Surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 1787 K/33/MEM/2007 tentang Penetapan Wilayah Kerja Pertambangan Panas Bumi di Daerah Jailolo, Kabupaten Halmahera Barat, Provinsi Maluku Utara dan Surat Keputusan Menteri Keuangan Nomor 57/KM.8.2024 tentang Penugasan Dukungan Eksplorasi Kepada Perusahaan Perseroan (Persero) PT Geo Dipa Energi Untuk Wilayah Kerja di Jailolo, Kabupaten Halmahera Barat, Provinsi Maluku Utara.
d. PLTP Nage 40 MW;
   Surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 155 K/30/MEM/2019 tentang Penetapan Wilayah Kerja Panas Bumi di Daerah Nage, Kabupaten Ngada, Provinsi Nusa Tenggara Timur dan Surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 225.K/EK.01/MEM.E/2025 tentang Pemenang Pelelangan Wilayah Kerja Panas Bumi di Daerah Nage, Kabupaten Ngada, Provinsi Nusa Tenggara Timur.
e. PLTP Waesano 30 MW.
   Surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 4330 K/30/MEM/2017 tentang Wilayah Kerja Panas Bumi di Daerah Waesano, Kabupaten Manggarai Barat, Provinsi Nusa Tenggara Timur dan Surat Keputusan Menteri Keuangan Nomor 9/KM.8/2024 tentang Penegasan Dukungan Eksplorasi kepada Perusahaan Perseroan (Persero) PT Geo Dipa Energi untuk Wilayah Kerja di Waesano, Kabupaten Manggarai Barat, Provinsi Nusa Tenggara Timur.

Penambahan PLTP di beberapa sistem tersebut bertujuan untuk mengurangi pemakaian bahan bakar fosil baik BBM maupun gas bumi. Untuk mengantisipasi risiko keterlambatan proyek PLTP di atas, maka infrastruktur gas yang akan dikembangkan untuk pembangkit-pembangkit gas baik eksisting maupun rencana dapat menggunakan infrastruktur gas permanen maupun infrastruktur gas *mobile*. Apabila pembangkit yang direncanakan khususnya pembangkit EBT dapat beroperasi tepat waktu, maka infrastruktur gas dapat digunakan di lokasi lainnya yang membutuhkan.

Setiap infrastruktur yang direncanakan dalam RUPTL harus mampu ditelusuri dari awal inisiasi perencanaan proyek serta detail risiko dari setiap proyek perlu diidentifikasi sedini mungkin. Sesuai dengan Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, Pasal 2, maka pembangunan keenam PLTP tersebut akan tetap memperhatikan keseimbangan antara *demand* dan *supply*. Apabila pertumbuhan *demand* tidak sebesar yang diharapkan, maka pembangunan PLTP tersebut akan disesuaikan sehingga risiko *oversupply* dan munculnya *Take or Pay* (TOP) dapat dihindari. Selain itu, pengembangan keenam PLTP tersebut dapat dilakukan sepanjang PLN mendapatkan penugasan Pemerintah serta dukungan berupa aturan, kebijakan, program, ataupun dukungan lainnya dari pemerintah untuk mendorong dan memastikan adanya peningkatan *demand* di sistem terkait.

Harga pembelian tenaga listrik dari PLTP mengacu pada Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 37 Tahun 2018 tentang Penawaran Wilayah Kerja Panas Bumi Pemberian Izin Panas Bumi dan Penugasan Pengusahaan Panas Bumi serta peraturan perubahannya yang relevan dan berlaku.

Pola pengembangan PLTP PLN yang dikenal saat ini adalah sebagai berikut:

1. PLTP *Total Project*, yaitu proyek yang Wilayah Kerja Panas Bumi (WKP) dimiliki oleh PLN di mana eksplorasi, pendanaan, pengembangan, dan operasinya dilakukan oleh PLN termasuk melalui skema kerja sama yang ditetapkan oleh PLN, antara lain untuk pengembangan proyek PLTP Tulehu, PLTP Songa Wayaua, PLTP Atadei, PLTP Gunung Tangkuban Perahu. PLTP Gunung Ungaran, dan PLTP Kepahiang;
2. Pengembangan PLTP secara terpisah (*Partial Project*), yaitu proyek di mana uap panas bumi disuplai oleh PT Pertamina *Geothermal Energy* (PGE) atau pengembang swasta melalui Perjanjian Jual Beli Uap (PJBU), sedangkan PLN melakukan EPC dan O&M PLTP, seperti pada PLTP Kamojang Unit 1-3, PLTP Gunung Salak Unit 1-3, PLTP Darajat Unit 1, PLTP Lahendong Unit 1-4, rencana PLTP Hululais Unit 1-2, dll.

Rencana strategi percepatan pengembangan potensi panas bumi yang akan dilakukan oleh PLN dengan atau tanpa melibatkan Anak Perusahaan/*subholding* PLN, sebagai berikut:

1. Pengembangan dengan skema kemitraan/*partnership* atau skema kerja sama lain sebagaimana ditetapkan oleh PLN pada WKP PLN;
2. Pengembangan dengan skema kemitraan/*partnership* pada WKP IPP;
3. Pengembangan kemitraan/*partnership* untuk optimalisasi kontrak eksisting melalui pemanfaatan sumur-sumur eksisting dengan teknologi *Binary* dan *Small Scale*;
4. Pengembangan kemitraan/*partnership* dalam bentuk *flagship* dengan Lembaga Penelitian untuk meningkatkan TKDN.

III.2.2 Energi Air

Data potensi tenaga air di Indonesia menurut *Hydro Power Potential Study* (HPPS) pada tahun 1983 adalah 75.000 MW, dan angka ini diulang kembali pada *Hydropower Inventory Study* pada tahun 1993. Namun pada laporan *Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia* oleh Nippon Koei pada tahun 2011, potensi tenaga air setelah menjalani *screening* lebih lanjut adalah 26.321 MW.

Di samping itu, telah teridentifikasi potensi pengembangan pembangkit listrik tenaga air sebesar 28 GW yang masih memerlukan kajian lebih lanjut dengan rincian pada Tabel 3.6.

Tabel 3.6 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut

Regional	PLTA/PS	PLTM	Jumlah
Jamali	1.545	719	2.264
Sumkal	16.462	1.544	18.007
Sulmapana	7.917	485	8.402
Jumlah	**25.925**	**2.749**	**28.674**

Sumber*: PLN*

Potensi pembangkit hidro tersebut spesifik berdasarkan lokasi (*site* lokasi). Berdasarkan sebaran potensi pembangkit hidro per-provinsi, terdapat beberapa provinsi yang hanya memiliki satu atau beberapa potensi pembangkit saja. Terkait hal tersebut maka strategi yang dilakukan agar tetap terjadi *competitiveness* pada saat pengadaan

adalah, membuat kuota PLTA tersebar baik dalam tingkat subsistem ataupun sistem.

Selain tenaga air yang perlu kajian lebih lanjut tersebut di atas, terdapat rencana kerja sama pengembangan PLTA/PLTM/PLTMH dengan memanfaatkan bendung/bendungan milik negara yang dimiliki/dikelola oleh Kementerian Pekerjaan Umum (PU). Pemanfaatan bendung/bendungan tersebut bertujuan untuk mempercepat pembangunan pembangkit listrik tenaga air serta mengurangi risiko hambatan yang timbul dalam proses pembangunan seperti perizinan dan pengadaan lahan. Selanjutnya, skema penyediaan infrastruktur PLTA/PLTM/PLTMH pemanfaatan bendung/bendungan milik negara tersebut melalui skema Kerja sama Pemerintah dan Badan Usaha (KPBU) atau kerja sama lain di mana Kementerian PU membangun bendungannya dan menunjuk Badan Usaha Pelaksana (BUP) untuk memanfaatkan infrastruktur sumber daya air milik Kementerian PU. Dalam hal telah didapatkan BUP, maka kemudian Kementerian PU mengirimkan surat permohonan kepada Kementerian ESDM untuk usulan Penugasan kepada PLN untuk pembelian tenaga listrik. Selanjutnya, Kementerian ESDM menerbitkan surat penugasan kepada PLN untuk melakukan pembelian tenaga listrik dari PLTA/PLTM pemanfaatan bendung/bendungan milik negara tersebut dengan BUP yang telah ditunjuk oleh Kementerian PU. Daftar rencana kerja sama tersebut seperti diberikan pada Tabel 3.7.

Tabel 3.7 Potensi PLTA/PLTM Menggunakan Bendungan Milik Kementerian PU

No	Bangunan Air Utama	Kap. (MW)	No	Bangunan Air Utama	Kap. (MW)
1	Bendungan Tapin	3,32	32	Bendungan Jlantah	0,63
2	Bendungan Way Sekampung	5,4	33	Bendungan Meninting	0,8
3	Bendungan Karalloe	4,5	34	Bendungan Manikin	0,13
4	Bendungan Kuningan	0,5	35	Bendung Gerak Lengkong Baru	2
5	Bendungan Gondang	0,33	36	Bendung Menturus	1,7
6	Bendungan Logung	0,5	37	Bendungan Mrican	3
7	Bendungan Tukul	0,26	38	Bendung Turi (Waru Turi)	2,1
8	Bendungan Bajulmati	0,34	39	Bendungan Wlingi	2
9	Bendungan Napun Gete	0,1	40	Bendung Gerak Lodoyo	9
10	Bendungan Raknamo	0,2	41	Bendungan Pandanduri	0,59
11	Bendungan Rotiklot	0,15	42	Bendungan Merangin	107
12	Bendungan Gongseng	0,7	43	Bendungan Batutegi	7,5
13	Bendungan Tugu	0,4	44	Bendung Gerak Perjaya	5
14	Bendungan Ladongi	1,3	45	Bendung Tukad Unda 1	1,2
15	Bendungan Bintang Bano	6,3	46	Bendung Tukad Unda 2	1,2
16	Bendungan Leuwikeris	20	47	Bendungan Mbay	20
17	Bendungan Tigadihaji	40	48	Bendungan Digoel	0,2
18	Bendungan Karian	1,8	49	Bendungan Jenelata	10,9
19	Bendungan Bulango Ulu	4.95	50	Bendungan Kolhua	0,04
20	Bendungan Cipanas	3	51	Bendungan Lambakan	18,2
21	Bendungan Bener	10	52	Bendungan Rokan Kiri	74,4
22	Bendungan Jragung	1,4	53	Bendungan Pelosika (Konawe)	21
23	Bendungan Way Apu	8	54	Bendungan Riam Kiwa	0.9
24	Bendungan Rukoh	1,22	55	Bendungan Sindangheula	0,4
25	Bendungan Keureuto	6,34	56	Bendungan Marangkayu	1,35
26	Bendungan Beringin Sila	1,4	57	Bendungan Ameroro	1,3

No	Bangunan Air Utama	Kap. (MW)
27	Bendungan Temef	2
28	Bendungan Pamukkulu	2,5
29	Bendungan Lolak	2,43
30	Bendungan Kuwil Kawangkoan	1,4
31	Bendungan Lau Simeme	1

No	Bangunan Air Utama	Kap. (MW)
58	Bendungan Tamblang	0,54
59	Bendungan Sidan	0,65
60	Bendungan Tiu Suntuk	0,81
61	Bendungan Sadawarna	2
62	Bendungan Budong-budong	1,63

Dalam rencana pengembangan, PLTM dan PLTA kerja sama Kementerian PU ini dapat menggunakan kuota PLTA/PLTM tersebar yang tercantum dalam neraca daya dan *list project* RUPTL.
Hal-hal yang masih menjadi kendala dalam pengembangan PLTA dan PLTM/MH oleh PLN maupun IPP antara lain masih terdapatnya tumpang-tindih perizinan dalam satu daerah aliran sungai, kompleksitas perizinan *pra* konstruksi, konstruksi dan fase operasi, tantangan pengadaan tanah dan penolakan/permasalahan sosial.
Solusi dalam menyelesaikan kendala tersebut melalui upaya perbaikan sistem *database* perizinan pada Pemerintah Pusat/Daerah yang berwenang, sistem permohonan perizinan yang sederhana dan saling terintegrasi, pendekatan dan sosialisasi kepada para *stakeholder*, perbaikan kualitas dokumen Studi Kelayakan serta dokumen Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik supaya lebih *bankable*.

III.2.3 Energi Surya

PLTS merupakan pembangkit dengan sumber energi intermiten, menghasilkan energi listrik dalam jumlah yang fluktuatif. Dalam pengoperasiannya, dibutuhkan pembangkit cadangan yang dapat beroperasi secara fleksibel sebagai pembangkit pendukung untuk mengantisipasi ketika intensitas cahaya matahari mengalami penurunan akibat awan atau kondisi malam hari. Sehingga, untuk setiap daerah dengan karakter sistem berbeda, dibutuhkan kajian yang berbeda juga untuk menilai kelayakan PLTS, terutama untuk yang skala besar. Sampai dengan bulan Desember 2023, PLTS yang sudah beroperasi mencapai sekitar 242 MW.
PLTS yang akan dikembangkan oleh PLN berupa PLTS terpusat/komunal dengan mode *Hybrid*. Komponen pembangkit PLTS *Hybrid* disesuaikan dengan potensi energi primer di masing-masing lokasi dan mempertimbangkan sebaran penduduk pada geografi yang sangat luas dan sulitnya menjangkau daerah terpencil. Dengan mode *Hybrid* diharapkan sistem dapat beroperasi secara optimum. Konfigurasi *Hybrid* tidak saja direncanakan pada lokasi-lokasi yang baru akan berlistrik, tetapi juga menempatkan dan mengoperasikan PLTS bersama-sama dengan PLTD dan atau jenis pembangkit lain pada lokasi yang sudah memiliki listrik dalam suatu mode *Hybrid*.
Pengembangan PLTS tersebut dimaksudkan untuk melistriki dan meningkatkan rasio elektrifikasi daerah terpencil secepatnya, mengurangi penggunaan BBM yang masih dilayani dengan PLTD, dan menurunkan BPP pada daerah tertentu yang harga BBM-nya tinggi.
Sebagai upaya untuk mendukung terobosan dalam percepatan pengembangan energi terbarukan khususnya energi surya, PLN mulai memanfaatkan waduk-waduk PLTA baik yang dibangun oleh PLN untuk instalasi PLTS, seperti di Cirata maupun waduk milik Kementerian PU. Selain itu juga terbuka peluang untuk bekerja sama dengan badan usaha lain dengan memanfaatkan koridor rel kereta api/LRT/MRT maupun jalan tol untuk instalasi PLTS.

Dengan berlakunya Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, maka diharapkan kenaikan BPP akibat harga listrik dari energi terbarukan dapat dihindari.

Salah satu teknologi energi surya *PV* yang saat ini sedang berkembang adalah teknologi Pembangkit Listrik Tenaga Surya di atap bangunan atau PLTS Atap. Sistem PLTS Atap adalah sistem PLTS yang lebih kecil dibandingkan dengan sistem PLTS yang dipasang di tanah, PLTS Atap dipasang di atap perumahan, bangunan komersial atau kompleks industri. Listrik yang dihasilkan oleh PLTS Atap dapat dimanfaatkan oleh konsumen tersebut, apabila ada kelebihan energi dapat dimasukkan ke dalam jaringan PLN dengan mekanisme sesuai ketentuan yang berlaku.

Perbedaan kualitas jaringan pada setiap wilayah memerlukan aturan dalam interkoneksi PLTS Atap dengan jaringan serta aturan tentang operasional PLTS Atap terkoneksi jaringan (*Grid Code*). Aturan tersebut untuk mengatur persyaratan dan petunjuk teknis dalam penyambungan PLTS berdasarkan karakteristik jaringan. Adanya aturan tersebut dapat meningkatkan optimasi integrasi pembangkit PLTS Atap, sehingga jaringan tidak terganggu dengan kehadiran PLTS yang bersifat intermiten. Dalam hal ini, PLN telah menentukan besaran kuota PLTS Atap yang dapat terintegrasi ke sistem sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 2 Tahun 2024 tentang Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap yang terhubung pada jaringan tenaga listrik pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum.

Manfaat lain yang diperoleh dari pembangunan PLTS Atap dapat meningkatkan kontribusi masyarakat dalam bisnis energi listrik Indonesia dan terciptanya masyarakat mandiri energi.

Kebutuhan dan kriteria pengembangan PLTS akan berbeda-beda bergantung pada lokasi pengembangan PLTS. Hal ini juga akan mempengaruhi kebutuhan baterai yang perlu dibangun. Dalam pengembangan kapasitas (MW) PLTS, terdapat 2 jenis kapasitas yang umum diketahui yaitu MWp dan MWac. Kapasitas MWp merupakan besaran kapasitas daya terpasang dari PLTS, sedangkan MWac merupakan besaran kapasitas daya yang dapat disalurkan PLTS ke sistem jaringan listrik. Kapasitas MWp akan lebih besar dari kapasitas MWac.

Pada daftar pengembangan pembangkit RUPTL, PLN menggunakan besaran kapasitas MWac. Hal ini menunjukkan bahwa kapasitas MWp dari PLTS yang dikembangkan dapat lebih besar atau sama dengan kapasitas MWac yang tercantum sesuai dengan kajian detail dari setiap proyek pengembangan yang dilakukan.

Untuk mencapai target bauran energi dari EBT, PLN juga berencana akan mengembangkan PLTS sebagai berikut:

1. Lahan Eks Tambang;
   Memanfaatkan area-area lahan antara lain eks tambang yang sudah tidak beroperasi atau lainnya untuk pengembangan PLTS. Berdasarkan identifikasi area lahan yang tersedia dapat diperoleh potensi pengembangan PLTS, antara lain Provinsi Sumatera Selatan, Sumatera Barat, Kalimantan Selatan, dan Kalimantan Timur.
2. PLTS Terapung;
   PLTS Terapung dapat dibangun memanfaatkan danau, waduk baik milik PLN, Kementerian PU atau badan usaha lainnya. Salah satu PLTS Terapung yang baru saja diresmikan oleh Presiden Republik

Indonesia pada tanggal 09 November 2023 adalah PLTS Cirata dengan kapasitas 145 MW.

Proyek Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Terapung Cirata merupakan Proyek Strategis Nasional (PSN) yang ditugaskan atau dialokasikan kepada *subholding* PLN yaitu PLN Nusantara Power dan menjadi etalase percepatan transisi energi dalam mendukung pencapaian PT PLN (Persero) menuju *Net Zero Emmission* (NZE) dan *Green* RUPTL.

PLTS tersebut akan dapat memberikan kontribusi terhadap NZE sebesar 245 GWh/Tahun Energi Hijau dan 214.000 Ton reduksi CO_2/Tahun. PLTS Terapung Cirata juga merupakan skala utilitas pertama di Indonesia dan terbesar di Asia Tenggara yang memiliki kapasitas 145 MWac atau setara 192 MWp, menempati area waduk seluas 200 hektar, dan memiliki tarif yang kompetitif.

Saat ini terdapat beberapa pengembangan PLTS Terapung yang dalam proses pengadaan yaitu PLTS Terapung Karangkates di Waduk Sutami/Karang Kates, PLTS Terapung Singkarak di Danau Singkarak. dan PLTS Terapung Saguling di Waduk Saguling dan PLTS Gajah Mungkur memanfaatkan Waduk Gajah Mungkur.

Dengan pemanfaatan waduk danau dan luasan genangan air sebagai PLTS Terapung, dapat menekan biaya investasi lahan sehingga dapat menghasilkan tarif listrik yang lebih kompetitif. Beberapa waduk yang direncanakan dapat dimanfaatkan untuk pembangunan PLTS Terapung, di antaranya:

a. Waduk Wonogiri atau Gajah Mungkur di Jawa Tengah;
b. Waduk Sutami di Karangkates, Jawa Timur;
c. Waduk Jatiluhur di Jawa Barat;
d. Waduk Mrica di Banjarnegara, Jawa Tengah;
e. Waduk Saguling di Jawa Barat;
f. Waduk Wonorejo di Tulung Agung, Jawa Timur;
g. Danau Singkarak di Sumatera Barat;
h. Waduk Kedung Ombo, Jawa Tengah;
i. Danau Toba di Sumatera Utara;
j. Waduk Tanjung Redep;
k. Waduk Koto Panjang di Riau;
l. Waduk Jati Gede di Jawa Barat.

Yang perlu dipertimbangkan dalam pengembangan PLTS Terapung di antaranya tingkat kesulitan operasi dan pemeliharaan PLTS Terapung dibandingkan PLTS *Land Based*. Selain itu, untuk mendukung pengembangan PLTS Terapung, Pemerintah melalui Kementerian PU diharapkan dapat meninjau ulang terkait pembatasan luasan waduk yang dapat dimanfaatkan untuk pengembangan PLTS Terapung. Hal ini diperlukan untuk dapat meningkatkan potensi pemanfaatan PLTS Terapung di Indonesia.

Selain waduk tersebut di atas, terdapat juga waduk yang dikembangkan Kementerian PU yang juga berpotensi untuk dimanfaatkan menjadi PLTS apung.

3. Pengembangan PLTS di Pembangkit eksisting PLN.

   Pada pembangkit eksisting milik PLN juga akan dibangun PLTS dengan tujuan untuk meningkatkan bauran EBT. Dalam RUPTL, PLTS baik PLTS *land base*, PLTS Eks Tambang, ataupun PLTS apung/waduk dapat dikembangkan dengan menggunakan slot PLTS Kuota tersebar di sistem.

Dalam RUPTL pembangkit *utility* surya dapat di kelompokan menjadi dua jenis proyek, yaitu PLTS dan PLTS+BESS. Proyek PLTS merupakan proyek pembangkit surya dimana kapasitas yang tercantum dalam *list project* (dan neraca daya) merupakan kapasitas kapasitas MW *Power*

Conversion System (PCS) dari *converter* yang menyuplai daya sistem (sistem AC). Kapasitas MWp maupun kebutuhan BESS *smoothing* akan dikaji lebih detail sesuai dengan kemampuan. kebutuhan sistem, dan ke-ekonomian proyek. Sedangkan untuk proyek PLTS+BESS merupakan *project hybrid* ataupun *packaging* dari PLTS dan BESS. Kapasitas yang tercantum dalam daftar proyek (dan neraca daya) merupakan kapasitas MW PCS dari *Converter* ataupun BESS (untuk BESS *load shifting*) yang menyuplai daya sistem. Kapasitas MWp maupun kebutuhan BESS *smoothing* akan dikaji lebih detail sesuai dengan kemampuan, kebutuhan sistem, dan keekonomian proyek.

III.2.4 Energi Pemanfaatan Sampah Kota

Pembangkit PLTSa adalah pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar yang berasal dari sampah kota yang berlokasi di tempat pembuangan akhir (TPA) yang dimiliki oleh Pemerintah Daerah (Pemda). Selain dengan PLTSa, alternatif pemanfaatan sampah untuk energi dapat melalui pengolahan sampah menjadi bahan bakar campuran pada PLTU Batubara atau dikenal dengan istilah *co-firing*.

Pemerintah mendorong pemanfaatan energi yang berasal dari sampah kota dengan tujuan utama menyelesaikan masalah sampah di kota-kota yang mengalami darurat sampah, dengan menggunakan jenis teknologi:

1. Teknologi *Thermal Treatment* (*Grate, Fluidized Bed, Direct Melting, Gasification, Plasma Gasification,* dan lain lain);
2. *Non-Thermal Treatment* (*Wet Anaerobic Digestion (AD), Dry AD,* dan lain lain);
3. dan jenis teknologi lainnya yang memungkinkan untuk menghasilkan tenaga listrik.

Pengembangan PLTSa pada RUPTL mengacu pada Peraturan Presiden Nomor 35 Tahun 2018 tentang percepatan pembangunan instalasi pengolah sampah menjadi energi listrik berbasis teknologi ramah lingkungan, yang ada di 12 kota yaitu: Palembang, Tangerang, Tangerang Selatan, DKI Jakarta, Bandung, Bekasi, Semarang, Surakarta, Surabaya, Makassar, Manado dan Denpasar sesuai Perpres tersebut. Adapun mengenai kapasitas akan menyesuaikan dengan kebutuhan masing-masing sistem. Di samping itu dimungkinkan pengembangan PLTSa di kabupaten dan kota yang lain sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

III.2.5 Energi Pemanfaatan Biomassa dan Biogas

Pusat listrik tenaga biomassa (PLTBm) dan pusat listrik tenaga biogas (PLTBg) merupakan pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar yang berasal dari hutan tanaman energi (HTE), sampah dan limbah organik.

Sebagai tindak lanjut Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik selanjutnya diperlukan kerja sama dengan Pemerintah Daerah untuk menyediakan lahan serta regulasi mengenai harga bahan bakar biomassa jangka panjang.

Dalam hal pengembangan PLTBm dan PLTBg. diperlukan kepastian pasokan bahan bakar biomassa/biogas. Oleh karena itu, sebelum dilakukan pembangunan pembangkit biomassa, pasokan bahan bakar biomassa/biogas harus sudah dipastikan sumber maupun harganya. Hal yang penting dalam pengolahan energi biomassa/biogas menjadi listrik adalah pemahaman tentang teknologi konversi, yang disesuaikan dengan jenis biomassa/biogas yang akan digunakan. Untuk mencapai *output* energi yang maksimal dari suatu bahan bakar nabati, diperlukan pemahaman yang baik tentang kesesuaian jenis biomassa/biogas dan

jenis teknologi. PLT biomassa/biogas mempunyai peluang yang menarik untuk dibangun di daerah *isolated* atau pulau-pulau kecil yang masih tergantung pada PLTD. Meskipun jauh dari perkebunan besar, sumber bahan bakar biomassa/biogas dapat ditanam di lokasi terpencil tersebut. Penanaman pohon sebagai sumber biomassa, selain bermanfaat sebagai sumber energi, juga berguna untuk memperbaiki kualitas lahan.

Untuk PLT Bioenergi sumber bahan bakar dapat bersumber dari Hutan Tanaman Energi (HTE), limbah peternakan, limbah pabrik kertas, limbah pabrik kelapa sawit dan sampah perkotaan.

Potensi bahan bakar bioenergi tersebut dapat dilihat pada gambar berikut;



Gambar 3.4 Potensi Pengembangan Bioenergi di Indonesia sebesar 57 GW
Sumber: Direktorat Bioenergi. Ditjen EBTKE-KESDM Tahun 2019

Co-firing pada PLTU batubara merupakan salah satu program terobosan PLN dalam peningkatan bauran energi terbarukan yang dilakukan dengan utilisasi aset eksisting dan minim investasi, sekaligus dapat membantu pengurangan limbah/sampah organik. Implementasi *co-firing* PLTU secara komersial didasari pada uji coba *co-firing* yang menunjukkan hasil layak secara teknis dan tidak mengganggu keandalan operasional pembangkit.

Demi menjaga sustainabilitas implementasi program *co-firing* biomassa, diperlukan pengembangan keberlanjutan terhadap pasokan biomassa dengan memaksimalkan seluruh potensi biomassa yang dimiliki oleh Indonesia, baik berasal dari *unprocessed* maupun *processed* biomassa. Berbagai potensi biomassa berdasarkan kajian yang dilakukan Ditjen EBTKE pada Tahun 2021 dapat dilihat pada Gambar 3.5.



Gambar 3.5 Potensi Pasokan Biomassa

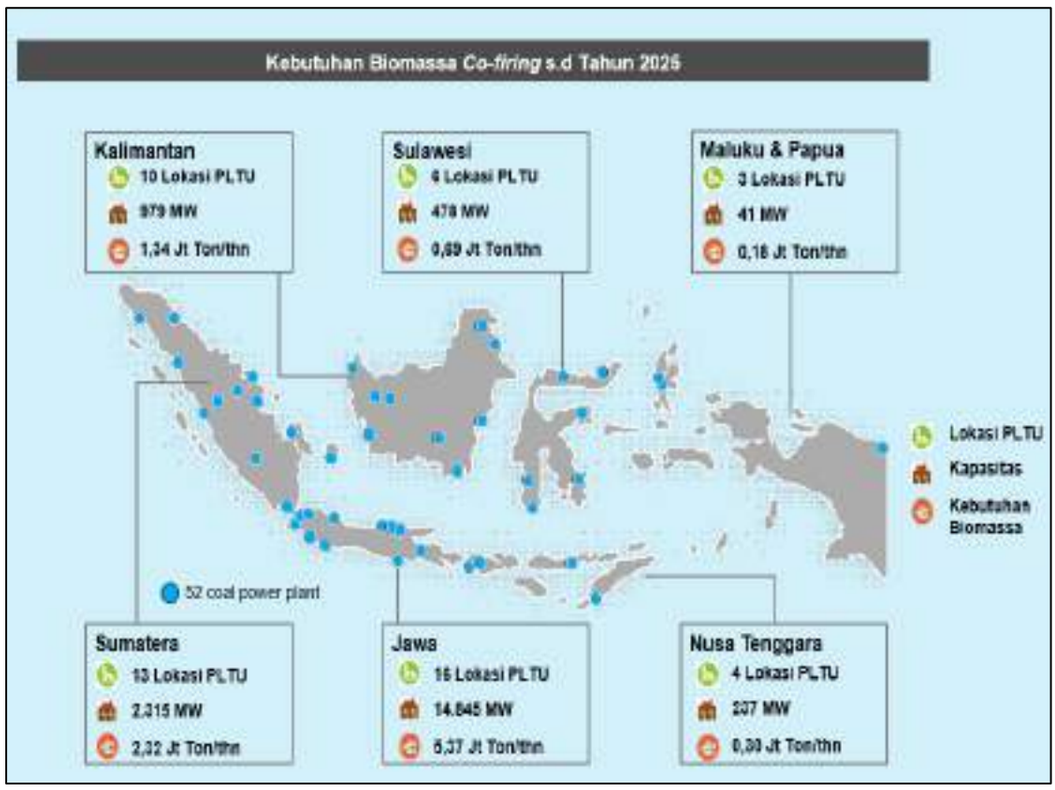
Sumber pasokan biomassa untuk program *co-firing* berasal dari beberapa jenis yang terdiri dari:

1. HTE/HTI
   Hutan Tanaman Energi (HTE) merupakan area hutan produksi yang khusus diberdayakan untuk pembangunan hutan dengan tanaman energi seperti Lamtoro, Gamal, dan Kaliandra sebagai sumber bahan baku biomassa. Produk biomassa yang dapat dimanfaatkan yakni batang kayu tanaman energi yang diolah menjadi *woodchip*, *sawdust*, dan *wood pellet*.
   Hutan Tanaman Industri (HTI) juga memiliki peranan penting sebagai sumber pasokan bioenergi yang berasal dari hutan produksi dengan memanfaatkan sisa kayu hasil produksi. Beberapa potensi biomassa yang dapat dimanfaatkan antara lain limbah hasil produksi kehutanan yang juga dapat diolah menjadi biomassa berbasis kayu.
2. Limbah (Pertanian, Perkebunan, Industri)
   Limbah pertanian adalah sisa dari proses produksi pertanian. Limbah pertanian yang telah banyak dimanfaatkan sebagai bahan baku biomassa untuk *co-firing* antara lain berupa sekam padi dan bonggol jagung.
   Limbah perkebunan merupakan limbah yang berasal dari sisa pengelolaan hasil perkebunan. Salah satu contoh biomassa yang berasal dari limbah perkebunan adalah tandan kosong kelapa sawit (TKKS) dan cangkang sawit yang terbukti memiliki kalori yang cukup tinggi dibandingkan biomassa lainnya. Selain itu, limbah cangkang kemiri yang banyak ditemukan di bagian timur Indonesia juga mulai digunakan sebagai bahan bakar *co-firing* PLTU.
   Limbah industri yang banyak digunakan sebagai bahan bakar biomassa terdiri dari *sawdust*, sabetan kayu, kulit kayu, dan inti kayu yang berasal dari industri pengolahan kayu. *Sawdust* merupakan jenis biomassa *unprocessed* yang paling banyak digunakan sebagai bahan bakar *co-firing* saat ini, sedangkan sabetan kayu, kulit kayu, dan inti kayu masih membutuhkan proses pengolahan menjadi *woodchip* ataupun serbuk sebelum dapat digunakan oleh PLTU.
3. Sampah Perkotaan
   Sampah perkotaan (*municipal waste*) adalah limbah yang bersifat padat terdiri dari bahan organik dan anorganik yang terkumpul di daerah perkotaan. Salah satu bentuk pengelolaan sampah

perkotaan adalah pemanfaatan sampah untuk Bahan Bakar Jumputan Padat (BBJP) yang kemudian dapat digunakan sebagai bahan bakar biomassa di PLTU.

Untuk itu, diperlukan dukungan dari Pemerintah dan *stakeholder* lainnya untuk dapat membangun ekosistem biomassa dan menjaga keberlangsungan jangka panjang pasokan biomassa serta dapat memberikan harga biomassa yang kompetitif, sehingga tidak berdampak pada peningkatan BPP tenaga listrik.

Sebaran lokasi PLTU yang akan menerapkan program *co-firing* dapat dilihat pada Gambar 3.6.



Gambar 3.6 Peta Sebaran Lokasi *Co-firing*

III.2.6 Energi Bayu

Potensi energi angin di Indonesia telah teridentifikasi di beberapa lokasi terutama di Wilayah Sumatera, Kalimantan, Jawa, Sulawesi Selatan, Nusa Tenggara dan Maluku. Beberapa pengembang telah mengusulkan pembangunan PLTB di beberapa lokasi antara lain: Aceh Besar, Padang Sidempuan, Sukabumi, Garut, Banten, Tegal, Banyuwangi, Tuban, Sidrap, Tanah Laut, Kupang, Soe-Oelbubuk, Ambon, Nusa Saumlaki, Kei kecil, Tuban dan Jeneponto. Beberapa potensi ini telah dan akan dikembangkan seperti di Banten, Sidrap, Jeneponto dan Tanah Laut, sedangkan lokasi lainnya masih membutuhkan kajian lebih lanjut. Salah satu hal yang perlu dicermati dalam masuknya PLTB ke sistem adalah stabilitas sistem menerima masuknya PLTB tersebut. Pengembangan PLTB dapat dilakukan *onshore* maupun *offshore*. PLTB *onshore wind* dibangun di daratan sedangkan PLTB *offshore wind* merupakan sumber energi angin yang dibangun di atas perairan terbuka yang dangkal dan biasanya berada di laut. PLTB *offshore* umumnya memiliki turbin yang lebih besar sehingga mampu menangkap energi lebih besar. Semakin berkembangnya teknologi menghasilkan kajian terbaru di mana potensi PLTB.

PLTB merupakan pembangkit intermiten, menghasilkan energi listrik dalam jumlah yang fluktuatif. Dalam pengoperasiannya, dibutuhkan pembangkit cadangan sebagai pembangkit pendukung untuk

mengantisipasi ketika terjadi penurunan kecepatan angin di bawah batasan desain turbin. Setiap daerah memiliki karakter sistem berbeda, sehingga diperlukan kajian yang berbeda juga untuk menilai kelayakan proyek PLTB, terutama skala besar.

Harga pembelian listrik dari PLTB diatur dalam Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022. Dengan berlakunya Peraturan Presiden tersebut, diharapkan kecenderungan kenaikan BPP akibat harga listrik dari energi terbarukan dapat dihindari. Sampai dengan Tahun 2023, PLTB yang sudah beroperasi mencapai 130 MW di Sulawesi Selatan.

III.2.7 Energi Laut

Perkembangan pembangkit listrik menggunakan energi laut di beberapa tempat masih dalam tahap penelitian. Kelayakan pengembangan energi laut baik aspek teknis maupun komersial akan menjadi pertimbangan pokok dalam pengembangannya, dan menyesuaikan dengan kondisi dan kebutuhan sistem kelistrikan.

Secara umum energi kelautan dibagi menjadi:

1. *Tidal Rise and Fall* (pasang surut);
2. *Tida*l/*Ocean Current* (arus laut);
3. *Waves* (gelombang laut);
4. *Salinity Gradient* (perbedaan kandungan garam);
5. *Thermal Gradient* (perbedaan tingkat panas).

Strategi untuk penggunaan energi kelautan di Indonesia secara umum dibagi menjadi:

1. Meletakkan landasan untuk energi laut Indonesia;
2. Membuat prototipe industri dalam rangka pembangunan kapasitas nasional untuk industri energi laut;
3. Ekspansi untuk ketahanan dan kemandirian energi.

Teknologi energi laut skala kecil dapat dikembangkan sebagai alternatif solusi penyediaan listrik untuk menggantikan pembangkit energi fosil di daerah kepulauan.

Saat ini terdapat beberapa studi yang sedang dilakukan terkait pemanfaatan energi laut di Indonesia yang memiliki potensi pengembangan pembangkit dengan rincian sebagai berikut:

1. Studi PLTEL beberapa lokasi di Selat Larantuka;
2. Studi PLTEL di Selat Sape;
3. Studi PLTEL di Maluku.

Potensi pembangkit energi laut tersebut di atas dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan sistem kelistrikan setempat apabila telah memenuhi persyaratan:

1. Memenuhi keseimbangan *supply–demand* sistem tenaga listrik setempat;
2. Kesesuaian kajian kelayakan dan kajian penyambungan (*grid study*);
3. Mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan;
4. Harga sesuai kelayakan dan ketentuan yang berlaku.

III.2.8 Bahan Bakar Nabati (B30 dan CPO)

Indonesia merupakan produsen *Crude Palm Oil* (CPO) terbesar di dunia, dan produksinya semakin meningkat, sehingga potensi pemanfaatan CPO yang terdiri dari Bahan Bakar Nabati (BBN) B30 dan CPO murni yang dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar pembangkit tenaga listrik.

Sesuai Peraturan Menteri ESDM Nomor 41 Tahun 2018 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Bahan Bakar Nabati Jenis Biodiesel dalam Kerangka Pembiayaan oleh Badan Pengelola Dana Perkebunan

Kelapa Sawit dengan tujuan Program Mandatori Biodiesel adalah sebagai berikut :

1. Mendukung komitmen pemerintah untuk mengurangi emisi Gas Rumah Kaca (GRK);
2. Memenuhi target kontribusi EBT dalam total *energy mix*;
3. Mengurangi konsumsi dan impor BBM;
4. Meningkatkan Ketahanan dan Kemandirian Energi;
5. Meningkatkan nilai tambah melalui hilirisasi industri kelapa sawit;
6. Memperbaiki defisit neraca perdagangan dan menghemat devisa negara;
7. Stabilisasi Harga CPO;
8. Menghemat devisa negara.

Secara umum pemanfaatan BBN untuk pembangkit PLN dalam 2 bentuk, yaitu B30 dan CPO murni.

1. Pemanfaatan B30
   Penggunaan B30 menggantikan HSD murni bersifat *mandatory* (sesuai Peraturan Presiden Nomor 66 Tahun 2018 tentang Perubahan Kedua atas Peraturan Presiden Nomor 61 Tahun 2015 tentang Penghimpunan dan Penggunaan Dana Perkebunan Kelapa Sawit) untuk semua pembangkit, kecuali yang secara teknis tidak memungkinkan, seperti PLTG.
   Terdapat *Mandatory* kebijakan pemerintah (*public service obligation*/PSO) tentang pemanfaatan BBN pada sektor Transportasi, Industri, Komersial dan Pembangkit Listrik. Adapun target *Mandatory* Biodiesel adalah:

Tabel 3.8 *Mandatory* Biodiesel

Sektor	Juli 2014	Apr-2015	Jan-2016	Jan-2020	Jan-2025
PSO	10%	15%	20%	30%	30%
Transportasi Non PSO	10%	15%	20%	30%	30%
Industri dan Komersial	10%	15%	20%	30%	30%
Pembangkit Listrik	20%	25%	30%	30%	30%

Sumber Tabel: KESDM. Paparan Kebijakan Pengembangan dan Pemanfaatan Biodiesel

   Diharapkan dengan pemakaian BBN akan berkontribusi pada pengurangan emisi gas rumah kaca.
2. Pemanfaatan CPO
   Selain penggunaan B30, saat ini sedang direncanakan penggunaan CPO sebagai bahan bakar pembangkit listrik. Indonesia merupakan produsen CPO terbesar di dunia, dan produksinya cenderung meningkat ke depan. Sehingga potensi pemanfaatan CPO dan turunannya sebagai BBN sangat besar.

III.2.9 Konversi PLTD ke EBT

Konversi PLTD merupakan bagian dari upaya PLN untuk mengeksplorasi sumber energi ramah lingkungan dan menggali potensi energi setempat, serta memperhitungkan potensi pengembangan dan konsumsi listrik di masa mendatang di wilayah tersebut. Metode pelaksanaannya dimulai dari analisis *geospasial* untuk pemetaan sebaran PLTD eksisting, pemetaan potensi sumber energi terbarukan, yang dikombinasikan dengan potensi pertumbuhan ekonomi regional pada daerah tersebut.

PLTD yang terpasang di wilayah Indonesia dan tersebar di banyak lokasi mempunyai potensi diikutkan dalam Program Dedieselisasi dengan konversi ke pembangkit EBT, yang pelaksanaannya secara bertahap

menyesuaikan evaluasi atas ketersediaan dan kesesuaian energi setempat serta kebutuhan sistem yang akan dilakukan secara bertahap. Program konversi PLTD ke EBT ini akan dilaksanakan secara bertahap dan ditargetkan akan meningkatkan kapasitas pembangkit listrik berbasis EBT. Pada tahap awal program konversi PLTD ke EBT akan memanfaatkan PLTS yang memiliki kelebihan yang tersebar di seluruh wilayah sebagai pasokan energi khususnya di daerah *remote*.

Sehingga dalam rangka pengurangan pemakaian BBM tersebut akan dilaksanakan program konversi PLTD secara bertahap, baik melalui (i) koneksi ke *grid*, (ii) konversi ke pembangkit berbasis EBT, maupun (iii) konversi ke pembangkit berbasis gas.

Upaya penurunan konsumsi BBM sangat mendesak untuk dilakukan dan hal ini, selaras dengan program pemerintah menurunkan penggunaan BBM untuk mencapai *Net Zero Emission* pada tahun 2060. Hal itu sesuai dengan Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik.

Sebagai salah satu upaya pencapaian target bauran energi EBT, Program Konversi PLTD ke EBT menjadi salah satu inisiatif unggulan yang mampu mengurangi pemakaian BBM impor dan meningkatkan efisiensi pembangkit terutama di daerah *isolated*. Program konversi PLTD ke pembangkit EBT telah diluncurkan pada tanggal 2 November 2020 yang dibuka oleh Menteri ESDM.

Pembangkit berbahan bakar BBM akan digantikan dengan pembangkit EBT, dan teknologi EBT yang akan digunakan menyesuaikan potensi energi setempat. Penggunaan potensi energi setempat diprediksi akan memangkas bukan hanya waktu dan tenaga, tapi juga biaya yang diperlukan untuk mengangkut bahan bakar menuju lokasi pembangkit. Konversi PLTD tersebut merupakan bagian dari upaya PLN untuk mengeksplorasi sumber energi ramah lingkungan dan menggali potensi energi setempat, serta memperhitungkan potensi pengembangan dan konsumsi listrik di masa mendatang di wilayah tersebut. Metode pelaksanaannya menggunakan analisis geospasial, mulai dari pemetaan titik-titik sebaran PLTD eksisting, pemetaan potensi sumber energi terbarukan di wilayah tersebut, yang dikombinasikan dengan potensi pertumbuhan ekonomi regional di titik yang telah diidentifikasi tersebut.

Saat ini, terdapat PLTD sebanyak 5.270 unit dengan kapasitas total 3,48 GW yang tersebar di seluruh wilayah Indonesia yang tersebar di 1.234 sentral di Indonesia. Dari total unit pembangkit diesel tersebut, terdapat 1.274 unit yang tidak beroperasi karena sudah tidak dibutuhkan sistem. Sehingga unit pembangkit diesel yang saat ini masih beroperasi sebanyak 3.996 unit. Dari total 3.996 unit pembangkit diesel yang masih beroperasi, 662 unit PLTD dengan kapasitas 1,26 GW yang tersebar di 181 lokasi merupakan unit *backup system* dan *mobiler* yang tidak dilakukan Program Dedieselisasi:

1. *Backup System,* yaitu PLTD yang digunakan sebagai penunjang sistem, baik untuk *back up* siaga ataupun *black start*;
2. *Mobiler,* yaitu unit pembangkit *diesel mobile* yang berada di UP3 dan digunakan saat *emergency*.

   Program Dedieselisasi dilaksanakan pada 3.378 unit pembangkit diesel yang masih beroperasi (di luar unit *backup system* dan *mobiler*) melalui 3 sub-program yaitu :

   a. Sub-Program EBT dan *Hybrid*

      Sub-Program ini merupakan Konversi PLTD ke EBT menggunakan pembangkit EBT sesuai dengan potensi energi setempat, seperti PLTM/MH, PLTS+BESS, PLTB, PLTBm, PLTBg,

PLTAL, PLTP, PLTSa dan lainnya. Sub-Program ini mencakup 2.230 unit dengan kapasitas 0,62 GW tersebar di 631 lokasi.

b. Sub-Program Gasifikasi
Sub-Program ini mengganti PLTD menjadi PLTMG berbahan bakar gas, berikut infrastrukturnya. Sub-Program ini mencakup 207 unit dengan kapasitas 0,21 GW tersebar di 35 lokasi.

c. Sub-Program Interkoneksi ke *Grid*
Sub-Program ini dilakukan untuk sistem yang sudah berdekatan maupun direncanakan tergabung dengan jaringan transmisi, gardu induk atau jaringan distribusi. Sub-Program ini mencakup 941 unit dengan kapasitas 0,75 GW yang tersebar di 154 lokasi.

Pada tahap awal akan dilakukan konversi pada unit pembangkit dengan usia lebih dari 15 tahun, di antaranya berlokasi di sistem kelistrikan *isolated* dan dengan konsumsi bahan bakar di atas 0,274 liter/kWh, serta kriteria lainnya di luar kriteria tersebut.

Sebagian dari lokasi pembangkit yang merupakan target Program Konversi PLTD ke EBT belum beroperasi secara kontinu selama 24 jam untuk saat ini. Hal ini terjadi dikarenakan keterbatasan transportasi bahan bakar minyak serta kondisi mesin pembangkit yang sudah tua sehingga harus dioperasikan bergantian dengan biaya operasi yang relatif tinggi.

Dalam hal hasil evaluasi lebih lanjut memerlukan penyesuaian atas kondisi teknis ataupun keekonomian, maka daftar lokasi tersebut dapat diganti dengan lokasi lainnya yang memenuhi kriteria teknis dan komersial. Lokasi proyek dan COD dapat ditinjau kembali dan disesuaikan dengan *workability* dan faktor-faktor lain yang berpengaruh.

Dalam rangka mengimplementasikan Program Konversi PLTD ke EBT, PLN melakukan survei dan evaluasi terhadap lokasi awal dengan memastikan beberapa hal sebagai berikut:

1. Ketersediaan akses ke lokasi PLTD;
2. Ketersediaan Lahan untuk dikembangkan;
3. kondisi Unit *Engine* Diesel;
4. Kelayakan proyek dengan mempertimbangkan *saving* terhadap BPP;
5. Tidak adanya rencana interkoneksi ke *Grid* atau pun Lisdes di lokasi terkait.

Berdasarkan hasil evaluasi tersebut, didapatkan lokasi akhir sebanyak 94 lokasi yang memenuhi kriteria untuk dapat diproses sebagai Tahap I. Guna efektivitas dan efisiensi dalam proses pengadaan, dilakukan pemaketan terhadap 94 lokasi menjadi 2 (dua) paket pengadaan konversi PLTD (Dedieselisasi) yaitu: (i) *Cluster* Sumatera-Kalimantan-Jawa-Madura; dan (ii) *Cluster* Sulawesi-Maluku-Nusa Tenggara. Lokasi yang dikeluarkan dari Tahap I akan di *reviu* kembali dan masuk ke dalam Tahap II dan III.

Tabel 3.9 Daftar Pembangkit Program Dedieselisasi Tahap I

NO	NAMA PLTD	PROVINSI	CLUSTER	KAPASITAS TERPASANG PLTD (kW)
1	PLTD HALOBAN	ACEH	CLS.01	571
2	PLTD SEURAPUNG	ACEH	CLS.01	1250
3	PLTD PULAU TELLO	SUMATERA UTARA	CLS.01	1792
4	PLTD ENGGANO	BENGKULU	CLS.01	1000
5	PLTD POKAI	SUMATERA BARAT	CLS.01	700
6	PLTD TUA PEJAT	SUMATERA BARAT	CLS.01	4200
7	PLTD PULAU TABUAN	LAMPUNG	CLS.01	125
8	PLTD PULAU LEGUNDI	LAMPUNG	CLS.01	250
9	PLTD PULAU HALANG	RIAU	CLS.01	1550
10	PLTD MANTANG	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	550
11	PLTD PARIT	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	100
12	PLTD PULAU TERONG	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	300
13	PLTD PECONG	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	300

NO	NAMA PLTD	PROVINSI	CLUSTER	KAPASITAS TERPASANG PLTD (kW)
14	PLTD PULAU JANG	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	400
15	PLTD KEBAN	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	400
16	PLTD REJAI	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	350
17	PLTD TEMIANG	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	200
18	PLTD TANJUNG PELANDUK	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	300
19	PLTD SEDANAU	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	200
20	PLTD TELUK BUNTAL	RIAU	CLS.01	1556
21	PLTD TOPANG	RIAU	CLS.01	1340
22	PLTD PULAU ABANG	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	200
23	PLTD SUBI	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	1056
24	PLTD PONGOK	BANGKA BELITUNG	CLS.01	1640
25	PLTD NANGKA	BANGKA BELITUNG	CLS.01	1200
26	PLTD SELAT NASIK	BANGKA BELITUNG	CLS.01	300
27	PLTD PULAU KUIL	BANGKA BELITUNG	CLS.01	40
28	PLTD PULAU SUMEDANG	BANGKA BELITUNG	CLS.01	2170
29	PLTD TANJUNG SATAI	KALIMANTAN BARAT	CLS.01	40
30	PLTD KEMANGAI	KALIMANTAN BARAT	CLS.01	495
31	PLTD BUNUT	KALIMANTAN BARAT	CLS.01	460
32	PLTD PIASAK	KALIMANTAN BARAT	CLS.01	500
33	PLTD PADANG TIKAR	KALIMANTAN BARAT	CLS.01	248
34	PLTD LEMUKUTAN	KALIMANTAN BARAT	CLS.01	532
35	PLTD NANGA MERAKAI	KALIMANTAN BARAT	CLS.01	716
36	PLTD TONTANG	KALIMANTAN BARAT	CLS.01	528
37	PLTD AIR HITAM	KALIMANTAN BARAT	CLS.01	834
38	PLTD JASA	KALIMANTAN BARAT	CLS.01	2114
39	PLTD TEBIDAH	KALIMANTAN BARAT	CLS.01	600
40	PLTD TUMBANG SENAMANG	KALIMANTAN TENGAH	CLS.01	1050
41	PLTD MUARA PANTUAN	KALIMANTAN TIMUR	CLS.01	216
42	PLTD PULAU PANJANG	BANTEN	CLS.01	306
43	PLTD GILIGENTING	JAWA TIMUR	CLS.01	610
44	PLTD BIARO	SULAWESI UTARA	CLS.02	1968
45	PLTD SIMATANG	SULAWESI TENGAH	CLS.02	656
46	PLTD PASOKAN	SULAWESI TENGAH	CLS.02	1090
47	PLTD MARAMPIT	SULAWESI UTARA	CLS.02	1968
48	PLTD MARORE	SULAWESI UTARA	CLS.02	3280
49	PLTD DOLONG	SULAWESI TENGAH	CLS.02	550
50	PLTD TAGULANDANG	SULAWESI UTARA	CLS.02	300
51	PLTD LIRUNG	SULAWESI UTARA	CLS.02	4280
52	PLTD BALANTAK	SULAWESI TENGAH	CLS.02	3636
53	PLTD BULUNGKOBIT	SULAWESI TENGAH	CLS.02	2800
54	PLTD LIPULALONGO	SULAWESI TENGAH	CLS.02	10972
55	PLTD MANGARAN	SULAWESI UTARA	CLS.02	440
56	PLTD BULAGI	SULAWESI TENGAH	CLS.02	490
57	PLTD KARAKELANG / BEO	SULAWESI UTARA	CLS.02	530
58	PLTD NANEDAKELE	SULAWESI UTARA	CLS.02	268
59	PLTD BOKAN	SULAWESI TENGAH	CLS.02	1370
60	PLTD GANGGA	SULAWESI UTARA	CLS.02	781
61	PLTD TALAGA	SULAWESI TENGGARA	CLS.02	6490
62	PLTD KADATUA	SULAWESI TENGGARA	CLS.02	780
63	PLTD BINONGKO	SULAWESI TENGGARA	CLS.02	850
64	PLTD AMBEUA	SULAWESI TENGGARA	CLS.02	240
65	PLTD KAYOA	MALUKU UTARA	CLS.02	700
66	PLTD WONRELI	MALUKU	CLS.02	840
67	PLTD SERWARU	MALUKU	CLS.02	2530
68	PLTD POSI-POSI	MALUKU UTARA	CLS.02	4580
69	PLTD AIR BUAYA	MALUKU	CLS.02	1500
70	PLTD LARAT	MALUKU	CLS.02	722
71	PLTD SEIRA	MALUKU	CLS.02	720
72	PLTD MADOPOLO	MALUKU UTARA	CLS.02	448
73	PLTD JIKO	MALUKU UTARA	CLS.02	2211
74	PLTD LAIWUI	MALUKU UTARA	CLS.02	1107
75	PLTD BUANO	MALUKU	CLS.02	520
76	PLTD KESUI	MALUKU	CLS.02	1806
77	PLTD NUSALAUT	MALUKU	CLS.02	280
78	PLTD KUR	MALUKU	CLS.02	1150
79	PLTD ELAT	MALUKU	CLS.02	500
80	PLTD ADAUT	MALUKU	CLS.02	500
81	PLTD SEBOTOK	NUSA TENGGARA BARAT	CLS.02	60
82	PLTD LAB. AJI	NUSA TENGGARA BARAT	CLS.02	200
83	PLTD WAIWERANG	NUSA TENGGARA TIMUR	CLS.02	1064
84	PLTD NDORIWOY	NUSA TENGGARA TIMUR	CLS.02	550
85	PLTD SABU	NUSA TENGGARA TIMUR	CLS.02	20
86	PLTD SEMAU	NUSA TENGGARA TIMUR	CLS.02	40
87	PLTD MIDAI	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	850
88	PLTD SABANG MAWANG	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	3506
89	PLTD TANJUNG KUMBIK	KEPULAUAN RIAU	CLS.01	1895

NO	NAMA PLTD	PROVINSI	CLUSTER	KAPASITAS TERPASANG PLTD (kW)
90	PLTD SERAWAI	KALIMANTAN BARAT	CLS.01	250
91	PLTD DUSUN BESAR	KALIMANTAN BARAT	CLS.01	775
92	PLTD SISTEM SALAKAN / SAMBIUT - PATUKUKI	SULAWESI TENGAH	CLS.02	6774
93	PLTD SISTEM LUMBI-LUMBIA - TATABA	SULAWESI TENGAH	CLS.02	1630
94	PLTD MOLONA	SULAWESI TENGGARA	CLS.02	1813

Catatan: Daftar PLTD di atas dapat disesuaikan kembali oleh PLN berdasarkan hasil *reviu* dengan mempertimbangkan faktor-faktor yang relevan.

Manfaat besar yang akan dirasakan oleh banyak pihak terutama masyarakat di daerah terpencil setelah beralih dari tenaga diesel ke EBT, selain ramah lingkungan, juga akan tersedia listrik selama 24 jam yang akan membuka peluang pembangunan ekonomi baru dalam skala lokal. Sejumlah potensi sumber daya alam yang menjadi komoditas andalan daerah tersebut dapat terus tumbuh karena dipengaruhi ketersediaan listrik yang mencukupi untuk memenuhi kebutuhan masyarakat setempat.

Pemerintah melalui Kementerian ESDM juga telah menargetkan penghentian operasi seluruh PLTD secara bertahap sampai dengan tiga tahun mendatang, sementara sampai hari ini jumlahnya masih cukup banyak dan tersebar di berbagai wilayah, termasuk di wilayah terpencil menyesuaikan dengan kondisi setempat.

Konversi PLTD ke EBT merupakan bagian dari upaya PLN untuk mengeksplorasi sumber-sumber energi ramah lingkungan seusai dengan ketersediaannya di masing-masing lokasi. Tahapan pemilihan PLTD yang akan dikonversi nantinya akan bervariasi untuk setiap tahapnya disesuaikan dengan (i) ketersediaan potensi energi setempat, (ii) kebutuhan sistem, serta (iii) pemilihan teknologi yang paling sesuai. Setiap tahapnya akan dilakukan pemetaan terhadap kondisi mesin PLTD serta potensi sumber energi terbarukan di wilayah potensial yang kemudian dikombinasikan dengan analisis potensi pertumbuhan ekonomi regional di titik-titik tersebut. Secara rinci, pemilihan lokasi PLTD yang tepat harus memuat berikut:

1. Identifikasi lokasi PLTD;
2. Analisis pola pasok (beban puncak) dan kebutuhan pasokan listrik;
3. Informasi kondisi demografi, ekonomi, dan potensi pasar sebagai dasar analisis potensi kebutuhan listrik di lokasi atau sub sistem kelistrikan.

Program ini akan dilaksanakan oleh PLN dengan mempertimbangkan *workability* dan kemampuan pendanaan PLN. Hasil evaluasi terkait kemampuan pendanaan PLN masih membuka peluang untuk swasta melaksanakan sebagian dari program tersebut.

Teknologi yang akan digunakan di antaranya konversi pembangkit berbasis EBT dengan menggunakan (i) PLTS + baterai dan PLTD sebagai *emergency*, (ii) PLTD *Hybrid* dengan PLTS/PLTB, atau pembangkit EBT lainnya seperti PLTM, PLTBm dan lainnya, (iii) pelaksanaan pembangkit berbasis energi terbarukan.

PLN terus berupaya untuk mengurangi pemakaian pembangkit BBM melalui program-program Dedieselisasi seperti gasifikasi pembangkit, interkoneksi sistem, serta pembangunan pembangkit EBT.

Khususnya untuk Program Dedieselisasi untuk menurunkan pemakaian BBM dengan EBT, pelaksanaan Program Dedieselisasi dengan pengembangan PLTP, PLTM dan pembangkit EBT lainnya untuk pemenuhan *demand*, memiliki potensi penurunan BPP dan peningkatan bauran EBT. Terpenuhinya *demand* kelistrikan juga akan mendorong

peningkatan *demand* yang pada akhirnya mendukung percepatan pertumbuhan ekonomi daerah.

Program Konversi PLTD Tahap I, akan menggunakan teknologi PLTS dengan *Battery Energy Storage System* (BESS), di mana PLTD eksisting hanya menjadi cadangan/*back-up* ataupun model *Hybrid* antara PLTS+BESS dan PLTD yang akan ditentukan berdasarkan aspek teknis dan keekonomian *(least cost)*.

Program Dedieselisasi Tahap 1 akan diikuti ke tahapan selanjutnya. Adapun untuk Program Dedieselisasi Tahap II dan III, akan mengoptimalkan potensi energi terbarukan yang ada dengan tetap menerapkan prinsip-prinsip pada Program Dedieselisasi Tahap I.

PLN akan tetap melaksanakan seleksi pemilihan teknologi, baik tahap I maupun tahap selanjutnya berdasarkan kelayakan teknis dan finansial disesuaikan dengan ketersediaan potensi energi setempat.

III.3 Sumber Energi Tak Terbarukan

III.3.1 Batubara

Sesuai data dari Badan Geologi Kementerian ESDM dalam Neraca Sumber Daya Dan Cadangan Mineral Dan Batubara Indonesia Tahun 2022, lokasi sumber batubara terdiri dari 1.646 lokasi yang tersebar di pulau Sumatera, pulau Jawa, pulau Kalimantan, pulau Sulawesi, pulau Maluku dan pulau Papua. Hingga Tahun 2022 sumber data neraca sumber daya dan cadangan batubara terdiri dari 60 Perjanjian Karya Pengusahaan Pertambangan Batubara/PKP2B (100% dari jumlah total PKP2B), 6 Izin Usaha Pertambangan Khusus/IUPK (100% dari jumlah total IUPK), 876 Izin Usaha Pertambangan/IUP status terdaftar (98% dari jumlah total IUP), 548 Izin Usaha Pertambangan/IUP tidak terdaftar dan 156 lokasi hasil penyelidikan Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi (PSDMBP) Badan Geologi. Masih terdapat 17 IUP (2% IUP) yang belum menyampaikan data sumber daya dan cadangannya.

Untuk menjamin pasokan kebutuhan domestik yang terus meningkat, Pemerintah telah menerapkan kebijakan *Domestic Market Obligation* (DMO) sesuai Peraturan Menteri ESDM Nomor 25 Tahun 2018 tentang Pengusahaan Pertambangan Mineral dan Batubara yang mewajibkan badan usaha pertambangan mineral dan batubara untuk mengutamakan pasokan mineral dan batubara untuk kepentingan dalam negeri.

Produksi batubara didominasi oleh dua pulau utama, yaitu di Kalimantan dan Sumatera, sehingga pasokan batubara untuk memenuhi kebutuhan PLTU seluruh Indonesia memerlukan infrastruktur berupa pelabuhan, penyimpanan batubara (*stockpile*) dan sarana pengangkutan melalui darat terutama kereta api.

PLN pada saat ini telah dapat mengelola pasokan batubara dengan lebih baik dari aspek kecukupan dan kualitas. Strategi yang digunakan oleh PLN untuk menurunkan BPP dalam penyediaan batubara mengacu pada konsep pembangunan PLTU batubara yaitu:

1. Pembangunan PLTU batubara di Sumatera dan Kalimantan menganut prinsip *resources base*, di mana PLTU ditempatkan lebih banyak di dekat sumber energi (Sumatera Selatan, Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Timur yang memiliki cadangan batubara sangat besar). Sehingga PLTU yang dikembangkan di Sumatera dan Kalimantan diusahakan berjenis PLTU mulut tambang, yang diharapkan dapat menurunkan biaya pokok penyediaan dari pembangkit. Dengan adanya Program *Nett Zero Emission* di Tahun 2060, pembangunan PLTU Mulut Tambang perlu dilakukan penyesuaian terhadap program tersebut;

2. Pembangunan PLTU batubara di luar Sumatera dan Kalimantan didasarkan pada prinsip *regional balance*, di mana PLTU dibangun mendekati pusat beban. Karena tidak ada sumber energi yang cukup untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listriknya, maka batubara dikirim dari sumbernya di Kalimantan atau Sumatera dengan mempertimbangkan *least cost*. Sehingga pembangunan PLTU di luar Sumatera dan Kalimantan berjenis PLTU non mulut tambang. Dengan semakin menipisnya kalori batubara yang sesuai dengan spesifikasi PLTU Non Mulut Tambang, maka perlu dikembangkan inisiatif *blending* batubara multi kalori.

Dalam RUPTL 2025-2034 ini terdapat rencana pengembangan beberapa PLTU mulut tambang di Sumatera dan Kalimantan. Pemanfaatan batubara, baik mulut tambang maupun non mulut tambang, untuk pembangkit listrik diatur melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 19 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Batubara untuk Pembangkit Listrik dan Pembelian Kelebihan Tenaga Listrik (*Excess power*). Definisi PLTU mulut tambang sesuai peraturan tersebut adalah pembangkit listrik tenaga uap dan pembangkit listrik tenaga gas batubara, yang menggunakan bahan bakar batubara, yang dijamin ketersediaan batubaranya oleh perusahaan tambang sesuai kesepakatan jual beli batubara. PLTU batubara yang berlokasi di dekat tambang batubara tersebut tidak mempunyai infrastruktur transportasi yang memungkinkan batubara diangkut ke pasar secara besar-besaran, sehingga batubara di tambang tersebut pada dasarnya menjadi tidak layak diperdagangkan.

Sesuai Peraturan Menteri ESDM Nomor 9 Tahun 2016, Pembangkit Listrik Mulut Tambang, pada prinsipnya didasarkan pada:

1. Penggunaan batubara yang secara ekonomis lebih layak dipakai untuk pembangkit tenaga listrik mulut tambang;
2. Ketersediaan batubara yang dijamin oleh perusahaan tambang selama masa operasi;
3. Lokasi pembangkit berjarak paling jauh 20 (dua puluh) kilometer dari Wilayah IUP, IUPK, atau PKP2B;
4. Tidak memperhitungkan biaya transportasi batubara kecuali biaya transportasi dari lokasi tambang sampai lokasi fasilitas penyimpanan (*stockpile*) pembangkit listrik mulut tambang.

PLTU batubara dirancang untuk memikul beban dasar sejalan dengan harga batubara yang relatif rendah dibandingkan harga bahan bakar fosil lainnya. Penggunaan teknologi batubara bersih (*clean coal technology*) seperti *ultra-supercritical* pada PLTU menjadi perhatian PLN dalam merencanakan PLTU skala besar di Pulau Jawa dan Sumatera karena lebih ramah lingkungan.

Untuk menjamin keandalan pasokan batubara dan efisiensi biaya, PLN mempunyai strategi untuk mampu mengelola mitra pemasok batubara serta jasa angkutan batubara ke seluruh PLTU. Untuk PLTU skala kecil yang lokasinya jauh dari sumber batubara, dibuatkan pola logistik tersendiri yang bertujuan memastikan batubara sampai ke lokasi PLTU tersebut.

Strategi yang dilakukan oleh PLN dalam penyediaan batubara untuk pembangkit PLN dalam rangka efisiensi Biaya Pokok Penyediaan adalah:

1. Menyelaraskan perencanaan penyediaan batubara dengan kebutuhan pembangkit sesuai dengan lokasi, spesifikasi dan volume;
2. Memetakan sumber-sumber batubara di Kalimantan dan Sumatera yang akan menjadi masukan dalam RUPTL, baik untuk PLTU mulut tambang di Sumatera dan Kalimantan, maupun di luar Sumatera dan Kalimantan;

3. Mengoptimalkan pasokan batubara bagi pembangkit eksisting dengan mengefisienkan biaya transportasi (*least cost*);
4. Melakukan kontrak batubara jangka panjang dengan perusahaan tambang besar, serta kontrak jangka pendek dan menengah (1-5 tahun) untuk memastikan kecukupan dan fleksibilitas pasokan secara optimum;
5. Menyempurnakan infrastruktur penerimaan dan penyimpanan batubara di pembangkit agar lebih efisien dan andal;
6. Memperkuat peran dan posisi PLN beserta *subholding* PLN untuk menjamin:
   a. *Security of supply* batubara jangka pendek dan jangka Panjang;
   b. Menjamin biaya penyediaan batubara yang murah;
   c. Efisiensi biaya pengangkutan batubara.
7. Mengusulkan kepada Pemerintah untuk melanjutkan kebijakan DMO beserta penugasan yang dapat menjamin pasokan batubara baik dari sisi volume maupun kualitas sesuai kebutuhan PLN;
8. Mengusulkan kepada pemerintah untuk persetujuan RKAB tambang diselaraskan dengan kebutuhan batubara untuk ketenagalistrikan dalam negeri (Kebutuhan PLTU PLN dan IPP). Berdasarkan ketentuan Peraturan Menteri ESDM RI Nomor 10 Tahun 2023 tentang Tata Cara Penyusunan, Penyampaian dan Persetujuan Rencana Kerja dan Anggaran Biaya serta Tata Cara Pelaporan Pelaksanaan Kegiatan Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara, pasal 3 ayat 1.b disebutkan bahwa Penyusunan RKAB oleh pemegang IUP, pemegang IUPK, dan pemegang IUPK sebagai Kelanjutan Operasi Kontrak/Perjanjian dilaksanakan dengan ketentuan untuk RKAB tahap kegiatan Operasi Produksi berupa rencana kegiatan usaha pertambangan mineral dan batubara selama 3 (tiga) tahun. PLN berharap ketentuan ini dapat memberikan kepastian volume pasokan batubara untuk penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum.

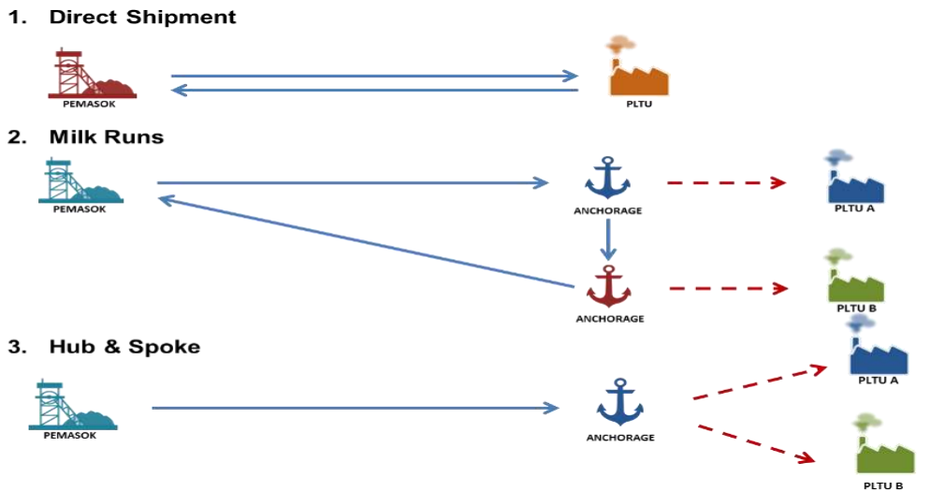
Strategi jangka panjang PLN untuk meningkatkan jaminan keandalan pasokan batubara ke PLTU PLN dan PLTU IPP dan memastikan rantai pasok batubara berjalan lancar baik secara kualitas, kuantitas dan tepat waktu dengan biaya penyediaan yang efisien adalah sebagai berikut :

1. Optimalisasi pola logistik batubara;
   Optimalisasi jarak angkut dan sarana logistik batubara mulai dari *loading port* sampai dengan PLTU (alat angkut, *unloading facility*) untuk efisiensi harga transportasi batubara. Pembentuk harga transportasi batubara terdiri dari 3 faktor, yaitu:
   a. Jarak angkut batubara dari tambang batubara ke PLTU;
   b. Waktu tunggu dan waktu bongkar batubara di PLTU;
   c. Moda transportasi batubara.

   Jarak angkut batubara merupakan salah satu faktor penting dalam perhitungan harga batubara. Semakin dekat jarak tambang batubara dengan PLTU maka biaya transportasi batubara semakin murah. Sebaliknya, dengan semakin jauhnya jarak tambang batubara ke PLTU maka biaya transportasi batubara akan semakin mahal sehingga pemilihan tambang terdekat menjadi salah satu dasar untuk efisiensi harga transportasi batubara. Begitu juga dengan waktu tunggu dan waktu bongkar batubara, semakin cepat proses pembongkaran batubara di PLTU maka biaya transportasi batubara semakin efisien.

   Demikian pula untuk moda transportasi batubara, semakin besar kapasitas tongkang/kapal maka biaya transportasi batubara akan semakin murah. Sebaliknya, semakin kecil kapasitas

tongkang/kapal, biaya transportasi batubara akan semakin mahal. Akan tetapi hal ini juga dipengaruhi oleh usia dan kondisi kapal serta jarak optimal penggunaan jenis moda transportasi. Penggunaan *vessel* untuk jarak yang jauh, lebih efisien dibandingkan dengan menggunakan *barge* atau tongkang sekaligus menjaga kualitas batubara tetap terjamin. Begitu juga sebaliknya, penggunaan *barge* atau tongkang lebih efisien untuk jarak yang pendek dibandingkan dengan penggunaan *vessel*. Selain itu, untuk meningkatkan keandalan pasokan batubara terutama pada daerah-daerah yang memiliki cuaca ekstrim, seperti di Jawa bagian Selatan, maka perlu dibuat kajian terhadap pasokan batubara dengan menggunakan moda transportasi kereta api.
Terdapat beberapa model sistem pengiriman yang dapat dipilih untuk optimalisasi transportasi sesuai kondisi geografis PLTU yaitu metode *direct shipment, milk run* dan *hub & spoke* seperti yang dapat dilihat pada Gambar 3.7 di bawah ini.



Gambar 3.7 Sistem Transportasi Batubara

2. Menyiapkan sarana *Coal Blending Facility*;
   Dengan pertimbangan selain untuk jaminan pasokan dan kualitas, juga dapat mengoptimalkan pemanfaatan batubara yang lebih besar, guna menyerap kalori batubara rendah dan tinggi yang tidak sesuai dengan spesifikasi PLTU batubara di Indonesia. *Coal Blending Facility* (CBF) direncanakan akan dilengkapi dengan fasilitas *jetty*, peralatan bongkar muat, *material handling equipment*, *blending facilities*, *stockpiling* yang memadai serta *receiving* dan *delivery,* sehingga dengan adanya CBF diperoleh beberapa keuntungan sebagai berikut:
   a. Mengoptimalkan jenis transportasi batubara dari sumber ke PLTU dengan menggunakan moda transportasi yang paling efisien, sehingga bisa memperoleh benefit dari kecepatan dan ketepatan waktu, harga angkut dan kualitas batubara yang terjaga;
   b. *Security of supply* dengan adanya CBF yang berfungsi juga sebagai *emergency coal storage*, terlebih lagi mengantisipasi terhadap permasalahan kendala cuaca pada periode tertentu;
   c. Transportasi dengan menggunakan *vessel* dapat mencegah penurunan *quality of supply* yang disebabkan lamanya pengangkutan batubara dengan *barge* dan kontaminasi air laut;
   d. Melakukan *blending* batubara sesuai kebutuhan PLTU dan hanya di satu tempat, sehingga dapat menghemat biaya investasi dan biaya operasi peralatan *blending di PLTU.*

Diperlukannya *blending facilities* untuk memperbaiki dan menyatukan sifat dan kualitas batubara dari berbagai daerah asal atau dengan jenis yang berbeda, sehingga menghasilkan batubara dengan spesifikasi sesuai persyaratan yang dibutuhkan PLTU. Pada umumnya *blending* dilakukan antara batubara peringkat rendah dan peringkat tinggi, kadar abu tinggi dan abu rendah, kadar sulfur tinggi dan sulfur rendah. Dalam suatu PLTU, sistem *blending* dapat memberikan banyak keuntungan antara lain:

a. Meningkatkan fleksibilitas sumber tambang dan memperluas rentang spesifikasi batubara yang dapat digunakan pada pembangkit;
b. Mengoptimalkan pemanfaatan potensi batubara di seluruh Indonesia.

3. Sinergi *Stakeholder*.
   Melakukan sinergi antara BUMN dengan PT Bukit Asam dan PT Kereta Api Indonesia untuk pemenuhan pasokan batubara ke PLTU PLN, sehingga jaminan pasokan atau *security of supply* batubara ke PLTU PLN menjadi lebih terjamin.
   Untuk memastikan kontinuitas pasokan batubara berjalan lancar dilakukan mitigasi risiko sesuai Tabel 3.10 berikut ini:

Tabel 3.10 Mitigasi Risiko Kontinuitas Pasokan Batubara

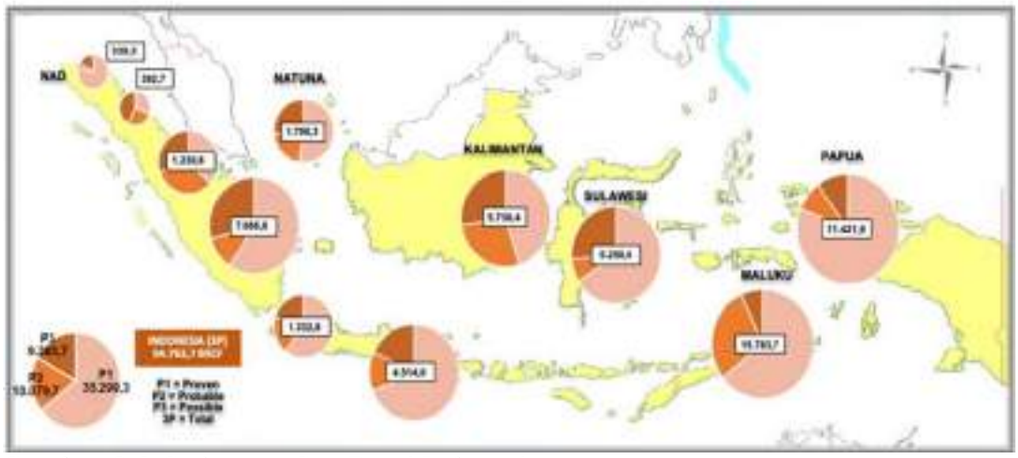
No	Deskripsi Risiko	Mitigasi Risiko
1	Kendala produksi tambang batubara;	**Pencegahan:** 1. Berkontrak dengan *multi* pemasok; 2. Membangun sistem informasi rantai pasok batubara terintegrasi mulai dari proses penambangan, pengangkutan sampai dengan penerimaan termasuk prakiraan cuaca secara *real time.* **Pemulihan:** 1. Mengalihkan pasokan dari sumber tambang lain; 2. Melakukan *blending* batubara; 3. Melaksanakan kontrak *spot* batubara; 4. Memastikan ketersediaan pasokan Gas dan BBM untuk operasional pembangkit cadangan.
2	Kendala pengangkutan batubara;	**Pencegahan:** 1. Menggunakan skema kontrak CIF (batubara diterima di *unloading port*); 2. Berkontrak dengan *multi* pemasok; 3. Membangun sistem informasi rantai pasok batubara terintegrasi mulai dari proses penambangan, pengangkutan sampai penerimaan termasuk prakiraan cuaca secara *real time;* 4. Memantau perubahan cuaca secara *real time.* **Pemulihan:** 1. Mengalihkan pasokan dari sumber tambang lain; 2. Melakukan *blending* batubara; 3. Melaksanakan kontrak *spot* batubara; 4. Memastikan ketersediaan pasokan Gas dan BBM untuk operasional pembangkit cadangan.
3	Kendala pengelolaan batubara di PLTU (Pengelolaan batubara di pembangkit kurang optimal);	**Pencegahan:** 1. Mengimplementasikan manajemen aset sebagai standar pengelolaan aset *coal handling system* sesuai *best practice*; 2. Melakukan pengembangan *coal blending facilities* untuk memperluas rentang kalori batubara yang dapat dimanfaatkan melalui proses *blending* sehingga memberikan peluang fleksibilitas ketersediaan pasokan ke PLTU; 3. Melakukan penyempurnaan *coal handling system* sesuai standar/*best practices*.

No	Deskripsi Risiko	Mitigasi Risiko
		Pemulihan: 1. Melakukan *blending* batubara; 2. Melakukan penyesuaian pola operasi.
4	Rendahnya komitmen pemasok;	**Pencegahan:** 1. Adanya kebijakan ESDM untuk melakukan pelarangan ekspor bagi sumber tambang yang belum memenuhi kewajiban DMO atau kewajiban kontrak dalam negerinya; 2. Mengusulkan agar Rencana Kerja dan Anggaran Belanja (RKAB) tambang diselaraskan dengan kebutuhan batubara PLTU PLN dan PLTU IPP; 3. Meminta dukungan pemerintah dalam upaya memastikan pasokan batubara ke PLN salah satunya dalam bentuk penugasan; 4. Menerapkan klausul minimum pasokan dalam Perjanjian Jual Beli Batubara/PJBB dengan pemasok; 5. Melakukan *stakeholder management*; 6. Membangun sistem IT untuk administrasi dokumen pembayaran pemasok sehingga progres setiap tahapan proses dapat ditelusuri untuk mempercepat durasi pembayaran kepada pemasok (setiap tahapan proses ditetapkan *Service Level Agreement*); 7. Memberikan penalti yang proporsional kepada pemasok yang tidak memenuhi minimum pasokan dalam PJBB; 8. Membangun integrasi sistem IT PLN dengan sistem IT ESDM *(Minerba Online Monitoring System)* untuk memastikan pemenuhan kewajiban DMO dari para pemasok dalam rangka mendukung kebutuhan batubara kelistrikan nasional. **Pemulihan:** 1. Melakukan *blending* batubara; 2. Melaksanakan kontrak *spot* batubara; 3. Memastikan ketersediaan pasokan Gas dan BBM untuk operasional pembangkit cadangan.
5	Harga pasar batubara lebih tinggi daripada harga term PLN;	**Pencegahan:** 1. Melakukan *stakeholder management;* 2. Meminta dukungan pemerintah dalam upaya memastikan pasokan batubara ke PLN; 3. Menerapkan klausul minimum pasokan dalam PJBB dengan pemasok; 4.Memberikan penalti yang proporsional kepada pemasok yang tidak memenuhi minimum pasokan dalam PJBB; 5. Membangun sistem informasi rantai pasok batubara terintegrasi mulai dari proses penambangan, pengangkutan sampai penerimaan termasuk prakiraan cuaca secara real *time.* **Pemulihan:** 1. Melaksanakan kontrak *spot* batubara; 2. Memastikan ketersediaan pasokan Gas dan BBM untuk operasional pembangkit cadangan.

III.3.2 Gas Bumi

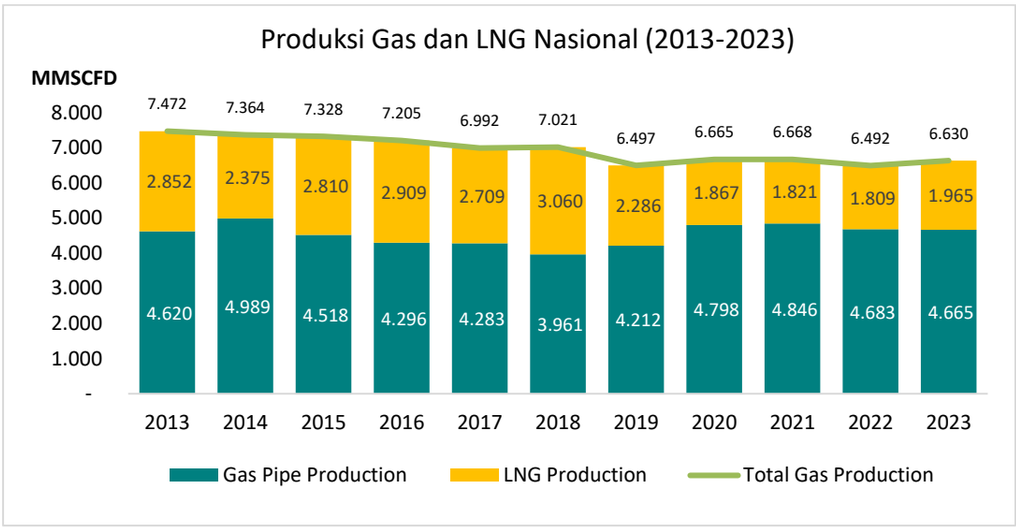
III.3.2.1. Potensi Gas Bumi

Berdasarkan *Handbook of Energy* and *Economic Statistic of Indonesia* tahun 2023 yang diterbitkan oleh Kementerian ESDM, Indonesia memiliki cadangan gas bumi sebesar 54,76 TSCF (per 1 Januari 2023) dengan rincian cadangan terbukti sebesar 35,30 TSCF dan cadangan potensial sebesar 19,46 TSCF yang sebagian besar tersebar terutama di Maluku, Papua, Sumatera Tengah dan Selatan, serta Kalimantan.



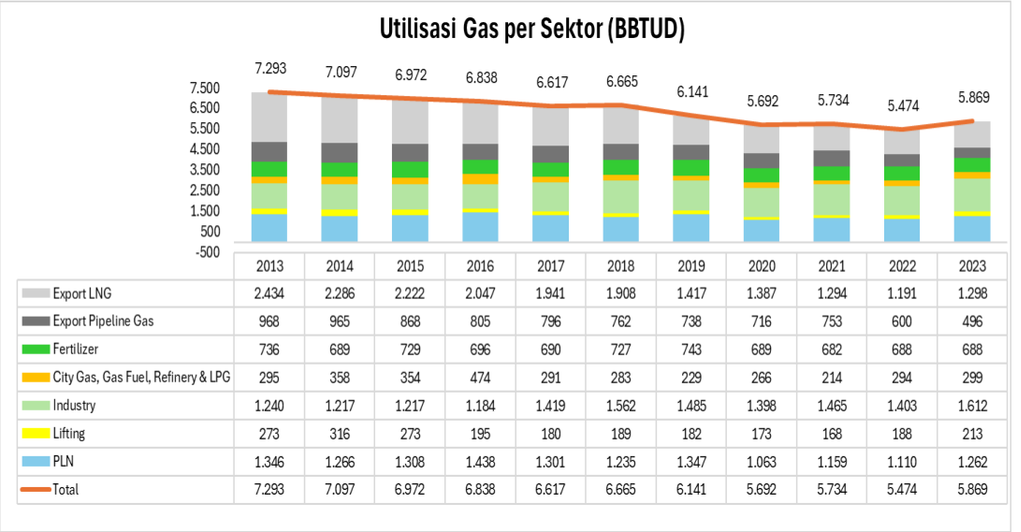
Gambar 3.8 Cadangan Gas Bumi Indonesia

Sejak tahun 2013, produksi gas nasional relatif stagnan dan cenderung mengalami penurunan dari tahun ke tahun, dari sejumlah 7.472 MMSCFD di tahun 2013 menjadi 6.630 MMSCFD di tahun 2023. Penurunan tersebut terutama disebabkan oleh penurunan produksi LNG nasional dari 2.852 MMSCFD di tahun 2013 menjadi 1.965 MMSCFD di tahun 2023.



Gambar 3.9 Utilisasi Produksi Gas dan LNG Nasional (2013 - 2023)
Sumber : Diolah dari *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia* tahun 2023

Berdasarkan jenis penggunaannya, *domestic gas production* terbagi untuk *lifting* minyak, jaringan gas, pupuk, kilang, listrik, dan industri. PLN merupakan pengguna gas domestik terbesar kedua setelah industri dengan rata-rata volume pemakaian 2013-2023 sebesar 33% dari seluruh konsumsi gas domestik.



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Export LNG	2.434	2.286	2.222	2.047	1.941	1.908	1.417	1.387	1.294	1.191	1.298
Export Pipeline Gas	968	965	868	805	796	762	738	716	753	600	496
Fertilizer	736	689	729	696	690	727	743	689	682	688	688
City Gas, Gas Fuel, Refinery & LPG	295	358	354	474	291	283	229	266	214	294	299
Industry	1.240	1.217	1.217	1.184	1.419	1.562	1.485	1.398	1.465	1.403	1.612
Lifting	273	316	273	195	180	189	182	173	168	188	213
PLN	1.346	1.266	1.308	1.438	1.301	1.235	1.347	1.063	1.159	1.110	1.262
Total	7.293	7.097	6.972	6.838	6.617	6.665	6.141	5.692	5.734	5.474	5.869

Gambar 3.10 Utilisasi Gas per Sektor

III.3.2.2. Kebijakan Alokasi Gas Bumi

Alokasi Gas

Kebijakan alokasi gas bumi diatur dalam Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. Dalam pasal 3 butir (c) menyebutkan bahwa penyelenggaraan kegiatan usaha Minyak dan Gas Bumi bertujuan menjamin efisiensi dan efektivitas tersedianya minyak bumi dan gas bumi, baik sebagai sumber energi maupun sebagai bahan baku, untuk kebutuhan dalam negeri. Lebih lanjut dalam pasal 8 ayat (1) menyebutkan bahwa Pemerintah memberikan prioritas terhadap pemanfaatan Gas Bumi untuk kebutuhan dalam negeri dan bertugas menyediakan cadangan strategis Minyak Bumi guna mendukung penyediaan Bahan Bakar Minyak dalam negeri yang diatur lebih lanjut dengan Peraturan Pemerintah.

Sebagai pelaksanaan dari Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001. Pemerintah menerbitkan Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. Di dalam Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 pasal 50 ayat (1) disebutkan bahwa Menteri menetapkan kebijakan pemanfaatan Gas Bumi dari cadangan Gas Bumi dengan mengupayakan agar kebutuhan dalam negeri dapat dipenuhi secara optimal dengan mempertimbangkan kepentingan umum, kepentingan negara, dan kebijakan energi nasional. Prioritasi dan mekanisme pemanfaatan gas untuk kebutuhan dalam negeri ditegaskan lagi dalam Peraturan Pemerintah Nomor 55 Tahun 2009 tentang perubahan kedua atas Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004.

Selanjutnya Ketentuan dan Tata Cara Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan serta Harga Gas Bumi diatur dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 06 Tahun 2016. Dalam pasal 2 ayat (2), Menteri menetapkan kebijakan Alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi dengan mengupayakan agar kebutuhan dalam negeri dapat dipenuhi secara optimal.

Penetapan alokasi dan pemanfaatan gas bumi yang dinyatakan dalam Pasal 5, dilaksanakan dengan urutan prioritas alokasi dan pemanfaatan gas bumi untuk:

1. Mendukung program Pemerintah untuk penyediaan Gas Bumi bagi transportasi, Rumah Tangga, dan Pelanggan Kecil;
2. Peningkatan produksi minyak dan Gas Bumi nasional;
3. Industri Pupuk;
4. Industri Berbasis Gas Bumi;
5. Penyediaan tenaga listrik; dan

6. Industri yang menggunakan Gas Bumi sebagai bahan bakar.

Dalam rangka memenuhi kebutuhan gas untuk tenaga listrik, Pemerintah telah menerbitkan Keputusan Menteri ESDM Nomor 34 K/16/MEM/2020 tentang Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi untuk Penyediaan Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) yang memberikan kepastian alokasi gas untuk penyediaan tenaga Listrik oleh PT PLN (Persero). Keputusan Menteri tersebut memberikan kepastian kepada PLN untuk tetap mendapatkan alokasi gas di suatu lapangan gas yang masih memiliki cadangan gas meskipun Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) eksisting telah selesai kontraknya dan digantikan KKKS yang baru.

Dengan adanya restrukturisasi organisasi PT PLN (Persero) yang melahirkan pembentukan *subholding* pembangkitan, yaitu PT PLN Indonesia Power dan PT PLN Nusantara Power, dan *subholding* energi primer yaitu PT PLN Energi Primer Indonesia. Menteri ESDM mengeluarkan Keputusan Menteri ESDM Nomor 309.K/TL.01/MEM.L/2022 tentang Percepatan Perizinan Berusaha Bidang Ketenagalistrikan Dalam Rangka Restrukturisasi Organisasi PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). Dalam Keputusan Menteri tersebut dinyatakan bahwa penetapan alokasi besaran volume dan harga gas yang telah diberikan kepada PT PLN (Persero) dapat digunakan oleh Anak Perusahaan PT PLN (Persero) yang berusaha di bidang penyediaan energi primer dan/atau pembangkitan. Sejalan dengan Keputusan Menteri tersebut, Menteri ESDM telah menerbitkan Surat tanggal 4 Maret 2024 perihal Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan Harga Gas Bumi untuk 22 Kontrak Gas dan LNG yang penetapan semula adalah PT PLN (Persero) (“PLN”) menjadi PLN dan/atau Anak Perusahaan PLN yang berusaha di bidang penyediaan energi primer dan/atau pembangkitan.

Selain sebagaimana yang dituangkan dalam BAB ini, dalam hal terdapat sumber gas baru yang dapat dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan ketenagalistrikan dan mendukung program transisi energi, maka PLN dapat segera menyesuaikan kebutuhan alokasi gas dan pembangunan infrastruktur gas, untuk selanjutnya penyesuaian tersebut akan dimintakan persetujuan kepada Menteri ESDM, dan merupakan satu kesatuan yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Harga Gas

Terkait harga gas bumi, Pemerintah telah menerbitkan Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional di mana dalam Pasal 20 ayat (4) telah mengamanatkan bahwa Pemerintah mewujudkan pasar tenaga listrik paling sedikit melalui pengaturan harga Energi Primer tertentu seperti batubara, gas, air, dan panas bumi untuk pembangkit listrik. Selanjutnya, Pemerintah melalui Peraturan Presiden Nomor 40 tahun 2016 sebagaimana diubah dalam Peraturan Presiden Nomor121 Tahun 2020 menyatakan bahwa Menteri ESDM dapat menetapkan Harga Gas Bumi Tertentu (“HGBT”) untuk penyediaan tenaga listrik bagi kepentingan umum. HGBT tersebut paling tinggi 6 USD/MMBTU. Penetapan HGBT tersebut dilakukan melalui penyesuaian Harga Gas Bumi yang dibeli dari Kontraktor dan/atau tarif penyaluran Gas Bumi.

Sebagai pelaksanaan dari Peraturan Presiden Nomor 40 Tahun 2016, untuk pembelian Gas Bumi melalui Pipa pada Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi, Menteri ESDM menerbitkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 58 tahun 2017 tentang Harga Jual Gas Bumi

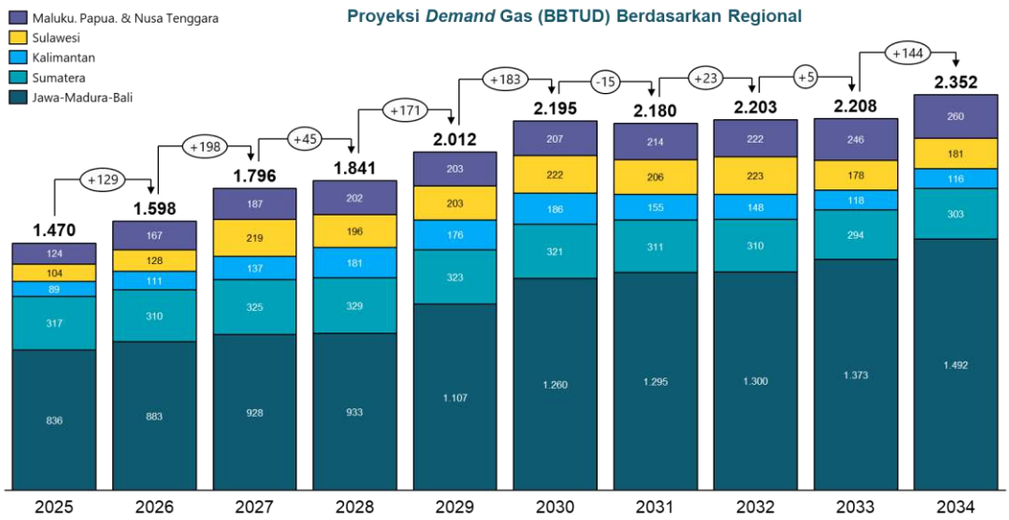
Melalui Pipa Pada Kegiatan Usaha Hilir Minyak Dan Gas Bumi sebagaimana diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 14 Tahun 2019 tanggal 16 September 2019. Dalam Peraturan Menteri tersebut di atur batasan biaya niaga penjualan gas maksimal sebesar 7 % dari harga gas bumi dan IRR untuk pipa *dedicated* hilir maksimal sebesar 11% atau 12% (untuk *pioneering).*

Sedangkan untuk pembelian Gas Bumi untuk memenuhi kebutuhan Pembangkit Tenaga Listrik, Menteri ESDM menerbitkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 45 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi Untuk Pembangkit Tenaga Listrik sebagaimana diubah melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 10 Tahun 2020. Dalam Peraturan Menteri tersebut diatur bahwa PLN dan RUPTL dapat membeli Gas Bumi melalui pipa dengan harga Gas Bumi di pembangkit tenaga listrik (*plant gate*) paling tinggi 6 USD/MMBTU. Dalam hal harga Gas Bumi di pembangkit tenaga listrik (*plant gate*) lebih tinggi dari 6 USD/MMBTU atau Gas Bumi berasal dari *Liquefied Natural Gas* (LNG) atau *Compressed Natural Gas* (CNG), Menteri ESDM menetapkan harga Gas Bumi di pembangkit tenaga listrik (*plant gate*) berdasarkan perhitungan penyesuaian terhadap harga Gas Bumi yang dibeli dari Kontraktor dan ditambahkan dengan biaya penyaluran yang terdiri atas biaya transportasi serta biaya *midstream* Gas Bumi.

Selanjutnya untuk melaksanakan Peraturan Presiden Nomor 121 tahun 2020 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 10 Tahun 2020, Menteri ESDM mengeluarkan Keputusan Nomor 91K/12/MEM/2020 tentang HGBT di Pembangkit Tenaga Listrik *(plant gate)* dengan perubahan terakhir Keputusan Menteri ESDM Nomor 135.K/HK.02/MEM.M/2021. Dalam pelaksanaannya, penerapan HGBT terkendala oleh keterbatasan penerimaan bagian negara pada tahun berjalan yang digunakan untuk menyesuaikan penerimaan Kontraktor Kontrak Kerja Sama suatu Wilayah Kerja. Keterbatasan penerimaan bagian negara dapat menyebabkan penetapan HGBT melebihi 6 USD/MMBTU atau penyesuaian volume HGBT. Sebagai ilustrasi, penerapan HGBT sebesar 5 USD/MMBTU untuk kontrak LNG Tangguh hanya mencakup 30 kargo LNG di Tahun 2022 dan 39 kargo LNG di Tahun 2023 mengikuti ketersediaan penerimaan bagian negara. Untuk kargo sisanya kembali menggunakan harga kontrak awal sekitar 11,58 USD/MMBTU pada ICP 97 USD/Bbl. Pembatasan volume HGBT juga terjadi pada beberapa kontrak gas pipa seperti PGN dan PEP Muara Tawar.

III.3.2.3. Neraca Gas Bumi PLN

Kebutuhan gas untuk PLN *Group* untuk tahun 2025 adalah sebesar 1.470 BBTUD (LNG dan Gas Natural) yang akan meningkat menjadi 1.796 BBTUD pada tahun 2027 seiring dengan mulai beroperasinya fasilitas *midstream* LNG pada program gasifikasi untuk menggantikan BBM. Selanjutnya, kebutuhan gas PLN akan meningkat signifikan setelah Tahun 2028-2034 dan mencapai 2.352 BBTUD dengan masuknya pembangkit gas baru sebagai bagian dari Skenario *Accelerated Renewable Energy Development* serta kondisi peralihan sebelum masuknya pembangkit-pembangkit EBT.



Gambar 3.11 Neraca Gas PLN 2025-2034

Untuk memastikan terpenuhinya kebutuhan gas dan LNG PLN *Group*, PLN EPI bertanggung jawab untuk memastikan pemenuhan kebutuhan gas dan LNG tersebut melalui kontrak gas dan LNG baik jangka panjang, jangka menengah maupun jangka pendek. Sesuai dengan kebijakan pemanfaatan gas bumi, pemenuhan kebutuhan gas diutamakan berasal dari produksi gas dan LNG domestik. Dalam hal pasokan domestik tidak mencukupi dimungkinkan pemenuhan kebutuhan gas dari sumber lainnya termasuk impor agar keandalan sistem kelistrikan tetap terjaga.

a. Peran Gas Bumi dalam Pembangkitan Listrik di PLN

Gas bumi yang berupa gas pipa dan LNG memegang peranan penting dalam penyediaan tenaga listrik khususnya di sistem Jawa-Bali dan Sumatera di mana pembangkit berbahan bakar gas dan LNG pada umumnya memiliki peran sebagai *follower* dan *peaker*. Namun, untuk beberapa Subsistem Jawa Bagian Barat, Jawa Bagian Timur, dan Bali pembangkit gas berperan sebagai *must run unit* untuk memastikan keandalan pasokan listrik.

Sebagai ilustrasi, PLTGU Muara Karang merupakan *must run unit* untuk Subsistem 150 kV Muara Karang-Duri Kosambi sedangkan PLTGU Priok merupakan *must run unit* untuk Subsistem 150 kV Priok-Cawang-Bekasi. Dengan kondisi tersebut, sistem Jawa Bagian Barat yang mencakup PLTGU Cilegon, Muara Karang, Priok, Muara Tawar dan Jawa Satu pada tahun 2024 membutuhkan sekitar 493 BBTUD yang dipenuhi dari pasokan gas pipa (WK *Corridor*, *South East Sumatera, Offshore North West Java*, dan PEP Region 2) dan LNG yang diregasifikasi di terminal FSRU Jawa Barat, FSRU Lampung dan FSRU Jawa Satu. Saat ini, pasokan gas pipa di Jawa Bagian Barat semakin menurun sehingga diperlukan peningkatan kapasitas infrastruktur FSRU dan LNG.

Untuk Jawa Bagian Tengah-Timur, kebutuhan gas pipa pada tahun 2024 diperkirakan sebesar 334 BBTUD yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan PLTGU/PLTU Tambak Lorok, Gresik dan Grati. Sumber pasokan gas pipa berasal dari WK Jambaran Tiung Biru, Madura Strait, *West Madura Offshore*, Ketapang, Sampang, Pangkah, Kangean dan Gundih.

Kebutuhan gas untuk Subsistem Bali di tahun 2024 adalah 51 BBTUD, namun hanya dapat terpenuhi sebesar 37 BBTUD dikarenakan keterbatasan kapasitas pipa di terminal LNG Bali.

Untuk Sistem Sumatera terbagi menjadi Sumatera Bagian Utara, Sumatera Bagian Tengah, dan Sumatera Bagian Selatan. Seluruh kebutuhan gas untuk Sumatera Bagian Utara dipenuhi dari LNG yang diregasifikasi dari terminal LNG Arun dengan volume 15-17 kargo LNG pada tahun 2024-2030. Kebutuhan LNG ini akan menurun mulai tahun 2030 sampai menjadi 11 Kargo saja di tahun 2033. Penurunan ini sejalan dengan penambahan pembangkit EBT hidro dan Geotermal. serta penggunaan teknologi BESS sistem. Jika terjadi keterlambatan pada COD proyek tersebut, maka kebutuhan LNG juga perlu disesuaikan. Selain di Subsistem Sumbagut, direncanakan juga beberapa lokasi Gas LNG baru di Nias, Bangka, Belitung dan Lampung.

Kebutuhan gas untuk di Kalimantan saat ini menggunakan gas pipa dan *wellhead*. Dalam perencanaan kedepan direncanakan juga beberapa lokasi pembangkit baru yang akan di suplai menggunakan LNG. Gasifikasi LNG di Kalimantan dapat terealisasi pada tahun Total kebutuhan LNG di Kalimantan adalah 16 TBTU sampai dengan 17 TBTU.

Kebutuhan gas untuk PLTG Gorontalo, PLTMG Luwuk dan PLTGU Sengkang di Sistem Sulawesi sebesar 49 BBTUD pada tahun 2024 dipasok dari gas pipa yang berasal dari WK Senoro-Toili, Sengkang dan LNG yang diregasifikasi di terminal FSRU Sulawesi.

Kebutuhan gas untuk PLTMG Sorong sebesar 7 BBTUD pada tahun 2024 di sistem Papua dipasok dari WK Kepala Burung.

b. Peran Gas Bumi dalam *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED)

Gas bumi, dalam hal ini gas pipa ataupun LNG memiliki peran penting dalam mendukung transisi energi global menuju sistem yang lebih bersih dan berkelanjutan. Salah satu aspek kunci dari peran gas bumi dalam transisi energi adalah kemampuannya untuk mengurangi emisi karbon dioksida. Gas bumi menghasilkan sekitar setengah dari emisi karbon dioksida yang dihasilkan oleh pembangkit listrik berbasis batu bara dan mengurangi sepertiga emisi karbon dioksida yang di hasilkan pembangkit listrik berbasis BBM. Sehingga penggunaan gas untuk menggantikan batubara dan BBM dapat secara signifikan mengurangi emisi gas rumah kaca, yang merupakan penyebab utama perubahan iklim.

Gas bumi berperan sangat vital dalam strategi pemerintah untuk mewujudkan transisi energi. Gas bumi berperan penting sebagai energi transisi menuju penggunaan energi terbarukan yang lebih masif. Sebagian energi terbarukan seperti tenaga surya dan angin bergantung pada kondisi cuaca yang bersifat intermiten. Gas bumi dapat mengisi kesenjangan ini dengan menyediakan sumber energi yang dapat diandalkan dan fleksibel. Pembangkit listrik berbasis gas bumi dapat dengan cepat dioperasikan sesuai kebutuhan, guna memastikan bahwa pasokan listrik tetap stabil bahkan ketika kontribusi dari energi terbarukan berfluktuasi.

Pembangkit tenaga surya dan angin memiliki karakteristik intermiten yang bergantung pada cuaca dengan kemampuan pasokan cukup singkat. Dengan karakteristik tersebut, pembangkit tenaga surya dan angin membutuhkan pembangkit gas, yang memiliki *ramping rate* yang singkat untuk menjamin kestabilan dan keandalan sistem kelistrikan.

Potensi pembangkit gas baru diharapkan dapat menjadi solusi mengingat pembangunan pembangkit *hydro* dan *geothermal* membutuhkan waktu konstruksi yang lama, biaya investasi yang

sangat besar dan pembangunan *smart grid* yang kompleks untuk mendukung tambahan pembangkit baru yang didominasi *renewable*.

Infrastruktur gas yang akan dikembangkan untuk pembangkit-pembangkit gas baik eksisting maupun yang akan dibangun dapat berupa infrastruktur gas permanen maupun infrastruktur gas *mobile* sehingga risiko keterlambatan proyek baik EBT maupun non-EBT dapat dimitigasi. Apabila pembangkit yang direncanakan khususnya pembangkit EBT dapat beroperasi tepat waktu, maka infrastruktur gas dapat digunakan di lokasi lainnya yang membutuhkan.

c. Gasifikasi Pembangkit Listrik

Saat ini PLN *Group* masih mengonsumsi BBM sekitar 3,5 juta kL di tahun 2024 terutama untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik di daerah *isolated* dan tersebar terutama di Indonesia Timur. Dalam rangka melakukan efisiensi biaya bahan bakar, PLN *Group* melakukan program pengurangan konsumsi BBM melalui berbagai upaya terutama konversi BBM dengan LNG dalam program gasifikasi yang dilaksanakan oleh PT PLN Energi Primer Indonesia ("PLN EPI"). Program gasifikasi ini menggantikan konsumsi BBM pada PLTG/PLTMG eksisting dan mengganti PLTD menjadi PLTG/PLTMG.

Program gasifikasi mencakup pembangunan infrastruktur *midstream* LNG (*floating / onshore storage and regasification unit,* kapal LNG, *jetty* dan pipa) di berbagai lokasi PLTG/PLTMG/PLTGU. Pembangunan Infrastruktur gas tersebut merupakan satu kesatuan yang tidak terpisahkan dari pembangkit sebagai mana tercantum dalam tabel 3.11 dan 3.12.

Program gasifikasi dilaksanakan secara bertahap (*incremental development concept*) dan dibagi dalam beberapa klaster. Gasifikasi tahap I dimulai dengan 39 pembangkit pada 4 klaster yaitu klaster Nias (1 pembangkit, 34 MW), klaster Sulawesi Maluku (12 pembangkit, 1.060 MW), klaster Nusa Tenggara (14 pembangkit, 697 MW) dan klaster Papua Utara (12 pembangkit, 332 MW).

Tabel 3.11 Program Gasifikasi Tahap I

No	Pembangkit	Klaster Logistik Gas	Kapasitas Pembangkit (MW)
1	Nias *)	Nias	34
2	PLTMG Lombok Peaker	Nusa Tenggara	124
3	MPP Jeranjang/MPP Lombok	Nusa Tenggara	50
4	PLTMG Lombok 2	Nusa Tenggara	100
5	PLTMG Sumbawa	Nusa Tenggara	50
6	PLTMG Bima	Nusa Tenggara	50
7	PLTMG Sumbawa 2	Nusa Tenggara	30
8	PLTMG Sumbawa 3	Nusa Tenggara	50
9	PLTMG Sumbawa 4	Nusa Tenggara	50
10	PLTMG Kupang Peaker	Nusa Tenggara	40
11	PLTMG Kupang 2	Nusa Tenggara	30
12	PLTMG Maumere	Nusa Tenggara	40
13	MPP Flores (Labuan Bajo)	Nusa Tenggara	23
14	Rangko-2	Nusa Tenggara	30
15	Flores	Nusa Tenggara	30
16	PLTG/MG/GU MPP Indonesia 1	Sulawesi Maluku	200
17	PLTG/MG/GU MPP Indonesia 2	Sulawesi Maluku	200
18	PLTG/MG/GU MPP Indonesia 3	Sulawesi Maluku	200
19	PLTG Gorontalo	Sulawesi Maluku	100
20	MPP Sultra (Kendari)	Sulawesi Maluku	50
21	PLTMG Bau-Bau	Sulawesi Maluku	30

No	Pembangkit	Klaster Logistik Gas	Kapasitas Pembangkit (MW)
22	PLTMG Bau-Bau 2	Sulawesi Maluku	30
23	PLTMG Kolakaa	Sulawesi Maluku	120
24	MPP Ternate	Sulawesi Maluku	30
25	Ternate 2	Sulawesi Maluku	20
26	PLTMG Ambon Peaker *)	Sulawesi Maluku	30
27	Ambon 2	Sulawesi Maluku	50
28	PLTMG Manokwari 2 *)	Papua Utara	20
29	MPP Manokwari	Papua Utara	20
30	Manokwari 3	Papua Utara	20
31	MPP Nabire *)	Papua Utara	23
32	PLTMG Nabire 2	Papua Utara	10
33	MPP Jayapura	Papua Utara	59
34	PLTMG Jayapura Peaker *)	Papua Utara	40
35	Jayapura	Papua Utara	50
36	Jayapura 2	Papua Utara	50
37	PLTMG Biak	Papua Utara	15
38	PLTMG Biak 2 *)	Papua Utara	10
39	Biak 3	Papua Utara	15
	TOTAL		**2.123**

*) Dari 39 pembangkit gas yang masuk ke dalam gasifikasi tahap I, terdapat 6 pembangkit gas yang menggantikan 10 PLTD yang masih menggunakan BBM yaitu PLTD Teluk Dalam, PLTD Hative Kecil, PLTD Kalibobo, PLTD Nabire, PLTD Karang Mulia, PLTD Klademak, PLTD Klasaman, PLTD Sanggeng, PLTD Waena, dan PLTD Yarmohk.

Program Gasifikasi tahap I diharapkan dapat mengurangi penggunaan BBM sebesar 2.382.356 kL yang diharapkan dapat mulai beroperasi secara bertahap di tahun 2025. Setelah seluruh gasifikasi tahap I diselesaikan, untuk menggantikan penggunaan BBM tersebut dibutuhkan LNG sebanyak 233 BBTUD (setara dengan 30,7 kargo LNG per tahun).

Selanjutnya program gasifikasi tahap II akan mencakup 36 pembangkit pada 5 klaster yaitu klaster Kalimantan (5 pembangkit, 680 MW), klaster Sulawesi Maluku (17 pembangkit, 1.658 MW), klaster Nusa Tenggara (1 pembangkit, 30 MW), klaster Papua Utara (2 pembangkit, 20 MW) dan klaster Papua Selatan (11 pembangkit, 180 MW) sebagaimana ditampilkan pada tabel di bawah:

Tabel 3.12 Program Gasifikasi Tahap II

No	Pembangkit	Klaster Logistik Gas	Kapasitas Pembangkit (MW)
1	MPP Jungkat Kalbar	Kalimantan	100
2	PLTG Siantan	Kalimantan	30
3	PLTG/MG Kalbar	Kalimantan	250
4	PLTG Kalsel	Kalimantan	200
5	PLTMG Kalteng	Kalimantan	100
6	PLTMG Bima 2	Nusa Tenggara	30
7	PLTMG Minahasa	Sulawesi Maluku	150
8	PLTMG Halmahera	Sulawesi Maluku	60
9	PLTMG Tobelo *)	Sulawesi Maluku	10
10	PLTMG Tobelo 2	Sulawesi Maluku	20
11	PLTMG Bacan *)	Sulawesi Maluku	10
12	Klaster Poci dan Tambahan Pembangkit Baru	Sulawesi Maluku	1200
13	PLTMG Halmahera Timur	Sulawesi Maluku	108
14	PLTMG Selayar *)	Sulawesi Maluku	10
15	PLTMG Tahuna *)	Sulawesi Maluku	10
16	PLTMG Tahuna 2 *)	Sulawesi Maluku	10
17	PLTMG Tahuna 3 *)	Sulawesi Maluku	10
18	PLTMG Sanana *)	Sulawesi Maluku	10
19	PLTMG Namrole *)	Sulawesi Maluku	10
20	PLTMG Sofifi *)	Sulawesi Maluku	10
21	PLTMG Morotai *)	Sulawesi Maluku	10
22	PLTMG Morotai 2 *)	Sulawesi Maluku	10

No	Pembangkit	Klaster Logistik Gas	Kapasitas Pembangkit (MW)
23	PLTMG Namlea *)	Sulawesi Maluku	10
24	PLTMG Serui *)	Papua Utara	10
25	PLTMG Bintuni *)	Papua Utara	10
26	MPP Timika *)	Papua Selatan	10
27	PLTMG Merauke *)	Papua Selatan	20
28	PLTMG Merauke 2	Papua Selatan	20
29	PLTMG Timika 3	Papua Selatan	20
30	PLTMG Timika 2	Papua Selatan	40
31	PLTMG MPP Fakfak *)	Papua Selatan	10
32	PLTMG Kaimana *)	Papua Selatan	10
33	PLTMG Bula *)	Papua Selatan	10
34	PLTMG Saumlaki *)	Papua Selatan	10
35	PLTMG Dobo *)	Papua Selatan	10
36	PLTMG Langgur *)	Papua Selatan	20
Total			**2.568**

*) Dari 36 pembangkit gas yang masuk ke dalam gasifikasi tahap II, terdapat 22 pembangkit gas yang menggantikan 22 PLTD yang masih menggunakan BBM yaitu PLTD Selayar, PLTD Tahuna, PLTD Lesabe, PLTD Tamako, PLTD Bacan, PLTD Sanana, PLTD Namrole, PLTD Bula, PLTD Saumlaki, PLTD Sofifi, PLTD Daruba, PLTD Sopi, PLTD Dobo, PLTD Langgur, PLTD Namlea, PLTD Tobelo, PLTD Serui, PLTD Bintuni, PLTD Kaimana, PLTD Kebun Kapas, PLTD Timika dan PLTD Kelapa Lima.

Program Gasifikasi tahap II diharapkan dapat mengurangi penggunaan BBM sebesar 1.083.860 kL yang diharapkan dapat mulai beroperasi secara bertahap di tahun 2027. Untuk menggantikan penggunaan BBM tersebut dibutuhkan LNG sebanyak 106 BBTUD (setara dengan 14 kargo LNG per tahun).
Untuk memastikan terlaksananya program gasifikasi, PLN EPI melakukan beberapa perbaikan atas kendala yang ada pada program gasifikasi sebelumnya, di antaranya ketidakpastian *demand* dan skema bisnis yang kurang sesuai dengan industri, sebagai berikut:

1. Menyusun skenario pembangunan infrastruktur gas berdasarkan skema *incremental demand* di mana pembangunan dilakukan secara bertahap berdasarkan status kesiapan pembangkit (operasi, konstruksi, pengadaan dan perencanaan) untuk menghindari kegagalan tender akibat perubahan skenario pembangkitan;
2. Program gasifikasi difokuskan untuk penyediaan *midstream* gas tidak termasuk pengadaan LNG untuk menarik minat penyedia *midstream* LNG dan menghindari risiko kegagalan penyediaan LNG oleh mitra;
3. Volume LNG disediakan sepenuhnya oleh PLN EPI dan pemanfaatan kapasitas infrastruktur dijamin sepenuhnya oleh PLN EPI;
4. Penyediaan infrastruktur dengan skema bisnis kemitraan untuk menarik minat mitra strategis dan memberikan fleksibilitas eksekusi dan operasi.

d. Rencana Pengembangan Infrastruktur Gas Bumi

Pembangunan infrastuktur gas bumi (*Floating / onshore storage and regasification unit,* kapal LNG, *jetty* dan pipa)) akan dilaksanakan sesuai dengan COD dari masing-masing pembangkit (PLTG/PLTMG/PLTGU). Infrastruktur gas bumi merupakan satu kesatuan yang tidak terpisahkan dalam pembangunan pembangkit Gas. Dalam pelaksanaannya pengembangan infrastruktur gas tersebut akan dilaksanakan oleh PLN EPI/Mitra. Berikut ini pasokan gas pembangkit utama masing-masing per regional:

1. Regional Jawa Madura Bali

Region Jawa Bagian Barat

Di region Jawa Bagian Barat dibutuhkan pengembangan 2 (dua) Terminal LNG di lokasi Jawa Barat (pengganti terminal eksisting dan baru) serta 1 (satu) Terminal LNG Cilegon. Pengembangan terminal LNG di Jawa Barat bertujuan untuk mengakomodasi peningkatan kapasitas pasokan gas yang melayani PLTGU Muara Karang, Priok dan Muara Tawar, mengingat keterbatasan kapasitas suplai eksisting melalui FSRU dan semakin menurunnya pasokan gas pipa di wilayah tersebut. Pembangunan Terminal LNG Jawa Barat baru diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2026 dengan maksimum *send out rate* mencapai 500 MMSCFD. Pembangunan Terminal LNG Jawa Barat untuk mengganti terminal eksisting direncanakan akan beroperasi pada tahun 2027 dengan maksimum *send out rate* mencapai 750 MMSCFD.

Pengembangan terminal LNG di Cilegon bertujuan untuk memenuhi kebutuhan gas di PLTGU Cilegon setelah berkurangnya suplai gas pipa dari WK *South East* Sumatera maupun Sumatera. Pembangunan Terminal LNG Cilegon direncanakan akan beroperasi pada tahun 2026 dengan rata-rata penggunaan harian sebesar 60 MMSCFD dan maksimum *send out rate* mencapai 120 MMSCFD.

Region Jawa Bagian Timur dan Bali

Pada Region Jawa Bagian Timur, diperkirakan akan mengalami kekurangan pasokan gas mulai tahun 2029 akibat keterbatasan pasokan gas pipa. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut, kekurangan pasokan gas akan ditanggulangi dengan suplai LNG melalui pembangunan infrastruktur LNG yang memadai.

Terminal LNG Jawa Timur direncanakan akan beroperasi pada Tahun 2028 dengan maksimum *send out rate* mencapai 530 MMSCFD.

Pada Region Bali, dengan peningkatan kebutuhan gas di Bali melalui penambahan pembangkit di luar lokasi eksisting maka diperlukan pengembangan fasilitas terminal LNG baru yang dapat mengakomodasi peningkatan kebutuhan gas tersebut. Pengembangan terminal LNG di Bali bertujuan untuk mengakomodasi pasokan gas yang melayani pembangkit di Pesanggaran dan pembangkit di luar lokasi Pesanggaran.

Terminal LNG Bali direncanakan akan beroperasi pada kuartal 1 Tahun 2026 dengan maksimum *send out rate* mencapai 150-170 MMSCFD.

Di samping itu juga diperlukan pembangunan terminal LNG baru untuk memenuhi pasokan energi primer pembangkit gas baru yang akan dibangun untuk memenuhi kenaikan beban setiap tahunnya di Sistem Jawa Bali.

Pengembangan infrastruktur LNG untuk program gasifikasi dilakukan secara bertahap sehingga keseluruhan kebutuhan gas untuk pembangkitan PLN dapat terpenuhi.

2. Regional Sumatera dan Kalimantan

Gasifikasi di Kaltara

Saat ini di Tanjung Selor sudah beroperasi pembangkit gas, hanya saja saat ini masih bahan bakar minyak mengingat kebutuhan volume gas yang masih kecil sehingga belum ekonomis untuk digasifikasi. Dalam RUPTL direncanakan tambahan pembangkit gas baru di Tanjung Selor (PLTG Kaltara 100 MW), Tarakan

(PLTMG tarakan) dan di Nunukan (PLTMG Nunukan 10 MW), dengan adanya tambahan gas tersebut, maka nilai keekonomian gasifikasi di Kaltara menjadi lebih baik dan di targetkan gasifikasi gas dapat terealisasi pada tahun 2027. Rencana gasifikasi Kaltara menggunakan Metode Penyimpanan *Isotank* yang ditransportasikan via laut menggunakan *landing craft tank* (LCT) dan via darat menggunakan *trucking,* serta Pembangunan fasilitas regasifikasi di lokasi pembangkitan. Selain menggunakan *isotank* tersebut terdapat juga opsi penggunaan gas *wellhead* di sekitar Tanjung Redep (Sumur Suoth Benggala II). Jika menggunakan opsi gas ini maka lokasi pembangkit perlu disesuaikan mendekati sumber gas, namun secara sistem pemindahan pembangkit ini menjadi lebih baik karena cakupan suplai daya reaktif yang lebih baik. Dengan opsi penggunaan gas pipa tersebut, nilai biaya LNG *Isotank* sedikit mengalami kenaikan, namun masih ekonomis untuk dikembangkan.

Infrastruktur LNG Kalimantan

Selain di Kaltara, di Kalimantan juga direncanakan penambahan beberapa lokasi pembangkit gas baru yaitu, di Kalsel (Tarjun), Kalteng (Pangkalan-bun), dan Kalbar (Sukamara dan Pontianak). Suplai gas di lokasi tersebut direncanakan menggunakan sistem *milk and run* LNG dengan penambahan *Hub* di sekitar Sukamara. Pengiriman LNG tersebut akan terintegrasi dengan sistem pengiriman LNG untuk Sistem Jawa-Bali sehingga harga LNG di Kalimantan menjadi lebih ekonomis. Gasifikasi LNG Kalimantan tersebut direncanakan dapat terealisasi pada tahun 2027 awal, sehingga pembangkit-pembangkit gas baru di Sistem Kalimantan sudah mendapatkan gas pada awal operasi.

Infrastruktur Gas di Kaltim

Dalam rencana pengembangan sistem direncanakan juga penambahan pembangkit gas di Provinsi Kaltim dan Kalsel. Penambahan pembangkit gas di Kaltim tersebut didasarkan atas tumbuhnya *demand* baru di sekitar Kalsel (*smelter*) dan Kaltim (IKN, *smelter*, dan industri). Penambahan pembangkit baru tersebut juga sudah di *in-line* kan dengan rencana penambahan infrastruktur gas di Kaltim. Suplai gas pembangkit baru tersebut akan menggunakan gas pipa baik menggunakan pipa eksisting ataupun penambahan koneksi pipa baru.

3. Regional Sulmapana

National Mobile Reserve Margin

Suplai bahan bakar gas ke Pembangkit Listrik *National Mobile Reserve Margin* di Punagaya, Antam Pomalaa, dan *Stargate.* Lokasi pembangkit tersebut berada pada zonasi logistik gasifikasi klaster Sulawesi-Maluku dan penyediaan pasokan gas pembangkit akan terintegrasi dengan gasifikasi Klaster Sulawesi-Maluku. Infrastruktur gas untuk PLTG/MG/GU MPP Indonesia 1 menggunakan *Floating Storage Regasification Unit (FSRU).* Infrastruktur gas untuk PLTG/MG/GU MPP Indonesia 2 dan PLTG/MG/GU MPP Indonesia 3 dilakukan dengan optimasi utilisasi Infrastruktur gas yang akan menjadi *Hub (storage)* LNG di Klaster Sulawesi-Maluku.

Selain program gasifikasi, PLN EPI juga mengembangkan infrastruktur mini regas LNG terminal dan CNG di beberapa lokasi PLTMG *isolated* seperti di Kalimantan Utara, Bawean, Lombok untuk mengurangi penggunaan BBM.

Donggi-Senoro

Dalam rangka mengakomodasi rencana penambahan pembangkit di Sulawesi di antaranya menyediakan pasokan listrik untuk kebutuhan konsumen tegangan tinggi, maka direncanakan pasokan gas dengan memanfaatkan pasokan gas pipa yang tersedia.

Terdapat potensi gas yang cukup besar di Donggi Senoro yang diharapkan dapat dialokasikan terutama untuk memenuhi kebutuhan PLTG/MG/GU dalam bentuk LNG yang tersebar di pusat-pusat beban Sulawesi. Sisa gas dapat digunakan di lokasi-lokasi lainnya di luar Sulawesi.

PLN telah memanfaatkan gas Donggi-Senoro di Luwuk yang saat ini telah digunakan untuk PLTMG Luwuk 40 MW. Masih terdapat potensi gas tambahan Donggi-Senoro sebesar 300 BBTUD yang dapat menjadi opsi untuk dimanfaatkan guna mensuplai Sistem Sulbagsel mulai tahun 2028 dengan PLTGU 1.200 MW di dekat lokasi gas namun **dibutuhkan kajian lebih lanjut untuk melihat kesesuaian *timeline* pembangunan, keandalan sistem, fleksibilitas operasi dan infrastruktur pendukung yang diperlukan**. Beberapa pertimbangan yang perlu diperhatikan dalam pemanfaatan gas Donggi-Senoro sebagai berikut :

i. Penempatan PLTGU Sulbagsel 1.200 MW di Luwuk akan membutuhkan rencana penambahan infrastruktur sesuai pada tabel berikut:

Tabel 3.13 Kebutuhan Tambahan Infrastruktur

No	Infrastruktur	Tegangan (kV)	Kapasitas	Tahun COD	Status
1	SUTET 275 kV Luwuk – Bungku	275	584 kms	2028	Rencana
2	GITET Luwuk	275	New 2 Diameter	2028	Rencana
3	GITET Bungku	275	*Ext* Dia, 2 LB arah GITET Luwuk	2028	Rencana

Catatan: Panjang transmisi SUTET 275 kV PLTGU Luwuk – GITET Bungku masih *desk study*.

Selain penambahan infrastruktur tersebut, diperlukan percepatan pembangunan SUTET 275 kV ruas Sulawesi Tenggara dan SUTET 275 kV ruas Sulawesi Selatan. Percepatan seluruh ruas SUTET 275 kV tersebut perlu dilakukan mengingat pembangunan SUTET 275 kV hingga ke pusat beban di Huadi, Andowia dan Pomalaa-Ceria membutuhkan waktu yang cukup panjang. Sesuai *timeline* durasi perencanaan dan konstruksi SUTET 275 kV dibutuhkan waktu selama 5 tahun (COD tahun 2029). Hal ini tentunya tidak dapat menjawab kebutuhan KTT yang pada umumnya dibutuhkan tahun 2024 hingga tahun 2027, sehingga terdapat potensi denda terhadap PT PLN (Persero) jika tidak dapat memenuhi SPJBTL KTT tersebut;

ii. *Timeline* pembangunan SUTET 275 kV selama 5 tahun belum mempertimbangkan risiko keterlambatan proyek di lapangan yang sangat mungkin terjadi mengingat ruas SUTET 275 kV yang cukup panjang. *Alignment* waktu pembangunan antara PLTGU dan SUTET 275 kV perlu menjadi perhatian. Apabila pembangunan transmisi SUTET 275 kV mengalami keterlambatan, maka PLTGU Sulbagsel 1.200 MW tidak dapat

dimanfaatkan dan pada akhirnya menurunkan daya mampu pasok dari Sistem Sulbagsel ke seluruh beban yang ada;

iii. Perlunya kepastian komitmen suplai gas dari WK Donggi-Senoro untuk dimanfaatkan pada PLTGU Sulbagsel 1.200 MW baik secara volume gas serta jangka waktu ketersediaan gas. Mengingat entitas WK Donggi-Senoro dan entitas kilang LNG merupakan dua entitas yang berbeda, perlu dipastikan tidak terdapatnya dampak legal dari entitas kilang LNG apabila gas dimanfaatkan langsung untuk PLTGU Sulbagsel;

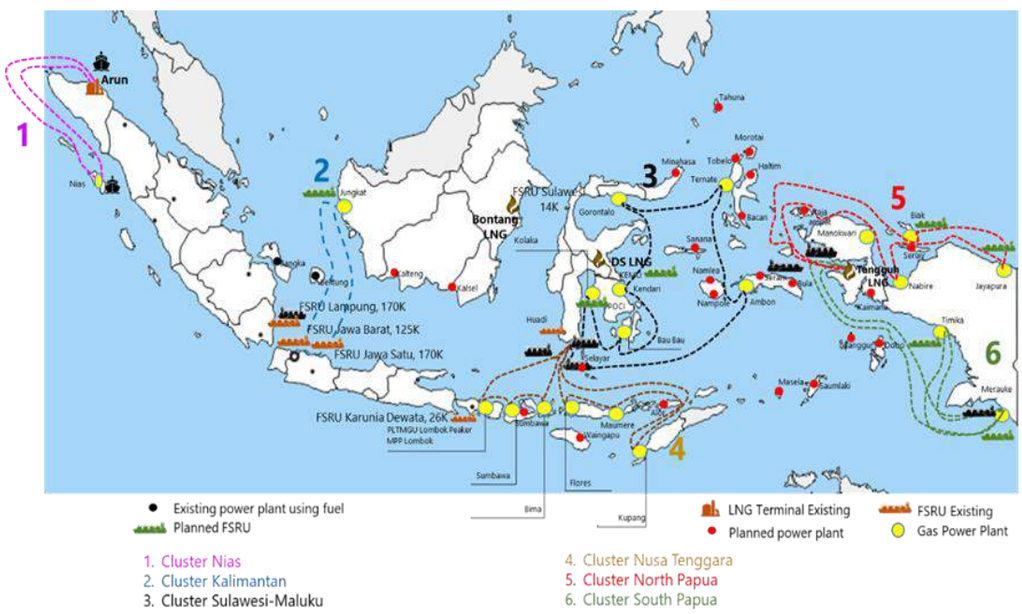
iv. PLTGU Sulbagsel direncanakan untuk memenuhi kebutuhan *reserve margin* minimum sebesar 30%. PLTGU dibutuhkan sebagai cadangan ketika pembangkit EBT tidak beroperasi optimal saat terjadi variasi musim, dan Fenomena *El Nino* yang berdampak khususnya pada pembangkit hidro di mana hingga tahun 2033 kapasitasnya akan mencapai 46% dari total kapasitas pembangkit. Selain itu, PLTGU juga dibutuhkan sebagai pembangkit *fast response* untuk mengkompensasi sifat intermitensi pembangkit PLTS dan PLTB terutama saat PLTA tidak dapat beroperasi maksimal (variasi musim, Fenomena *El Nino*);

v. Pertimbangan terkait keandalan sistem. Penempatan PLTGU yang berpusat di Luwuk berpotensi menurunkan keandalan seperti kemungkinan *overload* pada transmisi 150 kV eksisting (tidak terpenuhinya kondisi N-1), dan terjadinya *drop voltage* di GI sekitar pusat beban. Oleh karena itu, pembangunan pembangkit PLTGU di sekitar pusat beban maupun KTT tetap dibutuhkan untuk menjaga keandalan sistem.

Opsi pemanfaatan gas Donggi-Senoro dapat dialokasikan dengan skema LNG untuk pemenuhan beberapa pembangkit sebagai berikut :

i. Suplai gas PLTGU Sulbagsel yang telah direncanakan untuk melayani dan menjaga keandalan suplai pelanggan KTT *additional demand* di 3 *cluster* yaitu *Cluster* Huadi, *Cluster* Pomalaa-Ceria, dan *Cluster* Kendari-Andowia;

ii. Alokasi suplai gas pada pembangkit (PLTG/MG/GU) selain pada 3 *cluster* KTT di Sistem Sulawesi maupun di luar Sistem Sulawesi.



Gambar 3.12 Rencana Infrastruktur Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN

Solusi rencana zonasi ini juga memungkinkan dicapainya optimasi keandalan pasokan terhadap efisiensi biaya. Hal positif lain dari sistem zonasi ini adalah akan terbentuk beberapa *hub* LNG yang dapat dimanfaatkan untuk kebutuhan tenaga listrik periode berikutnya. Pembangunan LNG terminal tersebar ini juga akan membantu upaya pengurangan konsumsi bahan bakar minyak yang relatif lebih mahal, lebih kotor dan mengurangi ketergantungan impor minyak dengan dilakukan *fuel switching* dari bahan bakar minyak ke bahan bakar gas.

LNG (*Liquefied Natural Gas*) dan Mini-LNG

Untuk mengatasi tantangan dalam mentransportasikan gas bumi ke lokasi pembangkit yang tersebar dan tidak tersedianya jaringan pipa gas maka gas bumi perlu diubah dalam bentuk LNG agar lebih mudah ditransportasikan dan tetap ekonomis untuk menjangkau lokasi-lokasi pembangkit yang jauh dari sumber gas. LNG mampu memberikan kepadatan energi yang besar seperti bahan bakar turunan minyak bumi dan cukup layak secara ekonomi untuk melakukan pengangkutan ke area yang tersebar.

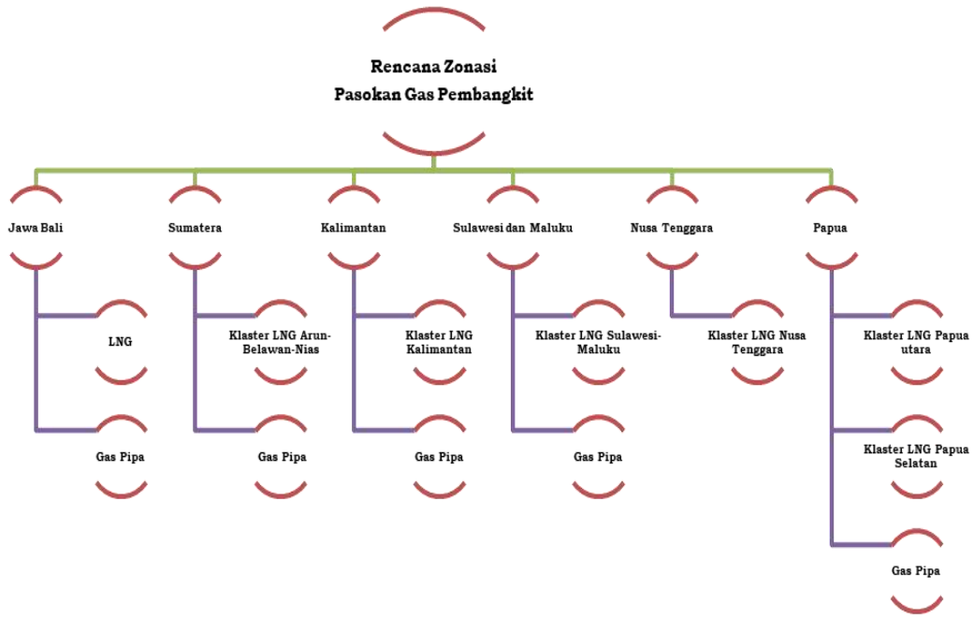
LNG membutuhkan infrastruktur untuk mengubah gas bumi menjadi bentuk cair, mentransportasi, menyimpan dan meregasifikasi/mengubah kembali ke bentuk gas sebelum dapat dimanfaatkan oleh pembangkit listrik. Dampak rantai proses yang relatif panjang tersebut maka pada umumnya harga gas di *plant gate* dari LNG lebih tinggi dari harga gas pipa. Di sistem tenaga listrik yang sudah mapan dengan pembangkit murah yang mampu melayani beban dasar seperti di Jawa-Bali dan Sumatera, gas eks LNG ini hanya ekonomis untuk dipakai di pembangkit listrik yang memikul beban puncak (*peaker*) atau pembangkit-pembangkit yang tidak memiliki sumber energi lain. PLN merencanakan pemanfaatan LNG untuk pembangkit beban puncak dan pembangkit yang bersifat *must-run* di sistem tenaga listrik Jawa-Bali dan Sumatera, serta untuk memenuhi kebutuhan pembangkit berbahan bakar gas di Indonesia Timur yang tidak tersedia pasokan gas pipa.

Dalam mengantisipasi penurunan pasokan gas pipa sekaligus menangkap potensi tersedianya LNG di pasar yang cukup banyak, PLN akan memanfaatkan LNG untuk memenuhi kebutuhan gas pembangkit. Sebagai upaya pengamanan pasokan gas di sistem kelistrikan Jawa-Bali, PLN akan melakukan pengembangan fasilitas Infrastruktur LNG dengan kapasitas yang lebih memadai. Selanjutnya akan dikembangkan pula terminal LNG *Hub* dengan sistem logistik LNG yang terintegrasi dan akan dibangun terminal penerima LNG dan regasifikasi (mini LNG) untuk pasokan gas di pembangkit tersebar di beberapa lokasi di luar Jawa, khususnya di Indonesia Timur.

Sumber pasokan LNG PLN saat ini berasal dari domestik yaitu Kilang LNG Bontang dan Kilang LNG Tangguh dan secara *spot* dari Kilang LNG Donggi Senoro. Beberapa tahun ke depan sumber pasokan LNG di Indonesia akan bertambah dengan beroperasinya LNG Wasambo dan LNG Masela. Solusi impor LNG tidak dapat dikesampingkan baik untuk mendapatkan harga yang lebih murah dari harga LNG domestik maupun untuk mencukupi kebutuhan pasokan LNG jangka panjang PLN.

Dengan semakin banyaknya rencana pembangunan pembangkit gas dengan skala kapasitas bervariasi dari kecil sampai besar dan tersebar seluruh Indonesia, maka pengembangan pembangkit berbahan bakar gas dipenuhi melalui pola pasokan gas pipa dan LNG.

Untuk lokasi yang tersedia infrastruktur pipa gas maka pasokan gas ke pembangkit dilakukan dengan gas pipa sedangkan untuk lokasi yang tidak tersedia infrastruktur pipa gas, maka pasokan gas ke pembangkit dilakukan melalui moda LNG. Untuk menjamin pasokan gas (*security of supply*), fleksibilitas pasokan (*flexibility of supply*) dan efisiensi biaya (*cost efficiency*), PLN merencanakan pola zonasi pasokan gas untuk pembangkit berbahan bakar gas yang akan selalu disesuaikan dengan proyeksi *demand-supply* dan model logistik yang efisien, sebagaimana ditunjukkan oleh gambar berikut.



Gambar 3.13 Rencana Zonasi Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN

Berdasarkan LNG *Plant* dan tujuan pasokan, maka pasokan LNG untuk PLN adalah sebagai berikut:

LNG Plant : Bontang
Tujuan Pasokan :
- FSRU Jawa Barat, untuk pasokan gas ke Pembangkit Muara Karang, Priok, Muara Tawar
- FSRU Lampung untuk pasokan gas ke Muara Tawar
- FSRU Benoa untuk pasokan gas ke Pembangkit Pesanggaran
- LNG *Trucking Isotank* untuk Pembangkit Sambera
- PLTG Maleo Marisa Gorontalo (Pembangkit di Sulawesi)

LNG Plant : Tangguh (sudah terkontrak)
Tujuan Pasokan :
- FSRU Jawa Barat, untuk pasokan gas ke Pembangkit Muara Karang, Priok, Muara Tawar
- Terminal Regasifikasi Arun untuk pembangkit di Aceh dan Sumatera Utara
- FSRU Lampung untuk pembangkit Muara Tawar
- FSRU Jawa 1
- Klaster Program Gasifikasi meliputi Klaster Nias, Klaster Nusa Tenggara, Klaster Sulawesi-Maluku dan Klaster Papua Utara

LNG Plant : Masela**
Tujuan Pasokan : - Klaster LNG tersebar di Indonesia Timur*

*) dalam tahap pengadaan
**) dalam tahap diskusi awal

Pemanfaatan LNG dari fasilitas Terminal LNG Arun digunakan untuk memasok gas ke beberapa pembangkit gas eksisting dan baru di Aceh dan Sumatera Utara. Pembangkit eksisting Arun yang sudah dipasok adalah PLTMG Arun sebesar 184 MW dan PLTMG Arun Ekspansi 240 MW. Selain itu gas dari fasilitas Arun ini juga disalurkan ke Belawan melalui pipa transmisi gas Arun–Belawan sepanjang sekitar 340 km untuk memasok gas ke PLTGU Belawan dan beberapa pembangkit gas di Paya Pasir, selain itu LNG dari Terminal LNG Arun akan dimanfaatkan untuk pemenuhan kebutuhan di Pembangkit Nias yang merupakan salah satu klaster dalam program gasifikasi.
Untuk pembangkit Sistem Jawa Bali rencana pemanfaatan gas meliputi: klaster Jawa Bagian Barat yang meliputi pembangkit di Muara Karang-Priok-Muara Tawar dipasok melalui gas pipa dan FSRU Jawa Barat; pembangkit Cilegon disuplai melalui gas pipa; dan klaster Jawa Bagian Timur meliputi Grati-Gresik-Tambak Lorok dipasok melalui gas pipa.
Di Indonesia bagian tengah dan timur, PLN merencanakan pemanfaatan mini-LNG untuk pembangkit beban puncak pada sistem-sistem besar di Kalimantan, Sulawesi, Nusa Tenggara, Maluku dan Papua. Namun demikian, tidak menutup kemungkinan mini-LNG juga akan dimanfaatkan untuk pembangkit beban dasar sekaligus beban puncak pada sistem-sistem kecil tersebar. Hal ini dimaksudkan untuk meningkatkan keandalan operasional unit-unit pembangkit.
Sehubungan dengan semakin berkurangnya kemampuan produksi dari lapangan gas di Wilayah Jawa Bagian Barat, akan menyebabkan kebutuhan alokasi LNG untuk pusat listrik di Cilegon, Muara Karang, Muara Tawar dan Priok semakin meningkat. Kontrak kerja sama penyediaan infrastruktur terminal dan regasifikasi LNG Jawa Barat eksisting bersifat jangka pendek dan memerlukan penyediaan infrastruktur terminal dan regasifikasi LNG Jawa Barat yang baru. Hal ini diperlukan untuk peningkatan kapasitas penyimpanan dan regasifikasi guna memenuhi kebutuhan operasional normal, beban puncak, dan pasokan insidental ketika terjadi gangguan sistem kelistrikan di Jawa Bagian Barat. Skema penyediaan Terminal dan regasifikasi LNG Jawa Barat dilakukan melalui *subholding* PLN yang bergerak di bidang penyediaan energi primer yaitu PT PLN Energi Primer Indonesia atau melalui kerja sama dengan BUMN/Badan Usaha Migas sesuai dengan ketentuan perundang-undangan yang berlaku.
Semakin menurunnya produksi gas pipa di Jawa Bagian Barat menyebabkan berkurangnya pasokan gas ke pembangkit Cilegon, sehingga diperlukan pembangunan terminal dan regasifikasi LNG baru di Cilegon. Skema penyediaan Terminal dan regasifikasi LNG Cilegon dilakukan melalui *subholding* PLN yang bergerak di bidang penyediaan energi primer yaitu PT PLN Energi Primer Indonesia atau melalui kerja sama dengan BUMN/Badan Usaha Migas sesuai dengan ketentuan perundang-undangan yang berlaku.
Seiring dengan meningkatnya kebutuhan gas untuk memenuhi pembangkit di Bali, maka diperlukan Pembangunan Terminal dan Regasifikasi LNG baru di Bali untuk meningkatkan kapasitas

penyimpanan dan regasifikasi LNG. Skema penyediaan Terminal dan regasifikasi LNG Bali dilakukan melalui *subholding* PLN yang bergerak di bidang penyediaan energi primer yaitu PT PLN Energi Primer Indonesia atau melalui kerja sama dengan BUMN/Badan Usaha Migas/ Badan Usaha Milik Daerah sesuai dengan ketentuan perundang-undangan yang berlaku.
Untuk mengantisipasi penurunan kapasitas produksi lapangan-lapangan gas di Jawa Timur, direncanakan Pembangunan Terminal dan Regasifikasi LNG di Jawa Timur yang diharapkan mampu memenuhi kebutuhan operasional normal, beban puncak, dan pasokan insidental ketika terjadi gangguan sistem kelistrikan di Jawa Bagian Timur.
Pasokan gas ke pembangkit berbahan bakar gas tersebar meliputi pembangkit eksisting yang sudah beroperasi menggunakan BBM dan pembangkit yang masih dalam tahap konstruksi dan perencanaan dan berlokasi jauh dari jaringan pipa gas. PLN merencanakan penyediaan bahan bakar gas melalui hasil regasifikasi LNG. Saat ini PLN melalui *subholding* PT PLN Energi Primer Indonesia melaksanakan program konversi/gasifikasi pembangkit sesuai arahan dari PLN.
Untuk memasok gas ke pembangkit berbahan bakar gas tersebar, PT PLN Energi Primer Indonesia saat ini menggunakan rencana pola logistik Klaster LNG Nias, Klaster LNG Nusa Tenggara, Klaster LNG Kalimantan, Klaster LNG Sulawesi-Maluku, Klaster LNG Papua Utara dan Klaster LNG Papua Selatan yang optimal mengingat sumber LNG yang saat ini tersedia berasal dari kilang LNG Bontang atau menggunakan LNG Tangguh melalui fasilitas *breakbulking*.
Skenario program gasifikasi bersifat *incremental development* menyesuaikan kebutuhan pasokan bahan bakar hasil regasifikasi LNG di pembangkit tersebar dan jauh dari jaringan pipa gas.
Penyediaan infrastruktur gas untuk memenuhi pasokan pembangkit gas di Sulawesi, saat ini PLN melalui PT PLN Energi Gas (PLNEG) yang merupakan perusahaan afiliasi PLN (PLN *Group*) sudah melakukan gasifikasi untuk pembangkit PLTG Gorontalo (100 MW) dengan FSRU Sulawesi. Penugasan kepada PT PLN Gas dan Geothermal (PLNGG) meliputi antara lain pengadaan kapal LNG, penyediaan fasilitas penerimaan LNG di pembangkit dan O&M infrastruktur gas.
Pasokan Gas ke pembangkit Sorong mengutamakan penggunaan gas pipa yang ada di Sorong dan bila hal ini belum mencukupi maka dapat dilakukan tambahan pasokan melalui LNG Tangguh atau dari Lapangan Gas Salawati.

CNG (*Compressed Natural Gas*)

CNG pada mulanya dimaksudkan untuk memanfaatkan potensi sumur-sumur gas dengan kapasitas relatif kecil maupun sumur gas *marginal* yaitu dengan mengumpulkan terlebih dahulu gas dengan volume kecil tersebut ke dalam suatu penyimpanan, lalu digunakan hanya pada periode singkat. Namun kemudian PLN juga memutuskan untuk menggunakan CNG skala besar untuk pembangkit di Jawa guna mengatasi ketidakmampuan pemasok gas mengikuti pola pembebanan yang lebih fluktuatif akibat perubahan peran pembangkit gas dari *baseloader* menjadi *load follower* atau *peaker*. PLN telah memanfaatkan CNG untuk pembangkit beban puncak di Sumatera, Kalimantan dan Jawa.
Khusus untuk pasokan gas pembangkit di Lombok menggunakan CNG *vessel*/CNG *marine* dengan memanfaatkan gas milik PLN di Gresik dan dikompresikan ke CNG *vessel* untuk dibawa ke

pembangkit *Lombok Peaker*. Mengingat pembangkit *Lombok Peaker* ini kapasitasnya cukup besar (134 MW) dan efisiensinya sangat baik, maka operasionalnya dapat dimaksimalkan sehingga membutuhkan pasokan gas lebih banyak sedangkan kapasitas CNG *marine* sekitar 20 MMSCF (cocok untuk pembangkit *peaker*/CF rendah). Selain itu saat ini sedang dibangun CNG Plant Lombok dengan kapasitas 22,6 MMSCF untuk PLTMGU *Lombok Peaker*. Untuk itu gasifikasi pembangkit Lombok *Peaker* dengan CNG *marine* ini bersifat sementara sampai dengan selesainya penyiapan infrastruktur LNG jangka panjang. Selanjutnya CNG *marine* dapat dipindahkan untuk gasifikasi pembangkit *peaker* di lokasi lain, antara lain untuk pembangkit di Kalteng, pembangkit di Kalsel, dan pembangkit di lokasi lainnya.

Untuk pulau Jawa, fasilitas CNG *storage* eksisting antara lain:

1. CNG Grati kapasitas 15 MMSCF untuk mengoperasikan PLTG *peaker* eksisting dan PLTGU Grati;
2. CNG Tambak Lorok sebesar 17 MMSCF untuk mengoperasikan sebagian dari PLTGU sebagai pembangkit *peaker*;
3. CNG Gresik sebesar 20 MMSCF untuk mengoperasikan pembangkit *peaker* dan sebagian CNG untuk dikirim ke Lombok;
4. CNG Muara Tawar sebesar 20 MMSCF untuk memenuhi kebutuhan operasi pembangkit *peaker*;
5. CNG untuk pembangkit di Pulau Bawean sebesar 2 MMSCF yang dibawa melalui transportasi laut dalam bentuk CNG dari Gresik.

Lokasi pembangkit yang jauh dari sumber gas dan keterbatasan fasilitas LNG skala kecil, memberikan tantangan tersendiri bagi PLN dalam menyusun rencana pasokan gas yang optimal. Untuk itu, perlu kebijakan Pemerintah untuk mendorong tersedianya fasilitas LNG skala kecil baik yang disiapkan oleh penyedia LNG dari sektor hulu migas atau oleh badan usaha migas. Mengingat penyiapan infrastruktur LNG ini membutuhkan waktu yang cukup lama (sampai dengan 36 bulan), maka teknologi pembangkit dapat dipilih dengan teknologi *dual fuel* yaitu pembangkit dapat dioperasikan dengan minyak untuk sementara dan menggunakan gas setelah infrastruktur gas tersedia untuk operasi jangka panjang.

III.3.3 Bahan Bakar Minyak (BBM)

Sesuai dengan RUKN, penggunaan PLTD BBM dan pembangkit lain yang berbahan bakar minyak harus dikendalikan dan dibatasi secara ketat, yaitu terbatas untuk:

1. Menyediakan pasokan tenaga listrik yang bersifat mendesak dan sementara, seperti penanggulangan jangka pendek daerah krisis penyediaan tenaga listrik;
2. *Black start*;
3. Cadangan untuk kondisi *emergency*.

Dalam rangka untuk menjamin keberlanjutan pasokan tenaga listrik, maka penggunaan pembangkit tenaga listrik yang bersifat sementara dengan kontrak jangka pendek （1-5 tahun） juga harus dibatasi dan dikendalikan secara ketat.

Sedangkan untuk mengurangi ketergantungan pada impor BBM sekaligus meningkatkan pemanfaatan sumber energi terbarukan maka Pemerintah terus mendorong penggunaan BBN sebagai substitusi BBM pada pembangkit tenaga listrik. Penggunaan BBM untuk pembangkit harus diminimalkan dan terus dibatasi penggunaannya, kecuali daerah 3T (daerah terdepan, terluar, dan tertinggal) dan untuk mengatasi daerah krisis penyediaan tenaga listrik jangka pendek. Penurunan

penggunaan BBM untuk pembangkit tenaga listrik sejalan dengan KEN, di mana ditetapkan bahwa pemanfaatan minyak bumi hanya untuk transportasi dan komersial yang belum bisa digantikan dengan energi atau sumber energi lainnya.

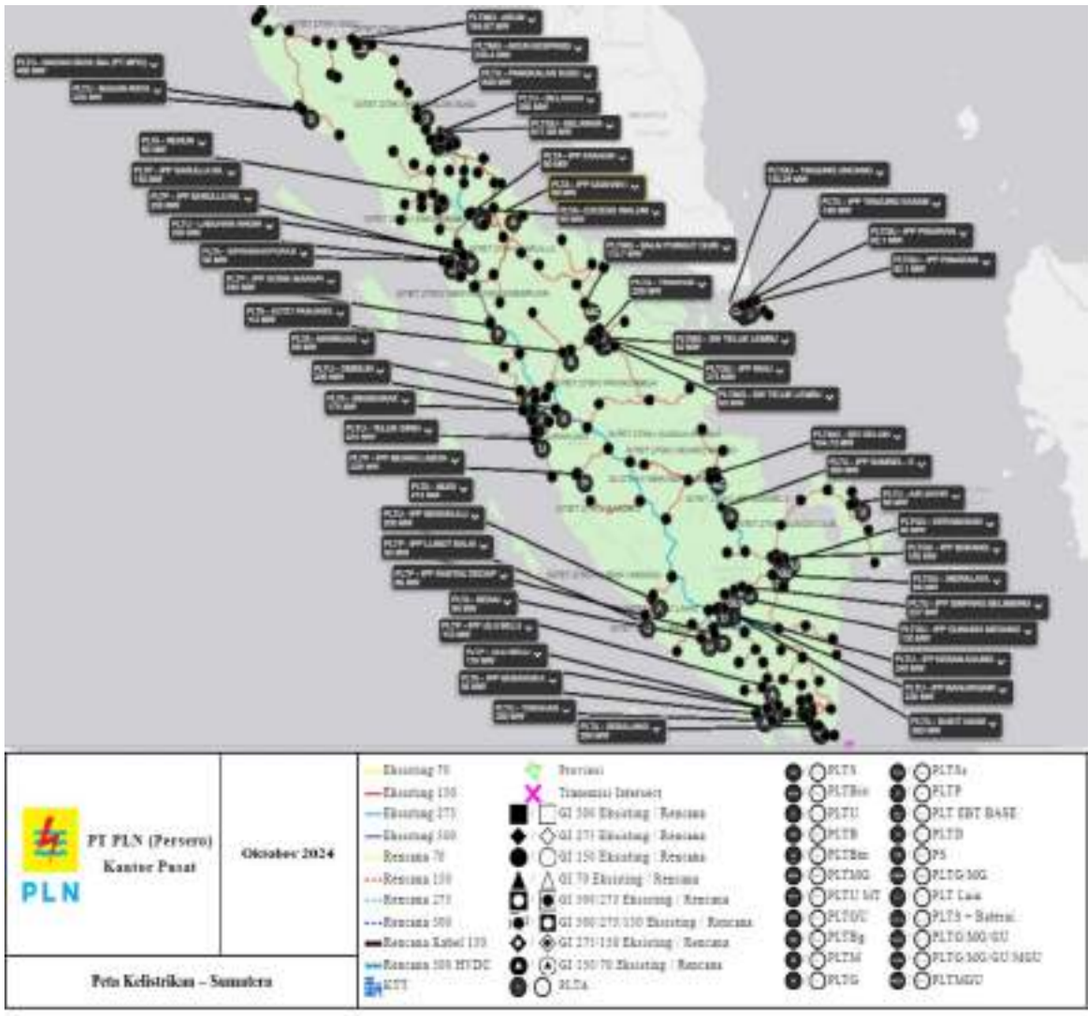
IV. KONDISI USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK

IV.1 Gambaran Umum Kondisi Sistem Tenaga Listrik

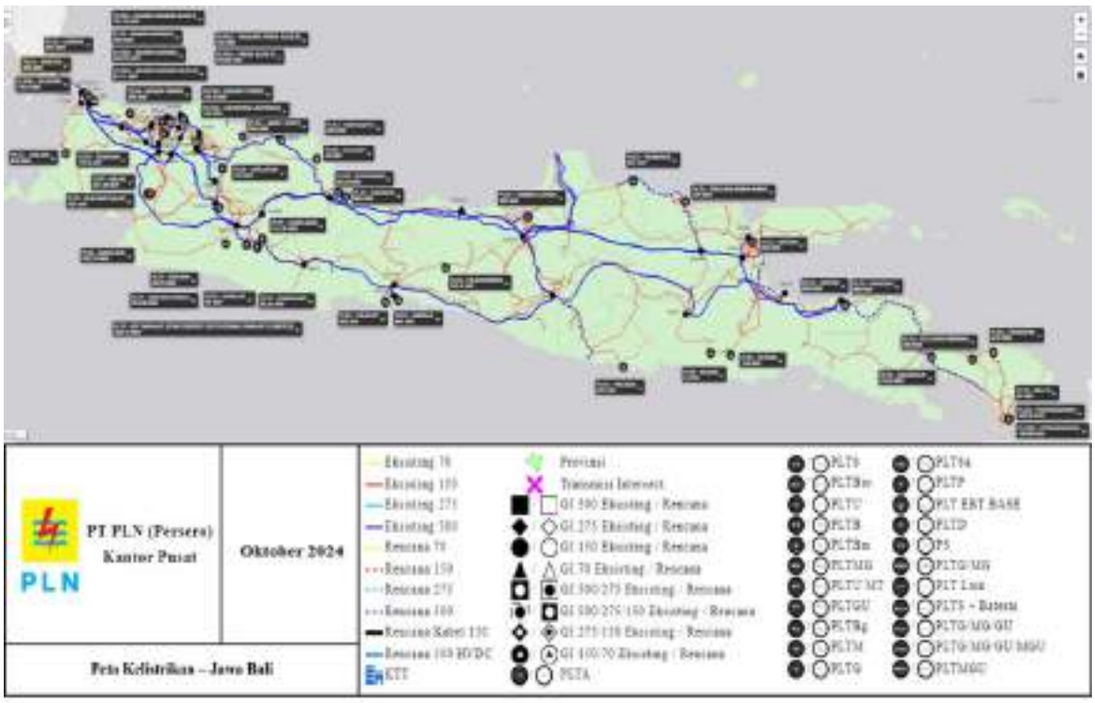
Kapasitas terpasang Pembangkit, Transmisi dan Gardu Induk PT PLN (Persero) sampai dengan Bulan Oktober tahun 2024 adalah sebagai berikut:

1. Kapasitas terpasang pembangkit sebesar 75,0 GW, yang terdiri dari PLN 46,2 GW, Sewa 1,3 GW dan IPP 27,0 GW dengan komposisi PLTU 40,0 GW, PLTD 4,2 GW, PLTG 3,7 GW, PLTGU 15,5 GW, PLTMG 2,5 GW, PLTA 5,8 GW, PLTP 2,3 GW, dan PLT EBT Lainnya 0,5 GW;
2. Panjang transmisi adalah 71.866 kms, yang terdiri dari 500 kV sebesar 7.707 kms, 275 kV sebesar 4.523 kms, 150 kV sebesar 53.523 kms dan 70 kV sebesar 6.113 kms;
3. Kapasitas trafo gardu induk adalah 168.327 MVA, yang terdiri dari 500 kV/ 275 kV/ 150 kV sebesar 44.849 MVA, 275 kV/ 150 kV sebesar 12.248 MVA, 150 kV/ 70 kV/ 20 kV sebesar 105.000 MVA, dan 70 kV/ 20 kV sebesar 6.229 MVA.

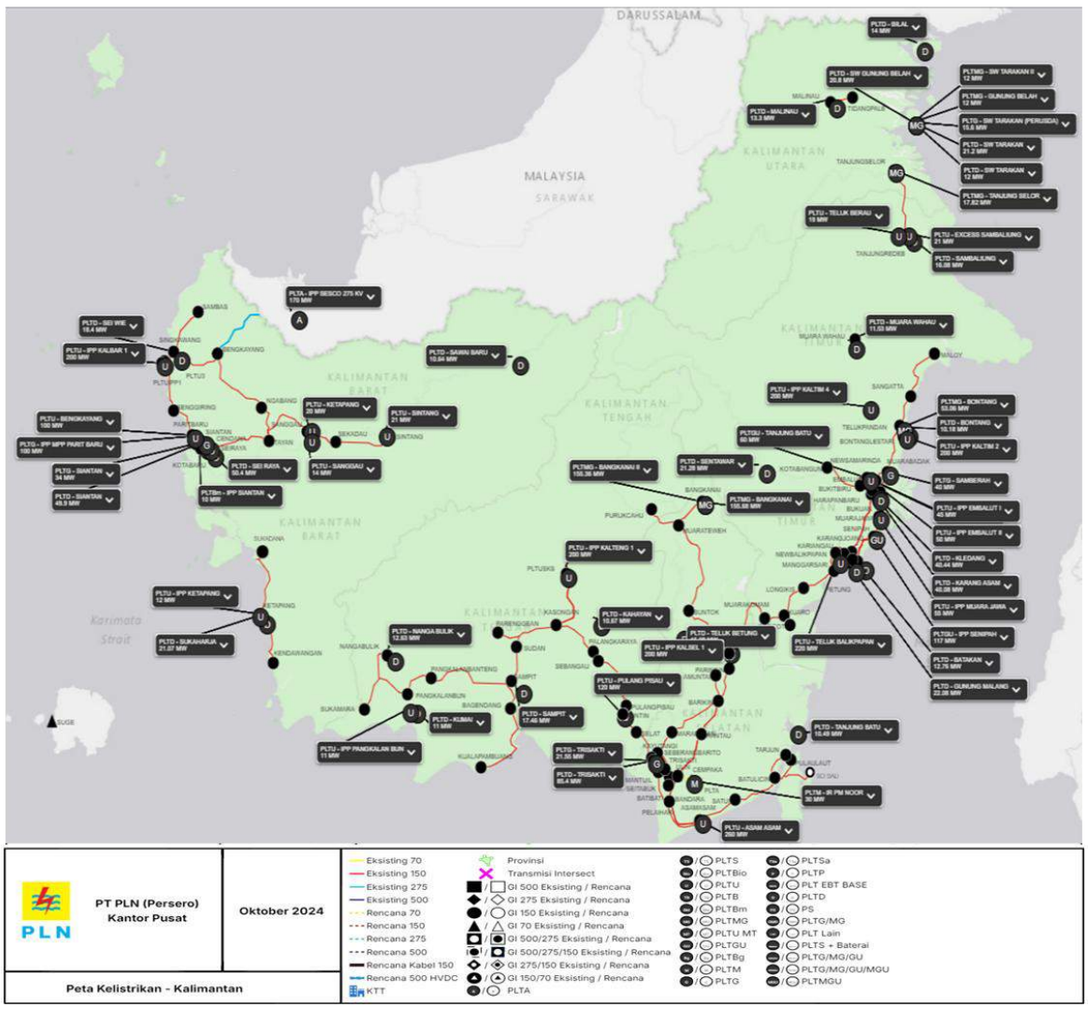
Peta sistem tenaga listrik yang menunjukkan kondisi kelistrikan pada beberapa pulau di Indonesia ditunjukkan pada Gambar 4.1 sampai Gambar 4.10.



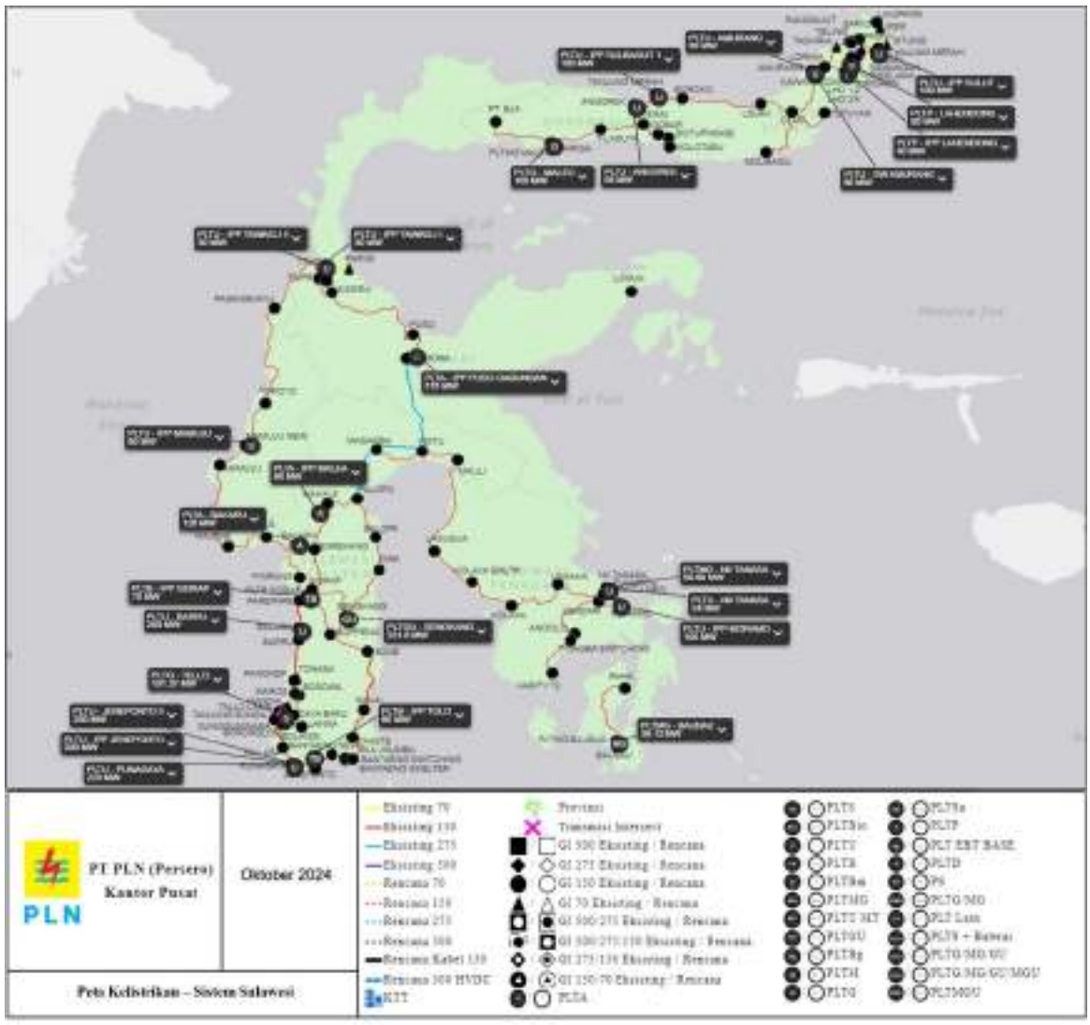
Gambar 4.1 Peta Sistem Tenaga Listrik Sumatera



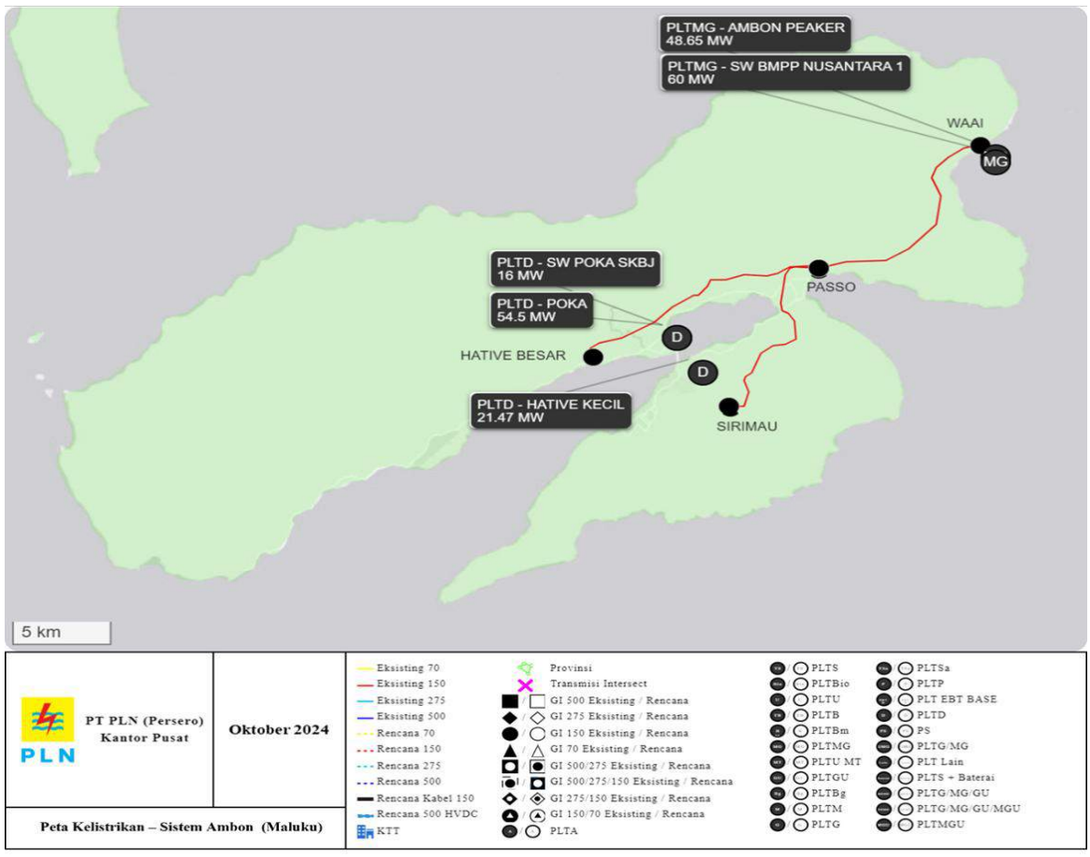
Gambar 4.2 Peta Sistem Tenaga Listrik Jawa – Bali



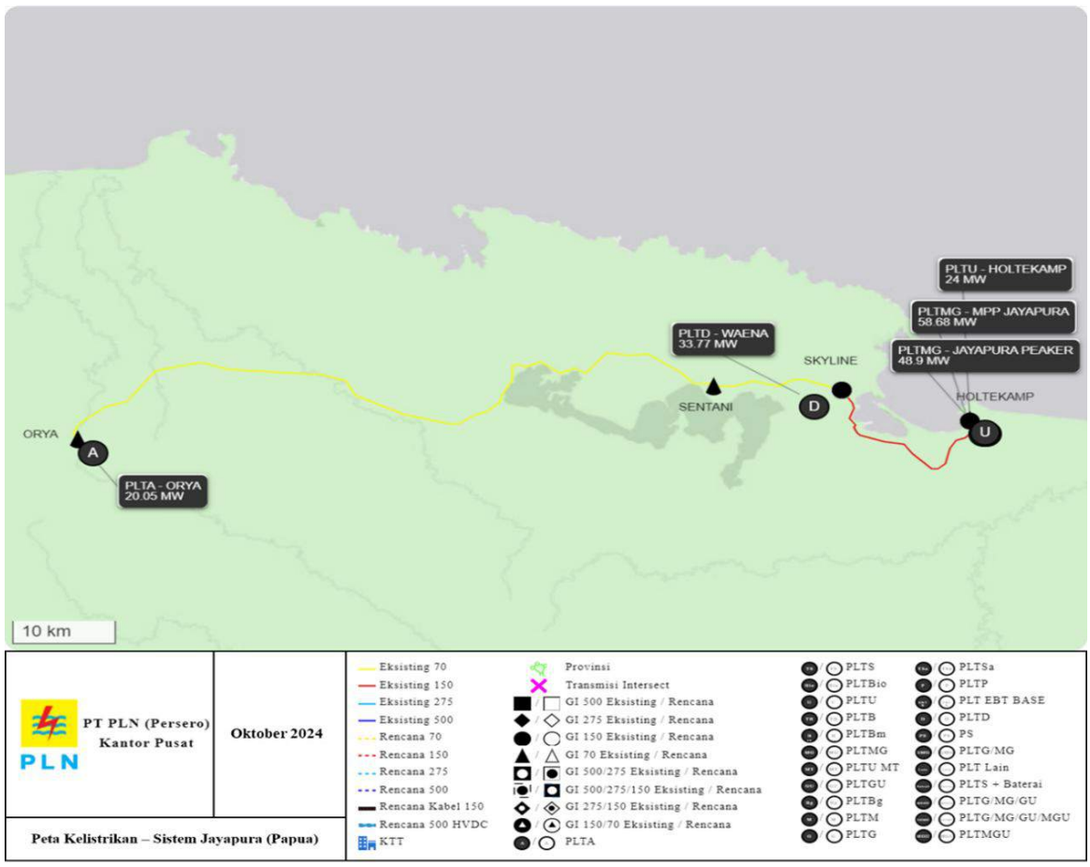
Gambar 4.3 Peta Sistem Tenaga Listrik Kalimantan



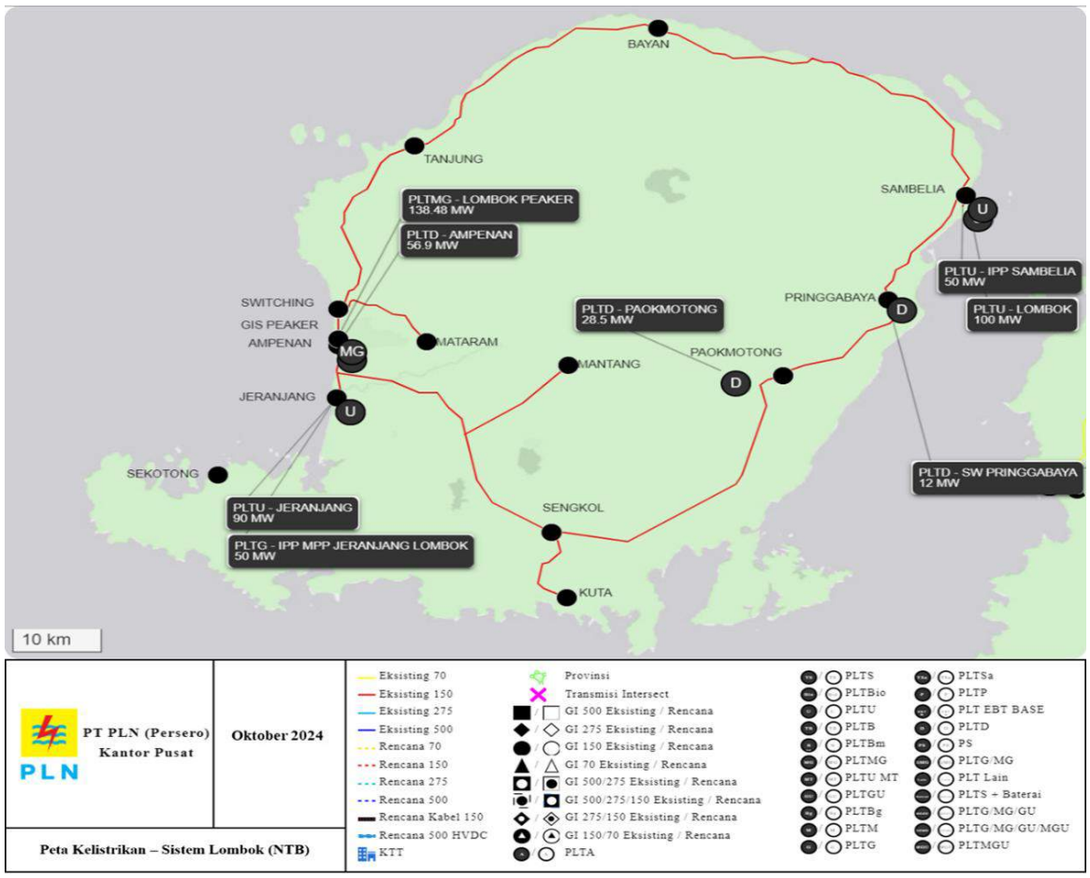
Gambar 4.4 Peta Sistem Tenaga Listrik Sulawesi



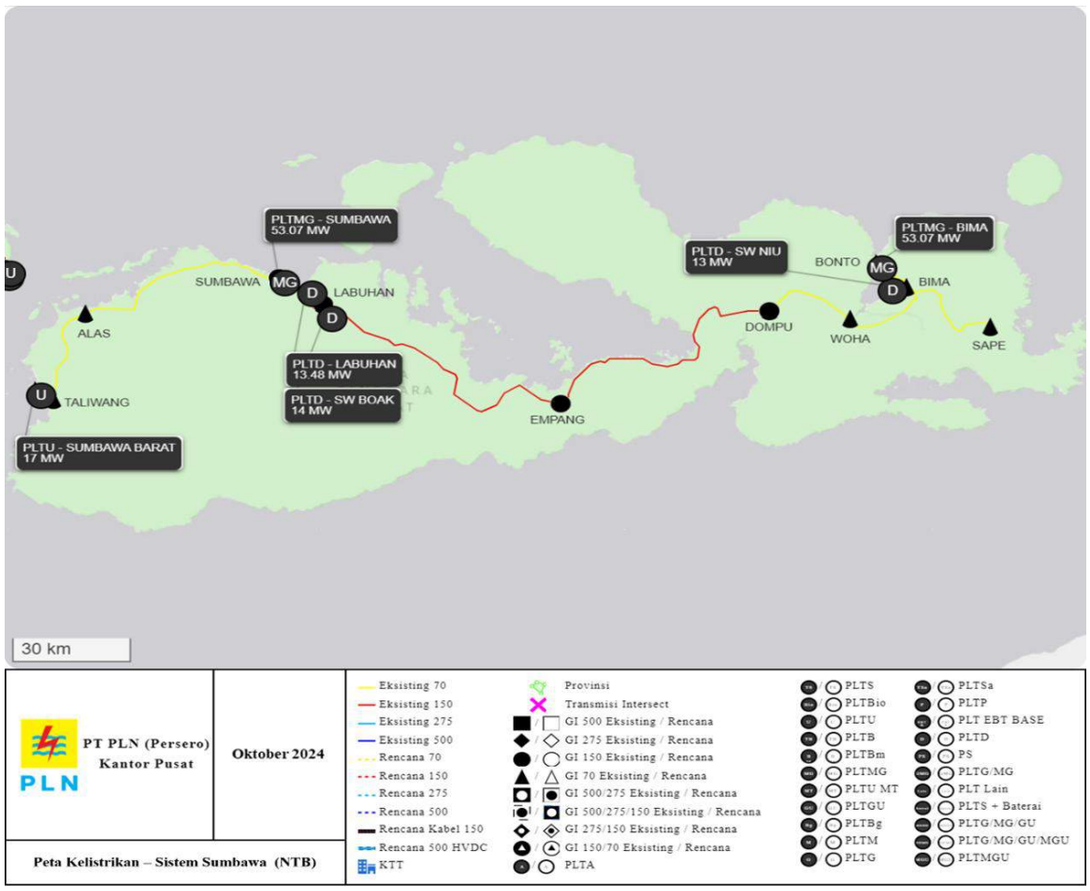
Gambar 4.5 Peta Sistem Tenaga Listrik Ambon



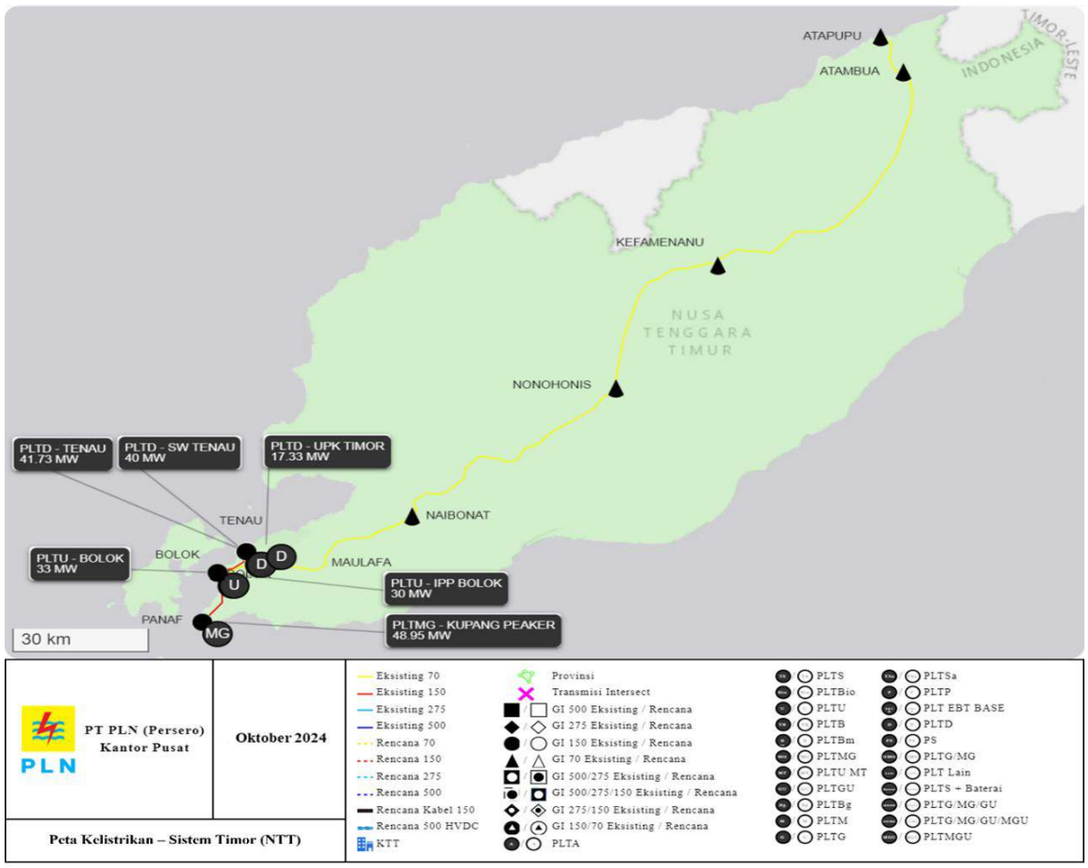
Gambar 4.6 Peta Sistem Tenaga Listrik Jayapura



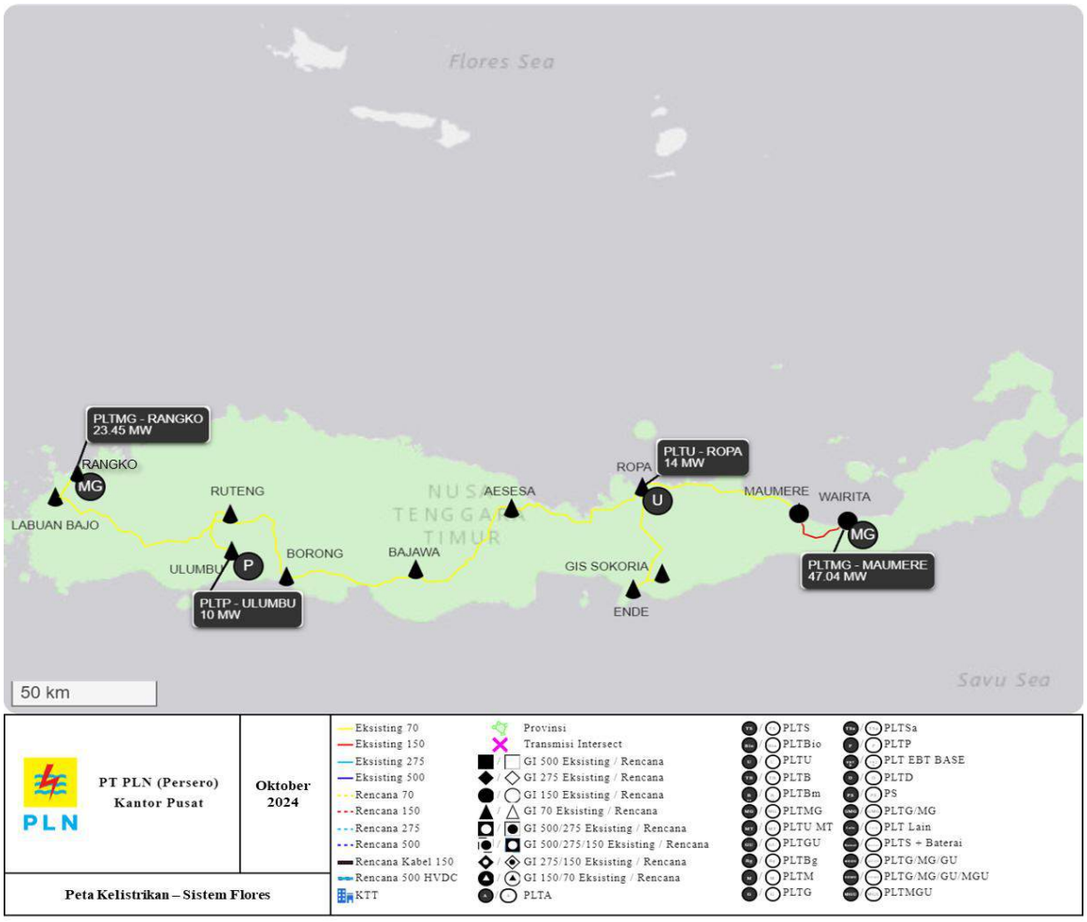
Gambar 4.7 Peta Sistem Tenaga Listrik Lombok



Gambar 4.8 Peta Sistem Tenaga Listrik Sumbawa



Gambar 4.9 Peta Sistem Tenaga Listrik Timor



Gambar 4.10 Peta Sistem Tenaga Listrik Flores

IV.1.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

Penjualan tenaga listrik selama lima tahun (2020-2024) terakhir PLN (*Holding*) tumbuh rata-rata 4,8 % per tahun.

Di tahun 2020, terjadinya pandemi COVID-19 mulai berdampak pada penjualan di bulan Mei 2020 hingga Desember 2020. Penjualan turun drastis ke -0,8% (pertumbuhan penjualan tahunan terendah yang pernah dialami PLN). Sektor pelanggan bisnis dan industri terdampak signifikan. Penurunan penjualan disektor tersebut berturut-turut turun ke -8,7% dan -7,3%.

Pada tahun 2021, PLN *rebound* setelah pandemi COVID-19 dengan mencatatkan pertumbuhan penjualan positif ke 5,8%. Porsi pelanggan terbesar masih di sektor pelanggan rumah tangga, disusul oleh pelanggan publik, bisnis dan industri.

Tahun 2022, total pertumbuhan penjualan PLN kembali mengalami kenaikan sebesar 6,2% dengan pelanggan bisnis mengalami kenaikan signifikan sebesar 13,2%.

Pertumbuhan penjualan pada tahun 2023, dengan realisasi sampai dengan Desember tumbuh rata-rata sebesar 5,3%. Sektor pelanggan rumah tangga masih mendominasi sebesar 42,5% disusul oleh industri 30,7% dan bisnis 19,6%.

Pada tahun 2024 dengan menggunakan prognosa, terjadi kenaikan di semua sektor pelanggan dengan rata-rata sebesar 7,3%. Porsi pelanggan terbesar masih di sektor pelanggan rumah tangga, disusul oleh pelanggan industri, bisnis dan publik.

Tabel 4.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh)

Uraian	2015	2016	2017*	2018	2019
Rumah Tangga	87.972	92.886	93.837	97.143	102.917
Industri	63.533	67.586	71.716	76.345	77.142
Bisnis	36.108	38.963	40.873	43.244	46.118
Publik	12.987	14.020	14.641	15.702	16.881
Jumlah	**200.600**	**213.455**	**221.066**	**232.433**	**243.058**
Pertumbuhan (%)	2,1%	6,4%	3,6%	5,1%	4,6%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024**
Rumah Tangga	111.280	114.479	115.173	121.338	128.383
Industri	71.479	80.058	87.609	87.625	98.373
Bisnis	42.128	43.734	49.520	56.015	58.302
Publik	16.254	16.798	18.516	20.248	21.072
Jumlah	**241.140**	**255.068**	**270.818**	**285.226**	**306.130**
Pertumbuhan (%)	-0,8%	5,8%	6,2%	5,3%	7,3%

*) Tarakan dimasukkan mulai 2017

**) Hasil Prognosa Tahun 2024

Umumnya, di luar pengaruh pandemi COVID-19, pertumbuhan penjualan sektor industri secara signifikan dipengaruhi oleh turunnya penjualan industri dominan yaitu industri tekstil, besi & baja, kimia, semen dan otomotif. Beberapa hal yang disinyalir menjadi penyebab penurunan penjualan di sektor industri dominan tersebut antara lain:

Industri Baja

1. Keterbatasan kemampuan produksi dalam negeri dan kurangnya ketersediaan bijih besi dalam negeri. *Demand* industri besi dan baja sebesar 15 juta ton/tahun, sementara kemampuan produksi dalam negeri sebesar 7 juta ton/tahun. Selain itu, sebagian besar *billet* diperoleh dari impor, bukan produksi lokal. Meskipun telah dikeluarkan Peraturan Menteri Perdagangan Nomor 110/2018 yang berlaku pada tanggal 20 Januari 2019 untuk meningkatkan penggunaan produk dalam negeri, namun dikarenakan persediaan besi baja masih cukup banyak, *demand* baja masih belum dapat dipenuhi dari produksi dalam negeri;
2. Kebijakan impor *billet*[20] mengakibatkan pemakaian listrik PLN turun drastis. Proses pembuatan *billet* menyerap 70% total kebutuhan listrik dari proses produksi baja;
3. Peraturan Kementerian Perdagangan memudahkan arus impor besi baja sehingga membuat industri besi baja dalam negeri sulit bersaing dengan kompetitor;
4. Terdapatnya teknologi baru yang lebih hemat energi. Beberapa industri mengganti mesin lama dengan mesin baru yang lebih efisien (mesin produksi baru jenis *blast furnace*) dan diperkirakan dapat menghemat konsumsi listrik sebesar 30%.

Industri Semen

1. Produksi semen mengalami penurunan dikarenakan turunnya *demand* dan persediaan semen yang tinggi (*over supply*). Hal ini menyebabkan beberapa pabrik semen berhenti berproduksi. Secara

[20] baja batangan yang dibuat dari hasil pengecoran biji besi (*pig iron*) maupun besi bekas yang dilebur dengan temperatur tertentu serta dituang dalam cetakan ukuran tertentu

keseluruhan penjualan listrik untuk sektor industri semen turun sebesar 66 GWh dibanding tahun 2018;
2. Dengan rendahnya *demand* semen, perusahaan lebih banyak melakukan ekspor klinker ke negara lain, padahal pemakaian listrik terbesar terjadi pada proses pengolahan klinker menjadi semen. Selain itu kesempatan produksi yang rendah tersebut dimanfaatkan untuk melakukan *overhaul* mesin.

Industri Tekstil

1. Industri hulu tekstil (*polyester* dan kapas) banyak dipasok dari impor;
2. Kontribusi terbesar dari produk garmen untuk segmen menengah ke bawah banyak dipasok dari impor;
3. Permintaan barang terutama sisi ekspor menurun tajam. Secara keseluruhan industri tekstil turun sebesar 44 GWh dibanding tahun 2018.

Setelah adanya pandemi COVID-19 pertumbuhan penjualan di tahun 2021 dan 2022 mengalami peningkatan kembali 2021 sebesar 5,8% dan 2022 sebesar 6,2%. Pada tahun 2021 sektor industri yang paling besar mengalami pertumbuhan penjualan sekitar 12,0% lalu disusul sektor bisnis sebesar 3,8%, lalu sektor publik sebesar 3,3% dan sektor rumah tangga sebesar 2,9%. Pada sektor bisnis contohnya seperti hotel, *mall*, tempat pariwisata, dan sejenisnya mengalami pertumbuhan lebih lambat dibanding sektor lain. Di tahun 2022 pertumbuhan penjualan PLN kembali meningkat ke titik tertinggi selama 5 tahun terakhir sebesar 6,2% yang didominasi oleh sektor bisnis sebesar 13,2% lalu disusul sektor publik sebesar 10,2%, sektor industri sebesar 9,4% dan yang terakhir sektor rumah tangga sebesar 0,6%. Pada tahun 2022 pertumbuhan sektor bisnis sudah *recovery* jauh ke nilai 13,2% dikarenakan aktivitas yang sudah kembali seperti normal.

Penjualan tenaga listrik di Sumatera pada 5 tahun terakhir sebelum dan sesudah pandemi COVID-19 (2020-2024) tumbuh lebih tinggi dibanding penjualan *Holding*, yaitu rata-rata 6,3% per tahun. Pada tahun 2019, Regional Sumatera tumbuh sebesar 6,0%, penjualan tumbuh di semua sektor pelanggan secara signifikan.

Pada tahun 2020, dampak pandemi COVID-19 menurunkan penjualan ke 3,3%. Sektor pelanggan yang terdampak signifikan adalah sektor bisnis dengan penurunan penjualan ke -3,2% dan sektor publik dengan penurunan penjualan ke -4,7%. Sementara sektor rumah tangga tidak terlalu terdampak (masih tumbuh sebesar 6,4%) dan sektor industri masih tumbuh walaupun hanya 3,3%.

Pada tahun 2021, Regional Sumatera kembali tumbuh sebesar 7,6% yang didominasi oleh sektor industri yang bertumbuh sebesar 21,0%, tren pertumbuhan yang terus meningkat ke tahun 2022 sebesar 6,7%. Penjualan tumbuh di semua sektor pelanggan secara signifikan.

Pertumbuhan penjualan pada tahun 2023 pada Regional Sumatera, dengan realisasi sampai dengan Desember tumbuh rata-rata sebesar 5,9%. Sektor pelanggan rumah tangga masih mendominasi sebesar 51,0% disusul oleh industri 22,8% dan bisnis 17,2%.

Pada tahun 2024, Regional Sumatera tumbuh sebesar 7,7%, penjualan tumbuh di semua sektor pelanggan secara signifikan.

Realisasi penjualan tenaga listrik Regional Sumatera ditunjukkan pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Rumah Tangga	16.889	17.902	18.271	18.923	20.102
Industri	4.902	5.119	5.905	6.606	6.837
Bisnis	4.778	5.147	5.431	5.886	6.330
Publik	2.598	2.809	2.953	3.197	3.430
Jumlah	**29.167**	**30.978**	**32.559**	**34.612**	**36.698**
Pertumbuhan (%)	5,6%	6,2%	5,1%	6,3%	6,0%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Rumah Tangga	21.386	22.247	22.519	23.538	23.538
Industri	7.062	8.541	10.107	10.538	10.538
Bisnis	6.127	6.499	7.116	7.930	7.930
Publik	3.349	3.514	3.808	4.126	4.314
Jumlah	**37.924**	**40.801**	**43.549**	**46.133**	**46.133**
Pertumbuhan (%)	3,3%	7,6%	6,7%	5,9%	7,6%

*) Hasil Prognosa Tahun 2024

Untuk Regional Jawa, Madura dan Bali (JMB), rata-rata pertumbuhan lima tahun terakhir selama COVID-19 (2020-2024) adalah sebesar 3,9%, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.3. Pertumbuhan ini relatif lebih rendah dibandingkan dengan pertumbuhan rata-rata di Regional Sumatera, Kalimantan dan Sulawesi, serta Maluku Papua dan Nusa Tenggara.

Regional Jawa, Madura dan Bali adalah regional yang paling terdampak penjualannya akibat pandemi COVID-19. Pada tahun 2020, selain sektor rumah tangga, seluruh sektor pelanggan mengalami pertumbuhan penjualan negatif. Penjualan pada sektor rumah tangga meningkat menjadi 8,1%, lebih tinggi dari rata-rata tahun-tahun sebelumnya yang hanya pada kisaran $\pm$ 4%. Kebijakan pemerintah untuk bekerja dari rumah merupakan salah satu faktor yang meningkatkan penjualan pada sektor ini. Sementara itu pada sektor bisnis, industri dan publik, pertumbuhan penjualan masing-masing jatuh ke -10,4%, -9,0% dan -5,1%. Sektor bisnis merupakan sektor yang paling terdampak pandemi COVID-19 dengan perkiraan pemulihan penjualan yang paling lama juga.

Pada tahun 2021, Regional Jawa, Madura dan Bali kembali tumbuh sebesar 5,2% yang didominasi oleh sektor industri yang bertumbuh sebesar 10,3%, tren pertumbuhan yang terus meningkat ke tahun 2022 sebesar 5,8%. Penjualan tumbuh di semua sektor pelanggan secara signifikan.

Pertumbuhan penjualan pada tahun 2023 pada Regional Jawa, Madura dan Bali dengan realisasi sampai dengan Desember tumbuh rata-rata sebesar 4,3%. Sektor pelanggan rumah tangga dan industri masih mendominasi sebesar 38,6% dan 35,0% disusul oleh sektor bisnis 20,2%.

Pada tahun 2024 penjualan di JMB mengalami peningkatan menjadi 6,7%. Sektor penjualan industri tumbuh lebih besar dibandingkan sektor lainnya sebesar 9,6%.

Realisasi penjualan tenaga listrik Regional Jawa, Madura dan Bali ditunjukkan pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (GWh)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Rumah Tangga	58.626	61.586	61.724	63.748	67.308
Industri	56.980	60.654	63.728	67.293	67.433
Bisnis	26.947	29.003	30.318	31.847	33.935
Publik	8.345	3.961	9.291	9.900	10.623
Jumlah	**150.898**	**160.205**	**165.061**	**172.788**	**179.299**
Pertumbuhan (%)	1,0%	6,2%	3,0%	4,7%	3,8%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Rumah Tangga	72.765	74.383	74.456	78.265	82.812
Industri	61.395	67.746	72.447	70.889	77.700
Bisnis	30.396	31.342	36.042	41.011	42.498
Publik	10.085	10.323	11.473	12.599	13.046
Jumlah	**174.641**	**183.793**	**194.419**	**202.765**	**216.057**
Pertumbuhan (%)	-2,6%	5,2%	5,8%	4,3%	6,6%

*) Hasil Prognosa Tahun 2024

Penjualan tenaga listrik di Kalimantan tumbuh rata-rata 8,0% per tahun dari tahun 2020-2024, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.4. Porsi penjualan tenaga listrik masih didominasi oleh sektor rumah tangga. Sektor bisnis cukup berkembang di Kalimantan.

Pandemi COVID-19 tidak di Regional Kalimantan terlihat signifikan dampaknya hanya pada sektor bisnis dan publik khususnya sektor publik, gedung pemerintahan. Sementara sektor rumah tangga pertumbuhannya meningkat ke 8,2% dan sektor industri masih tumbuh 13,3%, walaupun tidak tumbuh seperti rata-rata tahun-tahun sebelumnya yaitu sekitar $\pm$ 16 % (dalam 5 tahun terakhir sebelum pandemi COVID-19).

Pada tahun 2021, Regional Kalimantan kembali tumbuh sebesar 5,2% yang didominasi oleh sektor industri yang bertumbuh sebesar 20,6%, tren pertumbuhan yang terus meningkat ke tahun 2022 sebesar 5,4%. Penjualan tumbuh di semua sektor pelanggan secara signifikan.

Pertumbuhan penjualan pada tahun 2023 pada Regional Kalimantan, dengan realisasi sampai dengan Desember tumbuh rata-rata sebesar 11,2%. Sektor pelanggan rumah tangga masih mendominasi sebesar 56,2% disusul oleh Bisnis 21,3% dan Industri 13,1%.

Pada tahun 2024, penjualan di sektor industri meningkat 64,2%, selanjutnya penjualan di sektor publik meningkat 9,9%.

Realisasi penjualan tenaga listrik Regional Kalimantan ditunjukkan pada Tabel 4.4.

Tabel 4.4 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh)

Uraian	2015	2016	2017*	2018	2019
Rumah Tangga	5.238	5.545	5.658	5.862	6.310
Industri	493	523	654	811	945
Bisnis	1.760	1.910	2.032	2.232	2.413
Publik	743	801	853	931	1.035
Jumlah	**8.233**	**8.779**	**9.197**	**9.836**	**10.703**
Pertumbuhan (%)	6,4%	6,6%	4,8%	6,9%	8,8%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024**
Rumah Tangga	6.826	7.071	7.249	7.814	8.222
Industri	1.071	1.291	1.437	1.823	2.993
Bisnis	2.358	2.436	2.630	2.958	3.012
Publik	1.017	1.065	1.186	1.306	1.435
Jumlah	**11.272**	**11.864**	**12.501**	**13.900**	**15.662**
Pertumbuhan (%)	5,3%	5,3%	5,4%	11,2%	12,7%

*) Tarakan dimasukkan mulai Tahun 2017

**) Hasil Prognosa Tahun 2024

Penjualan tenaga listrik di Sulawesi tumbuh rata-rata 8,7% per tahun dari tahun 2020-2024. Realisasi pertumbuhan penjualan masih cukup tinggi dan masih banyak daftar tunggu pelanggan besar menyebabkan perlunya proyek-proyek infrastruktur ketenagalistrikan untuk beroperasi tepat waktu serta penambahan unit-unit pembangkit. Untuk pelanggan besar yang membutuhkan listrik dalam waktu dekat namun belum dapat dilayani dari rencana pengembangan pembangkit ke depan akan dilayani dengan sewa, *Mobile Power Plant* (MPP) ataupun pembangkit yang termasuk dalam *Reserve Margin* Bergerak Nasional (*National Mobile Reserve Margin*).

Pandemi COVID-19 berdampak signifikan pada sektor bisnis dan industri di Sulawesi. Kedua sektor tersebut mengalami penurunan pertumbuhan penjualan masing-masing ke -6,4% dan 0,1%. Sementara sektor rumah tangga naik di atas rata-rata pertumbuhan di tahun-tahun sebelumnya ke 10,0%. Pada tahun 2021, penjualan Regional Sulawesi kembali tumbuh sebesar 8,2% yang didominasi oleh sektor industri sebesar 29,5%, tren pertumbuhan tersebut terus meningkat ke tahun 2022 sebesar 12,2%. Termasuk di semua sektor pelanggan secara signifikan.

Pertumbuhan penjualan pada tahun 2023 pada Regional Sulawesi, dengan realisasi sampai dengan Desember tumbuh rata-rata sebesar 9,3%. Sektor pelanggan rumah tangga masih mendominasi sebesar 48,7% disusul oleh industri 25,4% dan bisnis 16,9%.

Pada tahun 2024, Regional Sulawesi mengalami kenaikan di penjualan sebesar 10,0% yang didominasi oleh sektor pelanggan industri mengalami kenaikan sebesar 33,5%.

Realisasi penjualan tenaga listrik Regional Sulawesi ditunjukkan pada Tabel 4.5.

Tabel 4.5 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (GWh)

Uraian	2015	2016	2017*	2018	2019
Rumah Tangga	4.604	5.049	5.218	5.447	5.797
Industri	1.023	1.146	1.281	1.456	1.715
Bisnis	1.634	1.801	1.931	2.043	2.135
Publik	830	920	980	1.060	1.136
Jumlah	**8.092**	**8.915**	**9.410**	**10.007**	**10.784**
Pertumbuhan (%)	4,8%	10,2%	5,5%	6,3%	7,8%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024**
Rumah Tangga	6.377	6.643	6.761	7.240	7.465
Industri	1.716	2.223	3.346	3.770	5.032
Bisnis	1.999	2.101	2.261	2.512	2.511
Publik	1.107	1.154	1.234	1.337	1.340
Jumlah	**11.200**	**12.120**	**13.601**	**14.860**	**16.347**
Pertumbuhan (%)	3,9%	8,2%	12,2%	9,3%	10,0%

*) Tarakan dimasukkan mulai Tahun 2017

**) Hasil Prognosa Tahun 2024

Penjualan tenaga listrik di Regional Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara tumbuh rata-rata 8,6% per tahun dari tahun 2020-2024. Hal yang sama seperti Sulawesi terjadi di Wilayah Maluku Papua yaitu cukup tingginya realisasi pertumbuhan penjualan dan masih banyaknya daftar tunggu pelanggan besar menyebabkan perlunya proyek-proyek infrastruktur ketenagalistrikan untuk beroperasi tepat waktu serta penambahan unit-unit pembangkit. Untuk pelanggan besar yang membutuhkan listrik dalam waktu dekat yang belum dapat dilayani dari rencana pengembangan pembangkit ke depan akan dilayani dengan sewa ataupun MPP.

Pandemi COVID-19 pada tahun 2020 berdampak ke turunnya penjualan yang signifikan di sektor bisnis ke -4,4% namun penjualan di sektor pelanggan lainnya masih tumbuh walaupun tidak sebesar tahun-tahun sebelumnya, kecuali untuk sektor rumah tangga. Kebijakan pemerintah untuk bekerja dari rumah dan pembatasan kegiatan masyarakat berdampak positif pada penggunaan listrik pada sektor rumah tangga. Pada tahun 2021, Regional Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara kembali tumbuh sebesar 6,4% yang didominasi oleh sektor industri yang bertumbuh sebesar 9,6%, tren pertumbuhan yang terus meningkat ke tahun 2022 sebesar 4,0%. Penjualan tumbuh di semua sektor pelanggan secara signifikan.

Pertumbuhan penjualan pada tahun 2023 pada Regional Maluku, Papua dan Nusa Tenggara, dengan realisasi sampai dengan Desember tumbuh rata-rata sebesar 12,2%. Sektor pelanggan rumah tangga masih mendominasi sebesar 59,2% disusul oleh Bisnis 21,2% dan Industri 8,0%.

Pada tahun 2024, Regional Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara mengalami kenaikan di penjualan sebesar 11,0% yang didominasi oleh sektor pelanggan industri mengalami kenaikan sebesar 56,8%.

Realisasi penjualan tenaga listrik Regional Maluku, Papua dan Nusa Tenggara ditunjukkan pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (GWh)

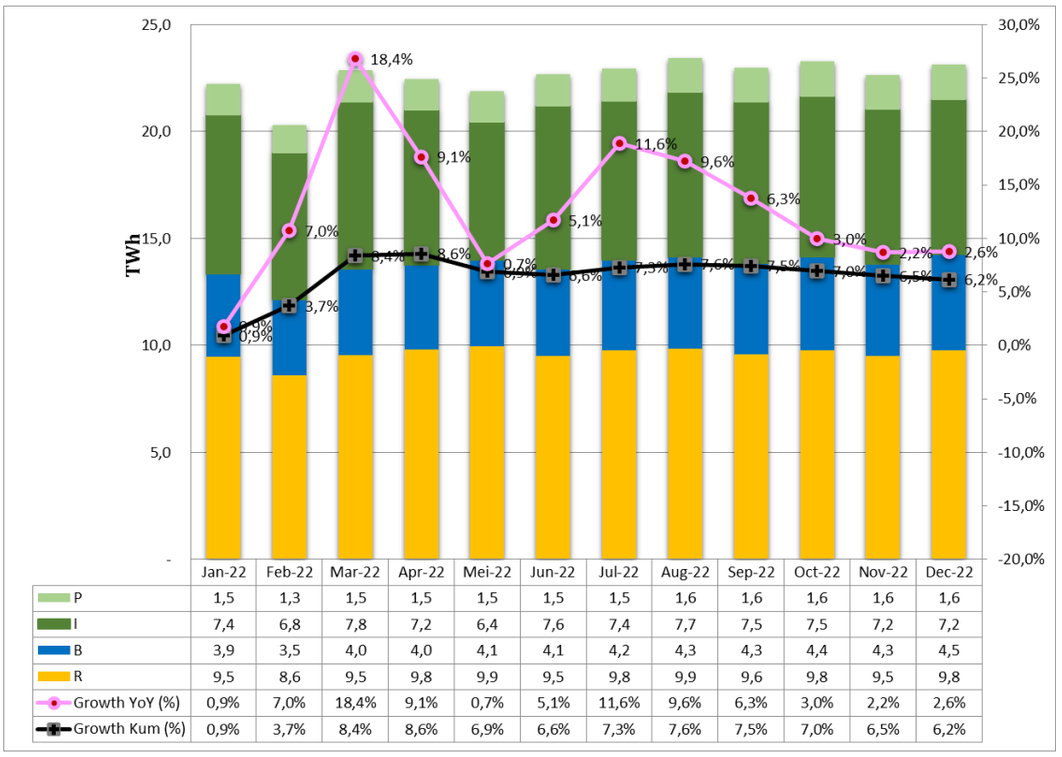
Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Rumah Tangga	2.615	2.803	2.965	3.162	3.400
Industri	135	144	148	178	213
Bisnis	989	1.101	1.162	1.236	1.304
Publik	471	530	564	614	657
Jumlah	**4.210**	**4.578**	**4.839**	**5.189**	**5.574**
Pertumbuhan (%)	6,9%	8,8%	5,7%	7,2%	7,4%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Rumah Tangga	3.926	4.135	4.188	4.480	4.799
Industri	235	258	272	604	947
Bisnis	1.247	1.356	1.472	1.603	1.720
Publik	694	743	816	881	937
Jumlah	**6.102**	**6.491**	**6.748**	**7.568**	**8.402**
Pertumbuhan (%)	9,5%	6,4%	4,0%	12,2%	11,0%

*) Hasil Prognosa Tahun 2024

Realisasi Penjualan Tahun 2022 *Recovery* setelah COVID-19

Pada tahun 2022 setelah melalui pandemi COVID-19 memberikan dampak positif bagi penjualan listrik. Pertumbuhan penjualan di tahun 2022 memiliki pertumbuhan tertinggi sebesar 18,4% di bulan Maret 2022. Gambar di bawah ini memperlihatkan realisasi pertumbuhan penjualan hingga akhir tahun 2022 untuk setiap sektor pelanggan.



	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22	Mei-22	Jun-22	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22
P	1,5	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
I	7,4	6,8	7,8	7,2	6,4	7,6	7,4	7,7	7,5	7,5	7,2	7,2
B	3,9	3,5	4,0	4,0	4,1	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,3	4,5
R	9,5	8,6	9,5	9,8	9,9	9,5	9,8	9,9	9,6	9,8	9,5	9,8
Growth YoY (%)	0,9%	7,0%	18,4%	9,1%	0,7%	5,1%	11,6%	9,6%	6,3%	3,0%	2,2%	2,6%
Growth Kum (%)	0,9%	3,7%	8,4%	8,6%	6,9%	6,6%	7,3%	7,6%	7,5%	7,0%	6,5%	6,2%

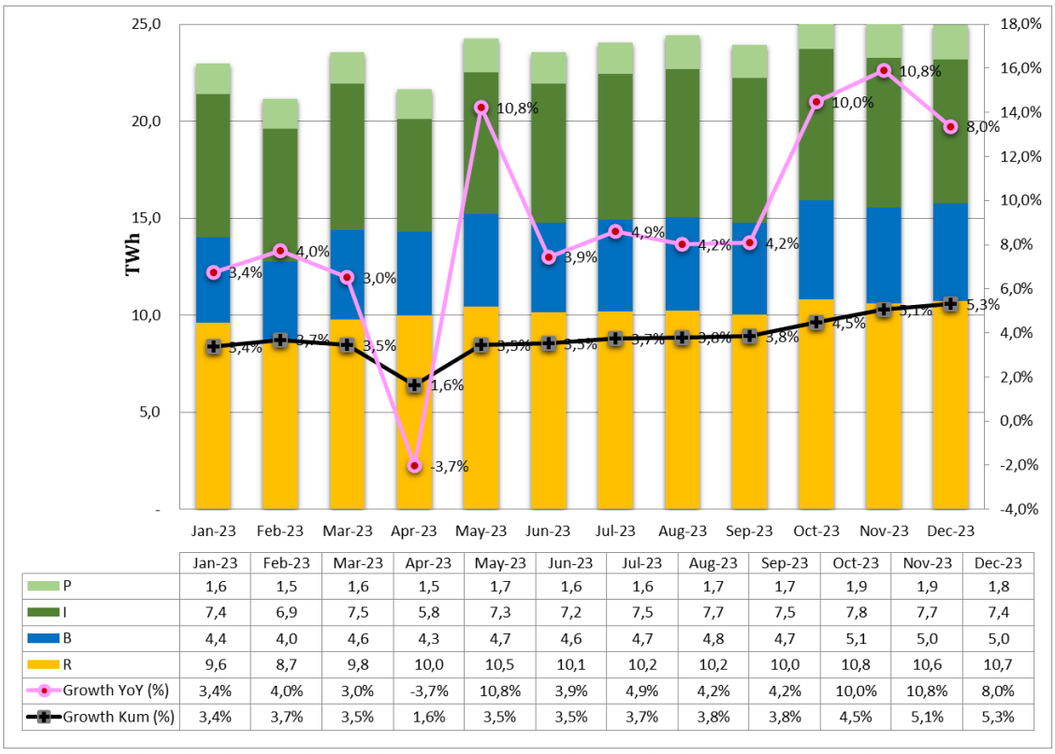
Gambar 4.11 Realisasi Penjualan (TWh) dan Pertumbuhan (%) per bulan Tahun 2022

Realisasi penjualan tahun 2022 yaitu 271 TWh dengan rata-rata pertumbuhan sebesar 6,2%. Sektor Bisnis merupakan sektor yang paling mengalami peningkatan yang signifikan sebesar 13,2%. Pertumbuhan positif ini adalah yang terbesar selama 10 tahun terakhir (dari 2013). Pertumbuhan tertinggi sebelumnya terjadi di tahun 2021 pada sektor Industri sebesar 12%. Selain itu, pada tahun 2022 pada sektor publik (termasuk gedung pemerintah dan penerangan jalan umum) juga berpengaruh terhadap pertumbuhan penjualan tahun 2022 dengan nilai 10,2%. Dapat disimpulkan bahwa Tahun 2021 dan 2022 pertumbuhan penjualan listrik di berbagai sektor di Indonesia sudah *recovery* setelah melewati masa pandemi COVID-19.

Penjualan tenaga listrik PLN didominasi oleh Regional Jawa-Bali sekitar 72% dari total keseluruhan. Penjualan di Jawa-Bali untuk akhir tahun 2022 tumbuh positif pada 5,8%. Selain di Jawa-Bali, *recovery* pasca pandemi COVID-19 menyebabkan pertumbuhan penjualan menjadi positif. Untuk Sumatera penjualan pada akhir 2022 tumbuh 6,7%, Kalimantan 5,4%, Sulawesi 12,2%, dan Maluku Papua Nusa Tenggara 4,0%.

Realisasi Penjualan Tahun 2023

Pada pertumbuhan penjualan tahun 2023 tenaga listrik tetap mengalami kenaikan walaupun terdapat faktor eksternal seperti perubahan suhu iklim atau disebut El-Nino, dampak perang Rusia dan Ukraina terhadap perekonomian dunia terutama terganggunya pasokan bahan baku industri.



	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23	Jul-23	Aug-23	Sep-23	Oct-23	Nov-23	Dec-23
P	1,6	1,5	1,6	1,5	1,7	1,6	1,6	1,7	1,7	1,9	1,9	1,8
I	7,4	6,9	7,5	5,8	7,3	7,2	7,5	7,7	7,5	7,8	7,7	7,4
B	4,4	4,0	4,6	4,3	4,7	4,6	4,7	4,8	4,7	5,1	5,0	5,0
R	9,6	8,7	9,8	10,0	10,5	10,1	10,2	10,2	10,0	10,8	10,6	10,7
Growth YoY (%)	3,4%	4,0%	3,0%	-3,7%	10,8%	3,9%	4,9%	4,2%	4,2%	10,0%	10,8%	8,0%
Growth Kum (%)	3,4%	3,7%	3,5%	1,6%	3,5%	3,5%	3,7%	3,8%	3,8%	4,5%	5,1%	5,3%

Gambar 4.12 Realisasi Penjualan (TWh) dan Pertumbuhan (%) per bulan Tahun 2023

Rata-rata penjualan bulanan tahun 2023 mengalami kenaikan dibanding tahun 2022. Pertumbuhan *year on year* sektor rumah tangga pada tahun 2023 dibandingkan tahun 2022 mengalami kenaikan sebesar 5,4%, pada sektor publik (sudah termasuk gedung pemerintah dan penerangan jalan umum) mengalami kenaikan sebesar 9,4%. Sedangkan pada sektor bisnis pada tahun 2023 dibandingkan tahun 2022 mengalami kenaikan lebih tinggi dibandingkan dengan sektor lainnya sebesar 13,1%. Sementara sektor industri tidak mengalami kenaikan yang signifikan.

IV.1.2 Realisasi Jumlah Pelanggan

Realisasi jumlah pelanggan selama tahun 2015–2023 mengalami peningkatan dari 60,8 juta menjadi 90,6 juta dengan rata-rata penambahan 3,3 juta tiap tahunnya. Penambahan pelanggan terbesar masih terjadi pada sektor rumah tangga, yaitu rata-rata 2,9 juta per tahun, diikuti sektor bisnis dengan rata-rata 0,2 juta pelanggan per tahun, sektor publik rata-rata 0,1 juta pelanggan per tahun, dan terakhir sektor industri rata-rata 0,02 juta pelanggan per tahun. Tabel 4.7 menunjukkan perkembangan jumlah pelanggan PLN berdasarkan sektor pelanggan dalam beberapa tahun terakhir.

Tabel 4.7 Realisasi Jumlah Pelanggan Indonesia (ribu pelanggan)

Uraian	2015	2016	2017*	2018	2019
Rumah Tangga	56.374	59.004	62.340	65.798	69.340
Industri	63	69	76	88	105
Bisnis	2.801	3.139	3.479	3.709	3.786
Publik	1.600	1.724	1.865	2.003	2.146
Jumlah	**60.838**	**63.937**	**67.760**	**71.597**	**75.377**
Pertumbuhan (%)	6,4%	5,1%	6,0%	5,7%	5,3%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2023**
Rumah Tangga	72.321	75.407	78.026	81.241	82.806
Industri	130	159	179	206	211
Bisnis	3.957	4.253	4.591	4.754	4.927
Publik	2.255	2.377	2.482	2.583	2.655
Jumlah	**78.663**	**82.196**	**85.279**	**88.785**	**90.598**
Pertumbuhan (%)	4,4%	4,5%	3,7%	4,1%	2,0%

*) Tarakan dimasukkan tahun 2017

**) Hasil Prognosa Tahun 2024

Jumlah pelanggan di Sumatera sekitar 20,2% dari keseluruhan pelanggan PLN. Pada Tabel 4.8 diperlihatkan realisasi jumlah pelanggan Sumatera. Porsi pelanggan terbesar merupakan pelanggan rumah tangga, kemudian disusul oleh pelanggan bisnis, publik (sosial, gedung kantor pemerintah dan penerangan jalan umum) dan pelanggan industri.

Tabel 4.8 Realisasi Jumlah Pelanggan Sumatera (ribu pelanggan)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Rumah Tangga	10.972	11.561	12.308	13.051	13.785
Industri	8	9	10	11	11
Bisnis	560	619	684	734	772
Publik	233	251	275	296	317
Jumlah	**11.845**	**12.520**	**13.361**	**14.183**	**14.984**
Pertumbuhan (%)	5,9%	5,7%	6,7%	6,1%	5,7%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Rumah Tangga	14.427	15.134	15.682	16.331	16.643
Industri	13	19	23	24	25
Bisnis	825	897	987	1.020	1.092
Publik	337	360	378	390	527
Jumlah	**15.705**	**16.518**	**17.182**	**17.884**	**18.228**
Pertumbuhan (%)	4,8%	5,2%	4,0%	4,1%	2,3%

*) Hasil Prognosa Tahun 2024

Jumlah pelanggan di Jawa, Madura, dan Bali sekitar 61,5% dari keseluruhan pelanggan PLN, di mana sebagian besar merupakan pelanggan rumah tangga. Pelanggan sektor industri memang merupakan porsi terkecil, namun secara energi jual sektor ini menempati urutan kedua setelah sektor rumah tangga. Realisasi jumlah pelanggan Jawa, Madura dan Bali seperti ditunjukkan pada Tabel 4.9.

Tabel 4.9 Realisasi Jumlah Pelanggan Jawa, Madura, dan Bali (ribu pelanggan)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Rumah Tangga	36.643	38.161	39.981	41.878	43.826
Industri	51	56	61	71	87
Bisnis	1.743	1.983	2.219	2.379	2.414
Publik	1.033	1.109	1.193	1.278	1.354
Jumlah	**39.470**	**41.309**	**43.455**	**45.607**	**47.681**
Pertumbuhan (%)	6,5%	4,7%	5,2%	5,0%	4,5%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Rumah Tangga	45.383	46.940	48.352	50.073	50.787
Industri	111	131	147	172	175

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Bisnis	2.512	2.706	2.917	3.030	3.083
Publik	1.414	1.483	1.544	1.603	1.636
Jumlah	**49.418**	**51.259**	**52.960**	**54.877**	**55.681**
Pertumbuhan (%)	3,6%	3,7%	3,3%	3,6%	1,5%

*) Hasil Prognosa Tahun 2024

Porsi jumlah pelanggan di Kalimantan adalah 5,9% dari keseluruhan pelanggan PLN. Pada Tabel 4.10 diperlihatkan realisasi jumlah pelanggan Kalimantan. Porsi pelanggan terbesar merupakan pelanggan rumah tangga, kemudian disusul oleh pelanggan bisnis, publik (sosial, gedung kantor pemerintah dan penerangan jalan umum) dan pelanggan industri.

Tabel 4.10 Realisasi Jumlah Pelanggan Kalimantan (ribu pelanggan)

Uraian	2015	2016	2017*	2018	2019
Rumah Tangga	2.946	3.121	3.386	3.640	3.882
Industri	1	1	2	2	2
Bisnis	205	221	242	251	256
Publik	92	100	110	120	130
Jumlah	**3.245**	**3.445**	**3.740**	**4.013**	**4.270**
Pertumbuhan (%)	6,3%	6,2%	8,6%	7,3%	6,4%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024**
Rumah Tangga	4.117	4.356	4.567	4.806	4.858
Industri	2	2	2	3	3
Bisnis	266	282	300	325	328
Publik	139	149	157	168	173
Jumlah	**4.524**	**4.789**	**5.027**	**5.301**	**5.362**
Pertumbuhan (%)	5,9%	5,9%	5,0%	5,5%	1,1%

**) Hasil Prognosa Tahun 2024

Porsi pelanggan di Sulawesi merupakan 6,9% dari keseluruhan total pelanggan PLN. Pada Tabel 4.11 diperlihatkan realisasi jumlah pelanggan Sulawesi. Porsi pelanggan terbesar merupakan pelanggan rumah tangga, kemudian disusul oleh pelanggan bisnis, publik (sosial, gedung kantor pemerintah dan penerangan jalan umum) dan pelanggan industri.

Tabel 4.11 Realisasi Jumlah Pelanggan Sulawesi (ribu pelanggan)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Rumah Tangga	3.398	3.608	3.914	4.201	4.493
Industri	2	3	3	3	4
Bisnis	156	169	182	192	192
Publik	95	103	113	122	143
Jumlah	**3.652**	**3.883**	**4.212**	**4.519**	**4.831**
Pertumbuhan (%)	6,1%	6,3%	8,5%	7,3%	6,9%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Rumah Tangga	4.766	5.053	5.291	5.595	5.856
Industri	4	5	5	6	6
Bisnis	201	211	223	224	246
Publik	151	160	166	173	184
Jumlah	**5.122**	**5.429**	**5.686**	**5.998**	**6.292**
Pertumbuhan (%)	6,0%	6,0%	4,7%	5,5%	4,9%

*) Hasil Prognosa Tahun 2024

Jumlah pelanggan di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara hanya sekitar 5,5% dari keseluruhan pelanggan PLN. Pada Tabel 4.12 diperlihatkan realisasi jumlah pelanggan Maluku, Papua dan Nusa Tenggara. Porsi pelanggan terbesar merupakan pelanggan rumah tangga, kemudian disusul oleh pelanggan bisnis, publik (sosial, gedung kantor pemerintah dan penerangan jalan umum) dan pelanggan industri.

Tabel 4.12 Realisasi Jumlah Pelanggan Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (ribu pelanggan)

Uraian	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Rumah Tangga	2.416	2.552	2.751	3.027	3.354
Industri	1	1	1	1	1
Bisnis	137	146	152	153	152
Publik	74	81	89	96	104
Jumlah	**2.627**	**2.780**	**2.992**	**3.277**	**3.611**
Pertumbuhan (%)	6,6%	5,8%	7,7%	9,5%	10,2%

Uraian	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024***
Rumah Tangga	3.628	3.925	4.133	4.437	4.662
Industri	1	1	1	1	1
Bisnis	154	158	165	155	177
Publik	111	118	124	131	135
Jumlah	**3.894**	**4.202**	**4.423**	**4.724**	**4.975**
Pertumbuhan (%)	7,9%	7,9%	5,3%	6,8%	5,3%

*) Hasil Prognosa Tahun 2024

IV.1.3 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik (Triliun Rp)

Rata-rata pendapatan penjualan tenaga listrik per tahun dari 2020-2034 mengalami kenaikan sebesar 7,0%. Namun terjadi anomali pada tahun 2020 dengan turunnya pendapatan penjualan tenaga listrik sebesar -6,0% atau dari Rp. 274,0 T (2019) ke Rp. 257,5 T (2020) yang diakibatkan oleh pandemi COVID-19. Porsi terbesar pada sektor rumah tangga sebesar 41,3% dari total pendapatan penjualan tenaga listrik bulan Oktober tahun 2024. Realisasi pendapatan penjualan ditunjukkan pada Tabel 4.13.

Tabel **4.13** Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik (Rp. T)

Uraian	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Rumah Tangga	73,7	78,6	99,0	107,1	112,8
Industri	73,1	71,7	78,1	83,1	84,8
Bisnis	46,4	46,9	50,8	53,9	58,0
Publik	14,8	15,1	16,1	17,2	18,4
Jumlah	**208,0**	**212,3**	**244,0**	**261,4**	**274,0**
Pertumbuhan (%)	12,6%	2,0%	15,0%	7,1%	4,8%

Uraian	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024***
Rumah Tangga	110,0	116,9	129,7	140,0	156,3
Industri	77,9	86,8	94,5	94,5	117,9
Bisnis	52,0	53,7	61,9	70,3	78,3
Publik	17,7	18,0	21,1	23,9	26,4
Jumlah	**257,5**	**275,4**	**307,2**	**328,7**	**328,7**
Pertumbuhan (%)	-6,0%	7,0%	11,5%	7,0%	15,3%

*) Hasil Prognosa Tahun 2024

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Sumatera pada bulan Oktober tahun 2024 sekitar 16,1% dari keseluruhan pendapatan,

seperti ditunjukkan pada Tabel 4.14. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yang mencapai 51,2% dari keseluruhan pendapatan penjualan di Sumatera.

Tabel 4.14 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (Rp. T)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Rumah Tangga	13,2	14,3	19,1	20,8	22,0
Industri	5,61	5,4	6,5	7,2	7,6
Bisnis	6,1	6,2	6,8	7,4	8,0
Publik	3,1	3,1	3,4	3,7	3,9
Jumlah	**28,0**	**29,1**	**35,7**	**39,1**	**41,4**
Pertumbuhan (%)	15,7%	4,0%	22,8%	9,6%	5,9%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Rumah Tangga	21,1	22,7	25,1	26,7	31,2
Industri	7,8	8,7	9,6	10,1	12,3
Bisnis	7,5	7,9	8,9	10,0	12,0
Publik	3,8	3,9	4,5	5,0	5,5
Jumlah	**40,2**	**43,2**	**48,0**	**51,7**	**61,0**
Pertumbuhan (%)	-3,0%	7,6%	11,1%	7,8%	17,9%

*) Hasil Prognosa Tahun 2024

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Jawa, Madura dan Bali pada tahun 2024 sekitar 70,5% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.15. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yaitu sekitar 37,4% dari total keseluruhan pendapatan Jawa, Madura dan Bali. Disusul oleh pelanggan sektor industri dan pelanggan sektor bisnis.

Tabel 4.15 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (Rp. T)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Rumah Tangga	50,6	53,4	65,4	70,3	73,7
Industri	65,6	64,3	69,4	73,2	74,0
Bisnis	34,7	34,8	37,5	39,5	42,5
Publik	9,3	9,5	10,0	10,6	11,3
Jumlah	**160,2**	**161,9**	**182,3**	**193,6**	**201,6**
Pertumbuhan (%)	11,9%	1,1%	12,6%	6,2%	4,1%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Rumah Tangga	71,8	75,7	83,9	90,7	100,0
Industri	66,8	74,0	79,4	77,8	94,7
Bisnis	37,4	38,4	44,9	51,2	56,3
Sosial	10,7	10,8	12,8	14,6	16,2
Jumlah	**186,7**	**199,0**	**221,0**	**234,3**	**267,2**
Pertumbuhan (%)	-7,4%	6,6%	11,1%	6,0%	14,0%

*) Hasil Prognosa Tahun 2024

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Kalimantan dan Sulawesi pada bulan Oktober tahun 2024 berturut-turut sebesar 5,5% dan 5,2% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.16 dan Tabel 4.17. Pendapatan tersebut sebagian besar didominasi oleh pelanggan sektor rumah tangga.

Tabel 4.16 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (Rp. T)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Rumah Tangga	4,1	4,5	6,1	6,7	7,2
Industri	0,6	0,6	0,7	0,9	1,1
Bisnis	2,2	2,3	2,5	2,8	3,1
Publik	0,9	0,9	1,0	1,2	1,1
Jumlah	**7,8**	**8,2**	**10,3**	**11,5**	**12,6**
Pertumbuhan (%)	14,6%	5,7%	25,2%	11,3%	9,4%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Rumah Tangga	7,2	7,7	8,5	9,4	10,7
Industri	1,2	1,5	1,7	2,1	3,9
Bisnis	2,9	3,0	3,3	3,8	4,3
Publik	1,1	1,2	1,4	1,6	1,9
Jumlah	**12,5**	**13,4**	**14,9**	**16,9**	**20,8**
Pertumbuhan (%)	-0,3%	6,8%	11,8%	12,9%	23,3%

*) Hasil Prognosa Tahun 2024

Tabel 4.17 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (Rp. T)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Rumah Tangga	3,5	4,0	5,3	5,8	6,2
Industri	1,1	1,2	1,4	1,6	1,9
Bisnis	2,1	2,2	2,5	2,6	2,7
Publik	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3
Jumlah	**6,7**	**8,4**	**10,3**	**11,2**	**12,1**
Pertumbuhan (%)	9,3%	25,7%	22,3%	9,1%	7,5%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Rumah Tangga	6,1	6,6	7,4	8,1	8,6
Industri	1,8	2,3	3,5	3,9	6,0
Bisnis	2,5	2,6	2,9	3,3	3,4
Publik	1,3	1,3	1,4	1,6	1,6
Jumlah	**11,7**	**12,8**	**15,3**	**17,0**	**19,6**
Pertumbuhan (%)	-3,3%	9,9%	19,1%	10,9%	15,8%

*) Hasil Prognosa Tahun 2024

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara pada bulan Oktober tahun 2024 sekitar 3,1% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.18. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yang mencapai 56,3% dari keseluruhan pendapatan penjualan di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara.

Tabel 4.18 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Rp. T)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Rumah Tangga	2,2	2,5	3,1	3,5	3,7
Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Bisnis	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7
Publik	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8
Jumlah	**4,2**	**4,6**	**5,4**	**6,0**	**6,4**
Pertumbuhan (%)	14,6%	8,5%	18,3%	10,1%	7,4%

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Rumah Tangga	3,8	4,1	4,7	5,1	5,8
Industri	0,3	0,3	0,3	0,6	0,9
Bisnis	1,6	1,7	1,9	2,1	2,4
Publik	0,8	0,8	1,0	1,1	1,2
Jumlah	**6,4**	**7,0**	**7,9**	**8,9**	**10,3**
Pertumbuhan (%)	-0,2%	9,0%	13,0%	12,3%	15,7%

*) Hasil Prognosa Tahun 2024

IV.2 Kondisi Sistem Pembangkitan

IV.2.1 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit

Realisasi total kapasitas terpasang pembangkit di Indonesia hingga bulan Oktober tahun 2024 adalah 74.556 MW yang terdiri atas pembangkit PLN 46.229 MW, swasta 27.032 MW dan sewa 1.295 MW, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.19. Sebagian besar pembangkit tersebut berupa PLTU 51,6%, disusul PLTG/PLTGU/PLTMG sekitar 29,1%, PLTD sekitar 5,6%, PLTA/PLTM sekitar 7,8%, PLTP sekitar 3,1% dan sisanya EBT lain. Tabel 4.19. menunjukkan realisasi total kapasitas terpasang pembangkit di Indonesia hingga bulan Oktober tahun 2024. Untuk *Excess Power*/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain tidak dipisahkan.

Tabel 4.19 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit Indonesia (MW)

Uraian*	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.566,1	0,8	721,8	3.567,8	-	1.200,0	3.583,1	0,1	1.276,9
PLTP	550,9	-	796,7	550,9	-	861,7	550,9	-	1.645,8
PLTBiomas	0,5	-	42,8	0,5	-	54,8	0,5	-	145,5
PLTS	8,9	-	0,1	12,9	-	7,1	8,0	1,3	11,1
PLTB	0,5	-	1,3	0,5	-	1,3	0,4	-	0,6
PLTG	2.981,3	427,7	177,8	3.041,6	518,6	610,9	3.067,5	669,6	583,1
PLTGU	8.894,1	60,0	823,8	8.894,1	60,0	823,8	8.934,1	60,0	933,8
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	46,5	21,0
PLTD	2.863,0	2.890,6	288,5	3.640,1	2.704,5	136,1	3.738,1	2.172,6	494,4
PLTU Batubara	15.978,9	30,0	5.903,3	17.450,4	15,0	7.156,2	17.770,5	45,0	7.763,2
PLTU Minyak/Gas	1.760,3	5,0	-	1.660,3	5,0	4,0	1.560,0	9,0	-
Subtotal	36.604,5	3.414,0	8.756,1	38.819,1	3.303,1	10.855,9	39.213,1	3.004,2	12.875,3
TOTAL			48.774,6			52.978,1			55.092,7

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.583,0	-	1.355,3	3.584,0	-	1.397,2	3.584,1	-	1.590,0
PLTP	579,5	-	1.344,8	579,5	-	1.859,8	579,3	-	1.863,4
PLTBiomas	0,5	-	171,0	0,5	-	171,2	0,5	-	119,1
PLTS	12,1	0,8	12,6	12,4	0,8	51,6	16,7	0,8	61,6
PLTB	0,5	-	70,6	0,5	-	130,6	0,5	-	130,6
PLTG	3.108,7	610,8	683,6	3.095,5	262,7	969,1	2.842,7	187,8	922,5
PLTGU	10.027,1	60,0	933,8	10.351,8	30,0	993,8	11.190,3	-	863,6
PLTMG	-	-	-	1.193,8	397,4	141,5	1.904,0	433,6	30,3
PLTD	4.271,8	1.711,8	339,3	3.581,3	1.049,1	284,1	3.369,9	729,1	284,0
PLTU Batubara	17.990,0	90,0	8.329,7	18.576,5	90,0	10.736,5	18.615,6	90,0	11.454,5
PLTU Minyak/Gas	1.585,0	-	-	1.585,0	-	-	1.585,0	-	-
Subtotal	41.158,1	2.473,4	13.240,7	42.560,8	1.829,9	16.735,4	43.688,5	1.441,1	17.319,6
TOTAL			56.872,2			61.126,0			62.449,2

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.587,7	-	1.743,0	3.597,0	-	2.038,1	3.597,1	-	2.183,1
PLTP	579,3	-	1.949,4	579,3	-	1.954,4	579,3	-	1.939,7
PLTBiomas	0,5	-	134,7	0,5	-	134,6	0,5	-	116,7
PLTS	21,3	0,8	60,5	27,6	0,8	60,5	31,3	0,8	209,1
PLTB	0,5	-	130,6	0,5	-	130,6	0,5	-	130,6
PLTG	2.842,7	185,8	885,5	2.703,4	119,0	888,5	2.764,0	119,0	816,5
PLTGU	11.366,1	120,0	860,6	11.723,0	-	940,6	11.953,8	-	1.820,6
PLTMG	2.007,5	364,6	270,3	2.163,0	299,6	30,2	2.045,1	299,6	156,6
PLTD	3.422,2	604,9	60,0	3.454,2	603,1	60,0	3.412,3	674,1	-
PLTU Batubara	18.667,0	90,0	12.227,0	18.673,5	90,0	16.284,5	18.754,9	105,0	18.737,9
PLTU Minyak/Gas	1.585,0	-	-	1.585,0	-	-	1.585,0	-	-
Subtotal	44.079,8	1.366,0	18.321,7	44.506,9	1.112,4	22.522,0	44.723,7	1.198,4	26.110,8
TOTAL			63.767,5			68.141,3			72.032,9

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.597,0	-	2.222,2
PLTP	579,3	-	1.758,8
PLTBiomas	0,5	-	152,2
PLTS	32,6	0,8	209,1
PLTB	0,2	-	130,6
PLTG	2.798,7	119,0	809,0
PLTGU	12.797,7	-	2.700,6
PLTMG	2.045,1	253,6	156,6
PLTD	3.351,3	816,3	-
PLTU Batubara	19.441,9	105,0	18.892,9
PLTU Minyak/Gas	1.585,0	-	-
Subtotal	46.229,2	1.294,5	27.032,0
TOTAL			74.555,8

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.20 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit Sumkal (MW)

Uraian*	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	898,9	-	208,7	898,7	-	496,9	898,6	0,1	514,4
PLTP	110,0	-	-	110,0	-	55,0	110,0	-	460,0
PLTBiomas	-	-	42,8	-	-	50,0	-	-	122,7
PLTS	1,3	-	-	2,7	-	-	1,3	1,3	-
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	0,7	-	-	0,7	-	-	-
PLTG	816,5	427,7	177,8	893,6	468,6	439,9	826,5	619,6	547,1
PLTGU	997,9	-	150,0	997,9	-	150,0	1.037,9	-	260,0
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	46,5	21,0
PLTD	1.584,7	1.870,0	183,3	1.925,7	1.696,8	67,2	2.144,5	1.360,9	309,3
PLTU Batubara	2.214,5	30,0	1.160,9	2.639,0	15,0	1.390,8	2.935,0	15,0	1.398,2
PLTU Minyak/Gas	260,0	-	-	260,0	-	4,0	260,0	-	-
Subtotal	6.883,7	2.327,7	1.924,2	7.727,6	2.180,4	2.654,6	8.213,8	2.043,5	3.632,7
TOTAL			11.135,6			12.562,5			13.890,0

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	898,6	-	575,5	898,6	-	748,9	898,6	-	785,8
PLTP	110,0	-	440,0	110,0	-	955,0	110,0	-	955,0
PLTBiomas	-	-	152,2	-	-	151,5	-	-	95,8
PLTS	1,9	0,8	2,0	1,9	0,8	2,0	1,9	0,8	2,0
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	841,6	610,8	592,6	910,3	262,7	878,1	910,9	187,8	803,5
PLTGU	1.037,9	-	260,0	1.037,9	30,0	260,0	1.037,9	-	279,8
PLTMG	-	-	-	668,0	397,4	53,0	914,7	433,6	30,3
PLTD	2.396,3	1.149,7	99,3	1.748,4	646,4	44,1	1.730,0	400,3	44,0
PLTU Batubara	2.935,0	30,0	1.506,7	3.477,0	30,0	1.813,5	3.488,6	30,0	2.486,5
PLTU Minyak/Gas	285,0	-	-	285,0	-	-	285,0	-	-
Subtotal	8.506,3	1.791,3	3.628,3	9.137,1	1.367,2	4.906,1	9.377,7	1.052,4	5.482,8
TOTAL			13.925,9			15.410,5			15.912,9

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	898,6	-	825,3	898,6	-	882,2	898,6	-	1.009,5
PLTP	110,0	-	1.041,0	110,0	-	1.041,0	110,0	-	1.041,0
PLTBiomas	-	-	102,4	0,0	-	102,4	0,0	-	84,5
PLTS	1,9	0,8	2,0	2,1	0,8	2,0	2,9	0,8	2,0
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	910,9	185,8	766,5	960,9	119,0	766,5	840,9	119,0	766,5
PLTGU	1.037,9	-	396,8	1.037,9	-	671,8	1.037,9	-	671,8
PLTMG	914,7	364,6	270,3	1.070,2	239,6	30,2	1.070,3	239,6	30,2
PLTD	1.725,7	199,7	-	1.727,7	183,5	-	1.735,7	201,3	-
PLTU Batubara	3.492,5	30,0	2.314,0	3.496,0	30,0	2.471,5	3.496,0	45,0	3.907,9
PLTU Minyak/Gas	285,0	-	-	285,0	-	-	285,0	-	-
Subtotal	9.377,3	780,8	5.718,4	9.588,3	572,8	5.967,6	9.477,3	605,6	7.513,5
TOTAL			15.876,4			16.128,8			17.596,4

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	898,5	-	1.036,0
PLTP	110,0	-	857,0
PLTBiomas	0,0	-	118,2
PLTS	2,9	0,8	2,0
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	-
PLTG	840,9	119,0	659,0
PLTGU	1.037,9	-	671,8
PLTMG	1.070,3	193,6	30,2
PLTD	1.690,6	240,1	-
PLTU Batubara	3.742,0	45,0	4.135,9
PLTU Minyak/Gas	285,0	-	-
Subtotal	9.678,0	598,4	7.510,1
TOTAL			17.786,5

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.21 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit JMB (MW)

Uraian*	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	2.405,8	-	198,6	2.404,9	-	216,3	2.421,9	-	278,9
PLTP	345,0	-	796,7	345,0	-	766,7	345,0	-	1.145,8
PLTBiomas	-	-	-	-	-	4,8	-	-	22,8
PLTS	-	-	0,1	1,0	-	0,1	-	-	3,1
PLT EBT Lain (PLTB)	0,3	-	0,6	0,3	-	0,6	0,3	-	0,6
PLTG	1.977,3	-	-	1.925,3	-	-	1.925,3	-	-
PLTGU	7.896,2	-	418,8	7.896,2	-	418,8	7.896,2	-	418,8
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	226,5	85,5	3,0	618,8	88,3	1,1	242,0	84,1	-
PLTU Batubara	13.520,0	-	4.477,4	14.530,0	-	5.471,4	14.530,0	-	5.845,0
PLTU Minyak/Gas	1.500,0	-	-	1.400,0	-	-	1.300,0	-	-
Subtotal	27.871,1	85,5	5.895,1	29.121,6	88,3	6.879,7	28.660,7	84,1	7.715,0
TOTAL			33.851,7			36.089,5			36.459,8

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasam a dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasam a dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	2.421,4	-	296,0	2.421,4	-	358,4	2.421,4	-	383,8
PLTP	377,0	-	864,8	377,0	-	864,8	376,8	-	868,4
PLTBiomas	-	-	18,8	-	-	19,8	-	-	19,8
PLTS	-	-	2,1	-	-	2,1	1,0	-	2,1
PLT EBT Lain (PLTB)	0,3	-	0,6	0,3	-	0,6	0,3	-	0,6
PLTG	1.985,8	-	-	1.962,5	-	-	1.709,1	-	-
PLTGU	8.989,2	-	418,8	9.313,9	-	418,8	10.152,4	-	268,8
PLTMG	-	-	-	3,2	-	-	202,9	-	-
PLTD	256,1	75,3	-	395,2	21,3	-	212,4	-	-
PLTU Batubara	14.530,0	-	6.126,0	14.530,0	-	8.126,0	14.530,0	-	8.176,0
PLTU Minyak/Gas	1.300,0	-	-	1.300,0	-	-	1.300,0	-	-
Subtotal	29.859,8	75,3	7.727,1	30.303,4	21,3	9.790,5	30.906,1	-	9.719,5
TOTAL			37.662,2			40.115,3			40.625,6

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	2.425,0	-	406,1	2.433,9	-	411,1	2.433,9	-	428,8
PLTP	376,8	-	868,4	376,8	-	868,4	376,8	-	850,7
PLTBiomas	-	-	28,8	-	-	28,6	-	-	28,6
PLTS	1,4	-	1,0	1,4	-	1,0	2,0	-	149,6
PLT EBT Lain (PLTB)	0,3	-	0,6	0,3	-	0,6	0,3	-	0,6
PLTG	1.709,1	-	-	1.519,8	-	-	1.580,4	-	-
PLTGU	10.328,2	-	268,8	10.685,1	-	268,8	10.584,3	-	1.148,8
PLTMG	202,9	-	-	202,9	-	-	202,9	-	-
PLTD	211,1	-	-	212,2	10,0	-	220,7	-	-
PLTU Batubara	14.530,0	-	9.021,0	14.530,0	-	12.921,0	14.501,4	-	13.845,0
PLTU Minyak/Gas	1.300,0	-	-	1.300,0	-	-	1.300,0	-	-
Subtotal	31.084,7	-	10.594,7	31.262,2	10,0	14.499,5	31.202,6	-	16.452,1
TOTAL			41.679,4			45.771,7			47.654,7

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	2.433,9	-	427,9
PLTP	376,8	-	853,8
PLTBiomas	-	-	30,5
PLTS	2,0	-	149,6
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	0,6
PLTG	1.606,6	-	-
PLTGU	11.428,2	-	2.028,8
PLTMG	202,9	-	-
PLTD	227,2	7,7	-
PLTU Batubara	14.816,4	-	13.843,0
PLTU Minyak/Gas	1.300,0	-	-
Subtotal	32.393,9	7,7	17.334,2
TOTAL			49.735,7

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.22 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit Sulmapana (MW)

Uraian*	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	261,5	0,8	314,6	264,2	-	486,8	262,6	-	483,5
PLTP	95,9	-	-	95,9	-	40,0	95,9	-	40,0
PLTBiomas	0,5	-	-	0,5	-	-	0,5	-	-
PLTS	7,5	-	-	9,2	-	7,0	6,7	-	8,0
PLT EBT Lain (PLTB)	0,2	-	-	0,2	-	-	0,1	-	-
PLTG	187,5	-	-	222,7	50,0	171,0	315,7	50,0	36,0
PLTGU	-	60,0	255,0	-	60,0	255,0	-	60,0	255,0
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	1.051,9	935,1	102,2	1.095,6	919,5	67,8	1.351,6	727,7	185,1
PLTU Batubara	244,4	-	265,0	281,4	-	294,0	305,5	30,0	520,0
PLTU Minyak/Gas	0,3	5,0	-	0,3	5,0	-	-	9,0	-
Subtotal	1.849,6	1.000,9	936,8	1.969,9	1.034,5	1.321,6	2.338,6	876,7	1.527,6
TOTAL			3.787,3			4.326,0			4.742,9

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	263,0	-	483,8	264,0	-	289,8	264,1	-	420,3
PLTP	92,5	-	40,0	92,5	-	40,0	92,5	-	40,0
PLTBiomas	0,5	-	-	0,5	-	-	0,5	-	3,5
PLTS	10,1	-	8,5	10,5	-	47,5	13,8	-	57,5
PLT EBT Lain (PLTB)	0,2	-	70,0	0,2	-	130,0	0,2	-	130,0
PLTG	281,4	-	91,0	222,7	-	91,0	222,7	-	119,0
PLTGU	-	60,0	255,0	-	-	315,0	-	-	315,0
PLTMG	-	-	-	522,7	-	88,5	786,4	-	-
PLTD	1.619,4	486,8	240,0	1.437,7	381,3	240,0	1.427,5	328,8	240,0
PLTU Batubara	525,0	60,0	697,0	569,5	60,0	797,0	597,0	60,0	792,0
PLTU Minyak/Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	2.792,1	606,8	1.885,3	3.120,2	441,3	2.038,7	3.404,6	388,8	2.117,3
TOTAL			5.284,1			5.600,3			5.910,7

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	264,1	-	511,6	264,5	-	744,8	264,6	-	744,8
PLTP	92,5	-	40,0	92,5	-	45,0	92,5	-	48,0
PLTBiomas	0,5	-	3,5	0,5	-	3,5	0,5	-	3,5
PLTS	18,1	-	57,5	24,2	-	57,5	26,4	-	57,5
PLT EBT Lain (PLTB)	0,2	-	130,0	0,2	-	130,0	0,2	-	130,0
PLTG	222,7	-	119,0	222,7	-	122,0	342,7	-	50,0
PLTGU	-	120,0	195,0	-	-	-	331,6	-	-
PLTMG	889,9	-	-	889,9	60,0	-	771,9	60,0	126,4
PLTD	1.485,4	405,2	60,0	1.514,4	409,6	60,0	1.455,9	472,8	-
PLTU Batubara	644,5	60,0	892,0	647,5	60,0	892,0	757,5	60,0	985,0
PLTU Minyak/Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	3.617,8	585,2	2.008,6	3.656,4	529,6	2.054,8	4.043,8	592,8	2.145,2
TOTAL			6.211,6			6.240,8			6.781,8

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	264,6	-	758,3
PLTP	92,5	-	48,0
PLTBiomas	0,5	-	3,5
PLTS	27,7	-	57,5
PLT EBT Lain (PLTB)	0,2	-	130,0
PLTG	351,2	-	150,0
PLTGU	331,6	-	-
PLTMG	771,9	60,0	126,4
PLTD	1.433,6	568,5	-
PLTU Batubara	883,5	60,0	914,0
PLTU Minyak/Gas	-	-	-
Subtotal	4.157,3	688,5	2.187,7
TOTAL			7.033,5

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

IV.2.2 Realisasi Daya Mampu Neto (DMN) Pembangkit

Realisasi daya mampu neto pembangkit di Indonesia hingga bulan Oktober tahun 2024 adalah 68.689 MW. Tabel 4.23 menunjukkan realisasi DMN pembangkit di Indonesia tahun 2015-2024. Sedangkan untuk data Daya Mampu Pasok (DMP) tidak bisa direkap per tahun, dikarenakan data tersebut selalu update per hari nya. Sedangkan untuk data Daya Mampu Pasok (DMP) tertinggi itu ialah data Daya Mampu Neto (DMN). Untuk *Excess Power*/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain tidak dipisahkan.

Tabel 4.23 Realisasi DMN Pembangkit Indonesia (MW)

Uraian*	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.473,2	0,5	511,3	3.410,6	-	694,3	3.470,9	0,1	1.158,6
PLTP	516,4	-	796,7	497,9	-	806,7	508,9	-	1.588,8
PLTBiomas	0,0	-	17,3	0,2	-	30,5	-	-	126,0
PLTS	6,5	-	-	9,3	-	6,8	5,7	0,9	8,9
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	0,7	0,1	-	0,7	-	-	-
PLTG	2.486,4	401,2	57,8	2.622,1	489,5	485,7	2.600,8	661,1	396,9
PLTGU	7.571,2	60,0	673,8	7.754,2	60,0	673,8	7.610,2	60,0	933,8
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	46,5	31,0
PLTD	1.801,8	2.662,7	270,0	2.248,3	2.522,0	125,7	2.417,3	2.067,0	488,6
PLTU Batubara	14.398,6	30,0	5.074,8	15.425,6	15,0	6.157,7	15.794,2	45,0	7.658,7
PLTU Minyak/Gas	1.210,2	5,0	-	789,2	5,0	0,3	1.136,0	13,0	-
Subtotal	31.464,3	3.159,4	7.402,3	32.757,5	3.091,5	8.982,1	33.543,9	2.893,6	12.391,4
TOTAL			42.025,9			44.831,1			48.828,9

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.471,0	0,2	1.293,3	3.474,8	-	1.348,5	3.511,4	-	1.337,8
PLTP	541,5	-	1.295,8	550,3	-	1.479,1	550,3	-	648,5
PLTBiomas	-	-	170,1	-	-	167,9	-	-	116,4
PLTS	7,2	0,6	9,7	6,3	0,2	49,5	11,7	0,2	58,7
PLT EBT Lain (PLTB)	0,1	-	70,0	0,1	-	130,0	0,1	-	130,0
PLTG	2.581,2	602,8	677,4	2.630,6	238,3	931,3	2.316,6	166,8	920,5
PLTGU	8.852,5	60,0	933,8	9.145,5	-	993,8	9.999,0	-	594,8
PLTMG	-	-	-	1.057,3	353,4	106,2	1.747,6	384,1	30,3
PLTD	2.689,7	1.591,1	337,1	2.091,7	828,6	284,1	1.952,2	653,1	284,0
PLTU Batubara	16.204,8	90,0	8.274,2	16.675,3	90,0	14.206,6	16.663,0	90,0	8.404,9
PLTU Minyak/Gas	934,0	-	-	1.004,0	-	-	997,0	-	-
Subtotal	35.282,0	2.344,7	13.061,3	36.636,0	1.510,4	19.697,1	37.748,8	1.294,1	12.525,8
TOTAL			50.688,1			57.843,5			51.568,7

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.515,7	-	1.566,6	3.523,4	-	2.021,0	3.527,5	-	2.172,3
PLTP	544,3	-	1.643,4	545,1	-	1.562,6	545,1	-	1.566,5
PLTBiomas	-	-	130,2	0,0	-	103,0	0,5	-	112,4
PLTS	14,9	0,1	58,4	21,6	0,1	60,1	25,9	0,4	209,1
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	130,0	-	-	130,0	0,3	-	130,5
PLTG	2.315,6	166,2	875,0	2.179,6	103,4	825,5	2.489,4	117,4	816,5
PLTGU	10.130,5	120,0	860,6	10.238,5	-	940,6	10.539,0	-	1.820,6
PLTMG	1.843,2	305,7	270,3	1.993,5	261,7	29,2	1.895,6	287,7	151,6
PLTD	2.013,2	500,4	60,0	1.971,0	517,6	-	2.498,8	650,6	-
PLTU Batubara	16.733,9	90,0	12.218,9	16.748,4	60,0	16.259,4	16.855,2	105,0	18.726,9
PLTU Minyak/Gas	997,0	-	-	997,0	-	-	1.183,5	-	-
Subtotal	38.108,3	1.182,4	17.813,4	38.218,2	942,8	21.931,4	39.560,6	1.161,1	25.706,5
TOTAL			57.104,0			61.092,4			66.428,2

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.527,3	-	2.211,5
PLTP	545,1	-	1.574,3
PLTBiomas	0,5	-	134,7
PLTS	27,1	0,4	209,1
PLT EBT Lain (PLTB)	0,1	-	130,5
PLTG	2.450,3	117,4	843,8
PLTGU	11.197,8	-	2.700,6
PLTMG	1.895,6	241,7	151,6
PLTD	2.444,8	790,6	-
PLTU Batubara	17.348,2	105,0	18.857,4
PLTU Minyak/Gas	1.183,5	-	-
Subtotal	40.620,1	1.255,2	26.813,6
TOTAL			68.688,8

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.24 Realisasi DMN Pembangkit Sumkal (MW)

Uraian*	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	888,4	-	21,9	834,3	-	124,9	878,3	0,1	424,0
PLTP	104,0	-	-	103,8	-	-	103,8	-	460,0
PLTBiomas	-	-	17,3	-	-	25,7	-	-	121,2
PLTS	0,7	-	-	1,8	-	-	0,9	0,9	-
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	0,7	-	-	0,7	-	-	-
PLTG	584,4	401,2	57,8	639,0	439,5	315,9	568,9	611,1	362,1
PLTGU	567,0	-	-	596,0	-	-	708,5	-	260,0
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	46,5	31,0
PLTD	945,7	1.712,3	172,4	1.047,1	1.556,1	60,1	1.393,0	1.280,6	305,1
PLTU Batubara	1.475,8	30,0	337,4	1.611,3	15,0	401,8	2.109,6	15,0	1.353,7
PLTU Minyak/Gas	107,0	-	-	83,0	-	0,3	154,0	-	-
Subtotal	4.672,9	2.143,4	607,5	4.916,3	2.010,6	929,3	5.917,1	1.954,2	3.317,1
TOTAL			7.423,8			7.856,2			11.188,4

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	879,5	0,2	530,8	878,3	-	722,1	878,4	-	779,7
PLTP	103,8	-	418,0	103,8	-	611,5	103,8	-	608,5
PLTBiomas	-	-	151,3	-	-	148,3	-	-	93,8
PLTS	1,5	0,6	2,0	1,0	0,2	2,0	1,2	0,2	2,0
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	582,4	602,8	592,6	699,5	238,3	845,3	699,5	166,8	803,5
PLTGU	704,5	-	260,0	758,5	-	260,0	791,1	-	279,8
PLTMG	-	-	-	569,3	353,4	33,2	827,0	384,1	30,3
PLTD	1.566,4	1.058,7	97,1	947,2	424,6	44,1	1.002,8	352,0	44,0
PLTU Batubara	2.334,9	30,0	1.543,2	2.753,1	30,0	1.647,0	2.715,6	30,0	2.455,5
PLTU Minyak/Gas	-	-	-	70,0	-	-	70,0	-	-
Subtotal	6.173,0	1.692,3	3.595,0	6.780,8	1.046,4	4.313,5	7.089,6	933,0	5.097,0
TOTAL			11.460,3			12.140,7			13.119,6

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	878,8	-	740,1	878,8	-	871,2	879,2	-	1.003,8
PLTP	103,8	-	743,8	103,8	-	669,5	103,8	-	667,8
PLTBiomas	-	-	101,3	0,0	-	71,2	0,0	-	80,8
PLTS	1,2	0,1	2,0	1,2	0,1	2,0	2,4	0,4	2,0
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	700,5	166,2	766,5	738,3	103,4	766,5	671,9	117,4	766,5
PLTGU	791,1	-	396,8	791,1	-	671,8	777,6	-	671,8
PLTMG	833,6	305,7	270,3	971,2	201,7	29,2	973,3	227,7	30,2
PLTD	992,0	147,7	-	959,1	139,2	-	1.246,1	187,8	-
PLTU Batubara	2.801,1	30,0	2.307,5	2.810,6	-	2.458,5	2.813,6	45,0	3.896,9
PLTU Minyak/Gas	70,0	-	-	70,0	-	-	166,5	-	-
Subtotal	7.172,2	649,6	5.328,3	7.324,2	444,4	5.540,0	7.634,4	578,3	7.119,9
TOTAL			13.150,1			13.308,7			15.332,6

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	879,1	-	1.030,3
PLTP	103,8	-	672,5
PLTBiomas	0,0	-	101,3
PLTS	2,4	0,4	2,0
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	-
PLTG	632,0	117,4	681,4
PLTGU	777,6	-	671,8
PLTMG	973,3	181,7	30,2
PLTD	1.190,6	224,6	-
PLTU Batubara	3.013,6	45,0	4.100,4
PLTU Minyak/Gas	166,5	-	-
Subtotal	7.738,9	569,1	7.290,1
TOTAL			15.598,2

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.25 Realisasi DMN Pembangkit JMB (MW)

Uraian*	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	2.339,7	-	196,3	2.332,5	-	197,6	2.346,8	-	255,6
PLTP	326,6	-	796,7	326,6	-	766,7	326,6	-	1.088,8
PLTBiomas	-	-	-	-	-	4,8	-	-	4,8
PLTS	-	-	-	1,0	-	-	-	-	3,1
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	1.828,0	-	-	1.828,0	-	-	1.770,0	-	-
PLTGU	7.004,2	-	418,8	7.158,2	-	418,8	6.901,7	-	418,8
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	216,3	77,3	2,4	578,1	81,6	1,1	206,6	75,8	-
PLTU Batubara	12.738,6	-	4.477,4	13.616,6	-	5.471,4	13.420,4	-	5.815,0
PLTU Minyak/Gas	1.103,0	-	-	706,0	-	-	982,0	-	-
Subtotal	25.556,5	77,3	5.891,6	26.547,0	81,6	6.860,3	25.954,2	75,8	7.586,1
TOTAL			31.525,4			33.489,0			33.616,0

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	2.347,2	-	292,3	2.349,2	-	355,2	2.385,5	-	146,8
PLTP	356,6	-	837,8	356,6	-	827,6	356,6	-	-
PLTBiomas	-	-	18,8	-	-	19,6	-	-	19,6
PLTS	-	-	2,1	-	-	2,1	1,0	-	2,1
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	1.770,0	-	-	1.767,0	-	-	1.467,0	-	-
PLTGU	8.148,0	-	418,8	8.387,0	-	418,8	9.207,9	-	-
PLTMG	-	-	-	3,0	-	-	185,4	-	-
PLTD	212,5	67,7	-	364,1	13,5	-	183,8	-	-
PLTU Batubara	13.420,4	-	6.094,0	13.420,4	-	11.930,0	13.420,4	-	5.249,0
PLTU Minyak/Gas	934,0	-	-	934,0	-	-	927,0	-	-
Subtotal	27.188,7	67,7	7.663,7	27.581,3	13,5	13.553,3	28.134,6	-	5.417,5
TOTAL			34.920,2			41.148,1			33.552,1

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	2.388,3	-	321,0	2.395,8	-	411,1	2.390,2	-	423,8
PLTP	356,6	-	859,6	356,6	-	848,0	356,6	-	850,7
PLTBiomas	-	-	25,8	-	-	28,6	-	-	28,6
PLTS	1,0	-	2,0	1,3	-	1,0	1,9	-	149,6
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	-	-	-	-	0,3	-	0,5
PLTG	1.467,0	-	-	1.293,3	-	-	1.508,9	-	-
PLTGU	9.339,4	-	268,8	9.447,4	-	268,8	9.447,4	-	1.148,8
PLTMG	185,4	-	-	185,4	-	-	185,4	-	-
PLTD	184,1	-	-	185,4	10,0	-	200,2	-	-
PLTU Batubara	13.370,4	-	9.021,0	13.370,4	-	12.921,0	13.370,4	-	13.845,0
PLTU Minyak/Gas	927,0	-	-	927,0	-	-	1.017,0	-	-
Subtotal	28.219,3	-	10.498,3	28.162,6	10,0	14.478,5	28.478,4	-	16.447,0
TOTAL			38.717,6			42.651,1			44.925,4

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	2.390,2	-	423,0
PLTP	356,6	-	853,8
PLTBiomas	-	-	30,4
PLTS	1,9	-	149,6
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	0,5
PLTG	1.508,9	-	-
PLTGU	10.214,8	-	2.028,8
PLTMG	185,4	-	-
PLTD	205,7	7,7	-
PLTU Batubara	13.663,4	-	13.843,0
PLTU Minyak/Gas	1.017,0	-	-
Subtotal	29.544,0	7,7	17.329,1
TOTAL			46.880,8

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.26 Realisasi DMN Pembangkit Sulmapana (MW)

Uraian*	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	245,1	0,5	293,0	243,8	-	371,8	245,8	-	479,0
PLTP	85,8	-	-	67,4	-	40,0	78,5	-	40,0
PLTBiomas	0,0	-	-	0,2	-	-	-	-	-
PLTS	5,9	-	-	6,5	-	6,8	4,7	-	5,9
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	-	0,1	-	-	-	-	-
PLTG	74,0	-	-	155,0	50,0	169,8	261,8	50,0	34,8
PLTGU	-	60,0	255,0	-	60,0	255,0	-	60,0	255,0
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	639,7	873,2	95,2	623,2	884,3	64,6	817,6	710,6	183,5
PLTU Batubara	184,2	-	260,0	197,7	-	284,5	264,2	30,0	490,0
PLTU Minyak/Gas	0,2	5,0	-	0,2	5,0	-	-	13,0	-
Subtotal	1.234,9	938,6	903,2	1.294,2	999,3	1.192,5	1.672,6	863,6	1.488,2
TOTAL			3.076,8			3.486,0			4.024,4

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	244,4	-	470,2	247,3	-	271,2	247,5	-	411,3
PLTP	81,1	-	40,0	89,9	-	40,0	89,9	-	40,0
PLTBiomas	-	-	-	-	-	-	-	-	3,0
PLTS	5,7	-	5,6	5,3	-	45,4	9,6	-	54,6
PLT EBT Lain (PLTB)	0,1	-	70,0	0,1	-	130,0	0,1	-	130,0
PLTG	228,7	-	84,8	164,0	-	86,0	150,0	-	117,0
PLTGU	-	60,0	255,0	-	-	315,0	-	-	315,0
PLTMG	-	-	-	485,1	-	73,0	735,2	-	-
PLTD	910,9	464,7	240,0	780,4	390,5	240,0	765,5	301,1	240,0
PLTU Batubara	449,5	60,0	637,0	501,9	60,0	629,6	527,0	60,0	700,4
PLTU Minyak/Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	1.920,3	584,7	1.802,6	2.273,9	450,5	1.830,2	2.524,7	361,1	2.011,3
TOTAL			4.307,6			4.554,7			4.897,0

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	248,5	-	505,4	248,8	-	738,7	258,0	-	744,7
PLTP	83,9	-	40,0	84,7	-	45,0	84,7	-	48,0
PLTBiomas	-	-	3,2	-	-	3,1	0,5	-	3,0
PLTS	12,7	-	54,3	19,1	-	57,1	21,5	-	57,5
PLT EBT Lain (PLTB)	-	-	130,0	-	-	130,0	0,1	-	130,0
PLTG	148,0	-	108,5	148,0	-	59,0	308,6	-	50,0
PLTGU	-	120,0	195,0	-	-	-	314,0	-	-
PLTMG	824,3	-	-	836,9	60,0	-	736,9	60,0	121,4
PLTD	837,1	352,8	60,0	826,5	368,4	-	1.052,5	462,8	-
PLTU Batubara	562,4	60,0	890,4	567,4	60,0	879,9	671,2	60,0	985,0
PLTU Minyak/Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	2.716,8	532,8	1.986,8	2.731,4	488,4	1.912,8	3.447,8	582,8	2.139,5
TOTAL			5.236,4			5.132,5			6.170,2

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	258,0	-	758,2
PLTP	84,7	-	48,0
PLTBiomas	0,5	-	3,0
PLTS	22,7	-	57,5
PLT EBT Lain (PLTB)	0,1	-	130,0
PLTG	309,3	-	162,4
PLTGU	205,4	-	-
PLTMG	736,9	60,0	121,4
PLTD	1.048,5	558,3	-
PLTU Batubara	671,2	60,0	914,0
PLTU Minyak/Gas	-	-	-
Subtotal	3.337,2	678,3	2.194,4
TOTAL			6.209,9

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

IV.2.3 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit

Realisasi jumlah unit pembangkit di Indonesia hingga bulan Oktober tahun 2024 adalah 6.852 unit yang terdiri atas 6.236 unit pembangkit PLN, 384 unit pembangkit swasta dan 232 unit pembangkit sewa. Tabel 4.27 menunjukkan realisasi jumlah unit pembangkit di Indonesia. Mengingat banyaknya pembangkit eksisting, maka akan di sampaikan melalui dokumen terpisah.

Tabel 4.27 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit Indonesia (unit)

Uraian*	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	232	2	75	232	-	95	240	1	103
PLTP	15	-	7	15	-	11	15	-	19
PLTBiomas	2	-	26	2	-	31	1	-	45
PLTS	58	-	2	68	-	5	57	6	8
PLTB	5	-	7	5	-	7	5	-	1
PLTG	72	27	17	72	29	30	96	29	25
PLTGU	65	1	4	65	1	4	66	1	7
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	4	2
PLTD	4.629	672	23	4.641	660	10	4.772	482	18
PLTU Batubara	70	1	48	80	1	52	85	3	61
PLTU Minyak/Gas	24	1	-	22	1	3	17	2	-
Subtotal	5.172	704	209	5.202	692	248	5.354	528	289
TOTAL			6.085			6.142			6.171

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan

*) tanpa Batam

**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	266	3	109	243	3	121	244	3	132
PLTP	22	-	20	18	-	21	18	-	21
PLTBiomas	1	-	54	1	-	55	1	-	63
PLTS	78	6	8	89	6	17	118	6	18
PLTB	5	-	3	5	-	3	5	-	3
PLTG	89	26	18	66	17	24	64	7	19
PLTGU	71	2	9	72	2	8	77	2	9
PLTMG	-	-	-	116	19	13	164	23	6
PLTD	5.303	395	12	5.173	327	7	5.197	210	5
PLTU Batubara	95	5	64	100	3	70	102	3	74
PLTU Minyak/Gas	15	-	-	15	-	-	15	-	-
Subtotal	5.945	437	297	5.898	377	339	6.005	254	350
TOTAL			6.679			6.614			6.609

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan

*) tanpa Batam

**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	246	3	148	249	3	162	251	3	171
PLTP	18	-	24	18	-	24	18	-	24
PLTBiomas	1	-	59	2	-	58	2	-	51
PLTS	150	6	19	203	6	18	262	6	21
PLTB	5	-	3	5	-	3	5	-	3
PLTG	64	6	16	66	4	16	63	4	12
PLTGU	78	1	12	80	-	11	86	-	10
PLTMG	174	21	6	191	18	4	186	18	12
PLTD	5.235	205	1	5.340	199	1	5.406	165	-
PLTU Batubara	107	3	70	109	3	67	111	3	68
PLTU Minyak/Gas	15	-	-	15	-	-	15	-	-
Subtotal	6.093	245	358	6.278	233	364	6.405	199	372
TOTAL			6.696			6.875			6.976

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	252	1	171
PLTP	18	-	23
PLTBiomas	2	-	52
PLTS	292	6	22
PLTB	2	-	3
PLTG	63	4	23
PLTGU	88	-	8
PLTMG	186	17	18
PLTD	5.202	201	-
PLTU Batubara	116	3	64
PLTU Minyak/Gas	15	-	-
Subtotal	6.236	232	384
TOTAL			6.852

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.28 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit Sumkal (unit)

Uraian*	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	66	-	23	64	-	29	63	1	30
PLTP	2	-	1	2	-	3	2	-	4
PLTBiomas	-	-	24	-	-	27	-	-	41
PLTS	12	-	-	17	-	-	12	6	-
PLTB	-	-	1	-	-	1	-	-	-
PLTG	34	26	12	33	27	20	37	28	19
PLTGU	12	-	1	12	-	1	13	-	4
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	4	2
PLTD	2.051	340	12	2.133	299	5	2.296	257	6
PLTU Batubara	28	1	32	35	1	32	38	1	33
PLTU Minyak/Gas	6	-	-	4	-	3	4	-	-
Subtotal	2.211	367	106	2.300	327	121	2.465	297	139
TOTAL			2.684			2.748			2.901

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	63	3	34	63	3	40	63	3	47
PLTP	2	-	4	2	-	7	2	-	7
PLTBiomas	-	-	51	-	-	51	-	-	57
PLTS	14	6	1	14	6	1	14	6	1
PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	30	26	13	32	17	19	32	7	14
PLTGU	13	-	5	13	2	4	13	2	5
PLTMG	-	-	-	66	19	4	81	23	6
PLTD	2.476	212	7	2.449	160	3	2.459	93	2
PLTU Batubara	38	1	33	48	1	35	49	1	38
PLTU Minyak/Gas	6	-	-	6	-	-	6	-	-
Subtotal	2.642	248	148	2.693	208	164	2.719	135	177
TOTAL			3.038			3.065			3.031

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	63	3	55	63	3	63	63	3	67
PLTP	2	-	10	2	-	9	2	-	9
PLTBiomas	-	-	53	1	-	52	1	-	45
PLTS	14	6	1	15	6	1	22	6	1
PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	32	6	11	33	4	11	28	4	11
PLTGU	13	-	7	13	-	7	13	-	7
PLTMG	81	21	6	98	17	4	99	17	4
PLTD	2.380	79	-	2.389	79	-	2.404	62	-
PLTU Batubara	50	1	31	51	1	28	51	1	30
PLTU Minyak/Gas	6	-	-	6	-	-	6	-	-
Subtotal	2.641	116	174	2.671	110	175	2.689	93	174
TOTAL			2.931			2.956			2.956

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	64	1	69
PLTP	2	-	8
PLTBiomas	1	-	46
PLTS	22	6	2
PLTB	-	-	-
PLTG	28	4	17
PLTGU	13	-	5
PLTMG	99	16	4
PLTD	2.310	76	-
PLTU Batubara	53	1	29
PLTU Minyak/Gas	6	-	-
Subtotal	2.598	104	180
TOTAL			2.882

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.29 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit JMB (unit)

Uraian*	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	98	-	27	97	-	37	100	-	41
PLTP	7	-	6	7	-	6	7	-	13
PLTBiomas	-	-	2	-	-	4	-	-	4
PLTS	-	-	2	1	-	3	-	-	4
PLT BioFuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTB	3	-	6	3	-	6	3	-	1
PLTG	30	-	2	30	-	3	31	-	2
PLTGU	53	-	2	53	-	2	53	-	2
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	52	42	1	66	53	1	85	13	1
PLTU Batubara	32	-	11	33	-	14	33	-	16
PLTU Minyak/Gas	16	-	-	16	-	-	13	-	-
Subtotal	291	42	59	306	53	76	325	13	84
TOTAL			392			435			422

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	99	-	41	99	-	48	100	-	50
PLTP	7	-	12	7	-	12	7	-	12
PLTBiomas	-	-	3	-	-	4	-	-	5
PLTS	-	-	3	-	-	3	8	-	3
PLT BioFuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTB	3	-	1	3	-	1	3	-	1
PLTG	29	-	-	25	-	-	23	-	-
PLTGU	58	-	2	59	-	2	64	-	2
PLTMG	-	-	-	3	-	-	15	-	-
PLTD	103	14	1	107	11	1	106	-	-
PLTU Batubara	33	-	13	33	-	18	33	-	20
PLTU Minyak/Gas	9	-	-	9	-	-	9	-	-
Subtotal	341	14	76	345	11	89	368	-	93
TOTAL			431			445			461

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	102	-	56	105	-	58	105	-	64
PLTP	7	-	12	7	-	12	7	-	12
PLTBiomas	-	-	5	-	-	5	-	-	5
PLTS	9	-	4	9	-	3	20	-	6
PLT BioFuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTB	3	-	1	3	-	1	3	-	1
PLTG	23	-	-	24	-	-	21	-	-
PLTGU	65	-	4	67	-	4	67	-	3
PLTMG	15	-	-	15	-	-	15	-	-
PLTD	105	-	-	107	1	-	126	-	-
PLTU Batubara	33	-	21	33	-	21	33	-	23
PLTU Minyak/Gas	9	-	-	9	-	-	9	-	-
Subtotal	371	-	103	379	1	104	406	-	114
TOTAL			474			484			520

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	105	-	60
PLTP	7	-	12
PLTBiomas	-	-	5
PLTS	20	-	6
PLT BioFuel	-	-	-
PLTB	-	-	1
PLTG	21	-	-
PLTGU	69	-	3
PLTMG	15	-	-
PLTD	132	3	-
PLTU Batubara	34	-	23
PLTU Minyak/Gas	9	-	-
Subtotal	412	3	110
TOTAL			525

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.30 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit Sulmapana (unit)

Uraian*	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	68	2	25	71	-	29	77	-	32
PLTP	6	-	-	6	-	2	6	-	2
PLTBiomas	2	-	-	2	-	-	1	-	-
PLTS	46	-	-	50	-	2	45	-	4
PLT BioFuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTB	2	-	-	2	-	-	2	-	-
PLTG	8	1	3	9	2	7	28	1	4
PLTGU	-	1	1	-	1	1	-	1	1
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	2.526	290	10	2.442	308	4	2.391	212	11
PLTU Batubara	10	-	5	12	-	6	14	2	12
PLTU Minyak/Gas	2	1	-	2	1	-	-	2	-
Subtotal	2.670	295	44	2.596	312	51	2.564	218	66
TOTAL			3.009			2.959			2.848

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	104	-	34	81	-	33	81	-	35
PLTP	13	-	4	9	-	2	9	-	2
PLTBiomas	1	-	-	1	-	-	1	-	1
PLTS	64	-	4	75	-	13	96	-	14
PLT BioFuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTB	2	-	2	2	-	2	2	-	2
PLTG	30	-	5	9	-	5	9	-	5
PLTGU	-	2	2	-	-	2	-	-	2
PLTMG	-	-	-	47	-	9	68	-	-
PLTD	2.724	169	4	2.617	156	3	2.632	117	3
PLTU Batubara	24	4	18	19	2	17	20	2	16
PLTU Minyak/Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	2.962	175	73	2.860	158	86	2.918	119	80
TOTAL			3.210			3.104			3.117

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	81	-	37	81	-	41	83	-	40
PLTP	9	-	2	9	-	3	9	-	3
PLTBiomas	1	-	1	1	-	1	1	-	1
PLTS	127	-	14	179	-	14	220	-	14
PLT BioFuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTB	2	-	2	2	-	2	2	-	2
PLTG	9	-	5	9	-	5	14	-	1
PLTGU	-	1	1	-	-	-	6	-	-
PLTMG	78	-	-	78	1	-	72	1	8
PLTD	2.750	126	1	2.844	119	1	2.876	103	-
PLTU Batubara	24	2	18	25	2	18	27	2	15
PLTU Minyak/Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	3.081	129	81	3.228	122	85	3.310	106	84
TOTAL			3.291			3.435			3.500

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	83	-	42
PLTP	9	-	3
PLTBiomas	1	-	1
PLTS	250	-	14
PLT BioFuel	-	-	-
PLTB	2	-	2
PLTG	14	-	6
PLTGU	6	-	-
PLTMG	72	1	14
PLTD	2.760	122	-
PLTU Batubara	29	2	12
PLTU Minyak/Gas	-	-	-
Subtotal	3.226	125	94
TOTAL			3.445

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
*) tanpa Batam
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Untuk data pembangkit tenaga listrik eksisting sudah ada di buku statistik PLN yang diterbitkan tiap tahun dan aplikasi Mercusuar[21]. Sehingga dalam hal ini tidak ditampilkan dalam RUPTL untuk menghindari kesalahan penggunaan referensi data.

IV.2.4 Realisasi Produksi Tenaga Listrik

Realisasi bauran energi hingga bulan Oktober tahun 2024 masih didominasi oleh PLTU sebesar 66,8%. PLN telah berhasil menurunkan pemakaian BBM dari 8,3% pada tahun 2015 menjadi hanya 3,0% pada Oktober tahun 2024, dengan beroperasinya beberapa PLTU batubara dan beberapa PLTU IPP. Selain itu pemakaian bahan bakar gas menurun dari 24,8% pada tahun 2015 menjadi 16,8% pada Oktober tahun 2024. Sedangkan bauran energi dari energi baru dan terbarukan

[21] Aplikasi ini memberikan informasi terkini mengenai pemeliharaan, gangguan, dan status operasional jaringan listrik di seluruh wilayah Indonesia. Alamat web resmi Mercusuar PLN: https://mercusuar.pln.co.id.

(EBT) mengalami peningkatan yaitu 10,8% pada tahun 2015 menjadi 12,9% pada Oktober tahun 2024. Realisasi produksi tenaga listrik Indonesia ditunjukkan pada Tabel 4.31 dalam GWh dan Tabel 4.35 dalam (%). Untuk *Excess Power*/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain tidak dipisahkan.

Tabel 4.31 Realisasi Produksi Tenaga Listrik Indonesia (GWh)

Uraian*	2015				2016				2017			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	14.534	520	9.845	24.900	18.193	868	12.787	31.848	16.766	766	15.400	32.932
Air	10.004	0	3.736	13.741	13.886	0	5.484	19.370	12.425	0	6.207	18.632
Panas Bumi	4.392	-	5.656	10.047	3.958	-	6.698	10.656	4.096	-	8.576	12.672
BBN (Biofuel)	133	520	-	653	344	865	3	1.212	239	766	2	1.008
Biomassa	0	-	437	437	0	-	584	584	-	-	590	590
Surya	5	-	14	19	6	3	12	21	6	0	23	29
Bayu	-	-	4	4	-	-	6	6	-	-	-	-
EBT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas	45.931	4.455	7.104	57.491	51.760	4.520	7.557	63.837	46.237	4.240	7.286	57.763
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	4.822	10.600	17	15.439	3.408	8.051	38	11.497	2.677	6.312	407	9.397
MFO	942	2.635	210	3.787	1.126	2.394	900	4.420	786	2.047	1.893	4.726
IDO	9	-	-	9	4	-	-	4	2	-	-	2
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Batubara	91.162	50	38.611	129.823	92.995	117	41.410	134.522	101.468	82	45.678	147.229
Impor**	-	-	8	8	-	-	837	837	-	-	1.469	1.469
Subtotal	157.401	18.260	55.795	231.456	167.487	15.949	63.528	246.965	167.936	13.447	72.134	253.518
TOTAL			231.456				246.965				253.518	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Impor termasuk Batam dan SESCO
***) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018				2019				2020			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	15.215	618	16.931	32.764	14.957	600	17.562	33.120	17.629	606	19.789	38.024
Air	10.729	-	6.099	16.827	9.877	-	6.668	16.546	11.949	-	7.506	19.454
Panas Bumi	4.013	-	10.006	14.019	4.110	-	9.990	14.101	4.186	-	11.377	15.563
BBN (Biofuel)	468	618	2	1.088	965	600	7	1.572	1.477	606	-	2.083
Biomassa	1	-	622	622	-	-	365	365	11	-	314	325
Surya	4	0	15	19	5	0	49	54	6	0	120	126
Bayu	-	-	188	188	-	-	482	482	-	-	473	473
EBT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas	47.236	3.766	6.365	57.367	47.473	2.504	9.061	59.037	37.139	2.004	6.526	45.670
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	5.209	4.215	395	9.819	527	24	376	927	167	0	340	508
MFO	1.015	1.407	2.635	5.056	464	919	119	1.502	391	280	9	680
IDO	0	-	-	0	1	-	-	1	0	-	-	0
HFO	-	-	-	-	-	-	1.271	1.271	-	-	1.005	1.005
BIO HSD	-	-	-	-	3.791	2.450	31	6.271	4.042	1.670	-	5.712
Batubara	109.694	472	49.201	159.367	119.385	550	53.840	173.775	112.922	509	66.772	180.203
Impor**	-	-	1.848	1.848	-	-	2.072	2.072	-	-	1.996	1.996
Subtotal	178.369	10.478	77.374	266.221	186.598	7.047	84.331	277.976	172.290	5.070	96.438	273.798
TOTAL			266.221				277.976				273.798	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Impor termasuk Batam dan SESCO
***) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021				2022				2023			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	17.969	611	20.509	39.089	19.706	693	22.557	42.956	18.080	827	23.079	41.986
Air	11.869	-	7.895	19.764	13.175	-	9.180	22.355	10.655	-	9.277	19.932
Panas Bumi	4.217	-	11.682	15.898	4.138	-	12.539	16.677	4.311	-	12.625	16.936
BBN (Biofuel)	1.603	611	0	2.214	1.785	693	-	2.478	2.060	827	121	3.008
Biomassa	274	-	384	658	599	-	369	969	1.042	-	412	1.455
Surya	6	0	114	120	9	-	116	125	11	-	165	177
Bayu	-	-	435	435	-	-	354	354	-	-	479	479
EBT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas	39.457	2.420	7.256	49.132	38.622	1.201	8.739	48.562	43.119	572	9.050	52.741
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	1.504	99	452	2.055	728	18	409	1.156	596	3	388	987
MFO	519	166	-	685	379	325	-	704	561	349	-	910
IDO	1	-	-	1	0	-	-	0	3	-	-	3
HFO	-	181	388	569	-	-	87	87	-	-	-	-
BIO HSD	4.181	1.594	0	5.775	4.585	1.754	-	6.339	4.522	1.894	242	6.658
Batubara	113.125	418	75.406	188.949	114.935	308	89.284	204.527	112.210	407	103.429	216.047
Impor**	-	-	1.456	1.456	-	-	1.367	1.367	-	-	1.488	1.488
Subtotal	176.756	5.488	105.468	287.712	178.956	4.299	122.444	305.699	179.091	4.053	137.676	320.821
TOTAL			287.712				305.699				320.821	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Impor termasuk Batam dan SESCO
***) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024***			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	16.101	906	19.694	36.700
Air	9.386	-	8.087	17.474
Panas Bumi	3.488	-	10.387	13.874
BBN (Biofuel)	1.868	906	114	2.888
Biomassa	1.348	-	335	1.683
Surya	10	-	351	362
Bayu	-	-	419	419
EBT Lain	-	-	-	-
Gas	37.601	452	9.591	47.645
BBM :	-	-	-	-
HSD	1.025	-	603	1.628
MFO	407	270	-	677
IDO	1	-	-	1
HFO	-	-	-	-
BIO HSD	3.882	1.981	214	6.077
Batubara	94.705	494	94.382	189.581
Impor**	-	-	1.345	1.345
Subtotal	153.722	4.103	125.829	283.654
TOTAL			283.654	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Impor termasuk Batam dan SESCO
***) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.32 Realisasi Produksi Tenaga Listrik Sumkal (GWh)

Uraian*	2015				2016				2017			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	4.242	251	2.412	6.905	4.506	527	3.646	8.679	4.577	502	5.505	10.584
Air	3.316	-	1.977	5.293	3.595	-	2.874	6.469	3.678	0	3.319	6.998
Panas Bumi	876	-	0	876	783	-	187	970	793	-	1.607	2.400
BBN (Biofuel)	49	251	-	301	128	527	3	658	106	502	2	610
Biomassa	-	-	431	431	-	-	576	576	-	-	576	576
Surya	1	-	-	1	0	-	-	0	0	0	-	1
Bayu	-	-	4	4	-	-	6	6	-	-	-	-
EBT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas	5.585	3.845	2.555	11.985	7.057	4.051	3.126	14.234	7.300	3.845	3.056	14.201
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	2.718	6.172	7	8.896	1.927	3.992	28	5.946	1.331	3.122	125	4.578
MFO	626	1.786	107	2.519	827	1.856	216	2.899	406	1.532	931	2.868
IDO	9	-	-	9	4	-	-	4	2	-	-	2
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Batubara	9.823	50	4.648	14.522	10.345	115	5.856	16.316	10.046	77	6.765	16.888
Impor**	-	-	8	8	-	-	837	837	-	-	1.469	1.469
Subtotal	23.003	12.105	9.737	44.845	24.665	10.542	13.709	48.916	23.662	9.079	17.851	50.592
TOTAL			44.845				48.916				50.592	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Impor termasuk Batam dan SESCO
***) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018				2019				2020			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	4.889	381	7.250	12.520	4.758	250	7.831	12.839	5.723	232	9.287	15.242
Air	3.933	-	3.849	7.781	3.520	-	4.564	8.084	4.370	-	4.768	9.138
Panas Bumi	689	-	2.786	3.475	815	-	2.920	3.735	836	-	4.229	5.065
BBN (Biofuel)	266	381	2	649	422	250	-	672	517	232	-	749
Biomassa	1	-	611	612	-	-	345	345	0	-	287	288
Surya	0	0	2	2	1	0	2	3	0	0	2	2
Bayu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas	7.488	3.511	2.968	13.967	7.480	2.504	5.152	15.136	5.852	2.004	3.802	11.659
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	1.898	1.905	233	4.037	289	11	259	559	30	-	287	317
MFO	180	1.058	1.201	2.439	74	604	119	797	126	82	9	216
IDO	0	-	-	0	1	-	-	1	0	-	-	0
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD	-	-	-	-	1.535	934	-	2.469	1.393	607	-	2.000
Batubara	11.452	139	7.430	19.020	14.797	136	8.286	23.219	17.018	97	10.596	27.711
Impor**	-	-	1.848	1.848	-	-	2.072	2.072	-	-	1.996	1.996
Subtotal	25.908	6.994	20.930	53.831	28.934	4.440	23.719	57.093	30.142	3.022	25.977	59.141
TOTAL			53.831				57.093				59.141	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Impor termasuk Batam dan SESCO
***) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021				2022				2023			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	5.516	230	9.608	15.354	5.332	218	10.512	16.061	5.315	242	10.975	16.532
Air	4.151	-	4.669	8.820	3.939	-	4.769	8.708	3.773	-	5.233	9.006
Panas Bumi	803	-	4.613	5.417	795	-	5.435	6.229	768	-	5.404	6.173
BBN (Biofuel)	550	230	-	779	544	218	-	762	629	242	-	872
Biomassa	12	-	325	336	54	-	306	360	143	-	336	480
Surya	0	0	2	2	0	-	1	2	0	-	2	2
Bayu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas	5.708	1.554	4.968	12.230	7.485	825	6.938	15.248	8.977	572	6.104	15.654
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	284	5	393	681	368	-	330	698	135	-	272	407
MFO	8	-	-	8	4	-	-	4	11	-	-	11
IDO	1	-	-	1	0	-	-	0	3	-	-	3
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD	1.439	584	-	2.023	1.419	552	-	1.971	1.357	510	-	1.867
Batubara	17.656	76	12.735	30.467	18.153	-	12.423	30.576	18.714	100	15.531	34.346
Impor**	-	-	1.456	1.456	-	-	1.367	1.367	-	-	1.488	1.488
Subtotal	30.612	2.449	29.161	62.221	32.762	1.594	31.570	65.926	34.513	1.424	34.370	70.307
TOTAL			62.221				65.926				70.307	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Impor termasuk Batam dan SESCO
***) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024***			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	4.938	268	9.295	14.501
Air	3.400	-	4.419	7.819
Panas Bumi	640	-	4.586	5.226
BBN (Biofuel)	577	268	-	844
Biomassa	320	-	282	602
Surya	1	-	8	9
Bayu	-	-	-	-
EBT Lain	-	-	-	-
Gas	7.135	452	5.138	12.725
BBM :	-	-	-	-
HSD	155	-	436	591
MFO	3	-	-	3
IDO	1	-	-	1
HFO	-	-	-	-
BIO HSD	1.140	525	-	1.665
Batubara	15.409	246	16.439	32.095
Impor**	-	-	1.345	1.345
Subtotal	28.782	1.491	32.654	62.927
TOTAL			62.927	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Impor termasuk Batam dan SESCO
***) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.33 Realisasi Produksi Tenaga Listrik JMB (GWh)

Uraian*	2015				2016				2017			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	8.516	12	6.346	14.874	11.594	6	7.616	19.216	10.087	1	7.959	18.047
Air	5.622	-	670	6.293	8.815	-	1.166	9.981	7.305	-	1.295	8.600
Panas Bumi	2.893	-	5.656	8.549	2.777	-	6.439	9.216	2.781	-	6.648	9.429
BBN (Biofuel)	1	12	-	13	0	6	-	6	-	1	-	1
Biomassa	-	-	6	6	-	-	8	8	-	-	14	14
Surya	-	-	14	14	1	-	4	5	1	-	2	3
Bayu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas	40.341	-	2.914	43.255	44.703	-	2.808	47.511	38.937	-	2.755	41.692
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	848	292	-	1.141	312	63	-	375	233	75	55	363
MFO	162	335	-	498	82	15	-	97	26	36	-	62
IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Batubara	80.324	-	32.158	112.482	81.414	-	33.593	115.007	90.138	-	36.316	126.454
Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	130.192	640	41.417	172.249	138.105	84	44.017	182.206	139.421	112	47.085	186.618
TOTAL			172.249				182.206				186.618	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018				2019				2020			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	8.512	3	7.784	16.300	8.033	2	7.655	15.690	9.056	-	8.216	17.272
Air	5.640	-	868	6.508	5.284	-	879	6.163	6.246	-	1.362	7.608
Panas Bumi	2.869	-	6.904	9.774	2.739	-	6.754	9.493	2.778	-	6.835	9.613
BBN (Biofuel)	3	3	-	6	10	2	-	12	20	-	-	20
Biomassa	-	-	10	10	-	-	21	21	11	-	17	29
Surya	-	-	2	2	-	-	2	2	0	-	2	2
Bayu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas	39.748	-	2.430	42.179	39.993	-	2.286	42.278	31.287	-	1.215	32.501
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	1.341	57	30	1.428	185	-	-	185	119	-	-	119
MFO	539	39	-	577	126	48	-	174	92	-	-	92
IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD	-	-	-	-	44	9	-	53	48	-	-	48
Batubara	96.080	-	38.485	134.565	101.847	-	42.001	143.848	92.688	-	52.413	145.101
Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	146.220	98	48.730	195.049	150.227	60	51.941	202.228	133.289	-	61.843	195.132
TOTAL			195.049				202.228				195.132	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021				2022				2023			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	9.481	-	8.154	17.635	11.012	0	8.494	19.506	9.351	-	8.255	17.606
Air	6.312	-	1.352	7.664	7.717	-	1.685	9.401	5.507	-	1.294	6.800
Panas Bumi	2.889	-	6.762	9.650	2.736	-	6.764	9.500	2.939	-	6.857	9.796
BBN (Biofuel)	23	-	-	23	25	0	-	25	33	-	-	33
Biomassa	257	-	38	295	533	-	44	578	871	-	61	932
Surya	1	-	1	2	1	-	1	2	1	-	43	44
Bayu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas	33.537	-	1.288	34.826	30.699	-	1.163	31.862	32.821	-	2.624	35.445
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	854	-	-	854	179	-	-	179	332	-	-	332
MFO	290	-	-	290	112	-	-	112	263	-	-	263
IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD	55	-	-	55	60	1	-	60	71	-	-	71
Batubara	92.135	-	58.878	151.013	93.101	-	71.995	165.097	88.968	-	82.861	171.829
Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	136.352	-	68.320	204.672	135.163	1	81.652	216.816	131.805	-	93.740	225.545
TOTAL			204.672				216.816				225.545	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	8.225	0	6.957	15.182
Air	4.882	-	1.179	6.060
Panas Bumi	2.342	-	5.483	7.825
BBN (Biofuel)	41	0	-	41
Biomassa	960	-	49	1.008
Surya	1	-	246	247
Bayu	-	-	-	-
EBT Lain	-	-	-	-
Gas	29.245	-	4.171	33.416
BBM :	-	-	-	-
HSD	817	-	-	817
MFO	235	-	-	235
IDO	-	-	-	-
HFO	-	-	-	-
BIO HSD	81	0	-	81
Batubara	75.403	-	73.479	148.882
Impor	-	-	-	-
Subtotal	114.006	0	84.607	198.614
TOTAL			198.614	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.34 Realisasi Produksi Tenaga Listrik Sulmapana (GWh)

Uraian*	2015				2016				2017			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	1.776	257	1.088	3.121	2.094	335	1.525	3.954	2.102	263	1.935	4.300
Air	1.066	0	1.088	2.155	1.476	0	1.444	2.920	1.442	-	1.593	3.035
Panas Bumi	623	-	-	623	398	-	72	470	522	-	322	844
BBN (Biofuel)	83	256	-	339	215	332	-	548	133	263	-	397
Biomassa	0	-	-	0	0	-	-	0	-	-	-	-
Surya	5	-	-	5	4	3	9	16	4	-	21	25
Bayu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas	5	610	1.635	2.250	-	469	1.623	2.091	-	394	1.475	1.870
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	1.256	4.136	10	5.402	1.169	3.997	10	5.176	1.114	3.115	227	4.456
MFO	154	513	103	770	218	522	684	1.423	354	479	963	1.795
IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Batubara	1.014	-	1.805	2.819	1.237	1	1.960	3.198	1.283	6	2.597	3.886
Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	4.205	5.516	4.641	14.362	4.717	5.324	5.801	15.843	4.853	4.257	7.197	16.307
TOTAL			14.362				15.843				16.307	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2018				2019				2020			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	1.813	234	1.897	3.944	2.166	348	2.076	4.590	2.850	374	2.287	5.510
Air	1.156	-	1.383	2.538	1.074	-	1.225	2.299	1.333	-	1.375	2.708
Panas Bumi	454	-	315	770	556	-	317	873	573	-	312	885
BBN (Biofuel)	199	234	-	433	533	348	7	888	940	374	-	1.314
Biomassa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	9
Surya	4	-	11	15	4	-	45	50	5	-	117	122
Bayu	-	-	188	188	-	-	482	482	-	-	473	473
EBT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas	-	255	966	1.221	0	-	1.623	1.623	-	-	1.509	1.509
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	1.970	2.253	131	4.354	54	13	117	184	19	0	53	72
MFO	296	310	1.434	2.040	264	266	-	530	174	198	-	372
IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	1.271	1.271	-	-	1.005	1.005
BIO HSD	-	-	-	-	2.212	1.506	31	3.749	2.601	1.064	-	3.665
Batubara	2.163	333	3.286	5.782	2.741	414	3.553	6.708	3.216	412	3.763	7.391
Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	6.241	3.386	7.714	17.341	7.437	2.548	8.671	18.655	8.860	2.048	8.617	19.525
TOTAL			17.341				18.655				19.525	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2021				2022				2023			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	2.972	381	2.747	6.100	3.363	475	3.552	7.389	3.414	585	3.849	7.848
Air	1.406	-	1.874	3.280	1.519	-	2.726	4.245	1.375	-	2.750	4.126
Panas Bumi	525	-	307	831	608	-	340	948	603	-	364	967
BBN (Biofuel)	1.031	381	0	1.412	1.216	475	-	1.690	1.398	585	121	2.103
Biomassa	6	-	21	26	12	-	19	31	28	-	14	43
Surya	5	-	111	116	8	-	113	121	10	-	121	131
Bayu	-	-	435	435	-	-	354	354	-	-	479	479
EBT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas	212	865	999	2.076	438	376	638	1.452	1.320	-	323	1.643
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	367	94	59	520	181	18	80	279	130	3	116	248
MFO	220	166	-	386	263	325	-	588	287	349	-	636
IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HFO	-	181	388	569	-	-	87	87	-	-	-	-
BIO HSD	2.687	1.010	0	3.697	3.106	1.202	-	4.308	3.095	1.385	242	4.721
Batubara	3.334	343	3.793	7.469	3.680	308	4.865	8.853	4.528	307	5.037	9.872
Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	9.792	3.040	7.986	20.818	11.031	2.704	9.222	22.957	12.774	2.629	9.566	24.969
TOTAL			20.818				22.957				24.969	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian*	2024**			
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Subtotal
EBT	2.938	638	3.442	7.018
Air	1.105	-	2.489	3.594
Panas Bumi	506	-	318	823
BBN (Biofuel)	1.251	638	114	2.003
Biomassa	68	-	4	73
Surya	9	-	97	106
Bayu	-	-	419	419
EBT Lain	-	-	-	-
Gas	1.221	-	282	1.503
BBM :	-	-	-	-
HSD	53	-	166	220
MFO	168	270	-	438
IDO	-	-	-	-
HFO	-	-	-	-
BIO HSD	2.661	1.456	214	4.331
Batubara	3.892	248	4.464	8.604
Impor	-	-	-	-
Subtotal	10.934	2.612	8.568	22.113
TOTAL			22.113	

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.35 Realisasi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%)

No	Sumber Energi Primer*	2015	2016	2017	2018	2019
1.	EBT	10,8%	12,9%	13,0%	12,3%	11,9%
	Air	5,9%	7,8%	7,3%	6,3%	6,0%
	Panas Bumi	4,3%	4,3%	5,0%	5,3%	5,1%
	BBN (Biofuel)	0,3%	0,5%	0,4%	0,4%	0,6%
	Biomassa	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%
	Surya	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Bayu	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	EBT Lain	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2.	Gas	24,8%	25,8%	22,8%	21,5%	21,2%
3.	BBM :	8,3%	6,4%	5,6%	5,6%	3,6%
	HSD	6,7%	4,7%	3,7%	3,7%	0,3%
	MFO	1,6%	1,8%	1,9%	1,9%	0,5%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%
	BIO HSD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,3%
4.	Batubara	56,1%	54,5%	58,1%	59,9%	62,5%
5.	Impor*	0,0%	0,3%	0,6%	0,7%	0,7%
TOTAL		**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

No	Sumber Energi Primer*	2020	2021	2022	2023	2024***
1.	EBT	13,9%	13,6%	14,1%	13,1%	12,9%
	Air	7,1%	6,9%	7,3%	6,2%	6,2%
	Panas Bumi	5,7%	5,5%	5,5%	5,3%	4,9%
	BBN (Biofuel)	0,8%	0,8%	0,8%	0,9%	1,0%
	Biomassa	0,1%	0,2%	0,3%	0,5%	0,6%
	Surya	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%
	Bayu	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%
	EBT Lain	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2.	Gas	16,7%	17,1%	15,9%	16,4%	16,8%
3.	BBM :	2,9%	3,2%	2,7%	2,7%	3,0%
	HSD	0,2%	0,7%	0,4%	0,3%	0,6%
	MFO	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%	0,2%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,4%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
	BIO HSD	2,1%	2,0%	2,1%	2,1%	2,1%
4.	Batubara	65,8%	65,7%	66,9%	67,3%	66,8%
5.	Impor**	0,7%	0,5%	0,4%	0,5%	0,5%
TOTAL		**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Impor termasuk Batam dan SESCO
***) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 *Unaudited*

Tabel 4.36 Realisasi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sumkal (%)

No	Sumber Energi Primer*	2015	2016	2017	2018	2019
1.	EBT	15,4%	17,7%	20,9%	23,3%	22,5%
	Air	11,8%	13,2%	13,8%	14,5%	14,2%
	Panas Bumi	2,0%	2,0%	4,7%	6,5%	6,5%
	BBN (Biofuel)	0,7%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%
	Biomassa	1,0%	1,2%	1,1%	1,1%	0,6%
	Surya	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Bayu	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	EBT Lain	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2.	Gas	26,7%	29,1%	28,1%	25,9%	26,5%
3.	BBM :	25,5%	18,1%	14,7%	12,0%	6,7%
	HSD	19,8%	12,2%	9,0%	7,5%	1,0%
	MFO	5,6%	5,9%	5,7%	4,5%	1,4%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	BIO HSD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,3%
4.	Batubara	32,4%	33,4%	33,4%	35,3%	40,7%
5.	Impor	0,0%	1,7%	2,9%	3,4%	3,6%
TOTAL		**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

No	Sumber Energi Primer*	2020	2021	2022	2023	2024**
1.	EBT	25,8%	24,7%	24,4%	23,5%	23,0%
	Air	15,5%	14,2%	13,2%	12,8%	12,4%
	Panas Bumi	8,6%	8,7%	9,4%	8,8%	8,3%
	BBN (Biofuel)	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	1,3%
	Biomassa	0,5%	0,5%	0,5%	0,7%	1,0%
	Surya	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Bayu	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	EBT Lain	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2.	Gas	19,7%	19,7%	23,1%	22,3%	20,2%
3.	BBM :	4,3%	4,4%	4,1%	3,3%	3,6%
	HSD	0,5%	1,1%	1,1%	0,6%	0,9%
	MFO	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	BIO HSD	3,4%	3,3%	3,0%	2,7%	2,6%
4.	Batubara	46,9%	49,0%	46,4%	48,9%	51,0%
5.	Impor	3,4%	2,3%	2,1%	2,1%	2,1%
TOTAL		**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Impor termasuk Batam dan SESCO
***) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 *Unaudited*

Tabel 4.37 Realisasi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik JMB (%)

No	Sumber Energi Primer*	2015	2016	2017	2018	2019
1.	EBT	8,6%	10,5%	9,7%	8,4%	7,8%
	Air	3,7%	5,5%	4,6%	3,3%	3,0%
	Panas Bumi	5,0%	5,1%	5,1%	5,0%	4,7%
	BBN (Biofuel)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Biomassa	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Surya	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Bayu	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	EBT Lain	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2.	Gas	25,1%	26,1%	22,3%	21,6%	20,9%
3.	BBM :	1,0%	0,3%	0,2%	1,0%	0,2%
	HSD	0,7%	0,2%	0,2%	0,7%	0,1%
	MFO	0,3%	0,1%	0,0%	0,3%	0,1%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	BIO HSD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4.	Batubara	65,3%	63,1%	67,8%	69,0%	71,1%
5.	Impor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL		**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

No	Sumber Energi Primer*	2020	2021	2022	2023	2024**
1.	EBT	8,9%	8,6%	9,0%	7,8%	7,6%
	Air	3,9%	3,7%	4,3%	3,0%	3,1%
	Panas Bumi	4,9%	4,7%	4,4%	4,3%	3,9%
	BBN (Biofuel)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Biomassa	0,0%	0,1%	0,3%	0,4%	0,5%
	Surya	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
	Bayu	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	EBT Lain	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2.	Gas	16,7%	17,0%	14,7%	15,7%	16,8%
3.	BBM :	0,1%	0,6%	0,2%	0,3%	0,6%
	HSD	0,1%	0,4%	0,1%	0,1%	0,4%
	MFO	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	BIO HSD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4.	Batubara	74,4%	73,8%	76,1%	76,2%	75,0%
5.	Impor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL		**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 *Unaudited*

Tabel 4.38 Realisasi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sulmapana (%)

No	Sumber Energi Primer*	2015	2016	2017	2018	2019
1.	EBT	21,7%	25,0%	26,4%	22,7%	24,6%
	Air	15,0%	18,4%	18,6%	14,6%	12,3%
	Panas Bumi	4,3%	3,0%	5,2%	4,4%	4,7%
	BBN (Biofuel)	2,4%	3,5%	2,4%	2,5%	4,8%
	Biomassa	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Surya	0,0%	0,1%	0,2%	0,1%	0,3%
	Bayu	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	EBT Lain	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2.	Gas	15,7%	13,2%	11,5%	7,0%	8,7%
3.	BBM :	43,0%	41,7%	38,3%	36,9%	30,7%
	HSD	37,6%	32,7%	27,3%	25,1%	1,0%
	MFO	5,4%	9,0%	11,0%	11,8%	2,8%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,8%
	BIO HSD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	20,1%
4.	Batubara	19,6%	20,2%	23,8%	33,3%	36,0%
5.	Impor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL		**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

No	Sumber Energi Primer*	2020	2021	2022	2023	2024**
1.	EBT	28,2%	29,3%	32,2%	31,4%	31,7%
	Air	13,9%	15,8%	18,5%	16,5%	16,3%
	Panas Bumi	4,5%	4,0%	4,1%	3,9%	3,7%
	BBN (Biofuel)	6,7%	6,8%	7,4%	8,4%	9,1%
	Biomassa	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,3%
	Surya	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%
	Bayu	2,4%	2,1%	1,5%	1,9%	1,9%
	EBT Lain	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2.	Gas	7,7%	10,0%	6,3%	6,6%	6,8%
3.	BBM :	26,2%	24,8%	22,9%	22,5%	22,6%
	HSD	0,4%	2,5%	1,2%	1,0%	1,0%
	MFO	1,9%	1,9%	2,6%	2,5%	2,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	5,1%	2,7%	0,4%	0,0%	0,0%
	BIO HSD	18,8%	17,8%	18,8%	18,9%	19,6%
4.	Batubara	37,9%	35,9%	38,6%	39,5%	38,9%
5.	Impor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL		**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
*) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 *Unaudited*

IV.2.5 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer

PLN telah berhasil menurunkan pemakaian BBM dari 5,5 juta kiloliter pada tahun 2015 menjadi hanya 4,5 juta kiloliter di bulan Oktober tahun 2024. Dengan beroperasinya pembangkit EBT, maka pemakaian batubara pada pembangkit PLTU mengalami penurunan secara signifikan dari 66,6 juta ton pada tahun 2015 menjadi 59,1 juta ton pada Oktober Tahun 2024. Selain itu juga terdapat peningkatan pemanfaatan bahan bakar gas/LNG dari 485,9 TBTU pada tahun 2015 menjadi 356,2 TBTU pada Oktober tahun 2024. Realisasi konsumsi sumber energi primer ditunjukkan pada Tabel 4.39.

Tabel 4.39 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer Indonesia

Uraian	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	48.442.553	53.251	18.097.282	49.843.376	134.476	19.620.083	54.619.615	92.232	6.800.994
Gas (MBTU)	400.958	45.436	39.518	452.051	47.129	40.487	399.800	45.127	19.412
BBM (kL) :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	1.524.387	2.852.308	2.561	1.169.959	2.157.072	7.988	857.395	1.718.512	48.264
MFO	263.211	639.292	21.167	339.105	582.630	49.837	215.052	487.134	95.722
IDO	2.244	-	-	913	2	-	579	1	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass (Ton)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO DIESEL (kL)	44.053	150.667	-	118.586	269.380	-	77.717	222.341	41
BIO HSD (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CPO (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO FAME (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	60.027.449	453.311	-	65.970.299	515.689	-	65.652.245	505.263	33.466
Gas (MBTU)	411.248	41.756	2.557	407.111	24.343	30.943	315.488	19.108	23.368
BBM (kL) :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	1.541.755	1.127.855	111.227	187.223	6.490	125.174	53.744	-	116.453
MFO	252.851	339.333	353.251	116.074	222.333	28.017	96.141	68.355	2.030
IDO	28	-	-	329	-	-	26	-	-
HFO	-	-	-	-	-	268.167	-	-	210.851
Biomass (Ton)	-	-	-	-	-	-	9.731	-	-
BIO DIESEL (kL)	145.981	181.787	503	-	-	-	-	-	-
BIO HSD (kL)	-	-	-	1.023.068	660.238	7.570	1.064.333	450.082	129
CPO (kL)	-	-	-	115	-	-	314	6	-
BIO FAME (kL)	-	-	-	285.885	179.641	1.986	427.213	180.035	55

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	67.431.069	429.346	65.730	69.406.436	272.971	197.521	68.125.037	339.374	211.204
Gas (MBTU)	333.938	22.128	20.371	322.071	11.235	23.526	366.164	5.826	16.957
BBM (kL) :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	441.498	27.029	149.387	232.171	6.095	141.886	230.646	1.107	129.939
MFO	127.812	41.815	-	90.547	81.271	-	131.580	85.828	-
IDO	329	-	-	104	-	-	799	-	-
HFO	-	38.134	81.889	-	-	18.353	-	-	-
Biomass (Ton)	282.628	-	-	585.705	-	-	990.777	-	-
BIO DIESEL (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD (kL)	1.106.949	429.858	-	1.219.594	472.942	-	1.210.324	520.159	62.457
CPO (kL)	1	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO FAME (kL)	464.082	179.643	-	515.530	202.529	-	580.097	238.626	28.294

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	58.679.316	365.254	61.542
Gas (MBTU)	318.457	4.601	33.179
BBM (kL) :	-	-	-
HSD	361.776	164	200.214
MFO	96.694	66.787	-
IDO	215	-	-
HFO	-	-	-
Biomass (Ton)	1.300.419	-	-
BIO DIESEL (kL)	-	-	-
BIO HSD (kL)	1.059.697	544.363	55.783
CPO (kL)	-	-	-
BIO FAME (kL)	532.869	261.305	26.073

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.40 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer Sumkal

Uraian	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	6.870.176	53.251	2.570.910	7.014.916	134.476	3.468.475	7.302.759	92.232	4.205.809
Gas (MBTU)	52.778	40.685	12.455	67.295	43.224	15.412	66.272	41.424	15.301
BBM (kL) :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	863.875	1.664.894	265	705.163	1.085.144	7.090	500.622	843.170	39.949
MFO	184.901	431.715	21.167	264.203	442.910	49.837	122.621	363.757	53.420
IDO	2.244	-	-	913	-	-	579	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass (Ton)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO DIESEL (kL)	15.691	73.583	-	46.669	155.840	-	37.659	147.583	41
BIO HSD (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CPO (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO FAME (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	8.191.611	187.613	-	11.117.203	171.964	-	12.680.210	145.186	33.466
Gas (MBTU)	67.236	38.691	2.557	69.790	24.343	27.445	55.939	19.108	18.538
BBM (kL) :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	576.917	516.572	74.834	109.288	3.028	85.949	11.368	-	97.459
MFO	46.294	254.105	50.691	19.482	143.051	28.017	31.365	18.439	2.030
IDO	28	-	-	329	-	-	26	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass (Ton)	-	-	-	-	-	-	88	-	-
BIO DIESEL (kL)	83.755	114.095	503	-	-	-	-	-	-
BIO HSD (kL)	-	-	-	436.771	254.201	323	390.552	163.453	129
CPO (kL)	-	-	-	115	-	-	314	6	-
BIO FAME (kL)	-	-	-	132.770	73.188	174	156.639	67.556	55

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	13.668.871	126.310	-	13.838.158	-	-	14.087.487	52.579	-
Gas (MBTU)	53.791	15.134	20.371	71.025	8.103	23.526	84.172	5.826	14.616
BBM (kL) :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	95.986	1.271	125.916	120.921	-	110.529	49.118	400	89.996
MFO	2.107	-	-	1.177	-	-	3.004	-	-
IDO	329	-	-	104	-	-	799	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass (Ton)	10.751	-	-	51.196	-	-	136.760	-	-
BIO DIESEL (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD (kL)	412.378	156.734	-	416.175	147.294	-	395.902	138.885	-
CPO (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO FAME (kL)	169.230	66.684	-	173.018	63.126	-	192.977	69.578	-

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	11.779.487	135.813	-
Gas (MBTU)	68.811	4.601	9.253
BBM (kL) :	-	-	-
HSD	57.548	164	144.960
MFO	995	-	-
IDO	215	-	-
HFO	-	-	-
Biomass (Ton)	338.725	-	-
BIO DIESEL (kL)	-	-	-
BIO HSD (kL)	336.007	145.234	-
CPO (kL)	-	-	-
BIO FAME (kL)	179.818	77.922	-

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.41 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer JMB

Uraian	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	40.663.698	-	15.526.372	41.703.039	-	16.151.608	46.266.431	-	2.588.510
Gas (MBTU)	348.098	-	27.063	384.756	-	25.075	333.528	-	4.110
BBM (kL) :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	301.210	77.676	-	120.293	17.363	-	40.806	21.044	-
MFO	39.019	74.986	-	22.916	3.897	-	6.618	8.286	-
IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass (Ton)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO DIESEL (kL)	2.977	2.715	-	5.308	1.892	-	2.932	-	-
BIO HSD (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CPO (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO FAME (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	50.117.568	-	-	52.645.246	-	-	50.264.273	-	-
Gas (MBTU)	344.012	-	-	337.322	-	-	259.549	-	-
BBM (kL) :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	437.534	15.449	-	60.344	-	-	35.705	-	-
MFO	133.565	9.632	-	32.588	12.252	-	22.337	-	-
IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass (Ton)	-	-	-	-	-	-	9.398,0	-	-
BIO DIESEL (kL)	3.658	836	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD (kL)	-	-	-	22.766	2.747	-	28.434	-	-
CPO (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO FAME (kL)	-	-	-	5.257	687	-	12.824	-	-

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	50.817.942	-	-	52.320.242	-	-	50.139.156	-	-
Gas (MBTU)	278.202	-	-	246.886	-	-	269.038	-	-
BBM (kL) :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	244.713	-	-	60.615	-	-	123.848	-	-
MFO	72.884	-	-	26.810	-	-	61.285	-	-
IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass (Ton)	263.874,4	-	-	519.767,4	-	-	822.270	-	-
BIO DIESEL (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD (kL)	34.124	-	-	37.931	189	-	37.629	-	-
CPO (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO FAME (kL)	14.619	-	-	16.256	81	-	17.178	-	-

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	43.595.644	-	-
Gas (MBTU)	237.192	-	21.833
BBM (kL) :	-	-	-
HSD	279.140	-	-
MFO	55.397	-	-
IDO	-	-	-
HFO	-	-	-
Biomass (Ton)	888.793	-	-
BIO DIESEL (kL)	-	-	-
BIO HSD (kL)	47.518	92	-
CPO (kL)	-	-	-
BIO FAME (kL)	24.485	49	-

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Tabel 4.42 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer Sulmapana

Uraian	2015			2016			2017		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	908.679	-	-	1.125.421	-	-	1.050.425	-	6.675
Gas (MBTU)	83	4.750	-	-	3.904	-	-	3.703	-
BBM (kL) :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	359.301	1.109.738	2.296	344.504	1.054.565	898	315.967	854.298	8.314
MFO	39.290	132.590	-	51.987	135.824	-	85.813	115.091	42.302
IDO	-	-	-	-	2	-	-	1	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass (Ton)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO DIESEL (kL)	25.386	74.370	-	66.609	111.648	-	37.125	74.758	-
BIO HSD (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CPO (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO FAME (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian	2018			2019			2020		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	1.718.270	265.698	-	2.207.849	343.725	-	2.707.761	360.077	-
Gas (MBTU)	-	3.066	-	0	-	3.498	-	-	4.830
BBM (kL) :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	527.305	595.834	36.394	17.592	3.462	39.225	6.671	-	18.995
MFO	72.991	75.596	302.560	64.004	67.030	-	42.438	49.916	-
IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HFO	-	-	-	-	-	268.167	-	-	210.851
Biomass (Ton)	-	-	-	-	-	-	246	-	-
BIO DIESEL (kL)	58.568	66.857	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD (kL)	-	-	-	563.531	403.289	7.247	645.347	286.629	-
CPO (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO FAME (kL)	-	-	-	147.858	105.766	1.812	257.749	112.479	-

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian	2021			2022			2023		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	2.944.257	303.036	65.730	3.248.036	272.971	197.521	3.898.394	286.795	211.204
Gas (MBTU)	1.945	6.994	-	4.160	3.132	-	12.955	-	2.341
BBM (kL) :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	100.799	25.759	23.471	50.635	6.095	31.357	57.680	707	39.943
MFO	52.821	41.815	-	62.560	81.271	-	67.291	85.828	-
IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HFO	-	38.134	81.889	-	-	18.353	-	-	-
Biomass (Ton)	8.003	-	-	14.741	-	-	31.747	-	-
BIO DIESEL (kL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO HSD (kL)	660.448	273.124	-	765.488	325.459	-	776.793	381.275	62.457
CPO (kL)	1	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO FAME (kL)	280.232	112.959	-	326.255	139.322	-	369.942	169.048	28.294

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

Uraian	2024**		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	3.304.185	229.442	61.542
Gas (MBTU)	12.453	-	2.093
BBM (kL) :	-	-	-
HSD	25.088	-	55.254
MFO	40.302	66.787	-
IDO	-	-	-
HFO	-	-	-
Biomass (Ton)	72.902	-	-
BIO DIESEL (kL)	-	-	-
BIO HSD (kL)	676.173	399.038	55.783
CPO (kL)	-	-	-
BIO FAME (kL)	328.566	183.334	26.073

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Sumber SEKPER s.d Oktober 2024 Unaudited

IV.3 Kondisi Sistem Transmisi

IV.3.1 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi

Panjang jaringan transmisi meningkat dari 42.092 kms pada tahun 2015 menjadi 71.866 kms di bulan Oktober tahun 2024, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.43.

Tabel 4.43 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi (kms)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
500 kV	5.053	5.056	5.074	5.218	5.250	5.250	6.445	6.971	7.194	7.707
275 kV	2.085	1.856	2.889	3.312	3.648	3.648	3.648	3.828	4.406	4.523
150 kV	30.675	32.423	35.802	39.304	44.564	46.680	48.734	51.378	53.312	53.523
70 kV	4.279	4.669	5.035	5.342	5.397	5.656	5.879	5.910	6.100	6.113
Jumlah	**42.092**	**44.005**	**48.800**	**53.176**	**58.859**	**61.234**	**64.706**	**68.087**	**70.832**	**71.866**

*) Sumber: SILM dan penambahan dari BA Pusertif dan Non Pusertif s.d Oktober 2024

IV.3.2 Realisasi Susut Transmisi

Susut transmisi relatif berfluktuasi dengan nilai sebesar 2,4% pada tahun 2015 dan menurun menjadi 2,1% pada bulan Oktober tahun 2024, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.44.

Tabel 4.44 Realisasi Susut Transmisi

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
Susut Transmisi (GWh)	5.244	5.487	5.866	5.970	6.068	4.614	5.496	5.721	6.278	5.697
Susut Transmisi (%)	2,4	2,3	2,9	2,3	2,3	2,1	2,0	1,9	2,0	2,1

Data Susut Transmisi bukan terhadap yang disalurkan ke transmisi tetapi terhadap produksi neto

*) Sumber: SILM s.d Oktober 2024

IV.3.3 Realisasi Kapasitas Trafo GI

Kapasitas trafo GI meningkat dari 92.051 MVA pada tahun 2015 menjadi 168.327 MVA hingga bulan Oktober tahun 2024, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.45.

Tabel 4.45 Realisasi Kapasitas Trafo GI (MVA)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
500/275kV/150 kV	28.000	29.000	30.014	33.348	36.348
275/150 kV	910	2.160	6.248	8.748	9.748
150/70/20 kV	58.876	66.671	71.619	83.377	92.383
70/20 kV	4.265	4.715	5.070	5.660	5.899
Jumlah	92.051	102.546	112.951	131.133	144.378

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
500/275kV/150 kV	37.348	38.349	40.849	43.849	44.849
275/150 kV	9.998	10.998	11.498	12.248	12.248
150/70/20 kV	96.683	100.512	102.850	104.400	105.000
70/20 kV	5.979	6.079	6.139	6.199	6.229
Jumlah	150.008	155.938	161.336	166.697	168.327

*) Sumber: SILM dan penambahan dari BA Pusertif dan Non Pusertif s.d Oktober 2024

Jumlah unit trafo GI meningkat dari 1.482 unit pada tahun 2015 menjadi 2.381 unit pada bulan Oktober tahun 2024, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.46.

Tabel 4.46 Realisasi Jumlah Trafo GI (Unit)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
500/150 kV	57	59	61	69	75	77	79	84	90	92
275/150 kV	9	10	24	33	37	38	40	42	45	46
150/70/20 kV	1.216	1.355	1.400	1.604	1.748	1.822	1.882	1.931	1.961	1.973
70/20 kV	200	216	200	256	261	264	266	267	269	270

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
Jumlah	1.482	1.640	1.685	1.962	2.121	2.201	2.267	2.324	2.365	2.381

*) Sumber: SILM dan penambahan dari BA Pusertif dan Non Pusertif s.d Oktober 2024

IV.3.4 Realisasi Pemakaian Sendiri GI

Pemakaian sendiri GI relatif berfluktuasi dari tahun 2015 hingga bulan Oktober tahun 2024, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.47.

Tabel 4.47 Realisasi Pemakaian Sendiri GI

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Pemakaian Sendiri GI (GWh)	114,7	111,67	113,11	103,81	137,86
Pemakaian Sendiri GI (%)	0,05	0,05	0,05	0,04	0,05

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Pemakaian Sendiri GI (GWh)	125,16	154,73	168,11	175,16	154,38
Pemakaian Sendiri GI (%)	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

*) Sumber: SILM s.d Oktober 2024

IV.3.5 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik

Beban puncak meningkat dari 32.959 MW pada tahun 2015 dan realisasi sampai bulan Oktober tahun 2024 sebesar 48.219 MW, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.48.

Tabel 4.48 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik (MW)

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Beban Puncak	32.959	36.475	38.797	40.243	41.671

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Beban Puncak	38.799	41.065	42.326	45.948	48.219

*) Sumber: SILM s.d Oktober 2024

* Beban puncak bulanan seluruh sistem kelistrikan *Non Coincident Peak* sistem *Grid* dan Sistem *Isolated* termasuk Sistem Batam Bintan

IV.4 Kondisi Sistem Distribusi

IV.4.1 Realisasi Sistem Distribusi

Pada Tabel 4.49 dan 4.50 diberikan perbaikan susut jaringan dan keandalan sistem distribusi.

Tabel 4.49 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Panjang Jaringan Tegangan Menengah (kms)	345.406	359.747	401.959	387.301	401.422
Panjang Jaringan Tegangan Rendah (kms)	583.546	527.493	626.720	561.654	578.433
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	49.667	50.099	60.100	55.628	59.049
Jumlah trafo gardu distribusi (Unit)	404.344	433.511	471.765	481.445	508.039

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Panjang Jaringan Tegangan Menengah (kms)	414.800	423.808	430.509	438.900	446.568
Panjang Jaringan Tegangan Rendah (kms)	591.465	598.317	603.153	609.283	615.963
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	61.556	64.341	65.439	66.716	68.704
Jumlah trafo gardu distribusi (Unit)	527.544	542.958	550.852	558.994	571.878

*) Sumber: SILM s.d Oktober 2024

Tabel 4.50 Realisasi Operasi Sistem Distribusi

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Susut Jaringan distribusi (GWh)	16.652	17.219	15.619	18.510	16.321
Susut Jaringan distribusi (%)	7,6	7,2	6,5	7,4	6,3

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019
Pemakaian sendiri gardu distribusi (GWh)	413	539	547	611	741
Pemakaian sendiri gardu distribusi (%)	1,9	2,3	2,3	2,5	2,9

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024*
Susut Jaringan distribusi (GWh)	14.363	14.765	16.222	16.273	15.410
Susut Jaringan distribusi (%)	5,6	5,5	5,6	5,4	5,7
Pemakaian sendiri gardu distribusi (GWh)	707	1.119	1.689	1.915	1.750
Pemakaian sendiri gardu distribusi (%)	2,8	0,4	0,6	0,6	0,7

*) Sumber: SILM s.d Oktober 2024 (Tanpa Batam)

IV.4.2 Realisasi SAIDI dan SAIFI

Realisasi keandalan pasokan listrik kepada konsumen yang diukur dengan indikator SAIDI dan SAIFI[22] jaringan PLN pada 10 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 4.51.

Tabel 4.51 Realisasi SAIDI dan SAIFI

Uraian	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
SAIDI (jam/pelanggan)	5,3	25,5	19,3	16,0	19,0	12,7	9,0	7,7	5,6	4,5
SAIFI (kali/pelanggan)	6,0	15,1	12,7	9,9	11,5	9,3	6,7	5,6	4,3	2,7

*) Sumber: SILM s.d Oktober 2024

IV.4.3 Realisasi SPKLU

Dalam mendukung Ekosistem Kendaraan Listrik, PLN telah menyiapkan SPKLU yang tersebar di seluruh Indonesia dengan realisasi pada 4 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 4.52.

Tabel 4.52 Realisasi SPKLU

Provinsi	Jumlah Unit	Penambahan Kapasitas SPKLU (kW)					
		2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
Aceh	21	0	0	67	75	414	556
Sumatera Utara	69	0	77	451	360	1.019	1.907
Sumatera Barat	36	0	60	62	71	785	978
Sumatera Selatan	40	0	82	240	506	416	1.244
Jambi	13	0	0	67	29	198	294
Bengkulu	8	0	0	67	29	88	184
Lampung	42	0	72	175	821	730	1.798
Bangka Belitung	17	0	0	107	14	249	370
Riau	18	0	50	107	429	360	946
Kepulauan Riau	7	0	0	15	14	36	65
Kalimantan Barat	30	0	60	127	64	314	565
Kalimantan Tengah	12	0	0	57	14	176	247
Kalimantan Selatan	31	0	50	65	138	414	667
Kalimantan Timur	49	0	0	219	252	1.013	1.484
Kalimantan Utara	7	0	0	0	22	42	64
Sulawesi Tengah	11	0	7	97	127	44	276
Sulawesi Utara	22	0	32	7	72	101	212
Gorontalo	3	0	0	7	67	0	74
Sulawesi Selatan	38	0	75	259	70	242	646
Sulawesi Tenggara	11	0	77	7	71	66	221
Maluku	9	0	60	7	28	51	147
Maluku Utara	6	0	0	60	7	59	126
Papua	9	0	0	57	7	42	106
Papua Barat	4	0	0	60	7	14	81
NTT	27	0	0	147	63	99	309

[22] SAIDI adalah *System Average Interruption Duration Index*, SAIFI adalah *System Average Interruption Frequency Index*

Provinsi	Jumlah Unit	Penambahan Kapasitas SPKLU (kW)					
		2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
NTB	30	0	0	204	555	296	1.055
Jawa Timur	182	0	126	364	1.942	2.673	5.105
Jawa Tengah	147	0	197	134	1.313	2.958	4.602
Di Yogyakarta	20	0	0	150	436	429	1.015
Jawa Barat	383	0	224	2.372	3.430	4.354	10.380
Dki Jakarta	505	150	162	1.079	3.232	6.851	11.474
Banten	173	25	50	217	1.664	2.131	4.087
Bali	110	0	235	1.916	1.257	526	3.934
Sulawesi Barat	3	0	0	0	7	44	51
Total	**2.093**	**175**	**1.696**	**8.974**	**17.193**	**27.234**	**55.272**
Pertumbuhan (%)			869	429	92	58	

Sumber : PLN (update September 2024

V. RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2025–2034

V.1 Penambahan Infrastruktur Tahun 2024

Berdasarkan Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara dan perubahannya serta Peraturan Pemerintah Nomor 96 Tahun 2021 tentang Pelaksanaan Kegiatan Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara, yang mewajibkan Pemegang IUP dan IUPK pada tahap kegiatan Operasi Produksi wajib melakukan Pengolahan dan/atau Pemurnian untuk meningkatkan nilai tambah mineral hasil Penambangan di dalam negeri (Kebijakan Hilirisasi). Kebijakan Pemerintah terkait hilirisasi pertambangan ini mendorong peningkatan *demand* yang harus dilistrik oleh PLN.

Hal lainnya yang mendorong peningkatan *demand* khususnya untuk konsumen tegangan tinggi di PLN adalah dengan adanya kemudahan perizinan dan berbagai insentif yang diberikan Pemerintah pasca penerbitan Undang-Undang Nomor 6 Tahun 2023 tentang Cipta Kerja, sehingga memberikan dorongan bagi dunia usaha untuk mengembangkan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) dan Kawasan Industri (KI) di seluruh wilayah di Indonesia.

Di samping itu, kebijakan pemerintah Singapura untuk melakukan pembatasan/moratorium pembangunan *data centre* yang disebabkan oleh tingginya konsumsi listrik dan keterbatasan lahan untuk kebutuhan pembangunan *data centre* mengakibatkan adanya perpindahan *demand* pembangunan *data centre* ke wilayah Indonesia.

Pelaksanaan kebijakan hilirisasi, perkembangan KEK dan KI serta pembangunan *data centre* di Indonesia tersebut memberikan dampak secara riil pada peningkatan permintaan kebutuhan tenaga listrik (*additional demand*) yang signifikan oleh KTT dan harus dilayani oleh PLN sebagai pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik dan BUMN yang diberikan prioritas dalam menjalankan tugas untuk melakukan penyediaan listrik bagi kepentingan umum sesuai Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan beserta perubahannya, dan Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik beserta perubahannya.

Untuk memastikan ketercukupan energi termasuk infrastrukturnya dalam melayani *additional demand* KTT tersebut, PLN telah melakukan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan pendukung *additional demand* KTT dan juga melaksanakan proses penyediaan pembangkit tambahan sesuai kebutuhan dan juga sebagai *national generation reserve margin* yang nantinya dapat dipindahkan ke sistem yang membutuhkan, dengan mengacu pada narasi RUPTL 2021-2030 yaitu pada Angka 2.2 Strategi Pengembangan Kapasitas Pembangkit halaman II-8, Angka 4.2 Kondisi Penjualan Tenaga Listrik halaman IV-11 dan Daftar Lampiran halaman xviii RUPTL 2021-2030. Selanjutnya, pembangkit ini akan berperan dalam mengatasi sifat intermitensi pembangkit *renewable* energi yang telah ada maupun yang akan dibangun oleh PLN dalam rangka menjalankan skenario *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED).

Dalam rangka mengimplementasikan komitmen Pemerintah Indonesia berdasarkan *Paris Agreement* yang telah diratifikasi melalui Undang-Undang Nomor 16 Tahun 2016 untuk mencapai target *Nationally Determined Contribution* (NDC) dan *Net Zero Emissions* (NZE) pada Tahun 2060, maka dalam memenuhi kebutuhan *additional demand* KTT tersebut, jenis pembangkit yang dibangun PLN adalah PLTG/PLTGU berbahan bakar gas, yang merupakan transisi dari bahan bakar fosil ke bahan bakar *renewable* dalam rangka mengurangi emisi gas rumah kaca guna mencapai *Net Zero Emissions* (NZE) pada Tahun 2060.

Adapun daftar infrastruktur ketenagalistrikan dan tambahan pembangkit yang sangat mendesak dan perlu segera ditindaklanjuti untuk melayani

Penambahan pembangkit Tahun 2024 Sumatera, di mana saat ini tidak ada yang dalam proses perencanaan, *pra*-konstruksi dan konstruksi dengan target *Commercial Operation Date* (COD) 2024.

Regional Sumatera dan Kalimantan (SUMKAL)

Di Sumatera tidak terdapat infrastruktur *additional demand* KTT di luar RUPTL 2021-2030 yang COD di tahun 2024. Semua KTT yang beroperasi di Sumatera pada tahun 2021 sampai dengan tahun 2024 sudah dapat terlayani baik menggunakan infrastruktur eksisting ataupun infrastruktur baru dalam *list* RUPTL 2021-2030.

Tabel 5.1 Penambahan Pembangkit/Pasokan Daya Sumatera Tahun 2024

No	Sistem	Rencana Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
-	-	-	-	-

Tabel 5.2 Penambahan Transmisi Sumatera Tahun 2024

No	Sistem	Transmisi dari	Transmisi ke	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD
-	-	-	-	-	-	-

Tabel 5.3 Penambahan Gardu Induk Sumatera Tahun 2024

No	Sistem	Gardu Induk	Lingkup Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Diameter)	COD
-	-	-	-	-	-

Sedangkan di Kalimantan untuk memenuhi pasokan daya dan keandalan di Sistem Kalimantan, serta dalam rangka peningkatan permintaan kebutuhan tenaga listrik (*additional demand*) yang signifikan oleh KTT diperlukan penambahan infrastruktur baru di luar RUPTL 2021-2030 yang sudah COD di tahun 2024. PLN sebagai pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik milik pemerintah diberikan prioritas dalam menjalankan tugas untuk melakukan penyediaan listrik bagi kepentingan umum, dibutuhkan izin untuk pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan sebagai berikut;

Tabel 5.4 Penambahan Pembangkit/Pasokan Daya Kalimantan Tahun 2024

No	Sistem	Rencana Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
1	Kalimantan Barat	SESCO / SEB	±120	2024

Sistem Kalimantan Barat masih memerlukan suplai daya dari *Sarawak Energy Berhad* (SEB) sekitar 120 MW pada Tahun 2024 dikarenakan adanya perubahan strategi eksekusi proyek serta keterlambatan proyek PLTU Terkendala sebesar 155 MW. Hal tersebut mengakibatkan diperlukannya perpanjangan durasi pembelian tenaga listrik dari Sistem Sarawak untuk dapat memenuhi *demand* di Sistem Kalimantan Barat.
Infrastruktur lain di luar RUPTL 2021-2030 yang saat ini sudah COD adalah:

Tabel 5.5 Penambahan Transmisi Kalimantan Tahun 2024

No	Sistem	Transmisi dari	Transmisi ke	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD
1	Kalseltengtimra	*Landing Point* Tx 1	GIS 4 IKN KIPP/Sepaku	*New*, 2 cct, SKTT	2	2024
2	Kalseltengtimra	Kariangau	*Landing Point* Tx 1	*New*, 2 cct, SUTT	60	2024
3	Kalseltengtimra	GI Maloy	Kobexindo	*New*, 2 cct, SKTT	32	2023

No	Sistem	Transmisi dari	Transmisi ke	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD
4	Kalseltengtimra	Bukuan	KFI	*New*, 2 cct, SUTT	26	2023

Tabel 5.6 Penambahan Gardu Induk Kalimantan Tahun 2024

No	Sistem	Gardu Induk	Lingkup Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Diameter)	COD
1	Kalseltengtimra	Kariangau (arah GIS 4 IKN/Sepaku)	*Ext* LB, 2 LB	2LB	2024
2	Kalseltengtimra	GIS 4 IKN/Sepaku KPIKN	*New*, 10 LB, 3 TB, 1 BC, 120 TRF	120	2024
3	Kalseltengtimra	Maloy (Arah Kobexindo)	*Ext* LB, 2 LB	2LB	2023
4	Kalseltengtimra	Bukuan (Arah KFI)	*Ext* LB, 2 LB	2LB	2023

Infrastruktur transmisi dan gardu induk di Sistem Kalimantan pada Tabel 5.5 dan 5.6 di atas merupakan infrastruktur untuk mendukung pasokan daya IKN. Infrastruktur tersebut merupakan penyesuaian dari perencanaan infrastruktur transmisi Kariangau – Sepaku yang tercantum dalam RUPTL 2021-2030.

Regional Jawa, Madura dan Bali (JMB)

Pada sistem Jawa Madura dan Bali pada Tahun 2024 tidak terdapat penambahan pembangkit di luar RUPTL 2021-2030 yang dieksekusi untuk melayani *additional demand* KTT karena pasokan daya masih dapat dipenuhi dari pembangkit eksisting dan pembangkit yang sudah direncanakan sebelumnya. Akan tetapi untuk melayani *additional demand*, diperlukan penambahan infrastruktur Transmisi, Gardu Induk dan Transformator seperti pada Tabel 5.8 dan 5.9.

Tabel 5.7 Penambahan Pembangkit /Pasokan Daya JMB Tahun 2024

No	Sistem	Rencana Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
-	-	-	-	-

Tabel 5.8 Penambahan Transmisi JMB Tahun 2024

No	Sistem	Transmisi dari	Transmisi ke	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD
1	Jamali	Suralaya | MCCI	Peni | Cilegon Lama	*New*, 2 cct, SUTT	4	2024
2	Jamali	Bangkalan	T.22	*Rec*, 2 cct, SUTT	12	2022
3	Jamali	Gili Timur	Tx. Bangkalan (T.22)	*Rec*, 2 cct, SUTT	14	2023
4	Jamali	Buduran	*Inc.* (Waru – Sidoarjo)	*New*, 2 cct, SUTT	12.29	2024

Tabel 5.9 Penambahan Gardu Induk JMB Tahun 2024

No	Sistem	Gardu Induk	Lingkup Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Diameter)	COD
1	Jamali	Ainul Hayat (Primaethycolindo / PENDO)	*Ext*, 2 TB, 2 Trf	120	2023
2	Jamali	Indoferro	*Ext*, 1 LB	1 LB	2024
3	Jamali	Ciruas	*Ext*, 1 LB	1 LB	2024
4	Jamali	Genteng	*Ext*, 1 Bay Kapasitor	-	2022
5	Jamali	Buduran	*Ext*, 2 LB, 1 TB	2 LB	2024

No	Sistem	Gardu Induk	Lingkup Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Diameter)	COD
6	Jamali	Petrokimia	*Ext*, 1 LB	1 LB	2024

Regional Sulawesi, Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (SULMAPANA)

Pada Sistem Sulawesi, Maluku, Papua dan Nusa Tenggara, seluruh pembangkit COD Tahun 2024 telah ada sebelumnya di RUPTL 2021-2030. Sementara itu, untuk memenuhi pasokan daya *additional demand* KTT di Sulawesi khususnya KTT dengan rencana COD Tahun 2024 dan harus dilayani oleh PLN sebagai pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik, maka diperlukan pembangunan infrastruktur transmisi dan gardu induk seperti pada Tabel 5.11 dan 5.12.

Tabel 5.10 Penambahan Pembangkit /Pasokan Daya Sulawesi Tahun 2024

No	Sistem	Rencana Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
-	-	-	-	-

Tabel 5.11 Penambahan Transmisi Sulawesi Tahun 2024

No	Sistem	Transmisi dari	Transmisi ke	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD
1	Sulbagsel	GI Kolaka	PT Antam Pomalaa	New, 2 cct, SUTT	37	2024

Tabel 5.12 Penambahan Gardu Induk Sulawesi Tahun 2024

No	Sistem	Gardu Induk	Lingkup Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Diameter)	COD
1	Sulbagsel	GI Kolaka	*Ext*, 2 LB	2 LB arah PT Antam Pomalaa	2024

Tabel 5.13 Penambahan Pembangkit /Pasokan Daya Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Tahun 2024

No	Sistem	Rencana Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
-	-	-	-	-

Tabel 5.14 Penambahan Transmisi Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Tahun 2024

No	Sistem	Transmisi dari	Transmisi ke	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD
-	-	-	-	-	-	-

Tabel 5.15 Penambahan Gardu Induk Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Tahun 2024

No	Sistem	Gardu Induk	Lingkup Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Diameter)	COD
-	-	-	-	-	-

V.2 Perubahan-Perubahan Terhadap RUPTL 2021-2030

Bab ini menjelaskan perubahan-perubahan yang terjadi dalam RUPTL 2025-2034 dibandingkan dengan RUPTL 2021-2030. Selain perubahan target COD proyek, ringkasan perubahan tersebut ditampilkan dalam Tabel 5.16 dan 5.17.

Tabel 5.16 Ringkasan Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario RE *Base* terhadap RUPTL 2021 – 2030

No	Deskripsi	Satuan	Indonesia		Sumatera		Jawa-Bali	
			RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034
1	Asumsi Pertumbuhan Ekonomi	%	5,2	5,2	4,5	4,5	5,6	5,7
2	Proyeksi Pertumbuhan Penjualan	%	4,9	5,3	6,6	6,9	4,0	4,2
3	Tambahan Pembangkit	MW	40.575	52.763	9.758	14.807	21.482	20.297
4	Tambahan Transmisi	kms	47.723	47.800	12.350	11.155	12.716	13.879
5	Tambahan Gardu Induk	MVA	76.662	107.950	17.570	28.410	45.010	59.730
6	Tambahan Jaringan Distribusi	kms	456.547	197.998	51.943	33.364	258.333	59.888
7	Tambahan Gardu Distribusi	MVA	31.095	18.407	2.871	4.895	14.699	7.004
8	Tambahan Pelanggan	Juta	24,4	16,4	3,0	2,9	15,1	6,6

No	Deskripsi	Satuan	Kalimantan		Sulawesi		MPNT	
			RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034
1	Asumsi Pertumbuhan Ekonomi	%	3,1	3,1	5,4	5,5	5,2	5,2
2	Proyeksi Pertumbuhan Penjualan	%	7,8	6,6	6,9	10,3	8,5	6,9
3	Tambahan Pembangkit	MW	2.804	4.528	2.804	8.419	3.374	4.713
4	Tambahan Transmisi	kms	11.027	9.864	11.027	9.019	4.437	3.883
5	Tambahan Gardu Induk	MVA	6.310	8.080	6.310	9.670	3.070	2.060
6	Tambahan Jaringan Distribusi	kms	36.166	33.722	55.218	35.656	54.887	35.368
7	Tambahan Gardu Distribusi	MVA	1.486	2.396	9.562	2.482	2.478	1.629
8	Tambahan Pelanggan	Juta	0,9	1,4	3,2	3,4	2,1	2,0

Tabel 5.17 Ringkasan Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030

No	Deskripsi	Satuan	Indonesia		Sumatera		Jawa-Bali	
			RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034
1	Asumsi Pertumbuhan Ekonomi	%	5,2	5,2	4,5	4,5	5,6	5,7

No	Deskripsi	Satuan	Indonesia		Sumatera		Jawa-Bali	
			RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034
2	Proyeksi Pertumbuhan Penjualan	%	4,9	5,3	6,6	6,9	4,0	4,2
3	Tambahan Pembangkit	MW	40.575	69.512	9.758	15.057	21.482	33.552
4	Tambahan Transmisi	kms	47.723	47.758	12.350	11.155	12.716	13.889
5	Tambahan Gardu Induk	MVA	76.662	107.950	17.570	28.410	45.010	59.730
6	Tambahan Jaringan Distribusi	kms	456.547	197.998	51.943	33.364	258.333	59.888
7	Tambahan Gardu Distribusi	MVA	31.095	18.407	2.871	4.895	14.699	7.004
8	Tambahan Pelanggan	Juta	24,4	16,4	3,0	2,9	15,1	6,6

No	Deskripsi	Satuan	Kalimantan		Sulawesi		MPNT	
			RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2025-2034
1	Asumsi Pertumbuhan Ekonomi	%	3,1	3,1	5,4	5,5	5,2	5,2
2	Proyeksi Pertumbuhan Penjualan	%	7,8	6,6	6,9	10,3	8,5	6,9
3	Tambahan Pembangkit	MW	2.804	5.768	3.157	10.423	3.374	4.713
4	Tambahan Transmisi	kms	11.027	9.812	7.193	9.019	4.437	3.883
5	Tambahan Gardu Induk	MVA	6.310	8.080	4.702	9.670	3.070	2.060
6	Tambahan Jaringan Distribusi	kms	36.166	33.722	55.218	35.656	54.887	35.368
7	Tambahan Gardu Distribusi	MVA	1.486	2.396	9.562	2.482	2.478	1.629
8	Tambahan Pelanggan	Juta	0,9	1,4	3,2	3,4	2,1	2,0

Dengan adanya peningkatan *demand*, kebutuhan pasokan listrik pun meningkat. Pada RUPTL 2025-2034 dengan proyeksi pertumbuhan penjualan listrik sebesar 5,3%, sehingga dibutuhkan tambahan pembangkitan sebesar 52.763 MW pada Skenario RE *Base* dan 69.512 MW pada Skenario ARED.

Rekapitulasi perubahan infrastruktur per jenis pembangkit dan level tegangan dalam RUPTL 2025-2034 terhadap RUPTL 2021-2030 ditampilkan dalam Tabel 5.18 sampai 5.23.

Tabel 5.18 Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030 Indonesia (dalam MW, kms, MVA)

No.	Infrastruktur (Pembangkit/Transmisi/ Gardu Induk/Distribusi)	Jenis	RUPTL Sebelumnya	Usulan Perubahan	Selisih
1	Pembangkit	PLTU	10.519	2.643	(7.876)
2	Pembangkit	PLTU MT	3.300	3.700	400

No.	Infrastruktur (Pembangkit/Transmisi/ Gardu Induk/Distribusi)	Jenis	RUPTL Sebelumnya	Usulan Perubahan	Selisih
3	Pembangkit	PLTP	3.355	5.157	1.802
4	Pembangkit	PLTN	-	500	500
5	Pembangkit	PLTGU	3.844	6.510	2.666
6	Pembangkit	PLTG	100	950	850
7	Pembangkit	PLTMG	1.884	2.879	995
8	Pembangkit	PLTD	5	5	-
9	Pembangkit	PLTBg	17	30	13
10	Pembangkit	PLTM	1.119	1.190	71
11	Pembangkit	PLTA	5.029	10.500	5.471
12	Pembangkit	PLTA PS	4.243	4.243	-
13	Pembangkit	PLTS	3.880	13.432	9.552
14	Pembangkit	PLTS+BESS	799	3.630	2.830
15	Pembangkit	PLTB	207	7.188	6.981
16	Pembangkit	PLTSa	518	453	(65)
17	Pembangkit	PLTBM	266	451	184
18	Pembangkit	PLTAL	-	40	40
19	Pembangkit	BESS	-	6.013	6.013
20	Pembangkit	PLT Lain	480	-	(480)
21	Pembangkit	PLT EBT *Base*	1.010	-	(1.010)
22	Transmisi	500 kV	7.485	6.453	(1.032)
23	Transmisi	500 kV DC	300	2.432	2.132
24	Transmisi	275 kV	4.384	6.055	1.671
25	Transmisi	150 kV	34.511	32.162	(2.349)
26	Transmisi	70 kV	1.042	655	(387)
27	Gardu Induk	500/275/150 kV	36.500	50.250	13.750
28	Gardu Induk	500 kV DC	750	6.000	5.250
29	Gardu Induk	275/150 kV	8.000	15.000	7.000
30	Gardu Induk	150/115/70/20 kV	30.482	35.720	5.238
31	Gardu Induk	70/20 kV	930	980	50
32	Distribusi	JTM	164.721	91.810	(72.911)
33	Distribusi	JTR	291.826	106.189	(185.637)
34	Distribusi	Trafo Distribusi	31.096	18.406	(12.690)

Tabel 5.19 Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030 Jawa, Madura, dan Bali (dalam MW, kms, MVA)

No.	Infrastruktur (Pembangkit/Transmisi/ Gardu Induk/Distribusi)	Jenis	RUPTL Sebelumnya	Usulan Perubahan	Selisih
1	Pembangkit	PLTU	8.459	2.000	(6.459)
2	Pembangkit	PLTU MT	-	-	-
3	Pembangkit	PLTP	1.915	2.503	588
4	Pembangkit	PLTN	-	-	-
5	Pembangkit	PLTGU	3.389	3.150	(239)
6	Pembangkit	PLTG	-	600	600
7	Pembangkit	PLTMG	-	203	203
8	Pembangkit	PLTD	-	-	-
9	Pembangkit	PLTBg	-	-	-
10	Pembangkit	PLTM	418	382	(36)
11	Pembangkit	PLTA	160	50	(110)
12	Pembangkit	PLTA PS	3.743	3.743	-

No.	Infrastruktur (Pembangkit/Transmisi/ Gardu Induk/Distribusi)	Jenis	RUPTL Sebelumnya	Usulan Perubahan	Selisih
13	Pembangkit	PLTS	2.906	10.319	7.413
14	Pembangkit	PLTS+BESS	-	613	613
15	Pembangkit	PLTB	-	5.377	5.377
16	Pembangkit	PLTSa	492	399	(93)
17	Pembangkit	PLTBM	-	-	-
18	Pembangkit	PLTAL	-	-	-
19	Pembangkit	BESS	-	4.213	4.213
20	Pembangkit	PLT Lain	-	-	-
21	Pembangkit	PLT EBT *Base*	-	-	-
22	Transmisi	500 kV	3.713	2.668	(1.045)
23	Transmisi	500 kV DC	-	1.100	1.100
24	Transmisi	275 kV	-	101	101
25	Transmisi	150 kV	8.990	10.020	1.030
26	Transmisi	70 kV	12	-	(12)
27	Gardu Induk	500/275/150 kV	29.000	39.000	10.000
28	Gardu Induk	500 kV DC	-	-	-
29	Gardu Induk	275/150 kV	-	2.000	2.000
30	Gardu Induk	150/115/70/20 kV	15.800	18.670	2.870
31	Gardu Induk	70/20 kV	210	60	(150)
32	Distribusi	JTM	70.219	27.068	(43.151)
33	Distribusi	JTR	188.114	32.821	(155.293)
34	Distribusi	Trafo Distribusi	14.699	7.004	(7.695)

Tabel 5.20 Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030 Sumatera (dalam MW, kms, MVA)

No.	Infrastruktur (Pembangkit/Transmisi/ Gardu Induk/Distribusi)	Jenis	RUPTL Sebelumnya	Usulan Perubahan	Selisih
1	Pembangkit	PLTU	700	-	(700)
2	Pembangkit	PLTU MT	3.300	3.300	-
3	Pembangkit	PLTP	1.180	2.017	837
4	Pembangkit	PLTN	-	250	250
5	Pembangkit	PLTGU	275	80	(195)
6	Pembangkit	PLTG	-	300	300
7	Pembangkit	PLTMG	246	321	75
8	Pembangkit	PLTD	-	-	-
9	Pembangkit	PLTBg	7	13	6
10	Pembangkit	PLTM	426	267	(158)
11	Pembangkit	PLTA	2.182	4.673	2.491
12	Pembangkit	PLTA PS	500	500	-
13	Pembangkit	PLTS	193	1.606	1.413
14	Pembangkit	PLTS+BESS	-	-	-
15	Pembangkit	PLTB	110	590	480
16	Pembangkit	PLTSa	26	18	(8)
17	Pembangkit	PLTBM	84	47	(37)
18	Pembangkit	PLTAL	-	-	-
19	Pembangkit	BESS	-	1.075	1.075
20	Pembangkit	PLT Lain	300	-	(300)
21	Pembangkit	PLT EBT *Base*	230	-	(230)
22	Transmisi	500 kV	2.632	2.398	(234)

No.	Infrastruktur (Pembangkit/Transmisi/ Gardu Induk/Distribusi)	Jenis	RUPTL Sebelumnya	Usulan Perubahan	Selisih
23	Transmisi	500 kV DC	300	1.332	1.032
24	Transmisi	275 kV	2.899	1.942	(957)
25	Transmisi	150 kV	6.327	5.272	(1.055)
26	Transmisi	70 kV	192	210	18
27	Gardu Induk	500/275/150 kV	4.500	7.250	2.750
28	Gardu Induk	500 kV DC	750	6.000	5.250
29	Gardu Induk	275/150 kV	5.750	5.250	(500)
30	Gardu Induk	150/115/70/20 kV	6.510	9.640	3.130
31	Gardu Induk	70/20 kV	60	270	210
32	Distribusi	JTM	23.734	15.602	(8.132)
33	Distribusi	JTR	28.209	17.762	(10.447)
34	Distribusi	Trafo Distribusi	2.871	4.895	2.024

Tabel 5.21 Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030 Kalimantan (dalam MW, kms, MVA)

No.	Infrastruktur (Pembangkit/Transmisi/ Gardu Induk/Distribusi)	Jenis	RUPTL Sebelumnya	Usulan Perubahan	Selisih
1	Pembangkit	PLTU	550	247	(303)
2	Pembangkit	PLTU MT	-	400	400
3	Pembangkit	PLTP	-	-	-
4	Pembangkit	PLTN	-	250	250
5	Pembangkit	PLTGU	180	580	400
6	Pembangkit	PLTG	100	300	200
7	Pembangkit	PLTMG	233	60	(173)
8	Pembangkit	PLTD	-	-	-
9	Pembangkit	PLTBg	10	17	7
10	Pembangkit	PLTM	28	32	4
11	Pembangkit	PLTA	1.153	1.501	348
12	Pembangkit	PLTA PS	-	-	-
13	Pembangkit	PLTS	304	1.507	1.203
14	Pembangkit	PLTS+BESS	-	17	17
15	Pembangkit	PLTB	70	70	-
16	Pembangkit	PLTSa	-	-	-
17	Pembangkit	PLTBM	76	63	(13)
18	Pembangkit	PLTAL	-	-	-
19	Pembangkit	BESS	-	725	725
20	Pembangkit	PLT Lain	-	-	-
21	Pembangkit	PLT EBT *Base*	100	-	(100)
22	Transmisi	500 kV	1.140	1.387	247
23	Transmisi	500 kV DC	-	-	-
24	Transmisi	275 kV	-	-	-
25	Transmisi	150 kV	9.887	8.425	(1.462)
26	Transmisi	70 kV	-	-	-
27	Gardu Induk	500/275/150 kV	3.000	4.000	1.000
28	Gardu Induk	500 kV DC	-	-	-
29	Gardu Induk	275/150 kV	-	-	-
30	Gardu Induk	150/115/70/20 kV	3.310	4.080	770
31	Gardu Induk	70/20 kV	-	-	-

No.	Infrastruktur (Pembangkit/Transmisi/ Gardu Induk/Distribusi)	Jenis	RUPTL Sebelumnya	Usulan Perubahan	Selisih
32	Distribusi	JTM	18.041	15.026	(3.015)
33	Distribusi	JTR	18.125	18.696	571
34	Distribusi	Trafo Distribusi	1.486	2.396	910

Tabel 5.22 Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030 Sulawesi (dalam MW, kms, MVA)

No.	Infrastruktur (Pembangkit/Transmisi/ Gardu Induk/Distribusi)	Jenis	RUPTL Sebelumnya	Usulan Perubahan	Selisih
1	Pembangkit	PLTU	506	206	(300)
2	Pembangkit	PLTU MT	-	-	-
3	Pembangkit	PLTP	75	305	230
4	Pembangkit	PLTN	-	-	-
5	Pembangkit	PLTGU	-	2.100	2.100
6	Pembangkit	PLTG	-	-	-
7	Pembangkit	PLTMG	390	430	40
8	Pembangkit	PLTD	-	-	-
9	Pembangkit	PLTBg	-	-	-
10	Pembangkit	PLTM	156	422	266
11	Pembangkit	PLTA	1.444	4.184	2.740
12	Pembangkit	PLTA PS	-	-	-
13	Pembangkit	PLTS	176	-	(176)
14	Pembangkit	PLTS+BESS	-	1.530	1.530
15	Pembangkit	PLTB	-	1.010	1.010
16	Pembangkit	PLTSa	-	36	36
17	Pembangkit	PLTBM	-	200	200
18	Pembangkit	PLTAL	-	-	-
19	Pembangkit	BESS	-	1.555*	-
20	Pembangkit	PLT Lain	180	-	(180)
21	Pembangkit	PLT EBT *Base*	230	-	(230)
22	Transmisi	500 kV	-	-	-
23	Transmisi	500 kV DC	-	-	-
24	Transmisi	275 kV	1.485	4.012	2.527
25	Transmisi	150 kV	5.707	5.001	(706)
26	Transmisi	70 kV	1	6	5
27	Gardu Induk	500/275/150 kV	-	-	-
28	Gardu Induk	500 kV DC	-	-	-
29	Gardu Induk	275/150 kV	2.250	7.750	5.500
30	Gardu Induk	150/115/70/20 kV	2.452	1.920	(532)
31	Gardu Induk	70/20 kV	-	-	-
32	Distribusi	JTM	28.730	19.435	(9.295)
33	Distribusi	JTR	26.488	16.221	(10.267)
34	Distribusi	Trafo Distribusi	9.562	2.482	(7.080)

Tabel 5.23 Perubahan RUPTL 2025 – 2034 Skenario ARED terhadap RUPTL 2021 – 2030 Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (dalam MW, kms, MVA)

No.	Infrastruktur (Pembangkit/Transmisi/ Gardu Induk/Distribusi)	Jenis	RUPTL Sebelumnya	Usulan Perubahan	Selisih
1	Pembangkit	PLTU	304	190	(114)
2	Pembangkit	PLTU MT	-	-	-

No.	Infrastruktur (Pembangkit/Transmisi/ Gardu Induk/Distribusi)	Jenis	RUPTL Sebelumnya	Usulan Perubahan	Selisih
3	Pembangkit	PLTP	185	332	147
4	Pembangkit	PLTN	-	-	-
5	Pembangkit	PLTGU	-	-	-
6	Pembangkit	PLTG	-	350	350
7	Pembangkit	PLTMG	1.015	1.865	850
8	Pembangkit	PLTD	5	5	-
9	Pembangkit	PLTBg	-	-	-
10	Pembangkit	PLTM	91	87	(4)
11	Pembangkit	PLTA	90	92	2
12	Pembangkit	PLTA PS	-	-	-
13	Pembangkit	PLTS	302	-	(302)
14	Pembangkit	PLTS+BESS	799	1.470	671
15	Pembangkit	PLTB	27	140	113
16	Pembangkit	PLTSa	-	-	-
17	Pembangkit	PLTBM	106	141	35
18	Pembangkit	PLTAL	-	40	40
19	Pembangkit	BESS	-	-	-
20	Pembangkit	PLT Lain	-	-	-
21	Pembangkit	PLT EBT *Base*	450	-	(450)
22	Transmisi	500 kV	-	-	-
23	Transmisi	500 kV DC	-	-	-
24	Transmisi	275 kV	-	-	-
25	Transmisi	150 kV	3.600	3.443	(157)
26	Transmisi	70 kV	837	440	(397)
27	Gardu Induk	500/275/150 kV	-	-	-
28	Gardu Induk	500 kV DC	-	-	-
29	Gardu Induk	275/150 kV	-	-	-
30	Gardu Induk	150/115/70/20 kV	2.410	1.410	(1.000)
31	Gardu Induk	70/20 kV	660	650	(10)
32	Distribusi	JTM	23.997	14.679	(9.318)
33	Distribusi	JTR	30.890	20.689	(10.201)
34	Distribusi	Trafo Distribusi	2.478	1.629	(849)

V.2.1 Perubahan untuk Sumatera

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Sumatera diperlihatkan pada Tabel 5.24 dan 5.25, sedangkan proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2025-2034 diberikan pada Tabel 5.26 dan 5.27 dan tambahan proyek baru pada Tabel 5.28 dan 5.29.

Tabel 5.24 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera (Skenario RE *Base*)

No	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	
1	Pembangkit EBT LISDES	0,15 0,3 0,65 1,5 1,4 0,601 0,751 4,1 0,7 1,2 2,6	2021 2021 2021 2022 2023 2021 2022 2023 2021 2022 2022	Pembangkit EBT LISDES	3,66 1,44 7,50	2025 2026 2027	Perubahan sesuai survei Lisdes dan kondisi rencana Lisdes terkini

No	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	
2	Pembangkit Sampah (Kuota) tersebar*	25	2024	Pembangkit Sampah (PPA) tersebar*	17,7	2026	Menyesuaikan potensi kapasitas *feedstock*.
3	PLT Surya Nias	10 10	2028 2029	PLT Surya Nias + BESS	10 10	2029 2030	Menyesuaikan sesuai studi dan kebutuhan sistem terkini
4	PLT EBT (Kuota) *Base*	30	2029	PLTMG Belitung 2	30	2028	Menyesuaikan dengan potensi energi yang tersedia
5	PLT EBT Peaker / BESS Sumatera	300	2030	BESS Sumatera-1	200	2026-2028	Menyesuaikan dengan optimasi kebutuhan sistem
6	Pembangkit Mini Hidro (Kuota) Tersebar	19,05 12,4 8,8	2023 2025 2024	Pembangkit Mini Hidro (Kuota) Tersebar SBU, SBT, dan SBS	14,4 17,8 24,9 4 20,10	2027 2028 2029 2030 2031	Sebagian kuota sudah PPA, tambahan kuota 46,7 MW untuk tambahan pemenuhan setempat
7	PLTGU Riau-2/Sumbagselteng (Relokasi)	250	2023	PLTGU Sumbagsel 1 PLTG Sumbagut PLTMG Sumbagteng	150 80 25	2026 2028 2028	Perubahan strategi eksekusi proyek serta penyesuaian kebutuhan sistem
8	PLTS Dedieselisasi (tersebar)	85,75	2023-2025	PLTS Dedieselisasi (tersebar)	35,2	2027	Penyesuaian kapasitas sesuai *update* kajian termutakhir
9	PLTBio Belitung (Kuota) tersebar*	6 6	2024 2024	PLTBg Belitung (Kuota) tersebar*)	2 4 4	2029 2032 2033	Penyesuaian *update* potensi setempat dan penambahan sesuai kebutuhan sistem

Tabel 5.25 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera (Skenario ARED)

No	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	
1	Pembangkit EBT LISDES	0,15 0,3 0,65 1,5 1,4 0,601 0,751 4,1 0,7 1,2 2,6	2021 2021 2021 2022 2023 2021 2022 2023 2021 2022 2022	Pembangkit EBT LISDES	3,66 1,44 7,50	2025 2026 2027	Perubahan sesuai survei Lisdes dan kondisi rencana Lisdes terkini
2	Pembangkit Sampah (Kuota) tersebar*	25	2024	Pembangkit Sampah (PPA) tersebar*	17,7	2026	Menyesuaikan potensi kapasitas *feedstock*.
3	PLT Surya Nias	10 10	2028 2029	PLT Surya Nias + BESS	10 10	2029 2030	Menyesuaikan sesuai studi dan kebutuhan sistem terkini
4	PLT EBT (Kuota) *Base*	30	2029	PLTMG Belitung 2	30	2028	Menyesuaikan dengan potensi energi yang tersedia
5	PLT EBT Peaker / BESS Sumatera	300	2030	BESS Sumatera-1	200	2026-2028	Menyesuaikan dengan optimasi kebutuhan sistem
6	Pembangkit Mini Hidro (Kuota) Tersebar	19,05 12,4 8,8	2023 2025 2024	Pembangkit Mini Hidro (Kuota) Tersebar SBU, SBT, dan SBS	14,4 17,8 24,9 4 20,10	2027 2028 2029 2030 2031	Sebagian kuota sudah PPA, tambahan kuota 46,7 MW untuk tambahan pemenuhan setempat
7	PLTGU Riau-2/Sumbagselteng (Relokasi)	250	2023	PLTGU Sumbagsel 1 PLTG Sumbagut PLTMG Sumbagteng	150 80 25	2026 2028 2028	Perubahan strategi eksekusi proyek serta penyesuaian kebutuhan sistem
8	PLTS Dedieselisasi (tersebar)	85,75	2023-2025	PLTS Dedieselisasi (tersebar)	35,2	2027	Penyesuaian kapasitas sesuai *update* kajian termutakhir
9	PLTBio Belitung (Kuota) tersebar*	6 6	2024 2024	PLTBg Belitung	2 4 4	2029 2032 2033	Penyesuaian *update* potensi setempat dan

No	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	
				(Kuota) tersebar*)			penambahan sesuai kebutuhan sistem

Tabel 5.26 Proyek yang Disesuaikan dalam RUPTL 2025-2034 (Skenario RE *Base*)

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	PLTM Sikarbau	2	Kontrak di terminasi sesuai klausul kontraktual, proyek di kembalikan statusnya menjadi kuota tersebar, dan/atau potensi proyek
2	PLTM Semendo	9	
3	PLT EBT *Base* (Bintan)	200	Digantikan dengan kerja sama PLTG dengan Wilus PLN Batam
4	PLTBm Rantau Sakti (EBTKE)	1	Operasi *offgrid* surat EBTKE No. B-2138/EK.05/DEB.K/ 2024 tanggal 12 Juni 2024
5	PLTM Parluasan	10	Terminasi kontrak karena tidak ada tindak lanjut dari pengembang
6	PLTM Batang Toru 1	7,5	Kontrak di terminasi sesuai klausul kontraktual, proyek di kembalikan statusnya menjadi kuota tersebar, dan/atau potensi proyek
7	PLTM Tuik	6,3	
8	PLTM Tarusan	3,2	
9	PLTM Muara Sako	3	
10	PLTM Sumpur	7,6	
11	PLTBg Karang Anyer (EBTKE)	1	Penghapusan aset sesuai surat EBTKE No. B-2138/EK.05/ DEB.K/2024 tanggal 12 Juni 2024
12	PLTA Simonggo	90	COD pembangkit disesuaikan menjadi tahun 2035 di luar periode RUPTL, dan kapasitas menjadi 61 MW sesuai *update* FS
13	PLTSa Sukawinatan (EBTKE)	0,5	Penghapusan aset sesuai surat EBTKE No. B-2138/EK.05/ DEB.K/2024 tanggal 12 Juni 2024

Tabel 5.27 Proyek yang Disesuaikan dalam RUPTL 2025-2034 (Skenario ARED)

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	PLTM Sikarbau	2	Kontrak di terminasi sesuai klausul kontraktual, proyek di kembalikan statusnya menjadi kuota tersebar
2	PLTM Semendo	9	
3	PLT EBT *Base* (Bintan)	200	Digantikan dengan kerja sama PLTG dengan Wilus PLN Batam
4	PLTBm Rantau Sakti (EBTKE)	1	Operasi *offgrid* surat EBTKE No. B-2138/EK.05/DEB.K/ 2024 tanggal 12 Juni 2024
5	PLTM Parluasan	10	Kontrak di terminasi sesuai klausul kontraktual, proyek di kembalikan statusnya menjadi kuota tersebar, dan/atau potensi proyek
6	PLTM Batang Toru 1	7,5	
7	PLTM Tuik	6,3	
8	PLTM Tarusan	3,2	
9	PLTM Muara Sako	3	
10	PLTM Sumpur	7,6	
11	PLTBg Karang Anyer (EBTKE)	1	Penghapusan aset sesuai surat EBTKE No. B-2138/EK.05/ DEB.K/2024 tanggal 12 Juni 2024
12	PLTA Simonggo	90	COD pembangkit disesuaikan menjadi tahun 2035 di luar periode RUPTL, dan kapasitas menjadi 61 MW sesuai *update* FS
13	PLTSa Sukawinatan (EBTKE)	0,5	Penghapusan aset sesuai surat EBTKE No. B-2138/EK.05/ DEB.K/2024 tanggal 12 Juni 2024

Tambahan proyek baru di Sumatera yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 5.28 untuk Skenario RE *Base* dan Tabel 5.29 untuk Skenario ARED.

Tabel 5.28 Tambahan Proyek Baru di Sumatera (Skenario RE *Base*)

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTS + BESS Natuna	4 4	2027 2032	Memanfaatkan potensi EBT setempat dan penambahan sesuai *demand*
2	PLTMG Belitung-2	30	2028	Memanfaatkan potensi EBT setempat dan penambahan sesuai demand
4	PLTMG Belitung-3	10	2031	Memanfaatkan potensi EBT setempat dan penambahan sesuai *demand*
5	PLTMG Belitung-4	10	2033	Memanfaatkan potensi EBT setempat dan penambahan sesuai *demand*
6	PLTS Belitung kuota tersebar	10 12	2029 2033	Memanfaatkan potensi EBT setempat dan penambahan sesuai *demand*
7	PLTS +BESS Sinabang	2	2028	Memanfaatkan potensi EBT setempat dan penambahan sesuai *demand*
8	PLTS Sabang	0,3	2027	Memanfaatkan PLTS sebagai tambahan *green enabling* di Sistem Sabang.
9	PLTG Sumatera Bagian Selatan 2 (tersebar)	300	2029	Penambahan pembangkit untuk pertumbuhan *demand*, dan kebutuhan keandalan sistem.
10	PLTU Hibrid PLTSdan BESS	1.200 300 150	2029/2030	Penambahan pembangkit untuk pertumbuhan *demand*, sesuai dengan perpress 112 tahun 2022.
11	PLTA Sumbagut (kuota) tersebar*	400 161	2031 2031	Penambahan kuota untuk pemenuhan *demand*
12	PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar*	40 110	2029 2031	Penambahan kuota untuk pemenuhan *demand*
13	PLTP (Kuota) tersebar	115	2033	Penambahan kuota PLTP untuk pemenuhan *demand* dan sebagai komitmen PLN untuk pemanfaatan EBT setempat
14	PLTS+BESS Sumatera 1 (PLTS) PLTS+BESS Sumatera 2 (PLTS) PLTS+BESS Sumatera 3 (PLTS)	236 302 150	2029 2033 2030	Penambahan kuota VRE dengan skema hibrid PLTS+BESS sesuai kebutuhan sistem dan pemanfaatan teknologi hibrid VRE+BESS
15	PLTS+BESS Sumatera 1 (BESS) PLTS+BESS Sumatera 2 (BESS) PLTS+BESS Sumatera 3 (BESS)	150 200 75	2029 2033 2030	Penambahan kuota VRE dengan skema hibrid PLTS+BESS sesuai kebutuhan sistem dan pemanfaatan teknologi hibrid VRE+BESS
16	PLTS (Kuota) tersebar	25 50 25 50 25 100 100	2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034	Penambahan kuota PLTS untuk pemenuhan *demand* dan sebagai komitmen PLN untuk pemanfaatan EBT setempat
17	PLTB (Kuota) tersebar	110 270 100	2030 2033 2034	Penambahan kuota PLTB untuk pemenuhan *demand* dan sebagai komitmen PLN untuk pemanfaatan EBT setempat
18	BESS Sumatera -2	200	2029	Penambahan kuota BESS untuk

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
				pemenuhan tambahan pasokan suplai sistem melalui *Load Shifting*
19	BESS Sumatera -3	100	2030	Penambahan kuota BESS untuk pemenuhan tambahan pasokan suplai sistem melalui *Load Shifting*
20	*Isolated* EBT Tersebar	57	2028-2033	Program pemanfaatan potensi EBT di sistem *isolated remote*, untuk mengurangi konsumsi BBM.
21	PLTP Lumut Balai #3 dan #4	110	2033	Ekspansi PLTP Lumut Balai
22	PLTP Lumut Balai #3 dan #4	110	2033	Ekspansi PLTP Lumut Balai
23	PLTA Sumatera (Kuota) tersebar	100	2034	Penambahan kuota untuk pemenuhan *demand*
24	PLTS + BESS Belitung	10	2034	Program pemanfaatan potensi EBT di lokasi setempat.
25	PLTU Sumatera *Hybrid*	600 600	2032 2033	Memanfaatkan potensi PLTU MT di Sumatera dengan melakukan *hybrid* dengan pembangkit EBT
26	PLTS Sumatera *Hybrid*	150 150	2032 2033	Memanfaatkan potensi PLTU MT di Sumatera dengan melakukan *hybrid* dengan pembangkit EBT
27	BESS Sumatera *Hybrid*	75 75	2032 2033	Memanfaatkan potensi PLTU MT di Sumatera dengan melakukan *hybrid* dengan pembangkit EBT

Tabel 5.29 Tambahan Proyek Baru di Sumatera (Skenario ARED)

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTS + BESS Natuna	4 4	2027 2032	Memanfaatkan potensi EBT setempat dan penambahan sesuai *demand*
2	PLTMG Belitung-2	30	2028	Memanfaatkan potensi EBT setempat dan penambahan sesuai demand
4	PLTMG Belitung-3	10	2031	Memanfaatkan potensi EBT setempat dan penambahan sesuai *demand*
5	PLTMG Belitung-4	10	2033	Memanfaatkan potensi EBT setempat dan penambahan sesuai *demand*
6	PLTS Belitung kuota tersebar	10 12	2029 2033	Memanfaatkan potensi EBT setempat dan penambahan sesuai *demand*
7	PLTS +BESS Sinabang	2	2028	Memanfaatkan potensi EBT setempat dan penambahan sesuai *demand*
8	PLTS Sabang	0,3	2027	Memanfaatkan PLTS sebagai tambahan *green enabling* di Sistem Sabang.
9	PLTG Sumatera Bagian Selatan 2 (tersebar)	300	2029	Penambahan pembangkit untuk pertumbuhan *demand*, dan kebutuhan keandalan sistem.
10	PLTU Hibrid PLTSdan BESS	1.200 300 150	2029/2030	Penambahan pembangkit untuk pertumbuhan *demand*, sesuai dengan perpress 112 tahun 2022.

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
11	PLTA Sumbagut (kuota) tersebar*	400 161	2031 2031	Penambahan kuota untuk pemenuhan *demand*
12	PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar*	40 110	2029 2031	Penambahan kuota untuk pemenuhan *demand*
13	PLTP (Kuota) tersebar	115	2033	Penambahan kuota PLTP untuk pemenuhan *demand* dan sebagai komitmen PLN untuk pemanfaatan EBT setempat
14	PLTS+BESS Sumatera 1 (PLTS) PLTS+BESS Sumatera 2 (PLTS) PLTS+BESS Sumatera 3 (PLTS)	236 302 150	2029 2033 2030	Penambahan kuota VRE dengan skema hibrid PLTS+BESS sesuai kebutuhan sistem dan pemanfaatan teknologi hibrid VRE+BESS
15	PLTS+BESS Sumatera 1 (BESS) PLTS+BESS Sumatera 2 (BESS) PLTS+BESS Sumatera 3 (BESS)	150 200 75	2029 2033 2030	Penambahan kuota VRE dengan skema hibrid PLTS+BESS sesuai kebutuhan sistem dan pemanfaatan teknologi hibrid VRE+BESS
16	PLTS (Kuota) tersebar	25 50 25 50 25 100 100	2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034	Penambahan kuota PLTS untuk pemenuhan *demand* dan sebagai komitmen PLN untuk pemanfaatan EBT setempat
17	PLTB (Kuota) tersebar	110 270 100	2030 2033 2034	Penambahan kuota PLTB untuk pemenuhan *demand* dan sebagai komitmen PLN untuk pemanfaatan EBT setempat
18	BESS Sumatera -2	200	2029	Penambahan kuota BESS untuk pemenuhan tambahan pasokan suplai sistem melalui *Load Shifting*
19	BESS Sumatera -3	100	2030	Penambahan kuota BESS untuk pemenuhan tambahan pasokan suplai sistem melalui *Load Shifting*
20	*Isolated* EBT Tersebar	57	2028-2033	Program pemanfaatan potensi EBT di sistem *isolated remote*, untuk mengurangi konsumsi BBM.
21	PLTP Lumut Balai #3 dan #4	110	2033	Ekspansi PLTP Lumut Balai
22	PLTP Lumut Balai #3 dan #4	110	2033	Ekspansi PLTP Lumut Balai
23	PLTA Sumatera (Kuota) tersebar	100	2034	Penambahan kuota untuk pemenuhan *demand*
24	PLTS + BESS Belitung	10	2034	Program pemanfaatan potensi EBT di lokasi setempat.
25	PLTU Sumatera *Hybrid*	600 600	2032 2033	Memanfaatkan potensi PLTU MT di Sumatera dengan melakukan *hybrid* dengan pembangkit EBT
26	PLTS Sumatera *Hybrid*	150 150	2032 2033	Memanfaatkan potensi PLTU MT di Sumatera dengan melakukan *hybrid* dengan pembangkit EBT
27	BESS Sumatera *Hybrid*	75 75	2032 2033	Memanfaatkan potensi PLTU MT di Sumatera dengan melakukan *hybrid* dengan pembangkit EBT

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
28	PLTN Sumatera-Bangka (Kuota) tersebar New EBT	250	2032	Pembangkit baru dengan opsi PLTN sesuai dengan potensi EBT dan juga selaras dengan RUKN

V.2.2 Perubahan untuk Jawa, Madura dan Bali

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Jawa, Madura, dan Bali diperlihatkan pada Tabel 5.30 dan 5.31.

Tabel 5.30 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa, Madura dan Bali (Skenario RE *Base*)

No	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	
1	PLTP Wayang Windu 3 (FTP2)	60,0	2026	PLTP Wayang Windu 3 (FTP2)	30,0	2027	Kapasitas sesuai dengan studi potensi terakhir. COD sesuai progres.
				PLTP Wayang Windu 4 (FTP2)	30,0	2028	
2	PLTP Ijen (FTP2)	55,0	2024	PLTP Ijen (FTP2)	30,0	2025	Kapasitas sesuai dengan studi potensi terakhir. COD sesuai progres.
	PLTP Ijen (FTP2)	55,0	2026	PLTP Ijen (FTP2)	30,0	2027	
				PLTP Ijen (FTP2)	50,0	2027	
3	PLTP Bedugul	10,0	2025	Bedugul	5,0	2028	Kapasitas sesuai dengan studi pre-FS dan/atau hasil studi *resource* terakhir dan mempertimbangkan kendala-kendala sosial dan lingkungan. COD sesuai progres.
	PLTP Bedugul	55,0	2030	Bedugul	60,0	2030	
4	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	555,0	2025 - 2030	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	810,0	2027-2030	Kapasitas sesuai dengan studi potensi terakhir
5	PLTM Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	313,6	2023 - 2026	PLTM Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	275,9	2027 - 2028	Kapasitas sesuai dengan studi potensi terakhir
6	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2024	PLTS Banten (Kuota) II	50,0	2026	Penyesuaian nama proyek.
7	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	80,0	2025	PLTS+BESS Banten (Kuota) III	80,0	2030	Penyesuaian nama proyek & tambahan BESS (*Smoothing*) dampak percepatan COD PLTS.
8	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	150,0	2025	PLTS Banten (Kuota) IVA	50,0	2028	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang).
				PLTS Banten (Kuota) IVB	50,0	2030	
				PLTS Jawa-Bali (Kuota) Banten IVC	50,0	2030	
9	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,0	2028	PLTS Banten (Kuota) V	45,0	2034	Penyesuaian nama proyek

No	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	
10	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2029	PLTS Banten (Kuota) VI	40,0	2028	Penyesuaian nama proyek
11	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2029	PLTS Banten (Kuota) VII	50,0	2039	Penyesuaian nama proyek
12	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	60,0	2023	PLTS Jawa Barat (Kuota) IIA	60,0	2030	Penyesuaian nama proyek
13	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2024	PLTS Terapung Saguling	60,0	2025	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
				PLTS Jawa Barat (Kuota) IIIB	40,0	2030	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
15	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2024	PLTS Jawa Barat (Kuota) Tersebar IV	100,0	2025	Penyesuaian nama proyek
16	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	180,0	2025	PLTS+BESS Jawa Barat (Kuota) VA	100,0	2027	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang) & tambahan BESS(*Smoothing*) dampak percepatan COD PLTS.
				PLTS+BESS Jawa Barat (Kuota) Tersebar VB	80,0	2028	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang) & tambahan BESS (*Smoothing*) dampak percepatan COD PLTS.
17	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	140,0	2025	PLTS Jawa Barat (Kuota) VIA	100,0	2030	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
				PLTS Jawa Barat (Kuota) VIB	40,0	2031	
18	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,0	2027	PLTS Jawa Barat (Kuota) VII	40,0	2028	Penyesuaian nama proyek
19	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,0	2029	PLTS Jawa Barat (Kuota) VIII	40,0	2030	Penyesuaian nama proyek
20	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2023	PLTS+BESS Jawa Tengah (Kuota) I	50,0	2031	Penyesuaian nama proyek & tambahan BESS (*Smoothing*) dampak percepatan COD PLTS.
21	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2024	PLTS Jawa Tengah (Kuota) II	100,0	2025	Penyesuaian nama proyek
22	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	190,0	2025	PLTS Jawa Tengah (Kuota) IIIA	50,0	2028	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
				PLTS Jawa Tengah (Kuota) IIIB	50,0	2027	
				PLTS+BESS Jawa Tengah (Kuota) IIIC	90,0	2030	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang) & tambahan BESS (*Smoothing*)

No	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	
							dampak percepatan COD PLTS.
23	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2025	PLTS Jawa Tengah (Kuota) IV	100,0	2025	Penyesuaian nama proyek
24	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,0	2026	PLTS Jawa Tengah (Kuota) V	40,0	2031	Penyesuaian nama proyek
25	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2027	PLTS Jawa Tengah (Kuota) VI	50,0	2034	Penyesuaian nama proyek
26	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2023	PLTS Jawa Timur (Kuota) I	50,0	2027	Penyesuaian nama proyek & tambahan BESS *Storage* untuk kebutuhan sistem
				BESS Jawa Timur (Kuota) I	50,0	2027	
27	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2024	PLTS Jawa Timur (Kuota) IIA	50,0	2025	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
				PLTS Jawa Timur (Kuota) IIB	50,0	2025	
28	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2024	PLTS Terapung Karangkates	100,0	2025	Penyesuaian nama proyek
29	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	250,0	2025	PLTS Jawa Timur (Kuota) IVA	100,0	2028	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang) & tambahan BESS (*Smoothing*) dampak percepatan COD PLTS.
				PLTS Jawa Timur (Kuota) IVB	50,0	2027	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
				PLTS Jawa Timur (Kuota) IVC	50,0	2028	
				PLTS Jawa Timur (Kuota) IVD	50,0	2025	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang) & tambahan BESS *Storage* untuk kebutuhan sistem
				BESS Jawa Timur (Kuota) IVD	50,0	2025	
30	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2025	PLTS Jawa Timur (Kuota) V	100,0	2028	Penyesuaian nama proyek & tambahan BESS (*Smoothing*) dampak percepatan COD PLTS.
31	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2026	PLTS Jawa Timur (Kuota) VI	50,0	2030	Penyesuaian nama proyek
32	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2028	PLTS Jawa Timur (Kuota) VII	50,0	2034	Penyesuaian nama proyek
33	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25,0	2025	PLTS Bali (Kuota) III	50,0	2026	Penggabungan 2 kuota tersebar & penyesuaian nama proyek
34	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25,0	2028	PLTS Bali (Kuota) V	25.0	2034	Penyesuaian nama proyek
35	PLTS Pulo Panjang (Dedieselisasi)	1,020	2023	PLTS Pulau Panjang	0,7	2027	Kapasitas PLTS disesuaikan dengan Program Dedieselisasi tahap-1
				BESS Pulau Panjang	0,2	2027	
36	PLTS Karimunjawa	3,0	2024	PLTS Karimunjawa	7,2	2026	Perubahan kapasitas dan jenis sesuai dengan studi terakhir untuk menyesuaikan dengan kebutuhan sistem.
				PLTB Karimunjawa	2,2	2026	
				BESS Karimunjawa	3,0	2026	

No	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	
37	PLTS Gili Genting (Dedieselisasi)	3,4	2023	PLTS Gili Genting	1,5	2026	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
				BESS Gili Genting	1,3	2026	
38	PLTS Gili Iyang (Dedieselisasi)	1,63	2023	PLTS+BESS Gili Iyang	0,7	2026	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
				PLTS+BESS Gili Iyang	1,3	2028	
39	PLTS Kangean (Dedieselisasi)	16,06	2023	PLTS+BESS Kangean	6,0	2026	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
40	PLTS Ketapang (Dedieselisasi)	1,98	2023	PLTS+BESS Ketapang	0,8	2026	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
41	PLTS Mandangin (Dedieselisasi)	4,01	2023	PLTS+BESS Mandangin	1,4	2026	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
42	PLTS Ra'as (Dedieselisasi)	2,62	2023	PLTS+BESS Ra'as	2,5	2026	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
43	PLTS Sapeken (Dedieselisasi)	3,17	2023	PLTS+BESS Sapeken	0,8	2026	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
44	PLTS Sapudi (Dedieselisasi)	7,28	2023	PLTS+BESS Sapudi	3,5	2026	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
45	PLTS Sepanjang	1,0	2023	PLTS Sepanjang	1,5	2025	Perubahan kapasitas
46	BESS Sepanjang	0,5	2027	BESS Sepanjang	1,5	2027	Perubahan kapasitas
47	PLTS Bawean	5,0	2024	PLTS+BESS Bawean	3,0	2028	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
				PLTS+BESS Bawean	3,0	2028	
				PLTS+BESS Bawean	3,0	2029	
48	PLTS Lisdes	11,858	2021	Lisdes	1,2	2025	Perubahan sesuai *Roadmap* Lisdes 2024 & progres
					1,2	2025	
					4	2025	
					4,9	2025	

Tabel 5.31 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa, Madura dan Bali (ARED)

No	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	
1	PLTP Wayang Windu 3 (FTP2)	60,0	2026	PLTP Wayang Windu 3 (FTP2)	30,0	2026	Kapasitas sesuai dengan studi potensi terakhir. COD sesuai kesiapan pengembang
				PLTP Wayang Windu 4 (FTP2)	30,0	2028	
2	PLTP Ijen (FTP2)	55,0	2024	PLTP Ijen (FTP2)	30,0	2024	Kapasitas sesuai dengan studi potensi terakhir. COD sesuai progres.
	PLTP Ijen (FTP2)	55,0	2026	PLTP Ijen (FTP2)	30,0	2027	
				PLTP Ijen (FTP2)	50,0	2027	
3	PLTP Bedugul	10,0	2025	Bedugul	5,0	2028	Kapasitas sesuai dengan studi pre-FS dan/atau hasil studi *resource* terakhir dan mempertimbangkan kendala-kendala sosial dan
	PLTP Bedugul	55,0	2030	Bedugul	60,0	2030	

No	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	
							lingkungan. COD sesuai progres.
4	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	555,0	2025 - 2030	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	810,0	2027-2030	Kapasitas sesuai dengan studi potensi terakhir
5	PLTM Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	313,6	2023 - 2026	PLTM Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	275,9	2027 - 2028	Kapasitas sesuai dengan studi potensi terakhir
6	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2024	PLTS Banten (Kuota) II	50,0	2026	Penyesuaian nama proyek.
7	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	80,0	2025	PLTS+BESS Banten (Kuota) III	80,0	2027	Penyesuaian nama proyek & tambahan BESS (*Smoothing*) dampak percepatan COD PLTS.
8	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	150,0	2025	PLTS Banten (Kuota) IVA	50,0	2028	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang).
				PLTS Banten (Kuota) IVB	50,0	2030	
				PLTS Jawa-Bali (Kuota) Banten IVC	50,0	2029	
9	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	20,0	2026	PLTS Banten (Kuota) V	45,0	2031	Penggabungan 2 PLTS (Kuota) Tersebar)
10	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,0	2028	PLTS Banten (Kuota) VI	40,0	2028	Penyesuaian nama proyek
11	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2029	PLTS Banten (Kuota) VII	50,0	2030	Penyesuaian nama proyek
12	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	60,0	2023	PLTS Jawa Barat (Kuota) IIA	60,0	2029	Penyesuaian nama proyek
13	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2024	PLTS Terapung Saguling	60,0	2025	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
				PLTS Jawa Barat (Kuota) IIIB	40,0	2030	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
14	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2024	PLTS Jawa Barat (Kuota) Tersebar IV	100,0	2025	Penyesuaian nama proyek
15	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	180,0	2025	PLTS+BESS Jawa Barat (Kuota) VA	100,0	2026	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang) & tambahan BESS (*Smoothing*) dampak percepatan COD PLTS.
				PLTS+BESS Jawa Barat (Kuota) Tersebar VB	80,0	2028	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang) & tambahan BESS (*Smoothing*)

No	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	
							dampak percepatan COD PLTS.
16	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	140,0	2025	PLTS Jawa Barat (Kuota) VIA	100,0	2028	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
				PLTS Jawa Barat (Kuota) VIB	40,0	2030	
17	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,0	2027	PLTS Jawa Barat (Kuota) VII	40,0	2028	Penyesuaian nama proyek
18	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,0	2029	PLTS Jawa Barat (Kuota) VIII	40,0	2029	Penyesuaian nama proyek
19	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2023	PLTS+BESS Jawa Tengah (Kuota) I	50,0	2028	Penyesuaian nama proyek & tambahan BESS (*Smoothing*) dampak percepatan COD PLTS.
20	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2024	PLTS Jawa Tengah (Kuota) II	100,0	2025	Penyesuaian nama proyek
21	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	190,0	2025	PLTS Jawa Tengah (Kuota) IIIA	50,0	2028	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
				PLTS Jawa Tengah (Kuota) IIIB	50,0	2027	
				PLTS+BESS Jawa Tengah (Kuota) IIIC	90,0	2027	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang) & tambahan BESS (*Smoothing*) dampak percepatan COD PLTS.
22	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2025	PLTS Jawa Tengah (Kuota) IV	100,0	2025	Penyesuaian nama proyek
23	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,0	2026	PLTS Jawa Tengah (Kuota) V	40,0	2030	Penyesuaian nama proyek
24	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25,0	2028	PLTS Jawa Tengah (Kuota) VII	65,0	2033	Penggabungan 2 PLTS (Kuota) Tersebar)
25	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2027	PLTS Jawa Tengah (Kuota) VI	50,0	2034	Penyesuaian nama proyek
26	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2023	PLTS Jawa Timur (Kuota) I	50,0	2027	Penyesuaian nama proyek & tambahan BESS *Storage* untuk kebutuhan sistem
				BESS Jawa Timur (Kuota) I	50,0	2027	
27	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2024	PLTS Jawa Timur (Kuota) IIA	50,0	2025	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
				PLTS Jawa Timur (Kuota) IIB	50,0	2025	
28	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2024	PLTS Terapung Karangkates	100,0	2025	Penyesuaian nama proyek
29	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	250,0	2025	PLTS Jawa Timur (Kuota) IVA	100,0	2026	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang) & tambahan BESS (*Smoothing*) dampak percepatan COD PLTS.
				PLTS Jawa Timur (Kuota) IVB	50,0	2027	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan

No	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	
				PLTS Jawa Timur (Kuota) IVC	50,0	2028	kapasitas atau pengembang)
				PLTS Jawa Timur (Kuota) IVD	50,0	2025	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang) & tambahan BESS *Storage* untuk kebutuhan sistem
				BESS Jawa Timur (Kuota) IVD	50,0	2025	
30	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2025	PLTS Jawa Timur (Kuota) V	100,0	2026	Penyesuaian nama proyek & tambahan BESS (*Smoothing*) dampak percepatan COD PLTS.
31	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2026	PLTS Jawa Timur (Kuota) VI	50,0	2029	Penyesuaian nama proyek
32	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25,0	2025	PLTS Bali (Kuota) III	50,0	2026	Penggabungan 2 kuota tersebar & penyesuaian nama proyek
33	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25,0	2028	PLTS Bali (Kuota) IV	25,0	2034	Penyesuaian nama proyek
34	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25,0	2030	PLTS Bali (Kuota) V	25,0	2034	Penyesuaian nama proyek
35	PLTS Pulo Panjang (Dedieselisasi)	1,020	2023	PLTS Pulau Panjang	0,7	2027	Kapasitas PLTS disesuaikan dengan Program Dedieselisasi tahap-1
				BESS Pulau Panjang	0,2	2027	
36	PLTS Karimunjawa	3,0	2024	PLTS Karimunjawa	7,2	2026	Perubahan kapasitas dan jenis sesuai dengan studi terakhir untuk menyesuaikan dengan kebutuhan sistem.
				PLTB Karimunjawa	2,2	2026	
				BESS Karimunjawa	3,0	2026	
35	PLTS Gili Genting (Dedieselisasi)	3,4	2023	PLTS Gili Genting	1,5	2026	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
				BESS Gili Genting	1,3	2026	
36	PLTS Gili Iyang (Dedieselisasi)	1,63	2023	PLTS+BESS Gili Iyang	0,7	2026	Baru karena pemecahan proyek (akibat perubahan kapasitas atau pengembang)
				PLTS+BESS Gili Iyang	1,3	2028	
37	PLTS Kangean (Dedieselisasi)	16,06	2023	PLTS+BESS Kangean	6,0	2026	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
38	PLTS Ketapang (Dedieselisasi)	1,98	2023	PLTS+BESS Ketapang	0,8	2026	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
39	PLTS Mandangin (Dedieselisasi)	4,01	2023	PLTS+BESS Mandangin	1,4	2026	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
40	PLTS Ra'as (Dedieselisasi)	2,62	2023	PLTS+BESS Ra'as	2,5	2026	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
41	PLTS Sapeken (Dedieselisasi)	3,17	2023	PLTS+BESS Sapeken	0,8	2026	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
42	PLTS Sapudi (Dedieselisasi)	7,28	2023	PLTS+BESS Sapudi	3,5	2026	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
43	PLTS Sepanjang	1,0	2023	PLTS Sepanjang	1,5	2025	Perubahan kapasitas
44	BESS Sepanjang	0,5	2027	BESS Sepanjang	1,5	2027	Perubahan kapasitas
45	PLTS Bawean	5,0	2024	PLTS+BESS Bawean	3,0	2028	Perubahan kapasitas dan jenis pembangkit
				PLTS+BESS Bawean	3,0	2028	
				PLTS+BESS Bawean	3,0	2029	

No	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	Rencana COD	
46	PLTS Lisdes	11,858	2021	Lisdes	1,2	2025	Perubahan sesuai *Roadmap* Lisdes 2024 & progres
					1,2	2025	
					4	2025	
					4,9	2025	

Proyek yang disesuaikan dalam RUPTL 2025-2034 diperlihatkan pada Tabel 5.32.

Tabel 5.32 Proyek yang Disesuaikan dalam RUPTL 2025 – 2034

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	PLTM Cimandiri	4.4	Terminasi kontrak
2	PLTU Jawa-3 (FTP2)	660	Moratorium/Terminasi PPA
3	PLTU Jawa-3 (FTP2)	660	Moratorium/Terminasi PPA
4	PLTM Cibareno 1	5	PPA Diterminasi dan Masuk ke PLTM Jawa-Bali (Kuota) Tersebar
5	PLTM Cikamunding	6	PPA Diterminasi dan Masuk ke PLTM Jawa-Bali (Kuota) Tersebar
6	PLTP Cisolok-Cisukarame (FTP2)	20	PPA Diterminasi dan Masuk ke PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar
7	PLTP Tampomas (FTP2)	45	PPA Diterminasi dan Masuk ke PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar
8	PLTP Guci (FTP2)	55	PPA Diterminasi dan Masuk ke PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar
9	PLTS Jawa Timur (Kuota) VII	50 (RE *Base*)	PLTS belum diminati, ditunda untuk mengakmodir masuknya PLTS Atap, PLTB & PLTS Potensi (termasuk waduk PU)
9	PLTS Jawa Timur (Kuota) IX	50 (RE *Base*)	PLTS belum diminati, ditunda untuk mengakmodir masuknya PLTS Atap, PLTB & PLTS Potensi (termasuk waduk PU)
11	PLTS Jawa Timur (Kuota) X	50 (RE *Base*)	PLTS belum diminati, ditunda untuk mengakmodir masuknya PLTS Atap, PLTB & PLTS Potensi (termasuk waduk PU)
12	PLTS Bali (Kuota) VI	25 (RE *Base*)	PLTS belum diminati, ditunda untuk mengakomodir masuknya PLTS Atap, PLTB & PLTS Potensi (termasuk waduk PU)
13	PLTS Jawa Barat (Kuota) IIB	5	Direncanakan PLTS terkoneksi Tegangan Menengah, akan menjadi tambahan kuota PLTS Atap
14	PLTS Banten (Kuota) IA	10	Direncanakan PLTS terkoneksi Tegangan Menengah, akan menjadi tambahan kuota PLTS Atap
15	PLTS Banten (Kuota) IB	10	Direncanakan PLTS terkoneksi Tegangan Menengah, akan menjadi tambahan kuota PLTS Atap

Tambahan proyek baru di Jawa, Madura dan Bali yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 5.33.

Tabel 5.33 Tambahan Proyek Baru di Jawa, Madura dan Bali

No.	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTMG Pesanggaran	200,0	2026	Kebutuhan pasokan subsistem Bali dan mengurangi konsumsi PLTU BM
2	PLTG Relokasi Madura	100,0	2028	Perkuatan sistem Madura (Pembangkit relokasi mesin dari Gresik)
3	PLTG Relokasi Madura	100,0	2029	Perkuatan sistem Madura (Pembangkit relokasi mesin dari Gresik)
4	PLTG Relokasi Madura	100,0	2030	Perkuatan sistem Madura (Pembangkit relokasi mesin dari Gresik)
5	PLTG Relokasi Madura	165,0	2030	Perkuatan sistem Madura (Pembangkit relokasi mesin dari Gresik)
6	PLTGU Jawa-3	800,0	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem
7	PLTGU Jawa-4	1.000,0	2029	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem
8	PLTGU Jawa-5	1.000,0*	2030	Menggantikan PLTU BBM Eksisting

No.	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
9	PLTGU Jawa-6	1.000,0	2034 (RE *Base*)	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem
10	PLTGU Jawa-Bali-2	450,0	2027	Diperlukan untuk antisipasi kenaikan beban puncak Bali
11	PLTGU Jawa-Bali-3	450,0	2029	Diperlukan untuk antisipasi kenaikan beban puncak Bali
12	PLTG Jawa-Bali-4	300,0	2029	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem dan tambahan pasokan ke subsistem
13	PLTG Jawa-Bali-5	300,0	2029	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem dan tambahan pasokan ke subsistem
14	PLTGU Jawa-Bali-6	450,0	2029	Diperlukan untuk antisipasi kenaikan beban puncak Bali
15	PLTGU Jawa-Bali-7	500,0	2030 (RE *Base*)	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem dan tambahan pasokan ke subsistem
16	PLTP Gunung Salak 8	63,0	2032	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem dan Meningkatkan Bauran EBT
17	PLTP Patuha (FTP2) #4	55,0	2032	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem dan Meningkatkan Bauran EBT
18	PLTM Leuwikeris	7,0	2030	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem dan memanfaatkan waduk PU
19	PLTM Sindang Heula	0,4	2027	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT dan memanfaatkan waduk PU
20	PLTM Karian	1	2027	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT dan memanfaatkan waduk PU
21	PLTM Karian	1,8	2028	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT
22	PLTM Logung	0,52	2027	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT dan memanfaatkan waduk PU
23	PLTM Gondang	0,2	2027	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT dan memanfaatkan waduk PU
24	PLTM Jlantah	0,67	2028	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT dan memanfaatkan waduk PU
25	PLTM Jenelata	2,5	2030	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT
26	PLTM Jragung	2,48	2030	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT
27	PLTM Bajulmati	0,38	2027	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT dan memanfaatkan waduk PU
28	PLTM Gongseng	0,56	2027	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT dan memanfaatkan waduk PU
29	PLTM Kuningan	0,5	2027	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT dan memanfaatkan waduk PU
30	PLTM Cipanas	3	2028	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT
31	PLTM Sadawarna	2	2028	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT
32	PLTM Sadawarna	2,1	2028	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT dan memanfaatkan waduk PU
33	PLTM Tamblang	1,35	2028	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT dan memanfaatkan waduk PU
34	PLTM Cipanas	4,3	2028	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT dan memanfaatkan waduk PU
35	PLTM Sidan	0,65	2029	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT

No.	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
36	PLTM Tugu	0,26	2027	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT dan memanfaatkan waduk PU
37	PLTM Tukul	0,38	2027	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT dan memanfaatkan waduk PU
38	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	50,0	2032	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
39	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	60,0	2031	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
40	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III	50,0	2032	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
41	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	100,0	2033	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
42	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	80,0	2030	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
43	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	75,0	2031	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
44	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III	150,0	2032	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
45	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	50,0	2033	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
46	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV	100,0	2031 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
47	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III	200,0	2030 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
48	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV	200,0	2030 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
50	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar V	200,0	2030 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
51	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VI	100,0	2031 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
52	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VII	100,0	2031 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
53	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar V	200,0	2032 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
54	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV	200,0	2031 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
55	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar V	200,0	2031 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
56	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VIII	100,0	2032 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
57	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VI	200,0	2032 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
58	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VII	200,0	2032 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
59	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	200,0	2032 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
60	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III	100,0	2033 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB

No.	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
61	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV	100,0	2033 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
62	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	300,0	2030 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
63	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IX	200,0	2033 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
64	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X	200,0	2033 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
65	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI	200,0	2033 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
66	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII	200,0	2033 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTB
67	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IX	57,0	2034 (RE *Base*) 2026 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
68	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI	66,0	2034 (RE *Base*) 2026 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
69	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VII	198,0	2034 (RE *Base*) 2026 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
70	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IX	190,0	2034 (RE *Base*) 2027 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
71	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VIII	194,0	2034 (RE *Base*) 2027 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
72	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII	525,0	2030 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
73	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X	786,0	2031 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
74	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X	977,0	2031 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
75	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI	786,0	2032 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
76	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI	977,0	2032 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
77	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IX	110,0	2033 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
78	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IX	130,0	2033 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT
79	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IX	100,0	2033 (ARED)	
80	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII	977,0	2033 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
81	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII	786,0	2033 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
82	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XIII	525,0	2033 (ARED)	Diperlukan untuk meningkatkan bauran EBT & Pemanfaatan potensi PLTS (termasuk PLTS Waduk PU)
83	*BESS Smoothing* Tersebar	250,0	2027 (ARED)	Diperlukan untuk menjaga keandalan sistem untuk mendukung penetrasi *VRE Scale-Up*

No.	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
84	*BESS Smoothing* Tersebar	100,0	2028 (ARED)	Diperlukan untuk menjaga keandalan sistem untuk mendukung penetrasi *VRE Scale-Up*
85	*BESS Smoothing* Tersebar	100,0	2029 (ARED)	Diperlukan untuk menjaga keandalan sistem untuk mendukung penetrasi *VRE Scale-Up*
86	*BESS Smoothing* Tersebar	250,0	2030 (ARED)	Diperlukan untuk menjaga keandalan sistem untuk mendukung penetrasi *VRE Scale-Up*
87	*BESS Smoothing* Tersebar	400,0	2031 (ARED)	Diperlukan untuk menjaga keandalan sistem untuk mendukung penetrasi *VRE Scale-Up*
88	*BESS Smoothing* Tersebar	100,0	2032 (ARED)	Diperlukan untuk menjaga keandalan sistem untuk mendukung penetrasi *VRE Scale-Up*
89	*BESS Smoothing* Tersebar	150,0	2033 (ARED)	Diperlukan untuk menjaga keandalan sistem untuk mendukung penetrasi *VRE Scale-Up*
90	*BESS Smoothing* Tersebar	150,0	2034 (RE *Base*) 2033 (ARED)	Diperlukan untuk menjaga keandalan sistem untuk mendukung penetrasi *VRE Scale-Up*
91	*BESS Smoothing* Tersebar	100,0	2034 (ARED)	Diperlukan untuk menjaga keandalan sistem untuk mendukung penetrasi *VRE Scale-Up*
92	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	800,0	2033 (ARED)	Diperlukan untuk menyerap tambahan PLTS potensi (termasuk PLTS Waduk)
93	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III	200,0	2031 (ARED)	Diperlukan untuk menyerap tambahan PLTS potensi (termasuk PLTS Waduk)
94	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	200,0	2032 (ARED)	Diperlukan untuk menyerap tambahan PLTS potensi (termasuk PLTS Waduk)
95	PLTS Lisdes (P. Tunda, di Banten)	0,2	2024	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
96	PLTS Lisdes (P. Oarang, P. Genting, & P Nyamuk di Jawa Tengah)	1,2	2024	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
97	PLTS *Isolated* Jateng (Karimun Jawa II)	1,0	2030	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
98	BESS *Isolated* Jateng (Karimun Jawa II)	3,6	2020	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
99	PLTS+BESS Goa-Goa	0,15	2025	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
100	BESS Gili Raja	0,4	2025	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
101	PLTS Gili Raja	0,1	2026	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
102	PLTS+BESS Masa Kambing	0,15	2025	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
103	PLTS+BESS Paleyat	0,1	2025	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
104	PLTS+BESS Sabuntan	0,1	2025	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
105	PLTS+BESS Sakala	0,1	2025	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
106	PLTS+BESS Saobi	0,1	2025	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
107	PLTS+BESS Gili Noko	0,075	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
108	PLTS Saular	0,112	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
109	BESS Saular	0,07	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
110	PLTS Sapangkur Besar	0,34	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
111	BESS Sapangkur Besar	0,16	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
112	PLTS Kemirian	0,1	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
113	BESS Kemirian	0,06	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*

No.	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
114	PLTS Sadulang Besar	0,35	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
115	BESS Sadulang Besar	0,17	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
116	PLTS Saibus	0,45	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
117	BESS Saibus	0,2	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
118	PLTS+BESS Pagerungan Kecil	0,15	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
119	PLTS+BESS Tonduk	0,1	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
120	PLTS+BESS Tonduk	0,05	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
121	PLTMG *Isolated* Jatim (P. Bawean di Jatim)	3	2032	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
122	PLTS Nusa Penida	4,5	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
123	PLTB Nusa Penida	10,0	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
124	BESS Nusa Penida	7,5	2027	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*
125	PLTS+BESS Nusa Penida (Kepco)	3,5	2028	Diperlukan untuk dapat memperbaiki *Reserve Margin* Sistem *Isolated*

Eksekusi pengadaan PLTGU disesuaikan dengan pertumbuhan beban dan kepastian tambahan pelanggan KTT. Infrastruktur dan Energi primer gas harus dipastikan ketersediaannya sesuai dengan COD pembangkitnya. Pembangunan PLTGU dipersiapkan untuk beroperasi *dual firing* menggunakan gas dan BBM (untuk kondisi *emergency*) sesuai dengan kebutuhan sistem dan kajian teknis. Selain itu untuk mendukung transisi energi, pembangunan PLTGU baru juga sudah disiapkan untuk dapat dioperasikan menggunakan hidrogen, amonia atau energi primer ramah lingkungan lainnya.

V.2.3 Perubahan untuk Kalimantan

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Kalimantan untuk Skenario RE *Base* diperlihatkan pada Tabel 5.34 dan untuk Skenario ARED diperlihatkan pada Tabel 5.35, sedangkan proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2025 - 2034 diberikan pada Tabel 5.36 dan 5.37.

Tabel 5.34 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan (Skenario RE *Base*)

No.	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas	Rencana COD	
1	PLTG/GU Kalbar/Pontianak (Relokasi)	300	2022	PLTGU Kalbar-1	250	2026	Penyesuaian kebutuhan sistem dan perubahan strategi eksekusi proyek.
2	PLTG/MG/GU/MGU Kalsel (Relokasi)	200	2023/ 2024	PLTGU Kaltim-1	250	2026	
3	PLTG/MG Kalteng (Relokasi)	100	2024	PLTGU/G Kalteng	100	2027	
4	PLTGU Kalsel-1	100	2030	PLTGU/G Kalsel	100	2027	
5	PLTG/MG/GU/MGU Kaltimra (Eks Tarakan)	40	2030	PLTMG Tarakan	50	2027	Menyesuaikan kapasitas menyesuaikan kondisi terkini
6	PLTG/MG/GU Sei Menggaris	40	2022	PLTGU/G Kaltara/ Kaltimra	100	2027	Penyesuaian optimasi lokasi dan kebutuhan *demand*

No.	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas	Rencana COD	
7	PLTA Sesayap	90	2028	PLTA Kelai 2	65	2032	Perubahan lokasi potensi PLTA dikarenakan lokasi Sesayap tidak dapat dikembangkan
8	PLTA Tabang	90	2028	PLTA Tabang 1	101	2032	Menyesuaikan kapasitas sesuai FS
9	PLTA Kaltimra	300	2029/ 2030	PLTA Muara Juloi*/ PLTA Kuota Kalseltengtimra Tersebar	340*/400	2032/ 2033	Perubahan alokasi kuota menjadi proyek
10	PLTA Lambakan	18	2025	PLTA Lambakan	15	2033	Menyesuaikan kapasitas sesuai FS
11	PLTA Kelai	55	2025	PLTA Kelai	45	2032	Menyesuaikan kapasitas sesuai FS
12	PLTM Tepuai	2	2025	PLTM Kalbar	2	2029	Perubahan lokasi PLTM di Tepuai menjadi lokasi *isolated* lain
13	PLTS Kalbar	30	2025	PLTS Kalbar	50	2028	Optimasi kesiapan sistem dan potensi EBT
14	PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	50	2025	PLTS IKN	50	2025	Perubahan skema kuota menjadi *dedicated project*, mendukung *Green energy supply* Ibu kota Negara baru
15	PLTS Dedieselisasi (Kalbar)	69,8 10,5	2023 2025	PLTS Dedieselisasi (Kalbar) PLTS Dedieselisasi (Kalteng) PLTS Dedieselisasi (Kaltim)	21,65 0,80 0,86	2027 2027 2027	Pemecahan kuota beberapa tahap, Tahap berikutnya sedang dalam kajian optimasi kapasitas.
16	PLTS Dedieselisasi (Kalteng)	8,67 9,83	2023 2025				
17	PLTS Dedieselisasi (Kalsel)	1,2 2,03	2023 2025				
18	PLTS Dedieselisasi (Kaltim)	24,8	2023				
19	PLTS Dedieselisasi (Kaltara)	4,55	2023				
20	PLTS Lisdes Kalbar	13,5	2022	PLTS Lisdes Kalbar	1,93 15,10	2025 2027	Perubahan sesuai survei Lisdes dan kondisi rencana Lisdes terkini
21	PLTS Lisdes Kalbar	22,5	2023				
22	PLTS Lisdes Kalbar	12	2024				
23	PLTS Lisdes Kalteng	5,65	2024	PLTS Lisdes Kalteng	0,57 13,76	2026 2027	Perubahan sesuai survei Lisdes dan kondisi rencana Lisdes terkini
24	PLTS Lisdes Kaltim	7,19	2021	PLTS Lisdes Kaltim	1,25 10,48 12,07	2025 2026 2027	Perubahan sesuai survei Lisdes dan kondisi rencana Lisdes terkini
25	PLTS Lisdes Kaltim	5,45	2022				
26	PLTS Lisdes Kaltim	4,1	2023				
27	PLTS Lisdes Kaltim	3,15	2024				
28	PLTS Lisdes Kaltara	1,43	2021	PLTS Lisdes Kaltara	2,03 1,49 0,85	2025 2026 2027	
29	PLTS Lisdes Kaltara	1,19	2022				
30	PLTS Lisdes Kaltara	2,07	2023				
31	PLTS Lisdes Kaltara	1,01	2024				
32	PLT EBT *Base* (Kalbar)	100	2027	PLTA Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	150 100	2031 2032	Pemanfaatan potensi EBT setempat
33	PLTBio Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	10 10	2024 2025	PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	10	2030	Menyesuaikan *update* terkini potensi setempat
				PLTBg Kalimantan (Kuota) Tersebar	3,8	2029	Menyesuaikan *update* terkini potensi setempat

No.	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas	Rencana COD	
34	PLTBio Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	5	2022	PLTBm Kuala Mandor	5	2025	Perubahan status menjadi konstruksi

Tabel 5.35 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan (Skenario ARED)

No.	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas	Rencana COD	
1	PLTG/GU Kalbar/Pontianak (Relokasi)	300	2022	PLTGU Kalbar-1	250	2026	Penyesuaian kebutuhan sistem dan perubahan strategi eksekusi proyek.
2	PLTG/MG/GU/MGU Kalsel (Relokasi)	200	2023/ 2024	PLTGU Kaltim-1	250	2026	
3	PLTG/MG Kalteng (Relokasi)	100	2024	PLTGU/G Kalselteng	100	2027	
4	PLTGU Kalsel-1	100	2030				
5	PLTG/MG/GU/MGU Kaltimra (Eks Tarakan)	40	2030	PLTMG Tarakan	50	2027	Menyesuaikan kapasitas menyesuaikan kondisi terkini
6	PLTG/MG/GU Sei Menggaris	40	2022	PLTGU/G Kaltara/ Kaltimra	100	2027	Penyesuaian optimasi lokasi dan penyesuaian kapasitas sesuai *demand*
7	PLTA Sesayap	90	2028	PLTA Kelai 2	65	2032	Perubahan lokasi potensi PLTA dikarenakan lokasi Sesayap tidak dapat dikembangkan
8	PLTA Tabang	90	2028	PLTA Tabang 1	101	2032	Menyesuaikan kapasitas sesuai FS
9	PLTA Kaltimra	300	2029/ 2030	PLTA Muara Juloi*/ PLTA (Kuota) Kalseltengtimra Tersebar	340*/400	2032/ 2033	Perubahan alokasi kuota menjadi proyek
10	PLTA Lambakan	18	2025	PLTA Lambakan	15	2033	Menyesuaikan kapasitas sesuai FS
11	PLTA Kelai	55	2025	PLTA Kelai	45	2032	Menyesuaikan kapasitas sesuai FS
12	PLTM Tepuai	2	2025	PLTM Kalbar	2	2029	Perubahan lokasi PLTM di Tepuai menjadi lokasi *isolated* lain.
13	PLTS Kalbar	30	2025	PLTS Kalbar	50	2028	Optimasi kesiapan sistem dan potensi EBT
14	PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	50	2025	PLTS IKN	50	2025	Perubahan skema kuota menjadi *dedicated project*, mendukung *Green energy supply* Ibu kota Negara baru
15	PLTS Dedieselisasi (Kalbar)	69,8 10,5	2023 2025	PLTS Dedieselisasi (Kalbar) PLTS Dedieselisasi (Kalteng)	21,65 0,80 0,86	2027 2027 2027	Pemecahan kuota beberapa tahap, Tahap berikutnya sedang dalam kajian optimasi kapasitas.
16	PLTS Dedieselisasi (Kalteng)	8,67 9,83	2023 2025				
17	PLTS Dedieselisasi (Kalsel)	1,2 2,03	2023 2025				
18	PLTS Dedieselisasi (Kaltim)	24,8	2023				

No.	RUPTL Sebelumnya			Usulan Perubahan			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kapasitas	Rencana COD	Nama Proyek	Kapasitas	Rencana COD	
19	PLTS Dedieselisasi (Kaltara)	4,55	2023	PLTS Dedieselisasi (Kaltim)			
20	PLTS Lisdes Kalbar	13,5	2022	PLTS Lisdes Kalbar	1,93 15,1	2025 2027	Perubahan sesuai survei Lisdes dan kondisi rencana Lisdes terkini
21	PLTS Lisdes Kalbar	22,5	2023				
22	PLTS Lisdes Kalbar	12	2024				
23	PLTS Lisdes Kalteng	5,65	2024	PLTS Lisdes Kalteng	0,57 13,76	2026 2027	Perubahan sesuai survei Lisdes dan kondisi rencana Lisdes terkini
24	PLTS Lisdes Kaltim	7,19	2021	PLTS Lisdes Kaltim	1,25 10,48 12,07	2025 2026 2027	Perubahan sesuai survei Lisdes dan kondisi rencana Lisdes terkini
25	PLTS Lisdes Kaltim	5,45	2022				
26	PLTS Lisdes Kaltim	4,1	2023				
27	PLTS Lisdes Kaltim	3,15	2024				
28	PLTS Lisdes Kaltara	1,43	2021	PLTS Lisdes Kaltara	2,03 1,49 0,85	2025 2026 2027	
29	PLTS Lisdes Kaltara	1,19	2022				
30	PLTS Lisdes Kaltara	2,07	2023				
31	PLTS Lisdes Kaltara	1,01	2024				
32	PLT EBT *Base* (Kalbar)	100	2027	PLTA Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	150 100	2031 2032	Pemanfaatan potensi EBT setempat
33	PLTBio Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	10 10	2024 2025	PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	10	2030	Menyesuaikan *update* terkini potensi setempat
				PLTBg Kalimantan (Kuota) Tersebar	3,8	2029	Menyesuaikan *update* terkini potensi setempat
34	PLTBio Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	5	2022	PLTBm Kuala Mandor	5	2025	Perubahan status menjadi konstruksi

Tabel 5.36 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2025-2034 di Kalimantan (Skenario RE *Base*)

No	Nama Proyek	Kap (MW)	Keterangan
1	PLTMG Bunyu	3	Perubahan strategi pengembangan sistem *isolated* Bunyu.
2	PLTS Kalsel (Kuota) Tersebar	0,9	Perubahan strategi pengembangan sistem Kalseltengtimra.
3	PLTA Nanga Pinoh	100	COD pembangkit disesuaikan menjadi tahun 2035 di luar periode RUPTL

Tabel 5.37 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2025-2034 di Kalimantan (Skenario ARED)

No	Nama Proyek	Kap (MW)	Keterangan
1	PLTMG Bunyu	3	Perubahan strategi pengembangan sistem *isolated* Bunyu
2	PLTS Kalsel (Kuota) Tersebar	0,9	Perubahan strategi pengembangan sistem Kalseltengtimra.
3	PLTA Nanga Pinoh	100	COD pembangkit disesuaikan menjadi tahun 2035 di luar periode RUPTL

Tambahan proyek baru di Kalimantan yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 5.38 untuk Skenario RE *Base* dan Tabel 5.39 untuk Skenario ARED.

Tabel 5.38 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan (Skenario RE *Base*)

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTS+BESS Kalseltengtimra-1 (PLTS)	80	2027	Penambahan kuota VRE dengan skema hibrid PLTS+BESS sesuai kebutuhan sistem dan pemanfaatan teknologi hibrid VRE+BESS
2	PLTS+BESS Kalseltengtimra-1 (BESS)	50	2027	Penambahan kuota VRE dengan skema hibrid PLTS+BESS sesuai kebutuhan sistem dan pemanfaatan teknologi hibrid VRE+BESS

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
3	PLTS Lisdes Kalsel	4,9 0,6	2026 2027	Penambahan proyek Lisdes sesuai survei Lisdes dan kondisi rencana Lisdes terkini
4	PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	15	2029	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
5	PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	30	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
6	PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	50	2033	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
7	PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	50	2034	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
8	PLTGU/G Kalbar-2	100	2027	Pembangkit *fast response* untuk memenuhi kebutuhan peaking sistem
9	PLTM Paramayo	0,76	2027	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan kebutuhan sistem *isolated*
10	PLTMG Kalbar-3	50	2029	Pembangkit *fast response* untuk memenuhi kebutuhan peaking sistem
11	PLTGU Kalimantan-1	150	2028	Pembangkit *fast response* untuk memenuhi kebutuhan *following* dan *peaking* sistem
12	PLTG Kalimantan-2	100	2029	Pembangkit *fast response* untuk memenuhi kebutuhan *peaking* sistem
13	PLTM Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	2,85	2029	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
14	PLTS *Isolated* Kalsel	0,22	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan mengurangi pemakaian BBM
15	PLTS *Isolated* Kalteng	0,76	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan mengurangi pemakaian BBM
16	PLTS *Isolated* Kaltim	7,73	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan mengurangi pemakaian BBM
17	PLTS *Isolated* Kaltara	5,05	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan mengurangi pemakaian BBM
18	PLTS MT *Hybrid* Kalselteng 4	40	2032	Pembangkit untuk melayani *additional demand* baru calon pelanggan KTT di Sistem Kalseltengtimra yang masuk mulai tahun 2032.
19	BESS MT *Hybrid* Kalselteng 4	25	2032	
20	PLTU MT *Hybrid* Kalselteng 4	200	2032	
21	PLTS+BESS *Isolated* Kalteng	0,21	2033	PLTS+BESS di sistem *isolated* tersebar sebagai komitmen PLN dalam pengurangan konsumsi BBM di sistem-sistem *isolated remote*.
22	PLTS+BESS *Isolated* Kalsel	0,42	2033	
23	PLTS+BESS *Isolated* Kaltim	9,48	2033	
24	PLTS+BESS *Isolated* Kaltara	6,82	2033	

Tabel 5.39 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan (Skenario ARED)

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTS+BESS Kalseltengtimra-1 (PLTS)	80	2027	Penambahan kuota VRE dengan skema hibrid PLTS+BESS sesuai kebutuhan sistem dan pemanfaatan teknologi hibrid VRE+BESS
2	PLTS+BESS Kalseltengtimra-1 (BESS)	50	2027	Penambahan kuota VRE dengan skema hibrid PLTS+BESS sesuai kebutuhan sistem dan pemanfaatan teknologi hibrid VRE+BESS
3	PLTS Lisdes Kalsel	4,9 0,6	2026 2027	Penambahan proyek Lisdes sesuai survei Lisdes dan kondisi rencana Lisdes terkini
4	PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	15	2029	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
5	PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	30	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
6	PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	50	2033	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
7	PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	50	2034	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
8	PLTS+BESS Kalbar-1 (PLTS)	80 40	2026 2027	Penambahan kuota VRE dengan skema hibrid PLTS+BESS sesuai kebutuhan sistem dan pemanfaatan teknologi hibrid VRE+BESS
9	PLTS+BESS Kalbar-1 (BESS)	50 25	2026 2027	Penambahan kuota VRE dengan skema hibrid PLTS+BESS sesuai kebutuhan sistem dan pemanfaatan teknologi hibrid VRE+BESS
10	PLTM Paramayo	0,76	2027	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan kebutuhan sistem *isolated*
11	Add On PLTGU/G Kalselteng	50	2030	Pembangkit *fast response* untuk memenuhi kebutuhan *load follower* sistem
12	PLTS+BESS Kalbar-2 (PLTS)	80 160	2029 2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
13	PLTS+BESS Kalbar-2 (BESS)	50 100	2029 2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
14	PLTS+BESS Kalseltengtimra-2 (PLTS)	240	2028	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
15	PLTS+BESS Kalseltengtimra-2 (BESS)	150	2028	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
16	PLTS+BESS Kalseltengtimra-3 (PLTS)	240	2029	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
17	PLTS+BESS Kalseltengtimra-3 (BESS)	150	2029	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
18	PLTS+BESS Kalseltengtimra-4 (PLTS)	40	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
19	PLTS+BESS Kalseltengtimra-4 (BESS)	25	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
20	PLTS+BESS Kalseltengtimra-5 (PLTS)	160	2027	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
21	PLTS+BESS Kalseltengtimra-5 (BESS)	100	2027	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
22	Add On PLTGU/G Kaltara/ Kaltimra	50	2030	Pembangkit *fast response* untuk memenuhi kebutuhan *load follower* sistem
23	PLTN Kalimantan (Kuota) Tersebar New EBT	250	2033	Pembangkit baru dengan opsi PLTN sesuai dengan potensi EBT dan juga selaras dengan RUKN
24	PLTM Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	2,85	2029	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan pemenuhan proyeksi *demand*
25	PLTS *Isolated* Kalsel	0,22	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan mengurangi pemakaian BBM
26	PLTS *Isolated* Kalteng	0,76	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan mengurangi pemakaian BBM
27	PLTS *Isolated* Kaltim	7,73	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan mengurangi pemakaian BBM
28	PLTS *Isolated* Kaltara	5,05	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat dan mengurangi pemakaian BBM
29	PLTS MT *Hybrid* Kalselteng 4	40	2032	Pembangkit untuk melayani *additional demand* baru calon pelanggan KTT di Sistem Kalseltengtimra yang masuk secara mulai tahun 2032
30	BESS MT *Hybrid* Kalselteng 4	25	2032	
31	PLTU MT *Hybrid* Kalselteng 4	200	2032	
32	PLTS+BESS *Isolated* Kalteng	0,21	2033	PLTS+BESS di sistem *isolated* tersebar sebagai komitmen PLN dalam pengurangan konsumsi BBM di sistem-sistem *isolated remote*.
33	PLTS+BESS *Isolated* Kalsel	0,42	2033	
34	PLTS+BESS *Isolated* Kaltim	9,48	2033	
35	PLTS+BESS *Isolated* Kaltara	6,82	2033	

V.2.4 Perubahan untuk Sulawesi

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Sulawesi diperlihatkan pada Tabel 5.40 dan 5.41 sedangkan proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2025-2034 diberikan pada Tabel 5.42 dan 5.43.

Tabel 5.40 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi (Skenario RE *Base*)

No	RUPTL Sebelumnya			RUPTL 2025-2034			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTS Lisdes Sulawesi Utara	1,373	2021	PLTS Lisdes Sulawesi Utara	2,19	2025	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
2	PLTS + Baterai Dedieselisasi Sulawesi Utara	31,02	2023	PLTS + BESS Dedieselisasi Sulawesi Utara	29,02	2027	Penyesuaian dengan kebutuhan sistem dan potensi EBT
3	PLTP Sulbagut (Kuota) Tersebar	5	2023	PLTP Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2027	Penyesuaian dengan kebutuhan sistem dan potensi EBT
4	PLTA Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2025	PLTA Poigar-2	30	2029	Penyesuaian dengan hasil lelang
5	PLTP Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2025	PLTP Sulbagut (Kuota) Tersebar	10	2029	Penyesuaian dengan kebutuhan sistem dan potensi EBT
6	PLT EBT *Base* Sulbagut 3	200	2027/28	PLTM Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2028	Penyesuaian kapasitas dan jenis pembangkit PLT EBT *Base*
				PLTBm Sulbagut (Kuota) Tersebar	50	2028	
				PLTA Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2031	
				PLTP Sulbagut (Kuota) Tersebar	65	2032	
7	PLTS Lisdes Sulawesi Tengah	10,48	2021-24	PLTS Lisdes Sulawesi Tengah	3,89	2025	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
				PLTS Lisdes Sulawesi Tengah	5,82	2026	
				PLTM Lisdes Sulawesi Tengah	0,87	2026	
				PLTS Lisdes Sulawesi Tengah	3,071	2027	
				PLTM Lisdes Sulawesi Tengah	0,52	2027	
8	PLTS + Baterai Dedieselisasi Sulawesi Tengah	80,24	2023	PLTS + BESS Dedieselisasi Sulawesi Tengah	21,602	2027	Penyesuaian dengan kebutuhan sistem dan potensi EBT
9	PLTS Lisdes Sulawesi Barat	0,4	2021-24	PLTS Lisdes Sulawesi Barat	0,346	2026-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
10	PLTS Lisdes Sulawesi Tenggara	4,5	2021-23	PLTS Lisdes Sulawesi Tenggara	7,327	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes

No	RUPTL Sebelumnya			RUPTL 2025-2034			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
11	PLTS + Baterai Dedieselisasi Sulawesi Tenggara	27,803	2023-25	PLTS + BESS Dedieselisasi Sulawesi Tenggara	8,75	2027	Penyesuaian kapasitas rencana Dedieselisasi
12	PLTS Lisdes Sulawesi Selatan	12,96	2021-24	PLTS Lisdes Sulawesi Selatan	5,12	2025	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
				PLTS Lisdes Sulawesi Selatan	6,66	2026	
				PLTS Lisdes Sulawesi Selatan	12,15	2027	
13	PLTSa Sulbagsel (Kuota) Tersebar	10	2024	PLTSa Sulbagsel (Kuota) Tersebar	26	2030	Penyesuaian dengan kebutuhan sistem dan potensi EBT
14	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar	20	2024	PLTM Salu Noling	10	2025	Penyesuaian dengan hasil lelang
				PLTM Tomoni	10	2025	Penyesuaian dengan hasil lelang

Tabel 5.41 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi (Skenario ARED)

No	RUPTL 2021-2030			RUPTL 2025-2034			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTS Lisdes Sulawesi Utara	1,373	2021	PLTS Lisdes Sulawesi Utara	2,19	2025	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
2	PLTS + Baterai Dedieselisasi Sulawesi Utara	31,02	2023	PLTS + BESS Dedieselisasi Sulawesi Utara	29,02	2027	Penyesuaian dengan kebutuhan sistem dan potensi EBT
3	PLTP Sulbagut (Kuota) Tersebar	5	2023	PLTP Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2027	Penyesuaian dengan kebutuhan sistem dan potensi EBT
4	PLTA Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2025	PLTA Poigar-2	30	2029	Penyesuaian dengan hasil lelang
5	PLTP Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2025	PLTP Sulbagut (Kuota) Tersebar	10	2029	Penyesuaian dengan kebutuhan sistem dan potensi EBT
6	PLT EBT *Base* Sulbagut 3	200	2027/28	PLTM Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2028	Penyesuaian kapasitas dan jenis pembangkit PLT EBT *Base*
				PLTBm Sulbagut (Kuota) Tersebar	50	2028	
				PLTA Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2031	
				PLTP Sulbagut (Kuota) Tersebar	65	2032	
7	PLTS Lisdes Sulawesi Tengah	10,48	2021-24	PLTS Lisdes Sulawesi Tengah	3,89	2025	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
				PLTS Lisdes Sulawesi Tengah	5,82	2026	

No	RUPTL 2021-2030			RUPTL 2025-2034			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
				PLTM Lisdes Sulawesi Tengah	0,87	2026	
				PLTS Lisdes Sulawesi Tengah	3,071	2027	
				PLTM Lisdes Sulawesi Tengah	0,52	2027	
8	PLTS + Baterai Dedieselisasi Sulawesi Tengah	80,24	2023	PLTS + BESS Dedieselisasi Sulawesi Tengah	21,60	2027	Penyesuaian dengan kebutuhan sistem dan potensi EBT
9	PLTS Lisdes Sulawesi Barat	0,4	2021-24	PLTS Lisdes Sulawesi Barat	0,35	2026-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
10	PLTS Lisdes Sulawesi Tenggara	4,5	2021-23	PLTS Lisdes Sulawesi Tenggara	7,34	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
11	PLTS + Baterai Dedieselisasi Sulawesi Tenggara	27,803	2023-25	PLTS + BESS Dedieselisasi Sulawesi Tenggara	8,75	2027	Penyesuaian kapasitas rencana Dedieselisasi
12	PLTS Lisdes Sulawesi Selatan	12,96	2021-24	PLTS Lisdes Sulawesi Selatan	5,12	2025	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
				PLTS Lisdes Sulawesi Selatan	6,66	2026	
				PLTS Lisdes Sulawesi Selatan	12,15	2027	
13	PLTSa Sulbagsel (Kuota) Tersebar	10	2024	PLTSa Sulbagsel (Kuota) Tersebar	26	2030	Penyesuaian dengan kebutuhan sistem dan potensi EBT
14	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar	20	2024	PLTM Salu Noling	10	2025	Penyesuaian dengan hasil lelang
				PLTM Tomoni	10	2025	Penyesuaian dengan hasil lelang

Tabel 5.42 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2025 – 2034 di Sulawesi (Skenario RE *Base*)

No	Nama Proyek	Kap (MW)	Keterangan
1	PLT EBT *Base* Bau-Bau 2	2x15	Dimundurkan sesuai kebutuhan sistem
2	PLTM Belajen	8,3	Terminasi kontrak proyek

Tabel 5.43 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2025 – 2034 di Sulawesi (Skenario ARED)

No	Nama Proyek	Kap (MW)	Keterangan
1	PLT EBT *Base* Bau-Bau 2	2x15	Dimundurkan sesuai kebutuhan sistem
2	PLTM Belajen	8,3	Terminasi kontrak proyek

Tambahan proyek baru di Sulawesi yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 5.44 dan Tabel 5.45.

Tabel 5.44 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi (Skenario RE *Base*)

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
1	PLTMG Sulbagut	50	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem KTT *confidence level* rendah

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
2	PLTM Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	20	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
3	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Utara	3,09	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
4	PLTBm Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	20	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
5	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Utara	3	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
6	PLTP Kotamobagu 1	20	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
7	PLTP Kotamobagu 2	20	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
8	PLTP Kotamobagu 3	20	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
9	PLTP Kotamobagu 4	20	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
10	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Utara	19,07	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
11	PLTGU/G/MG Kluster PoCi	200	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
12	PLTGU/G/MG Sulbagsel	1000	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
13	PLTGU/G/MG Sulbagsel 2	300	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem KTT *confidence level* rendah
14	PLTGU/G/MG Sulbagsel 3	600	2030	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem KTT *confidence level* rendah
15	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Tenggara	8,75	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
16	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Tenggara	18,60	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
17	PLTBm Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	100	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
18	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Tenggara	20,43	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
19	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Tenggara	46,85	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
20	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	70	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
21	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Selatan	0,35	2027	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
22	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar	50	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
23	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Selatan	0,86	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
24	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	100	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
25	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Selatan	2,91	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
26	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	100	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
27	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	100	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
28	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Selatan	1,87	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
29	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	200	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
30	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar	50	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
31	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	800	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
32	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Selatan	3,85	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
33	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	200	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
34	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	600	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
35	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Selatan	0,30	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
36	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	300	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
37	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar	50	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
38	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	400	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
39	PLTP Sulbagsel (Kuota) Tersebar	80	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
40	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	300	2034	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
41	PLTA Sulbagut (Kuota) Tersebar	100	2034	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan

Tabel 5.45 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi (Skenario ARED)

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
1	PLTMG Sulbagut	50	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem KTT *confidence level* rendah
2	PLTS+BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar	15	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
3	PLTM Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	20	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
4	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Utara	3,09	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
5	PLTB Sulbagut (Kuota) Tersebar	60	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
6	PLTS+BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar	17	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
7	PLTBm Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	20	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
8	PLTB + BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	20	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
9	PLTS+BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	10	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
10	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Utara	3	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
11	PLTP Kotamobagu 1	20	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
12	PLTS+BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar	20	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
13	PLTP Kotamobagu 2	20	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
14	PLTP Kotamobagu 3	20	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
15	PLTP Kotamobagu 4	20	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
16	PLTS+BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar	20	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
17	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Utara	19,07	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
19	PLTS+BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar	51	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
20	PLTGU/G/MG Kluster PoCi	200	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
21	PLTGU/G/MG Sulbagsel	1.000	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
22	PLTGU/G/MG Sulbagsel 2	300	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
				KTT *confidence level* rendah
23	PLTGU/G/MG Sulbagsel 3	600	2030	Pemenuhan kebutuhan pembangkit base sistem KTT *confidence level* rendah
24	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	22	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
25	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Tenggara	8,75	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
26	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Tenggara	18,60	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
27	PLTBm Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	100	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
28	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Tenggara	20,43	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
29	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Tenggara	46,85	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
30	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	70	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
31	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Selatan	0,35	2027	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
32	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar	50	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
33	PLTB+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	200	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
34	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	200	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
35	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Selatan	0,86	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
36	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	100	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
37	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	51	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
38	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Selatan	2,91	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
39	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	100	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
40	PLTB+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar	100	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
41	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	100	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
42	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	168	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
43	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Selatan	1,87	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
44	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	200	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
45	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar	50	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
46	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	800	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
47	PLTB+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	200	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
48	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	200	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
49	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Selatan	3,85	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
50	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	200	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
51	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	600	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
52	PLTS+BESS *Isolated* Sulawesi Selatan	0,30	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
53	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	300	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
54	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar	50	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
55	PLTB+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar	100	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
56	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar	50	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
57	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	400	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
58	PLTB+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	200	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
59	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	300	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
60	PLTP Sulbagsel (Kuota) Tersebar	80	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan KTT *confidence level* rendah
61	BESS Sulbagut	576 (MWh)	2029	Pemanfaatan teknologi BESS untuk optimasi pemanfaatan EBT dan sebagai *load shifting*
62	BESS Sulbagut	388 (MWh)	2033	Pemanfaatan teknologi BESS untuk optimasi pemanfaatan EBT dan sebagai *load shifting*
63	BESS Sulbagsel	591 (MWh)	2033	Pemanfaatan teknologi BESS untuk optimasi pemanfaatan EBT dan sebagai *load shifting*
64	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	300	2034	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
65	PLTA Sulbagut (Kuota) Tersebar	100	2034	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan

V.2.5 Perubahan untuk Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara diperlihatkan pada Tabel 5.46 dan Tabel 5.47, sedangkan Tabel 5.48 dan Tabel 5.49 memperlihatkan proyek yang disesuaikan di RUPTL 2025-2034. Penambahan pembangkit di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara diberikan pada Tabel 5.50 dan Tabel 5.51.

Tabel 5.46 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Skenario RE *Base*)

No	RUPTL Sebelumnya			RUPTL 2025-2034			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTS + Baterai Dedieselisasi NTB	8,474	2023	PLTS + BESS Dedieselisasi NTB	0,429	2027	Penyesuaian kapasitas rencana Dedieselisasi
2	PLTMG Sumbawa 3	2x50	2024/25	PLTMG Sumbawa 3	50	2026	Perubahan kapasitas dan lokasi dari pembangkit PLTMG
				PLTMG Sumbawa 4	50	2027	
3	PLTM Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	7	2025	PLTM Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	6,3	2027	Penyesuaian potensi sumber energi terbarukan
4		2x50	2026/27	PLTMG Lombok 3	2x50	2027	

No	RUPTL Sebelumnya			RUPTL 2025-2034			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	**Kap (MW)**	**COD**	**Nama Proyek**	**Kap (MW)**	**COD**	
	PLT EBT *Base* Lombok 3			PLTB + BESS Lombok (Kuota) Tersebar	30	2027	Penyesuaian kapasitas dan jenis pembangkit PLT EBT *Base*
				PLTB + BESS Lombok (Kuota) Tersebar	30	2028	
				PLTAL Lombok (Kuota) Tersebar	10	2028	
				PLTS + BESS Lombok (Kuota) Tersebar	20	2028	
5	PLT EBT *Base* Lombok 4	2x50	2028/29	PLTMG Lombok 4	2x50	2030	Penyesuaian kapasitas dan jenis pembangkit PLT EBT *Base*
				PLTS + BESS Lombok (Kuota) Tersebar	50	2033	
6	PLTS Lisdes NTT	2,37	2021	PLTS Lisdes NTT	12,03	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
7	PLTS + Baterai Dedieselisasi NTT	75,29	2023-25	PLTS + BESS Dedieselisasi NTT	18,54	2027	Penyesuaian kapasitas rencana Dedieselisasi
8	PLTB Maubesi	2	2022	PLTB + BESS Maubesi	3,3	2029	Penyesuaian kapasitas sesuai studi FS
9	PLTM Flores (Kuota) Tersebar	5	2025	PLTM Flores (Wae Rancang)	3,06	2028	Penyesuaian potensi sumber energi terbarukan
10	PLTM Sumba	5	2025	PLTM Sumba	1,83	2029	Penyesuaian potensi sumber energi terbarukan
11	PLTS Flores (Labuhan Bajo dan lokasi lain)	30	2022	PLTS + BESS Flores (Labuhan Bajo dan lokasi lain)	10	2026	Penyesuaian kapasitas sesuai studi FS
12	PLT EBT *Base* Timor 2	50	2026	PLTMG Timor 2	50	2028	Penyesuaian kapasitas dan jenis pembangkit PLT EBT *Base*
				PLTS + BESS Timor (Kuota) Tersebar	10	2028	
13	PLT EBT *Base* Timor 3	50	2028	PLTMG Timor 3	50	2032	Penyesuaian kapasitas dan jenis pembangkit PLT EBT *Base*
				PLTB + BESS Timor (Kuota) Tersebar	22	2033	
14	PLTS Lisdes Maluku	29,9	2021/22	PLTS Lisdes Maluku	27,29	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
15	PLTS + Baterai Dedieselisasi Maluku	548,072	2023	PLTS + BESS Dedieselisasi Maluku	18,084	2027	Penyesuaian kapasitas rencana Dedieselisasi
16	PLTS Lisdes Maluku Utara	19,37	2021-23	PLTS Lisdes Maluku Utara	29,45	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
17	PLTS + Baterai Dedieselisasi Maluku Utara	22,43	2023	PLTS + BESS Dedieselisasi Maluku Utara	8,676	2027	Penyesuaian kapasitas rencana Dedieselisasi
18	PLTMG Halmahera 1	60	2027	PLTMG Halmahera 1	20	2027	Penyesuaian dengan kebutuhan sistem
19	PLTS Lisdes Papua	24,1579	2021-30	PLTS Lisdes Papua	3,643	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
				PLTS Lisdes Papua Pegunungan	134,937	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
				PLTS Lisdes Papua Tengah	45,826	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
				PLTS Lisdes Papua Selatan	13,267	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
20	PLT EBT *Base* Jayapura 2	50	2027	PLTMG Jayapura 2	50	2027	Penyesuaian kapasitas dan jenis pembangkit PLT EBT *Base*
				PLTS + BESS Jayapura (Kuota) Tersebar	50	2028	

No	RUPTL Sebelumnya			RUPTL 2025-2034			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
21	PLTS Manokwari (Eks APBN)	2	2022	PLTS Manokwari (Eks APBN)	1	2026	Penyesuaian kapasitas berdasarkan kondisi realisasi proyek dari EBTKE
22	PLTS Lisdes Papua Barat	3,1933	2021-27	PLTS Lisdes Papua Barat	1,951	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
				PLTS Lisdes Papua Barat Daya	3,079	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
23	PLTP Buru (Kuota) Tersebar	10	2029	PLTP Buru (Kuota) Tersebar	20	2028	Penyesuaian kapasitas dan tahun COD berdasarkan permintaan EBTKE untuk proyek prioritas pemerintah

Tabel 5.47 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Skenario ARED)

No	RUPTL 2021-2030			RUPTL 2025-2034			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTS + Baterai Dedieselisasi NTB	8,474	2023	PLTS + BESS Dedieselisasi NTB	0,429	2027	Penyesuaian kapasitas rencana Dedieselisasi
2	PLTMG Sumbawa 3	2x50	2024/25	Sumbawa 3	50	2026	Perubahan kapasitas dan lokasi dari pembangkit PLTMG
				Sumbawa 4	50	2027	
3	PLTM Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	7	2025	PLTM Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	6,3	2027	Penyesuaian potensi sumber energi terbarukan
4	PLT EBT *Base* Lombok 3	2x50	2026/27	PLTMG Lombok 3	2x50	2027	Penyesuaian kapasitas dan jenis pembangkit PLT EBT *Base*
				PLTB + BESS Lombok (Kuota) Tersebar	30	2027	
				PLTB + BESS Lombok (Kuota) Tersebar	30	2028	
				PLTAL Lombok (Kuota) Tersebar	10	2028	
				PLTS + BESS Lombok (Kuota) Tersebar	20	2028	
5	PLT EBT *Base* Lombok 4	2x50	2028/29	PLTMG Lombok 4	2x50	2030	Penyesuaian kapasitas dan jenis pembangkit PLT EBT *Base*
				PLTS + BESS Lombok (Kuota) Tersebar	50	2033	
6	PLTS Lisdes NTT	2,37	2021	PLTS Lisdes NTT	12,03	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
7	PLTS + Baterai Dedieselisasi NTT	75,29	2023-25	PLTS + BESS Dedieselisasi NTT	18,54	2027	Penyesuaian kapasitas rencana Dedieselisasi
8	PLTB Maubesi	2	2022	PLTB + BESS Maubesi	3,3	2029	Penyesuaian kapasitas sesuai studi FS
9	PLTM Flores (Kuota) Tersebar	5	2025	PLTM Flores (Wae Rancang)	3,06	2028	Penyesuaian potensi sumber energi terbarukan
10	PLTM Sumba	5	2025	PLTM Sumba	1,83	2029	Penyesuaian potensi sumber energi terbarukan
11	PLTS Flores (Labuhan Bajo dan lokasi lain)	30	2022	PLTS + BESS Flores (Labuhan Bajo dan lokasi lain)	10	2026	Penyesuaian kapasitas sesuai studi FS
12	PLT EBT *Base* Timor 2	50	2026	PLTMG Timor 2	50	2028	Penyesuaian kapasitas dan jenis pembangkit PLT EBT *Base*
				PLTS + BESS Timor (Kuota) Tersebar	10	2028	
13		50	2028	PLTMG Timor 3	50	2032	

No	RUPTL 2021-2030			RUPTL 2025-2034			Alasan Perubahan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
	PLT EBT *Base* Timor 3			PLTB + BESS Timor (Kuota) Tersebar	22	2033	Penyesuaian kapasitas dan jenis pembangkit PLT EBT *Base*
14	PLTS Lisdes Maluku	29,9	2021/22	PLTS Lisdes Maluku	27,29	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
15	PLTS + Baterai Dedieselisasi Maluku	548,072	2023	PLTS + BESS Dedieselisasi Maluku	18,084	2027	Penyesuaian kapasitas rencana Dedieselisasi
16	PLTS Lisdes Maluku Utara	19,37	2021-23	PLTS Lisdes Maluku Utara	29,45	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
17	PLTS + Baterai Dedieselisasi Maluku Utara	22,43	2023	PLTS + BESS Dedieselisasi Maluku Utara	8,676	2027	Penyesuaian kapasitas rencana Dedieselisasi
18	PLTMG Halmahera 1	60	2027	PLTMG Halmahera 1	20	2027	Penyesuaian dengan kebutuhan sistem
19	PLTS Lisdes Papua	24,1579	2021-30	PLTS Lisdes Papua	3,643	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
				PLTS Lisdes Papua Pegunungan	134,937	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
				PLTS Lisdes Papua Tengah	45,826	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
				PLTS Lisdes Papua Selatan	13,267	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
20	PLT EBT *Base* Jayapura 2	50	2027	PLTMG Jayapura 2	50	2027	Penyesuaian kapasitas dan jenis pembangkit PLT EBT *Base*
				PLTS + BESS Jayapura (Kuota) Tersebar	50	2028	
21	PLTS Manokwari (Eks APBN)	2	2022	PLTS Manokwari (Eks APBN)	1	2026	Penyesuaian kapasitas berdasarkan kondisi realisasi proyek dari EBTKE
22	PLTS Lisdes Papua Barat	3,1933	2021-27	PLTS Lisdes Papua Barat	1,951	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
				PLTS Lisdes Papua Barat Daya	3,079	2025-27	Penyesuaian kapasitas rencana lisdes
23	PLTP Buru (Kuota) Tersebar	10	2029	PLTP Buru (Kuota) Tersebar	20	2028	Penyesuaian kapasitas dan tahun COD berdasarkan permintaan EBTKE untuk proyek prioritas pemerintah

Tabel 5.48 Proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2025-2034 di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Skenario RE *Base*)

No	Nama Proyek	Kap (MW)	Keterangan
1	PLTS Lunyuk (Kuota) Tersebar	2	Digantikan dengan interkoneksi
2	PLTS Lunyuk (Kuota) Tersebar	2	Digantikan dengan interkoneksi
3	PLTS Lunyuk (Kuota) Tersebar	2	Digantikan dengan interkoneksi
4	PLTP Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	Potensi panas bumi direncanakan untuk pemakaian sendiri
5	PLTS Adonara	1	Masuk dalam program Dedieselisasi
6	PLTS Adonara	4	Masuk dalam program Dedieselisasi
7	PLTS REEP 1 Tersebar	4,36	Masuk dalam program lisdes
8	PLTS Sabu Raijua	0,6	Masuk dalam program Dedieselisasi
9	PLTMG Seram Utara	20	Belum ada kepastian pelanggan
10	PLT EBT *Base* Ambon	2x25	Dimundurkan sesuai kebutuhan sistem
11	Orya 2	14	FS tidak layak
12	PLTU Nabire - Kalibobo	2x6	Terminasi kontrak, progres di lapangan melewati tenggat waktu

No	Nama Proyek	Kap (MW)	Keterangan
13	PLT EBT *Base* Sorong	2x25	Dimundurkan sesuai kebutuhan sistem
14	PLTBm Sumba (Kuota) Tersebar	1	Penghapusan proyek sesuai surat Direktur Bioenergi Direktorat Jenderal EBTKE

Tabel 5.49 Proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2025-2034 di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Skenario ARED)

No	Nama Proyek	Kap (MW)	Keterangan
1	PLTS Lunyuk (Kuota) Tersebar	2	Digantikan dengan interkoneksi
2	PLTS Lunyuk (Kuota) Tersebar	2	Digantikan dengan interkoneksi
3	PLTS Lunyuk (Kuota) Tersebar	2	Digantikan dengan interkoneksi
4	PLTP Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	Potensi panas bumi direncanakan untuk pemakaian sendiri
5	PLTS Adonara	1	Masuk dalam program Dedieselisasi
6	PLTS Adonara	4	Masuk dalam program Dedieselisasi
7	PLTS REEP 1 Tersebar	4,36	Masuk dalam program lisdes
8	PLTS Sabu Raijua	0,6	Masuk dalam program Dedieselisasi
9	PLTMG Seram Utara	20	Belum ada kepastian pelanggan
10	PLT EBT *Base* Ambon	2x25	Dimundurkan sesuai kebutuhan sistem
11	Orya 2	14	FS tidak layak
12	PLTU Nabire - Kalibobo	2x6	Terminasi kontrak, progres di lapangan melewati tenggat waktu
13	PLT EBT *Base* Sorong	2x25	Dimundurkan sesuai kebutuhan sistem
14	PLTBm Sumba (Kuota) Tersebar	1	Penghapusan proyek sesuai surat Direktur Bioenergi Direktorat Jenderal EBTKE

Tabel 5.50 Tambahan Proyek Baru di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Skenario RE *Base*)

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
1	PLTM Pandanduri	0,58	2025	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
2	PLTS + BESS Lombok (Kuota) Tersebar	30	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
3	PLTS + BESS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	50	2027	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
4	PLTS + BESS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	50	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
5	PLTS + BESS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	50	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
6	PLTMG Lombok 5	2x50	2033/34	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
7	PLTMG Sumbawa 5	50	2031	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
8	PLTP Lombok (Kuota) Tersebar	10	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
9	PLTS + BESS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
10	PLTAL Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
11	PLTS + BESS *Isolated* Nusa Tenggara Barat	5,98	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
12	PLTS + BESS *Isolated* Nusa Tenggara Barat	7,17	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
13	PLTMG Alor 2	10	2030	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
14	PLTS + BESS Kalabahi (Kuota) Tersebar	1	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
15	PLTMG Shrimp Farming	30	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem untuk KTT
16	PLTMG Sumba-1	30	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
17	PLTMG Sumba-2	30	2033	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
18	PLTMG Flores	30	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
19	PLTMG Flores 2	30	2028	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
20	PLTMG Rangko 2	30	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
21	PLTBm Timor (Kuota) Tersebar	5	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
22	PLTAL Flores (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
23	PLTAL Flores (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
24	PLTS + BESS Flores (Kuota) Tersebar	20	2027	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
25	PLTS + BESS Flores (Kuota) Tersebar	10	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
26	PLTS + BESS Flores (Kuota) Tersebar	10	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
27	PLTA Flores (Kuota) Tersebar	16	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
28	PLTBm *Isolated* Nusa Tenggara Timur	0,5	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
29	PLTM Timor (Kuota) Tersebar	1,4	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
30	PLTM Flores (Kuota) Tersebar	0,22	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
31	PLTS + BESS *Isolated* Nusa Tenggara Timur	2,8	2027	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
32	PLTS + BESS *Isolated* Nusa Tenggara Timur	37	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
33	PLTS + BESS *Isolated* Nusa Tenggara Timur	6,7	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
34	PLTS + BESS *Isolated* Nusa Tenggara Timur	4	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
35	PLTS + BESS Timor (Kuota) Tersebar	20	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
36	PLTS + BESS Timor (Kuota) Tersebar	50	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
37	PLTP Flores (Kuota) Tersebar	40	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan berdasarkan permintaan dan penugasan EBTKE untuk proyek prioritas pemerintah
38	PLTP Flores (Kuota) Tersebar	30	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan berdasarkan permintaan dan penugasan EBTKE untuk proyek prioritas pemerintah
39	PLTS + BESS Ambon (Kuota) Tersebar	30	2027	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
40	PLTS + BESS Ambon (Kuota) Tersebar	10	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
41	PLTS + BESS Ambon (Kuota) Tersebar	10	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
42	PLTB + BESS Ambon (Kuota) Tersebar	30	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
43	PLTMG Wetar	20	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem untuk KTT
44	PLTS + BESS *Isolated* Maluku	10,80	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
45	PLTMG Weda	20	2028	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
46	PLTMG Morotai 4	20	2032	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
47	PLTMG Ternate 3	20	2032	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
48	PLTBm Halmahera (Kuota) Tersebar	30	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan untuk KTT *confidence level* rendah
49	PLTG/GU/MG Halmahera 2	350	2028	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem untuk KTT *confidence level* rendah
50	PLTP Halmahera (Kuota) Tersebar	50	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan untuk KTT *confidence level* rendah
51	PLTS + BESS Halmahera (Kuota) Tersebar	100	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan untuk KTT *confidence level* rendah
52	PLTS + BESS Halmahera (Kuota) Tersebar	50	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan untuk KTT *confidence level* rendah
53	PLTS + BESS *Isolated* Maluku Utara	15,82	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
54	PLTMG Timika 4	10	2031	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
55	PLTMG Merauke 4	10	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
56	PLTMG Nabire 3	10	2030	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
57	PLTS + BESS Biak (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
58	PLTS + BESS Jayapura (Kuota) Tersebar	50	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
59	PLTS + BESS Merauke (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
60	PLTS + BESS Merauke (Kuota) Tersebar	10	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
61	PLTS + BESS Timika (Kuota) Tersebar	20	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
62	PLTS + BESS Nabire (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
63	PLTS + BESS *Isolated* Papua	3,19	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
64	PLTS + BESS *Isolated* Papua Selatan	4,32	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
65	PLTS + BESS *Isolated* Papua Tengah	8,04	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
66	PLTS + BESS *Isolated* Papua Pegunungan	0,62	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
67	PLTMG Manokwari 4	20	2031	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
68	PLTS + BESS Bintuni (Kuota) Tersebar	5	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
69	PLTS + BESS Fak-Fak (Kuota) Tersebar	5	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
70	PLTS + BESS Manokwari	10	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
71	PLTS + BESS Raja Ampat (Kuota) Tersebar	3	2027	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
72	PLTS + BESS Sorong (Kuota) Tersebar	20	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
73	PLTS + BESS Sorong (Kuota) Tersebar	20	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
74	PLTS + BESS Teminabuan (Kuota) Tersebar	3	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
75	PLTS + BESS *Isolated* Papua Barat	0,74	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
76	PLTS + BESS *Isolated* Papua Barat Daya	2,98	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
77	PLTMG Sumbawa 6	50	2034	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
78	PLTMG Jayapura 3	50	2034	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
79	PLTS+BESS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	50	2034	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
80	PLTP Seram (Kuota) Tersebar	25	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan berdasarkan permintaan EBTKE

Tabel 5.51 Tambahan Proyek Baru di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Skenario ARED)

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
1	PLTM Pandanduri	0,58	2025	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
2	PLTS + BESS Lombok (Kuota) Tersebar	30	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
3	PLTS + BESS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	50	2027	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
4	PLTS + BESS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	50	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
5	PLTS + BESS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	50	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
6	PLTMG Lombok 5	2x50	2033/34	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
7	PLTMG Sumbawa 5	50	2031	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
8	PLTP Lombok (Kuota) Tersebar	10	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
9	PLTS + BESS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
10	PLTAL Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
11	PLTS + BESS *Isolated* Nusa Tenggara Barat	5,98	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
12	PLTS + BESS *Isolated* Nusa Tenggara Barat	7,17	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
13	PLTMG Alor 2	10	2030	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
14	PLTS + BESS Kalabahi (Kuota) Tersebar	1	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
15	PLTMG Shrimp Farming	30	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem untuk KTT
16	PLTMG Sumba-1	30	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
17	PLTMG Sumba-2	30	2033	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
18	PLTMG Flores	30	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
19	PLTMG Flores 2	30	2028	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
20	PLTMG Rangko 2	30	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
21	PLTBm Timor (Kuota) Tersebar	5	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
22	PLTAL Flores (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
23	PLTAL Flores (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
24	PLTS + BESS Flores (Kuota) Tersebar	20	2027	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
25	PLTS + BESS Flores (Kuota) Tersebar	10	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
26	PLTS + BESS Flores (Kuota) Tersebar	10	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
27	PLTA Flores (Kuota) Tersebar	16	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
28	PLTBm *Isolated* Nusa Tenggara Timur	0,5	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
29	PLTM Timor (Kuota) Tersebar	1,4	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
30	PLTM Flores (Kuota) Tersebar	0,22	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
31	PLTS + BESS *Isolated* Nusa Tenggara Timur	2,8	2027	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
32	PLTS + BESS *Isolated* Nusa Tenggara Timur	37	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
33	PLTS + BESS *Isolated* Nusa Tenggara Timur	6,7	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
34	PLTS + BESS *Isolated* Nusa Tenggara Timur	4	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
35	PLTS + BESS Timor (Kuota) Tersebar	20	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
36	PLTS + BESS Timor (Kuota) Tersebar	50	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
37	PLTP Flores (Kuota) Tersebar	40	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan berdasarkan permintaan dan penugasan EBTKE untuk proyek prioritas pemerintah
38	PLTP Flores (Kuota) Tersebar	30	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan berdasarkan permintaan dan penugasan EBTKE untuk proyek prioritas pemerintah
39	PLTS + BESS Ambon (Kuota) Tersebar	30	2027	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
40	PLTS + BESS Ambon (Kuota) Tersebar	10	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
41	PLTS + BESS Ambon (Kuota) Tersebar	10	2033	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
42	PLTB + BESS Ambon (Kuota) Tersebar	30	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
43	PLTMG Wetar	20	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem untuk KTT
44	PLTS + BESS *Isolated* Maluku	10,80	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
45	PLTMG Weda	20	2028	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
46	PLTMG Morotai 4	20	2032	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
47	PLTMG Ternate 3	20	2032	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
48	PLTBm Halmahera (Kuota) Tersebar	30	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan untuk KTT *confidence level* rendah
49	PLTG/GU/MG Halmahera 2	350	2028	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem untuk KTT *confidence level* rendah
50	PLTP Halmahera (Kuota) Tersebar	50	2032	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan untuk KTT *confidence level* rendah
51	PLTS + BESS Halmahera (Kuota) Tersebar	100	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan untuk KTT *confidence level* rendah
52	PLTS + BESS Halmahera (Kuota) Tersebar	50	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan untuk KTT *confidence level* rendah
53	PLTS + BESS *Isolated* Maluku Utara	15,82	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
54	PLTMG Timika 4	10	2031	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
55	PLTMG Merauke 4	10	2027	Pemenuhan kebutuhan pembangkit base sistem
56	PLTMG Nabire 3	10	2030	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *b*ase sistem
57	PLTS + BESS Biak (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
58	PLTS + BESS Jayapura (Kuota) Tersebar	50	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
59	PLTS + BESS Merauke (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
60	PLTS + BESS Merauke (Kuota) Tersebar	10	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
61	PLTS + BESS Timika (Kuota) Tersebar	20	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
62	PLTS + BESS Nabire (Kuota) Tersebar	10	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
63	PLTS + BESS *Isolated* Papua	3,19	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
64	PLTS + BESS *Isolated* Papua Selatan	4,32	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
65	PLTS + BESS *Isolated* Papua Tengah	8,04	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
66	PLTS + BESS *Isolated* Papua Pegunungan	0,62	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
67	PLTMG Manokwari 4	20	2031	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
68	PLTS + BESS Bintuni (Kuota) Tersebar	5	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
69	PLTS + BESS Fak-Fak (Kuota) Tersebar	5	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
70	PLTS + BESS Manokwari	10	2031	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
71	PLTS + BESS Raja Ampat (Kuota) Tersebar	3	2027	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
72	PLTS + BESS Sorong (Kuota) Tersebar	20	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
73	PLTS + BESS Sorong (Kuota) Tersebar	20	2030	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
74	PLTS + BESS Teminabuan (Kuota) Tersebar	3	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
75	PLTS + BESS *Isolated* Papua Barat	0,74	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
76	PLTS + BESS *Isolated* Papua Barat Daya	2,98	2028	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
77	PLTMG Sumbawa 6	50	2034	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
78	PLTMG Jayapura 3	50	2034	Pemenuhan kebutuhan pembangkit *base* sistem
79	PLTS+BESS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	50	2034	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan
80	PLTP Seram (Kuota) Tersebar	25	2029	Pemanfaatan energi baru dan terbarukan berdasarkan permintaan EBTKE

V.3 Penanggulangan Permasalahan Jangka Pendek

Permasalahan kerawanan ketenagalistrikan yang timbul pada suatu wilayah tidak hanya terkait kecukupan pasokan daya seperti ketersediaan pembangkit, dan energi primernya, namun juga keterbatasan kemampuan sistem transmisi dalam menyalurkan energi listrik dari pusat pembangkit sampai ke pusat beban, termasuk keterbatasan infrastruktur pendukung misalnya fasilitas kontrol pembangkit, atau pembangkit *blackstart*. Permasalahan kerawanan ini jika tidak segera diselesaikan akan berdampak pemadaman meluas (*blackout*) saat terjadi gangguan pembangkit ataupun transmisi di sistem. Selain itu, calon pelanggan baru yang akan masuk berpotensi tidak dapat dilayani. Oleh karena itu, diperlukan upaya-upaya penyelesaian jangka pendek (1-3 tahun) untuk mengatasi permasalahan kerawanan tersebut.

Bagian ini menjelaskan upaya-upaya yang dilakukan untuk menanggulangi permasalahan kerawanan ketenagalistrikan jangka pendek untuk seluruh wilayah usaha PLN. Seperti yang sudah di narasikan pada Bab II.2 bahwa salah satu strategi penanggulangan suplai daya jangka pendek adalah dengan menggunakan pembangkit sewa, pembangkit *National Mobile Reserve Margin*, *excess power*, atau pun pengembangan *Mobile Power Plant* (MPP) yang bisa dibangun dalam waktu relatif cepat dan bersifat *mobile*. Strategi ini biasanya diambil untuk memitigasi potensi defisit daya pada jangka pendek, baik defisit yang disebabkan oleh masuknya KTT dalam waktu cepat, ataupun akibat keterlambatan proyek. Pengembangan MPP juga difungsikan sebagai *national mobile reserve margin* bergerak. Pengembangan MPP juga difungsikan sebagai *national mobile reserve margin*. Untuk fleksibilitas dalam hal bahan bakar, pembangkit terkait direncanakan menggunakan bahan bakar gas dengan teknologi pembangkit *dual fuel*.

Dalam waktu 3 tahun ke depan, terdapat tiga sistem besar yang teridentifikasi berpotensi mengalami defisit daya, yaitu Sistem Kalbar, Sistem Kalseltengtimra, dan Sistem Sulbagsel.

V.3.1 Strategi Kebijakan Anti *Blackout*

Blackout adalah suatu keadaan terjadinya gangguan sistem yang besar, di mana dampak dari gangguan tersebut meluas dengan *trip* nya beberapa (atau seluruh) pembangkit, diikuti dengan *trip* nya saluran transmisi, sehingga mengakibatkan padamnya beban sebagian atau seluruhnya atau dapat dikatakan bahwa sistem tenaga listrik mengalami keruntuhan. *Blackout* dapat terjadi pada *full* satu sistem, ataupun pada sebagian sistem (*blackout* parsial). Jika suatu sistem mengalami *blackout* maka untuk membangkitkan/memulihkan sistem diperlukan tahapan-tahapan pemulihan/penormalan sistem dengan menghidupkan pembangkit, jaringan transmisi dan gardu induk secara bertahap. Lamanya waktu pemulihan gangguan bergantung pada kompleksitas sistem, jenis pembangkit, serta peralatan-peralatan pendukung di sistem tersebut.

Sebagai bentuk komitmen untuk menjamin kontinuitas pasokan daya dan percepatan pemulihan gangguan sistem besar, PLN membuat program *anti blackout*.

Program *Anti Blackout* (ABO) mengacu pada *Six Lines of Defense* yang mencakup langkah-langkah preventif dan represif, yaitu:

1. *Backbone lines reliability*
   a. Melakukan pembaruan prosedur operasi dan pemeliharaan dengan melakukan manajemen risiko yang lebih ketat dalam pemeliharaan jaringan serta melakukan eskalasi masalah kritikal;
   b. Meningkatkan pengelolaan sistem proteksi di antaranya: Relay *Commissioning Test*, membuat jalur *carrier* terdedikasi, dan meningkatkan kompetensi bagi ahli proteksi;
   c. Memperkuat sistem pengelolaan tanaman untuk menjaga jarak aman di bawah saluran transmisi, termasuk kerangka peraturan dan implementasi *Backlog Clearance;*
   d. Meninjau tata kelola dari pusat *dispatch* (prosedur darurat, struktur organisasi);
   e. Melakukan pembaruan sistem komunikasi darurat PLN sehingga menjadi sistem terintegrasi dengan kemampuan *broadcasting* yang mumpuni.
2. *Load shedding and spinning reserve*
   a. Melakukan aktivasi *Free Governor* dan *Automatic Generation Control* pada pembangkit eksisting;
   b. Memastikan ketersediaan *Spinning Reserve* yang memadai untuk mencakup 1 unit terbesar. Cadangan putar harus disiapkan sebesar 1 unit terbesar yang terdiri dari 10% (10 detik), 25% (30 detik), 50% (1 min) dan 100% (10 min) dengan komposisi pembangkit *fast response* seperti PLTG dan PLTA sekitar 50% dari unit terbesar;
   c. Meningkatkan manajemen *load shedding*, misalkan implementasi *dynamic load shedding* dan perlindungan kebutuhan kritikal;
   d. Melakukan pembaharuan *Grid Code* yang mencakup syarat *spinning reserve, islanding, house load, dan blackstart*;
   e. Memastikan kepatuhan penuh PPA/SLA terhadap *Grid Code* dengan penerapan insentif dan penalti yang tegas;
   f. Penambah pembangkit-pembangkit *fast response* yang andal agar dapat bertahan (tidak ikut *trip*) saat terjadi gangguan besar. Dapat juga menggunakan BESS dengan kapasitas yang besar untuk menjaga kondisi ini.
3. *Island schemes*
   a. Melakukan tinjauan desain *islanding*;

b. Meningkatkan *regional balance* melalui perencanaan jaringan dan pengoperasian.

4. *House loading system*
   a. Meningkatkan kapabilitas dan kapasitas *house loading* pembangkit;
   b. Menyiapkan BESS dengan kapasitas di sistem yang masih dapat memasok beban-beban krusial saat sistem sudah *blackout*, atau dapat segera memasok beban krusial saat sistem sudah *blackout*;
5. *Blackstart*
   a. Melakukan tinjauan terhadap prosedur, desain, dan kapasitas *blackstart* untuk memastikan waktu *ramp up* yang lebih pendek;
   b. Menyiapkan fasilitas *blackstart* pada pembangkit-pembangkit yang krusial di sistem/sub-sistem, untuk mempercepat proses *starting* pembangkit yang *trip*;
   c. Untuk pembangkit tertentu dimungkinkan juga fasilitas *blackstart* menggunakan teknologi BESS agar proses *starting* pembangkit dapat lebih cepat dan lebih andal.
6. *Line energization*
   a. Melakukan tinjauan terhadap desain dan prosedur *line energization*/*line charging* sehingga dapat mempercepat penormalan sistem;
   b. Meningkatkan keandalan SCADA dan telekomunikasi;
   c. Melakukan *upgrade* sistem cadangan di gardu induk untuk memastikan sistem menyiapkan kompensator pada beberapa GI/GITET dengan agar mempercepat proses penormalan jaringan transmisi dan/atau penormalan beban otomasi yang andal;
   d. Mempersiapkan organisasi Tim Anti BO dan SOP Pemulihan dari Pembangkit hingga ke transmisi dan penyulang 20 kV;
   e. Peningkatan kecepatan penyaluran informasi kepada *stakeholder*.

Sebagai pendukung keberhasilan *six lines of defense* diperkuat dengan dukungan dari *system resiliency* dan digitalisasi. *system resilience,* fokus dari *lines of defense* ini untuk meningkatkan keandalan sistem kelistrikan jangka panjang yang memerlukan investasi dan pengerjaan proyek. Sub-*initiative* program adalah memperkuat sistem transmisi dengan *looping* dan penguatan *backbone*. Digitalisasi, fokus dari *lines of defense* ini untuk peningkatan digitalisasi sistem kelistrikan. *Sub-initiative* program adalah Transformasi Digital untuk mempermudah pengelolaan operasi sistem.

Saat ini PLN sedang menyiapkan beberapa proyek untuk meningkatkan keandalan anti *blackout*. Beberapa kebutuhan infrastruktur yang sudah diidentifikasi untuk program anti *blackout* sebagaimana tercantum dalam Tabel 5.52, namun lokasi ataupun kapasitas dapat disesuaikan kembali berdasarkan kebutuhan dan kajian lebih lanjut. Tambahan kebutuhan infrastruktur lain di luar yang telah teridentifikasi masih memungkinkan mengingat dinamika di lapangan ataupun kondisi tidak terduga (*force majeur*). Lokasi-lokasi yang sudah teridentifikasi antara lain:

Tabel 5.52 Daftar Kebutuhan Infrastruktur untuk mendukung Program Anti *Blackout*

No	Sistem	Jenis	Lokasi	Kapasitas
1	Sumatera	ADS	ADS Lampung	-
2	Sumatera	ADS	ADS Bengkulu	-
3	Sumatera	ADS	ADS Sumsel 8	-
4	Sumatera	OFGS	OFGS Sumbagsel	-

No	Sistem	Jenis	Lokasi	Kapasitas
5	Sumatera	Reaktor	GITET 275 kV Sigli	50 MVAr
6	Sumatera	Reaktor	GITET 275 kV Muaro Bungo	25 MVAr
7	Sumatera	Reaktor	GITET 275 kV Lahat	50 MVAr
8	Sumatera	Reaktor	GITET 275 kV New Aur Duri	50 MVAr
9	Sumatera	Kapasitor	GI 150 kV Natar	25 MVAr
10	Sumatera	Kapasitor	GI 150 kV KID Dumai	25 MVAr
11	Sumatera	Kapasitor	GI 150 kV Idie	25 MVAr
12	Sumatera	Reaktor	GITET 275 kV Lampung 1	50 MVAr
13	Sumatera	*Blackstart*	Fasilitas *Blackstart* PLTU Nagan Raya	30 MW
14	Sumatera	*Blackstart*	Fasilitas *Blackstart* PLTGU Belawan	30 MW
15	Sumatera	*Blackstart*	Fasilitas *Blackstart* PLTU Bukit Asam	30 MW
16	Sumatera	*Blackstart*	Fasilitas *Blackstart* PLTG Payo selincah	5 MW
17	Sumatera	*Blackstart*	Fasilitas *Blackstart* PLTU Bukit Asam PLTG Sebalang (BESS)	1.7 MW/13,6 MWh
18	Sumatera	*Blackstart*	Fasilitas *Blackstart* PLTG Teluk Sirih (BESS)	1.7 MW/13,6 MWh
19	Sumatera	*Blackstart*	Fasilitas *Blackstart* PLTG BOT Payoselincah (BESS)	20 MW/160 MWh
20	Sumatera	*Blackstart*	Fasilitas *Blackstart* PLTG Balai Pungut (BESS)	4.6 MW/36.8 MWh
21	Sumatera	*Blackstart*	Fasilitas *Blackstart* PLTGU Gunung Megang (BESS)	10 MW/80 MWh
22	Sumatera	*Blackstart*	Fasilitas *Blackstart* PLTGU Borang & PLTU Sumsel 1 (BESS)	40/400 MWh
23	Sumatera	*Blackstart*	Fasilitas *Blackstart* PLTU Nagan Raya (BESS)	20/100 MWh
24	Sumatera	*Blackstart*	Fasilitas *Blackstart* PLTG Tarahan (BESS)	1.5 MW/12 MWh
25	Kalimantan	*Blackstart*	PLTU Pulang pisau	30 MW
26	Kalimantan	Perkuatan Telekomunikasi	Kalselteng, Kaltim, Kalbar	14 Segmen
27	Kalimantan	Perkuatan Telekomunikasi	Kaltim	5 Segmen
28	Kalimantan	ADS	Kalselteng, Kaltim, Kalbar	150 titik
29	Kalimantan	ADS	Kalbar, Kalteng	5 titik
30	Kalimantan	Reaktor	GI Pelaihari	5 MVAr
31	Kalimantan	Reaktor	GI Selat	30 MVAr
32	Kalimantan	Reaktor	GI Bukuan	30 MVAr
33	Kalimantan	Kapasitor	GI Petung	50 MVAr
34	Jawa-Bali	*Blackstart*	PLTGU Cilegon	2 x 220 MW
35	Jawa-Bali	*Blackstart*	PLTGU Muaratawar	14 x 120 -140 MW
36	Jawa-Bali	*Blackstart*	PLTGU Grati	4 x 100 MW
37	Jawa-Bali	*Blackstart*	PLTGU JSP	1 x 50 MW
38	Jawa-Bali	Reaktor	Subsistem 500 kV	1.300 MVAr
39	Jawa-Bali	Kapasitor	Subsistem Pedan 1,2	25 MVAr
40	Jawa-Bali	Kapasitor	Subsistem Pedan 3,4	100 MVAr
41	Jawa-Bali	Kapasitor	Subsistem Grati	60 MVAr
42	Jawa-Bali	Kapasitor	Subsistem Cibatu 3,4 - Mandirancan	100 MVAr
43	Jawa-Bali	Kapasitor	Subsistem Cibatu 3,4	50 MVAr
44	Jawa-Bali	Kapasitor	Subsistem Kesugihan	125 MVAr
45	Jawa-Bali	Kapasitor	Subsistem Tanjung Jati	100 MVAr
46	Jawa-Bali	Kapasitor	Subsistem Ngimbang	50 MVAr
47	Jawa-Bali	Kapasitor	Subsistem Krian 1,2 - Gresik	150 MVAr
48	Jawa-Bali	Kapasitor	Subsistem Kediri 1,2	50 MVAr
49	Jawa-Bali	Kapasitor	Subsistem Kediri 3,4	150 MVAr
50	Jawa-Bali	ADS	SS Muarakarang	
51	Jawa-Bali	ADS	SS Grati - Paiton - Bali	
52	Jawa-Bali	ADS	SS Cibatu-Indramayu	

No	Sistem	Jenis	Lokasi	Kapasitas
53	Jawa-Bali	ADS	Kontrak ADS SS Grati-Paiton-Bali ; Indramayu-Cibatu ; Krian-Gresik	
54	Jawa-Bali	ADS	SS Krian-Gresik	
55	Sulbagut	ADS	Pengadaan dan Pemasangan ADS Backbone SulutGo	-
56	Sulbagut	ADS	Pengadaan dan Pemasangan CDSAS dan Perkuatan Def Scheme SulutGo	-
57	Sulbagut	Alat Sinkron	GI 150kV Tomohon	1
58	Sulbagut	Alat Sinkron	GI 150kV Lopana	1
59	Sulbagut	Alat Sinkron	GI 150kV Paniki	1
60	Sulbagut	Alat Sinkron	GI 66kV Sawangan	1
61	Sulbagut	Alat Sinkron	GI 66kV Tomohon	1
62	Sulbagut	Alat Sinkron	GI 150kV Boroko	1
63	Sulbagut	Alat Sinkron	GI 150kV Otam	1
64	Sulbagut	Alat Sinkron	GI 150kV Isimu	1
65	Sulbagut	Bus Kopel	GI 150kV PLTP Lahendong 1-2	1
66	Sulbagut	Bus Kopel	GI 150kV PLTP Lahendong 3-4	1
67	Sulbagut	Bus Kopel	GI 66kV Tasikria*	1
68	Sulbagut	Bus Kopel	GI 66kV Teling	1
69	Sulbagut	Bus Kopel	GI 66kV Bitung	1
70	Sulbagut	Bus Kopel	GI 66kV Tonsealama	1
71	Sulbagut	Bus Kopel	GI 150kV Otam	1
72	Sulbagut	Bus Kopel	GI 150kV Botupingge	1
73	Sulbagut	Bus Kopel	GI 150kV Lolak	1
74	Sulbagut	Bus Kopel	GI 150kV Paniki	1
75	Sulbagut	Reaktor	GI Tolinggula	1 x 25 MVAr
76	Sulbagut	Reaktor	GI Boroko	2 x 10 MVAr
77	Sulbagut	*Blackstart*	PLTU Amurang	1 x 10 MVAr
78	Sulbagsel	ADS	Pengadaan dan Pemasangan ADS Sulbagsel	-
79	Sulbagsel	ADS	Pengadaan dan Pemasangan CDSAS sistem Sulbagsel	-
80	Sulbagsel	ADS	Pengadaan dan Pemasangan DFR dan PMU	-
81	Sulbagsel	ADS	Pengadaan ADS GI Tersebar	-
82	Sulbagsel	Alat Sinkron	GI 150kV Unahaa	1
83	Sulbagsel	Alat Sinkron	GI 150kV Kendari	1
84	Sulbagsel	Alat Sinkron	GI 150kV Puuwatu	1
85	Sulbagsel	Alat Sinkron	GI 150kV Sidera	1
86	Sulbagsel	Alat Sinkron	GI 150kV Donggala	1
87	Sulbagsel	Alat Sinkron	GI 150kV Pasangkayu	1
88	Sulbagsel	Alat Sinkron	GI 150kV Tello	1
89	Sulbagsel	Bus Kopel	GI 150 kV Panakkukang*	1
90	Sulbagsel	Bus Kopel	GI 150kV Bantaeng New	1
91	Sulbagsel	Bus Kopel	GI 150kV Pinrang	1
92	Sulbagsel	Uprating	Tello - Kima - Bosowa - Pangkep - Balussu – Parepare (Include OPGW)	2
93	Sulbagsel	Uprating	Bulukumba – Tanete – Sinjai – Bone – Soppeng – Sidrap (*Include* OPGW)	2
94	Sulbagsel	Reaktor	Rekonfigurasi Reaktor Backbone 275kV	-
95	Sulbagsel	*Fast Response*	Pembangkit PLTG/MG/GU MPP Indonesia 1-3	600 MW
96	Sulbagsel	*Fast Response*	MPP Sulselbar	2 x 60 MW
97	NTB	ADS	Pengadaan dan Pemasangan Adaptive Defense Scheme Kelistrikan NTB	-

No	Sistem	Jenis	Lokasi	Kapasitas
98	NTB	Perkuatan Telekomunikasi	Rekonduktoring OPGW Jeranjang - Mantang - Sengkol	1
99	NTB	Bus Kopel	GI Bayan	1
100	NTB	Pasokan Daya	PLTU Lombok FTP 2 2x50MW	2 x 50 MW
101	NTB	Pasokan Daya	PLTMG Lombok 3 2x50MW	2 x 50 MW
102	NTB	Pasokan Daya	PLTMG Lombok 4 2x50MW	2 x 50 MW
103	NTB	Pasokan Daya	PLTM Lombok [Kuota] Tersebar 1,8 MW & 4 MW	2 x 5,8 MW
104	NTB	Pasokan Daya	PLTB Lombok [Kuota] Tersebar (Baru) 2x30 MW	2 x 30 MW
105	NTB	Pasokan Daya	PLTP Lombok [Kuota] Tersebar (Baru) 20 MW	1 x 20 MW
106	NTB	Pasokan Daya	PLTAL Lombok [Kuota] Tersebar (Baru) 10 MW	1 x 10 MW
107	NTB	Pasokan Daya	PLTS BESS Lombok [Kuota] Tersebar (Baru) 50 MW	1 x 50 MW
108	NTT	Trafo Daya	GI 70 KV Nonohonis	1 x 30 MW
109	NTT	*Fast Response*	Atambua	10 MW

Jenis, lokasi, dan kapasitas dari daftar tersebut dapat disesuaikan kembali berdasarkan kajian lebih lanjut dan/atau kondisi operasi lebih lanjut.

V.3.2 Wilayah Sumatera

Wilayah Sumatera saat ini terdiri dari Sistem Interkoneksi Sumatera dan sistem-sistem *isolated*. Sebagian besar sistem *isolated* berada di kepulauan, dan sebagian lokasinya jauh di Pulau Sumatera. Permasalahan jangka pendek yang perlu diselesaikan di sistem *isolated* secara umum adalah memenuhi kekurangan pasokan daya atau cadangan daya di beberapa sistem, menggantikan pembangkit eksisting yang tidak efisien, menaikkan Rasio Elektrifikasi dan meningkatkan kemampuan pasokan daya untuk daerah perbatasan serta pulau terluar. Upaya PLN dalam mengatasi permasalahan jangka pendek yang saat ini diprioritaskan pada upaya-upaya sebagai berikut:

1. Penambahan pembangkit PLTG/GU Aceh 80 MW (2026-2028) dan PLTG/GU Lampung 250 MW (2028-2029), sebagai mitigasi kerawanan Sub-sistem Aceh dan Lampung saat ini.
2. Relokasi PLTD dari sistem *isolated* yang sudah terhubung ke sistem interkoneksi. Relokasi PLTD ini bertujuan untuk menambah kapasitas daya di sistem *isolated* agar dapat melayani pertumbuhan *demand* serta meningkatkan keandalan sistem *isolated* tersebut;
3. Pengurangan konsumsi BBM dilakukan dengan Program Dedieselisasi melalui Hibrid PLTS+EBT, Gasifikasi dan integrasi ke *Grid*;
4. Menghubungkan sistem-sistem *isolated* kepulauan dengan sistem interkoneksi ataupun sistem *isolated* terdekat, untuk meningkatkan keandalan serta mengoptimalkan operasional pembangkit.

Sistem Sumatera sudah terinterkoneksi melalui *backbone* 275 kV dari Provinsi Sumatera Selatan sampai ke Sumatera Utara, serta *backbone* 500 kV dari Provinsi Jambi ke Riau yang sudah *energize*. *Backbone* 500 kV dari Provinsi Jambi ke Riau (New Aur Duri – Peranap – Perawang) sudah selesai konstruksinya dan beroperasi untuk memperkuat Sistem Sumatera, tetapi saat ini dilaksanakan *re-route* di beberapa tower untuk penyempurnaan dan *safety factor*. Sebagian besar pembangkit yang terhubung ke SUTET 275 kV adalah pembangkit berupa PLTU Mulut Tambang dan dengan adanya SUTET 275 kV tersebut maka evakuasi daya dari pembangkit-pembangkit tersebut dapat di salurkan dengan ekonomis sampai ke pusat beban.

Potensi permasalahan di Sistem Sumatera adalah adanya kemungkinan mundurnya COD beberapa SUTET yang akan menyebabkan terganggunya evakuasi daya beberapa pembangkit. Pembangkit yang berpotensi terkendala evakuasi dayanya adalah PLTU Sumsel-8 2x600 MW melalui SUTET 500 kV Muara Enim-New Aurduri, dan PLTU Nagan Raya #3 dan #4 melalui SUTET 275 kV Sigli-Arun-Pangkalan Susu-Medan Barat. Langkah-langkah mitigasi jangka pendek yang dapat dilakukan di antaranya dengan mempersiapkan skema operasi untuk meminimalisir potensi dampak sistem (*defence scheme* dan rekayasa jalur evakuasi). Di samping itu, penyelesaian SUTET 500 kV Sumatera yang menghubungkan GITET 500 kV Muara Enim – Galang diperlukan untuk mengurangi transfer yang saat ini melalui jalur 275 kV dari Sumatera bagian selatan ke Sumatera bagian utara dan untuk meningkatkan keandalan sistem.

Permasalahan lain yang terjadi adalah gangguan transmisi pada sistem yang masih terhubung secara radial, seperti pada jalur interkoneksi 150 kV Sumatera-Bangka. Gangguan tersebut akan mengakibatkan padamnya sebagian beban Subsistem Bangka karena kurangnya pasokan pembangkit setempat. Sebagai mitigasinya adalah dengan merelokasi pembangkit *mobile* ke Sistem Bangka (sebagai pembangkit cadangan), serta meningkatkan keandalan jalur transmisi interkoneksi agar lebih andal. Selain itu, saat ini jalur interkoneksi ke Subsistem Aceh dan ke Subsistem Lampung masih terbatas. Konfigurasi jaringan Subsistem Aceh saat ini masih radial dan menghadapi batasan stabilitas transfer daya. Sedangkan konfigurasi jaringan Subsistem Lampung sudah *looping*, tetapi terbatas dalam penyalurannya. Hal tersebut dikarenakan jalur transfer daya masih menggunakan jaringan transmisi tegangan 150 kV. Sebagai mitigasi dari hal tersebut adalah dengan penambahan perangkat BESS ataupun FACTS dan juga mempercepat pembangunan SUTET 275 kV ke subsistem tersebut dalam waktu dekat (2024-2026).

Salah satu potensi permasalahan di Sistem Sumatera saat ini adalah fleksibilitas operasi terutama saat kondisi luar waktu beban puncak (LWBP). Beberapa kontrak gas yang sedang berjalan masih dibatasi minimum penggunaan gas harian, sehingga fleksibilitas operasi pembangkit menjadi terbatas. Terkait hal tersebut maka diupayakan untuk menyesuaikan kontrak gas menjadi *multi destination* (beberapa kontrak gas dengan *supplier* yang sama digabungkan) sehingga operasi pembangkit gas bisa lebih fleksibel. Selain itu juga untuk meningkatkan fleksibilitas operasi, beberapa pembangkit lama yang belum mengaktifkan fasilitas *free governor* dan *Automatic Generation Control* (AGC), saat ini sedang dilakukan *assessment* dan optimasi *setting* agar dapat diaktifkan kembali sehingga frekuensi sistem akan menjadi lebih stabil.

Potensi permasalahan lain di Sistem Interkoneksi Sumatera adalah tegangan yang cukup tinggi di sekitar GITET 275 kV di Subsistem Sumbagsel. Berdasarkan data realisasi operasi Tahun 2023, rata-rata tegangan di GITET 275 kV Sistem Sumbagsel adalah 283 kV (1.02 pu) dan tegangan tertinggi sebesar 293 kV, berdasarkan aturan jaringan (*grid code*) batasan tegangan normal untuk GITET 275 kV adalah 1.05 PU. Untuk mengatasi hal tersebut, maka direncanakan pemasangan reaktor di sekitar GITET 275 kV Lahat. Selain itu, di beberapa lokasi Gardu Induk 150 kV juga mengalami tegangan yang cukup rendah, terutama di daerah Dumai, Riau. Oleh karena itu, penambahan/relokasi kapasitor 150 kV saat ini sudah direncanakan untuk menjaga tegangan di sekitar Dumai tetap dalam batas operasional.

V.3.3 Wilayah Jawa Bali

Realisasi operasi sistem tenaga listrik Jawa Bali s.d Oktober Tahun 2024 dengan produksi energi kumulatif mencapai 191,84 TWh yang tumbuh 6,88% dari tahun sebelumnya. Beban puncak tertinggi yang pernah dicapai hingga bulan Oktober Tahun 2024 sebesar 32.759 MW dengan kondisi *reserve margin* rata-rata selama Bulan Oktober 2024 adalah 49,08%.

Pada periode 2024 saat beban puncak tanggal 9 Oktober 2024, transfer 500 kV dari Jawa Tengah ke Jawa Timur sebesar -274 MW, transfer Jawa Tengah dan DIY ke Jawa Barat sebesar 2.936 MW, transfer Jawa Barat ke DKI Jakarta 1.803 MW dan Transfer dari Jawa Timur ke Bali 271 MW.

Saat ini di Sistem Jawa, Madura dan Bali sudah terpasang *kompensator* sebesar 6.020 MVAr dengan rincian reaktor sebesar 2.150 MVAr terpasang di sistem 500 kV dan kapasitor sebesar 3.670 MVAr yang terpasang di sistem 150 kV dan 70 kV. Komposisi kapasitor yang beroperasi yaitu 1.185 MVAr di UP2B Jakarta-Banten, 820 MVAr di UP2B Jawa Barat, 350 MVAr di UP2B Jawa Tengah-DIY, 1.140 MVAr di UP2B Jawa Timur, 375 MVAr di UP2B Bali.

Dari kondisi tersebut di atas penanggulangan dan penanganan jangka pendek yang perlu menjadi prioritas adalah sebagai berikut:

1. Beroperasinya proyek SUTET Priok – Muarakarang dan SKLTET Gandul – Cawang terkait kerawanan *partial black-out* di area Jakarta dan Banten;
2. Beroperasinya proyek rekonfigurasi Bekasi – Muaratawar terkait kerawanan di SUTET Bekasi – Muaratawar – Cawang – Tambun;
3. Beroperasinya proyek GITET Cikalong beserta outletnya, *reconductoring* SUTT New Rancakasumba – Ujungberung, dan SUTT Jawa Barat *Landing Point* terkait perkuatan pasokan Metropolis Bandung;
4. Beroperasinya proyek SUTET Cilacap – Kesugihan terkait keandalan evakuasi kompleks pembangkit Cilacap dan Adipala;
5. Beroperasinya GITET Waru, GITET Surabaya Selatan, GITET Bangil, GITET Kalipuro dan GITET Ngoro beserta *outlet*-nya untuk meningkatkan pasokan di Wilayah Jawa Timur terutama untuk wilayah Surabaya Metropolis;
6. Beroperasinya SUTET *single phi* Bangil – *Inc.* (Grati – Krian) untuk meningkatkan batas stabilitas *outlet* pembangkit di Timur;
7. Proyek peningkatan pasokan pulau Madura, antara lain: Dibutuhkan sewa pembangkit di Madura sejak Tahun 2024 hingga masuknya pembangkit lain, pembangunan pembangkit PLTS 150 MW dan BESS 100 MW, pembangunan pembangkit gas (relokasi atau baru) berikut dengan pembangunan infrastruktur gasnya, dan pembangunan transmisi jalur utara Madura (SUTT Bangkalan – Batumarmar – Gulukguluk) serta *reconductoring* SUTT Bangkalan – Sampang – Pamekasan.
8. Proyek peningkatan keandalan pasokan Pulau Bali, antara lain: pembangunan *Jawa-Bali Connection* (JBC), pembangunan pembangkit gas seperti PLTMG Pesanggaran Bali 200 MW dan PLTG/GU Bali, berikut dengan pembangunan infrastruktur gasnya;
9. GITET Cikande, GITET Karawang, GITET Sinarmas, Ext. IBT 3,4 GITET Deltamas, Ext. IBT 3,4 GITET Sukatani beserta *outlet*-nya dibutuhkan untuk meningkatkan keandalan pasokan terkait banyaknya permintaan KTT di wilayah Cilegon, Cawang, dan Karawang;
10. Pembangunan fasilitas infrastruktur gas untuk meningkatkan fleksibilitas, efisiensi, keandalan, diversifikasi dan ketahanan energi

antara lain: FSRU Jawa Barat-1, FSRU Jawa Barat-2, FSRU Cilegon, FSRU Jawa Timur, FSRU Benoa. Kapasitas Infrastruktur gas tersebut menyesuaikan kemampuan daya mampu neto pembangkit;

11. Beberapa rekomendasi untuk antisipasi kenaikan level arus hubung singkat di Sistem Jawa Bali adalah sebagai berikut:
    a. Evolusi subsistem dan rekonfigurasi jaringan dengan tetap mengutamakan keandalan;
    b. Rekayasa konfigurasi jaringan 500 kV dengan melakukan *splitting*/pemasangan *bus section* di GITET Balaraja dan GITET Mandirancan;
    c. Pemasangan *Fault Current Limiter* (FCL) Seri, baik pada jaringan SUTET 500 kV dan SUTT 150 kV untuk meningkatkan impedansi efektif jaringan, sehingga dapat menurunkan arus hubung singkat. Pemasangan FCL seri ini diusulkan dalam jangka pendek dipasang pada secara bertahap pada SUTET 500 kV Suralaya – New Suralaya, Cibinong – Depok, Depok – Gandul dan Cibinong – Tambun, Muara Tawar – Priok, Muara Tawar – Sukatani, Durikosambi – Kembangan. Sedangkan FCL pada sistem 150 kV dipasang di GI Muarakarang, GI Cibinong dan GI Waru;
    d. Penggantian PMT dengan *breaking capacity* menjadi 63 kA untuk sistem 500 kV dan 50 kA untuk sistem 150 kV. Bila GI/GITET yang ada tidak memungkinkan untuk dilakukan peningkatan *breaking capacity* PMT maka diusulkan untuk dilakukan tindakan antisipasi seperti rekayasa jaringan atau pun pemasangan peralatan penurun arus hubung singkat. Namun, untuk instalasi baru ataupun peralatan cadangan di GITET maupun GI disarankan menggunakan kapasitas tertinggi PMT;
12. Proyeksi kebutuhan *kompensator* di Sistem Jawa, Madura dan Bali hingga tahun 2028 sebesar 2.185 MVAr, dengan rincian reaktor sebesar 1.300 MVAr dan kapasitor sebesar 885 MVAr. Identifikasi kebutuhan reaktor sebagai berikut: GITET Kesugihan, GITET Muaratawar, GITET Lengkong, GITET Kalipuro dan GITET Antosari masing-masing 2x100 MVAr; GITET Balaraja, GITET Deltamas dan GITET Mandirancan 100 MVAr; Identifikasi kebutuhan kapasitor yaitu 150 MVAr di UP2B Jawa Barat; 275 MVAr di UP2B Jawa Tengah dan DIY; dan 460 MVAr di UP2B Jawa Timur.

V.3.4 Wilayah Kalimantan

Sistem Kelistrikan Kalimantan saat ini terdiri dari Sistem Interkoneksi Kalimantan (Kalseltengtim), Sistem Khatulistiwa (Kalbar), dan *isolated*. Sistem *Isolated* Ketapang (Kalbar) dan Kalimantan Utara (Kaltara) saat ini masih bergantung pada pembangkitan yang ada. Beberapa sistem *isolated* lain Kalimantan berada di kepulauan terpisah dari Pulau Kalimantan. Permasalahan jangka pendek yang perlu diselesaikan di sistem *isolated* secara umum adalah memenuhi kekurangan pasokan daya atau cadangan daya di beberapa sistem, dan menaikkan Rasio Elektrifikasi. Upaya PLN dalam mengatasi permasalahan jangka pendek sistem *isolated* yang saat ini diprioritaskan pada upaya-upaya sebagai berikut:

1. Relokasi PLTD dari sistem *isolated* yang sudah terhubung ke sistem interkoneksi. Relokasi PLTD ini bertujuan untuk menambah kapasitas daya di sistem *isolated* untuk mengakomodasi pertumbuhan *demand* serta meningkatkan keandalan sistem *isolated* tersebut;

2. Mengkoneksikan sistem-sistem *isolated* dengan sistem interkoneksi untuk meningkatkan keandalan serta mengoptimalkan operasional pembangkit;
3. Melakukan sewa pembangkit *temporary* di daerah *isolated* yang mengalami defisit.

Saat ini Sistem Kalimantan masih beroperasi terpisah yaitu antara Sistem Interkoneksi Kalimantan (Kalseltengtim) dan Sistem Khatulistiwa (Kalimantan Barat). Beroperasinya SUTT 150 kV Kendawangan – Sukamara pada akhir tahun 2024 mengintegrasikan Sistem *Isolated* Ketapang (Kalbar) dengan Sistem Interkoneksi Kalimantan (Kalseltengtim), sehingga Sistem Ketapang tidak lagi menjadi sistem *isolated*.

Pasokan daya Sistem Khatulistiwa (Kalbar)

Sistem Khatulistiwa (Kalbar) juga masih bergantung pada impor daya dari SEB (*Serawak Energy Berhad*/SESCO), Malaysia. Dengan kondisi tersebut, optimalisasi operasi pembangkit menjadi terbatas dan bergantung pada pihak lain. Berdasarkan proyeksi suplai *demand* yang tertuang dalam neraca daya Sistem Kalbar, impor daya dari SEB masih diperlukan sampai beroperasinya PLTU dan PLTGU/G baru di Sistem Kalbar. Impor daya dari SEB tersebut dibutuhkan untuk memitigasi potensi terjadinya defisit daya di Sistem Kalbar. Sebagai langkah strategi agar tidak terjadi ketergantungan suplai daya dari SEB, maka dalam perencanaan direncanakan beberapa proyek yaitu: PLTGU/PLTMG Kalbar-1 250 MW, PLTS+BESS Kalbar-1 (75 MW), PLTS+BESS Kalbar-2 (150 MW), PLTA Kuota tersebar Kalbar (250 MW), PLTU Pantai Kura-kura (55 MW), dan PLTU Parit Baru (100 MW) serta SUTT interkoneksi 150 kV Kendawangan-Marau-Sukamara dan Incomer Sukadana-Sandai-Tayan. Dengan beroperasinya proyek tersebut maka interkoneksi ke Sistem SEB sudah dapat beralih ke skema ekspor-impor. Sebaliknya, jika proyek-proyek tersebut tidak dapat COD sesuai target, maka impor dari SEB masih diperlukan sistem. Dari sisi keekonomian, saat ini impor dari SEB masih menjadi opsi jangka pendek yang lebih baik dibanding dengan sewa pembangkit HSD. Selain dari sisi suplai daya dan keekonomian, interkoneksi dengan SEB ini juga memiliki *benefit* dari sisi keandalan pasokan. Pada kondisi tertentu dapat menjadi tambahan cadangan pasokan daya, serta dapat meningkatkan kekuatan Sistem Kalbar.

Selain SEB, kebutuhan jangka pendek Sistem Kalbar adalah penambahan pembangkit sewa 150 MW di tahun 2024, serta penambahan pembangkit PLTGU/PLTMG Kalbar-1 250 MW di tahun 2026 dan PLTS+BESS Kalbar-1 75 MW di tahun 2026/2027. Kapasitas sewa dan lama periode sewa pembangkit tersebut dapat disesuaikan kembali mengikuti kebutuhan operasional Apabila terjadi keterlambatan pengadaan pembangkit PLTGU/PLTMG Kalbar-1 250 MW. Diperlukan langkah-langkah strategis pada proses pengadaan, agar COD pembangkit ini dapat sesuai jadwal, kemunduran COD pembangkit ini akan berdampak pada terjadinya potensi defisit di sistem.

Pasokan daya Sistem Kalseltengtimra (Interkoneksi Kalimantan)

Dengan adanya kebijakan Hilirisasi Nikel berdampak pada penambahan *demand* signifikan di Sistem Kalseltengtimra, yaitu dengan munculnya pelanggan *smelter* baru. Sebagian besar kebutuhan *demand* tersebut direncanakan beroperasi dalam waktu dekat (2025-2027).

Sebagai antisipasi kebutuhan tambahan jangka pendek, maka direncanakan penambahan PLTG/MG/D Kalimantan Sewa 157 MW dan

excess power 43 MW di tahun 2025. Kapasitas sewa dan *excess power* tersebut dapat disesuaikan kembali mengikuti kebutuhan operasional. Mengingat pembangkit ini dibutuhkan dalam waktu yang sangat dekat, maka skema pembangkit yang dapat dieksekusi adalah pembangkit *temporary* (sesuai dengan ketersediaan pembangkit yang ada). Selanjutnya diperlukan pembangkit permanen sebagai pengganti pembangkit tersebut. Pembangkit permanen yang dipilih adalah pembangkit hidro sehingga dapat membantu penurunan emisi. Dalam perhitungan neraca daya ini masih diasumsikan kontrak pembangkit PLTG/MG/D Kalimantan Sewa 157 MW berakhir secara bertahap di tahun 2029/2030/2031, namun secara sistem dapat dipercepat jika terdapat opsi pembangkit gas baru yang permanen.

Selain itu juga, di tahun 2026 diperlukan penambahan PLTGU/PLTMG Kaltim-1 250 MW. Pada skema awal (2026) dapat dikonsepkan sebagai sewa pembangkit. Diperlukan langkah-langkah strategis pada proses pengadaan, agar COD pembangkit ini dapat sesuai jadwal, kemunduran COD pembangkit ini akan berdampak pada terjadinya potensi defisit di sistem.

Selain pembangkit tersebut, direncanakan juga penambahan pembangkit permanen di tahun 2026 sebesar 100 MW (PLTG/GU Kaltim *Peaker*) dan di tahun 2027 sebesar 250 MW (PLTGU/G Kalselteng, PLTGU/G Kaltara, dan PLTMG Tarakan).

Interkoneksi dengan Kalimantan Utara direncanakan akan tersambung pada tahun 2025 selesai. Interkoneksi dengan Sistem Tenaga Listrik Tarakan direncanakan pada tahun 2026.

Selain pemenuhan pasokan daya, tantangan lain Sistem Kalimantan adalah fleksibilitas pembangkit untuk perubahan beban dan ketersediaan pembangkit *blackstart*. Sebelum beroperasinya pembangkit gas baru di Sistem Kalimantan, aktivasi *free governor* pada beberapa pembangkit perlu dilakukan.

Untuk menjaga keandalan, dibutuhkan tambahan fasilitas *blackstart* untuk pembangkit atau penambahan pembangkit baru yang berfungsi sebagai *blackstart* di Sistem Kalimantan.

Permasalahan lain di Sistem Kalimantan adalah masalah penurunan tegangan pada daerah-daerah yang akan terkoneksi dengan pelanggan-pelanggan besar. Permasalahan ini dimitigasi dengan penambahan kompensator dengan lokasi tersebar (sesuai kebutuhan sistem) dan *staging* COD menyesuaikan *demand* KTT.

V.3.5 Wilayah Sulawesi

Kondisi kekurangan pasokan tenaga listrik di Sulawesi disebabkan oleh keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit tenaga listrik, baik proyek PLN maupun proyek yang dibangun oleh IPP serta tidak dilaksanakannya relokasi pembangkit dari Jawa-Bali yang direncanakan pada RUPTL 2021-2030. Pada saat bersamaan, variasi musim yang terjadi menurunkan kapasitas daya mampu dari pembangkit-pembangkit EBT khususnya PLTA yang porsinya besar di Sulawesi. Selain itu, terdapat pula peningkatan kebutuhan daya yang besar dalam waktu dekat sebagai dampak masuknya Konsumen Tegangan Tinggi (KTT). Selain itu terdapat pula permasalahan tidak terpenuhinya kriteria kontingensi N-1 trafo IBT dan konfigurasi jaringan yang masih radial, serta *drop* tegangan di pusat beban KTT.

Dari kondisi tersebut di atas, beberapa penanganan jangka pendek yang perlu menjadi prioritas untuk segera diselesaikan di Sulawesi adalah sebagai berikut:

1. Untuk memenuhi kecukupan dan keandalan pasokan daya listrik ke pelanggan – pelanggan besar yang akan segera masuk mulai

tahun 2025, direncanakan pengoperasian pembangkit *National Mobile Reserve Margin* maupun pembangkit sewa lainnya hingga pembangkit permanen (PLTGU/G/MG 1.200 MW) beroperasi di tahun 2027. Percepatan penyelesaian pembangunan PLTU batubara Palu 3 100 MW agar dapat beroperasi penuh pada awal tahun 2025. Selain itu dalam jangka pendek akan dilakukan relokasi dari MPP Sulselrabar 60 MW dari Sistem Ambon, relokasi pembangkit dari sistem yang sudah *over supply*, serta percepatan pembangunan *backbone* Sulawesi untuk menyalurkan potensi PLTA yang sebagian besar berada di bagian tengah Sulawesi;

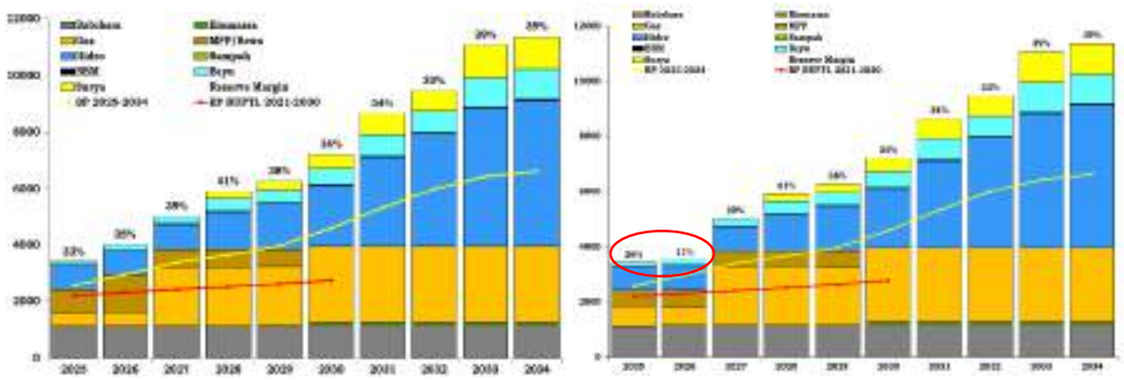
2. Percepatan pengoperasian PLTMG Luwuk 40 MW di tahun 2025;
3. Percepatan pengoperasian PLTU Sulut 1 2x50 MW di tahun 2025;
4. Pemasangan kapasitor pada GI yang terdapat permasalahan penurunan kualitas tegangan, terutama pada GI yang memasok pelanggan besar KTT, yaitu pemasangan kapasitor di GI Bantaeng *Switching* dan GI Bantaeng *Smelter*;
5. Penambahan kapasitas atau jumlah trafo IBT 275/150 kV untuk pemenuhan keandalan N-1, yaitu pembangunan *extension* IBT 275/150 kV GITET Wotu 1x250 MVA (COD 2025) yang saat ini hanya terdapat IBT 275/150 kV 1x250 MVA, serta *extension* IBT 275/150 kV GITET Tentena 2x250 MVA (COD 2025) yang pembebanannya sudah di atas 60%;
6. Percepatan proyek SUTT 150 kV Tentena – Kolonedale – Bungku (COD 2025) untuk pasokan daya listrik ke pelanggan – pelanggan besar yang dimulai tahun 2025 akan segera masuk di Provinsi Sulawesi Tenggara, dan Provinsi Sulawesi Tengah;
7. Percepatan proyek SUTT 150 kV GI Bungku - Pelanggan PT ACN 76 kms (COD 2025);
8. Percepatan proyek SUTT 150 kV GI Andowia – Pelanggan PT Stargate 4 kms (COD 2025);
9. Percepatan penyelesaian proyek SUTT 150 kV Punagaya – Bantaeng *Switching* 132 kms (COD 2025) untuk menyelesaikan isu transfer daya maupun isu keandalan untuk pelanggan KTT Huadi Grup di Bantaeng;
10. Percepatan proyek SUTT 150 kV PLTU Palu 3 – Tambu 82 kms (COD 2025);
11. Percepatan penyelesaian *Grid* Tolitoli beserta GI terkait yaitu SUTT 150 kV Tolinggula – Leok – Tolitoli – Moutong – Marisa (COD 2025), serta SUTT 150 kV Bangkir – *Incomer 2 phi* (Moutong – Tolitoli) (COD 2026). Proyek ini selain berfungsi sebagai jalur *looping* untuk peningkatan keandalan wilayah Gorontalo yang konfigurasi jaringannya masih radial, juga merupakan bagian dari program Dedieselisasi dengan menghubungkan area-area *isolated* ke *grid* Sulbagut, serta merupakan rangkaian proyek untuk interkoneksi sistem Sulbagsel – Sulbagut.
12. Percepatan pembangunan SUTT 150 kV Tanjung Merah – Bitung (COD 2025) untuk peningkatan keandalan evakuasi daya pembangkit PLTU Sulut 3 2x50 MW yang saat ini masih terhubung radial melalui SUTT 150 kV Paniki – Tanjung Merah – PLTU Sulut 3;
13. Percepatan pembangunan SUTT 150 kV *Grid* Luwuk (Poso – Ampana – Bunta – Luwuk – PLTMG Luwuk – Toili – Bunta (COD 2025) untuk evakuasi daya PLTMG Luwuk dan menghubungkan ke *Grid* Sulbagsel;
14. Percepatan penambahan kapasitas dan jumlah trafo daya di GI yang kondisi saat ini hanya terdapat 1 unit trafo untuk pemenuhan keandalan N-1 yaitu pembangunan *extension* trafo 150/20 kV 30

MVA di GI Unaaha (COD 2025) dan trafo 150/20 kV 30 MVA GI Kolaka (COD 2025);

15. Pembangunan SUTT 150 kV Kema – Belang – Tutuyan – Molibagu – Botupingge beserta GI terkait (COD 2027) sebagai jalur *looping* Selatan Sistem Sulbagut untuk peningkatan keandalan;
16. Percepatan pembangunan *backbone* Sulawesi untuk menyalurkan potensi PLTA yang ada di bagian tengah Sulawesi, yaitu transmisi SUTET 275 kV Wotu – Bungku – Andowia – Kendari (COD 2026) yang melintas di Provinsi Sulawesi Tengah dan Provinsi Sulawesi Tenggara.

Jika penanggulangan jangka pendek tidak dilakukan, maka dikhawatirkan akan terjadi kekurangan pasokan ataupun pemadaman pada sistem-sistem terkait.

Sebagai contoh apabila penambahan pembangkit sewa di Sistem Sulbagsel sebesar 200 MW pada tahun 2025 dan 500 MW pada tahun 2026 tidak dilaksanakan, maka *reserve margin* Sistem Sulbagsel pada tahun 2025 dan 2026 berturut-turut menjadi 26% dan 11% dengan catatan PLTGU/G/MG MPP Indonesia 1-3 sebesar 600 MW sudah beroperasi di Sistem Sulbagsel pada tahun 2025. Gambar 5.1 menunjukkan neraca daya Sistem Sulbagsel dengan pembangkit sewa dan tanpa pembangkit sewa. Hal tersebut menunjukkan terjadinya potensi defisit di Sistem Sulbagsel. BPP sistem pada saat tidak dilakukan penambahan sewa pembangkit (kondisi defisit) tidak dapat dibandingkan dengan BPP pada saat sewa beroperasi karena adanya *unserved energy*. PLN berkewajiban untuk melayani kebutuhan energi listrik masyarakat umum, oleh karena itu penanggulangan potensi defisit dalam waktu dekat dengan menambah pembangkit sewa harus dilaksanakan.



(a) (b)

Gambar 5.1 Neraca Daya Sistem Sulbagsel dengan pembangkit sewa (a) dan tanpa pembangkit sewa (b)

V.3.6 Wilayah Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara

Kondisi kekurangan pasokan tenaga listrik di Wilayah Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara pada dasarnya disebabkan oleh keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit tenaga listrik, baik proyek PLN maupun proyek yang dibangun oleh IPP. Selain itu juga terdapat permasalahan tidak terpenuhinya kriteria kontingensi N-1 dan konfigurasi jaringan yang masih radial.

Dari kondisi tersebut di atas, beberapa penanganan jangka pendek yang perlu menjadi prioritas dan segera dilaksanakan adalah sebagai berikut:

1. Memenuhi kekurangan pasokan daya, menggantikan pembangkit BBM eksisting yang tidak efisien, menaikkan Rasio Elektrifikasi secara cepat pada daerah yang elektrifikasinya masih tertinggal, dan

meningkatkan kemampuan pasokan daya untuk daerah perbatasan serta pulau terluar.

Tindakan yang telah dilakukan oleh PLN untuk menanggulangi permasalahan kekurangan pasokan daya di antaranya penambahan sementara pembangkit baru yang bersifat *mobile* (*mobile power plant/*MPP) yaitu MPP Sulselbar dan MPP Sambelia, penambahan pembangkit sewa PLTD, mempercepat penyelesaian pembangunan PLTU batubara yaitu PLTU Lombok (FTP2), PLTMG Sumbawa 2 dan 3, PLTMG Lombok 2, kerja sama operasi pembangkit dengan Pemda setempat, pembelian *excess power*, relokasi pembangkit dari sistem yang sudah *over supply,* mengamankan kontinuitas pasokan energi primer dan memasang beberapa PLTS *centralized* dan *solar home system* secara terbatas;

2. Percepatan pembangunan PLTMG tersebar di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara beserta fasilitas regasifikasinya;
3. Pembangunan SUTT 150 kV Masohi – Kairatu 210 kms (COD 2025) dan SUTT 150 kV Piru – Kairatu 110 kms (COD 2025) untuk evakuasi daya PLTMG Masohi 20 MW eksisting;
4. Pembangunan *backbone* Sistem Halmahera untuk evakuasi daya pembangkit dan keandalan sistem, yaitu SUTT 150 kV PLTMG Tobelo 2 - GI Tobelo – GI Malifut – Jailolo – Sofifi (COD 2025).
5. Pembangunan jalur *looping* atau jalur alternatif untuk meningkatkan keandalan evakuasi daya pembangkit yang terkonsentrasi di satu GI, serta keandalan pasokan GI yang konfigurasi jaringannya masih radial, yaitu pembangunan SUTT 150 kV Mataram – Mantang di Sistem Lombok (COD 2025), pembangunan SUTT 150 kV Panaf – Naibonat dan IBT 150/70 kV GI Naibonat di Sistem Timor (COD 2025), serta pembangunan *extension* trafo IBT 150/70 kV GI Bolok (COD 2025) di Sistem Timor;
6. Percepatan pembangunan transmisi dan GI untuk evakuasi daya pembangkit, yaitu SUTT 150 kV PLTMG Manokwari – GI Manokwari (COD 2025), SUTT 150 kV PLTMG Seram 2 – GI Masohi (COD 2026), dan SUTT 70 kV PLTMG Waingapu – GI Waingapu (COD 2026), SUTT 150 kV PLTMG Manokwari – GI Prafi (COD 2026).
7. Pembangunan *extension* trafo150/20 kV 60 MVA di GI Holtekamp (COD 2025) sebagai alternatif jalur evakuasi daya pembangkit yang ada di GI Holtekamp melalui SUTM 20 kV jika terjadi gangguan pada SUTT Holtekamp – Jayapura (*Sky Land*). Ini merupakan solusi jangka pendek sebelum Pembangunan SUTT 150 kV Holtekamp – Angkasa.

Merujuk pada pembangkit jenis MPP, pembangkit ini digunakan untuk memenuhi kebutuhan mobilisasi cepat ke lokasi lain yang lebih membutuhkan dan dapat dioperasikan menggunakan bahan bakar gas atau LNG. Selain itu, MPP tersebut diadakan untuk memenuhi kebutuhan sebagai berikut:

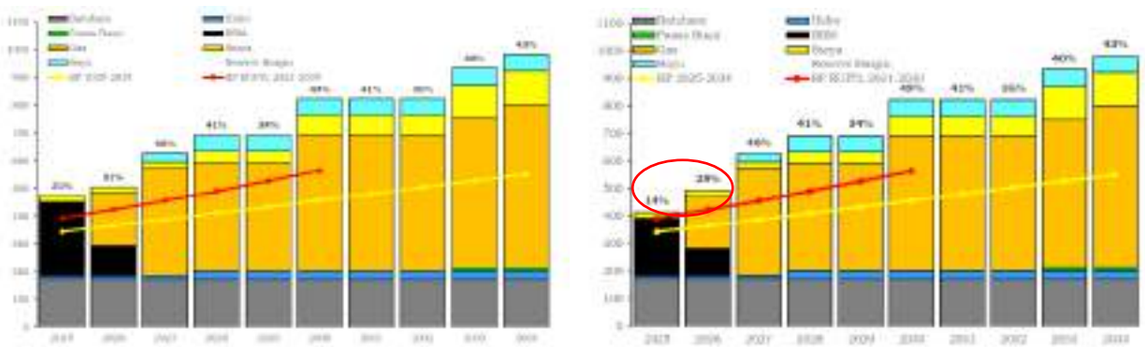
1. Memenuhi kekurangan pasokan listrik dalam waktu cepat dan bersifat sementara sebelum pembangkit utama non-BBM beroperasi;
2. Menggantikan pembangkit BBM sewa dan eksisting yang tidak efisien karena mempunyai *specific fuel consumption* (SFC) lebih baik;
3. Menaikkan rasio elektrifikasi secara cepat pada daerah yang elektrifikasi- nya tertinggal dan tidak tersedia sumber daya non-BBM lainnya.

Teknologi *mobile power plant* ini dapat berupa *barge mounted*, *truck mounted* atau *container*, bergantung pada kondisi dan situasi sistem setempat.

Jika penanggulangan jangka pendek tidak dilakukan, maka dikhawatirkan akan terjadi kekurangan pasokan ataupun pemadaman pada sistem-sistem terkait.

Sebagai contoh apabila penambahan pembangkit sewa di Sistem Lombok sebesar 60 MW pada tahun 2025 dan 10 MW pada tahun 2026 tidak dilaksanakan, maka *reserve margin* Sistem Lombok pada tahun 2025 dan 2026 berturut-turut menjadi 14% dan 29%. Gambar 5.2 menunjukkan neraca daya Sistem Lombok dengan pembangkit sewa dan tanpa pembangkit sewa. Hal tersebut menunjukkan terjadinya potensi defisit di Sistem Lombok. BPP sistem pada saat tidak dilakukan penambahan sewa pembangkit (kondisi defisit) tidak dapat dibandingkan dengan BPP pada saat sewa beroperasi karena adanya *unserved energy*. PLN berkewajiban untuk melayani kebutuhan energi listrik masyarakat umum, oleh karena itu penanggulangan potensi defisit dalam waktu dekat dengan menambah pembangkit sewa harus dilaksanakan.

Begitu juga dengan Sistem Sumbawa, apabila penambahan pembangkit sewa di Sistem Sumbawa sebesar 70 MW pada tahun 2025 pada tahun 2025 tidak dilaksanakan, maka *reserve margin* Sistem Sumbawa pada tahun 2025 menjadi -11%. Hal tersebut menunjukkan terjadinya defisit di Sistem Sumbawa.



(a) (b)

Gambar 5.2 Neraca Daya Sistem Lombok dengan pembangkit sewa (a) dan tanpa pembangkit sewa (b)

V.4 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik

Merujuk pada Pasal 28 dan Pasal 29 Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan, PLN selaku Pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk kepentingan umum wajib menyediakan tenaga listrik secara terus-menerus, dalam jumlah yang cukup dengan mutu dan keandalan yang baik. Dengan demikian PLN harus mampu melayani kebutuhan tenaga listrik saat ini maupun di masa yang akan datang agar PLN dapat memenuhi kewajiban yang diminta oleh Undang-Undang tersebut. Sebagai langkah awal PLN harus dapat memperkirakan kebutuhan tenaga listrik paling tidak hingga 10 tahun ke depan.

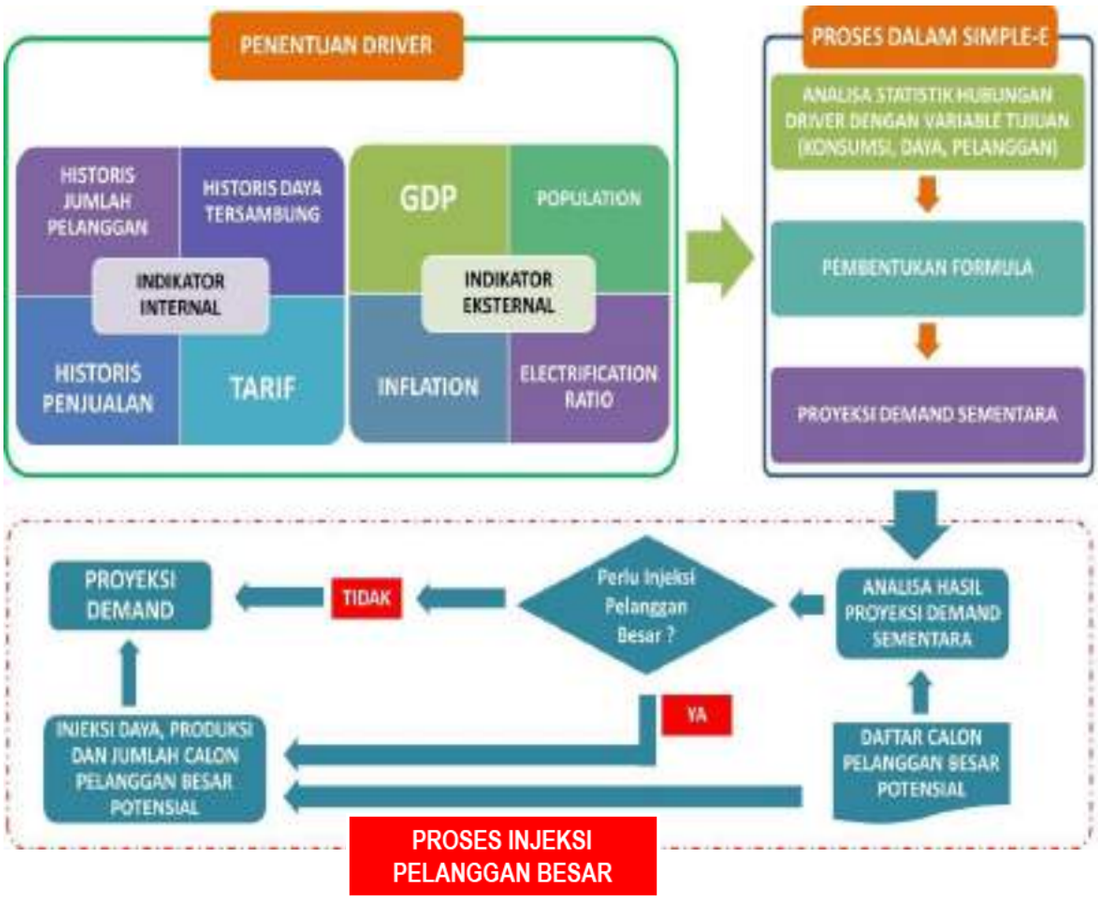
Kebutuhan tenaga listrik pada suatu daerah didorong oleh beberapa faktor utama, yaitu pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan penduduk, tarif listrik dan program elektrifikasi dan program pemerintah di antaranya membangun Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), Kawasan Strategis Pariwisata Nasional (KSPN), Sentra Kelautan dan Perikanan Terpadu (SKPT) dan jaringan listrik Pos Lintas Batas Negara (PLBN) serta rencana pemindahan Ibu Kota Negara (IKN).

Penyusunan prakiraan kebutuhan listrik dibuat dengan menggunakan sebuah aplikasi prakiraan beban yang disebut "*Simple-E*". Aplikasi ini menggunakan model regresi yang diperoleh dari data historis beberapa

indikator seperti penjualan energi listrik, daya tersambung, jumlah pelanggan, pertumbuhan ekonomi, populasi dan tarif listrik untuk membentuk persamaan yang fit. Kebutuhan listrik ke depan diproyeksikan dengan menggunakan variabel bebas (indikator) yang mempunyai pengaruh besar (korelasi yang kuat) terhadap permintaan listrik. Variabel bebas yang umumnya mempunyai korelasi yang kuat dengan peningkatan/penurunan konsumsi listrik adalah pertumbuhan ekonomi dan populasi serta tarif listrik. *Simple-E* berbasis pada regresi sehingga tidak dapat mengakomodasi *shocking demand* karena masuknya pelanggan besar pada suatu waktu tertentu. Oleh karena itu, hasil proyeksi *demand* dari *Simple-E* akan diinjeksi secara manual ketika *demand* pelanggan besar masuk. Pada *demand forecast* RUPTL, bagian yang diinjeksi adalah proyeksi penjualan (kWh), daya tersambung (MVA) dan jumlah pelanggan.

Aplikasi *Simple-E* dilengkapi dengan fasilitas untuk melihat tingkat ketelitian dan tingkat signifikansi pengaruh suatu variabel bebas terhadap variabel tidak bebas dengan analisa uji statistik. Dari model yang terbentuk juga didapat parameter korelasi serta beberapa uji statistik untuk menganalisis pemodelan yang digunakan.

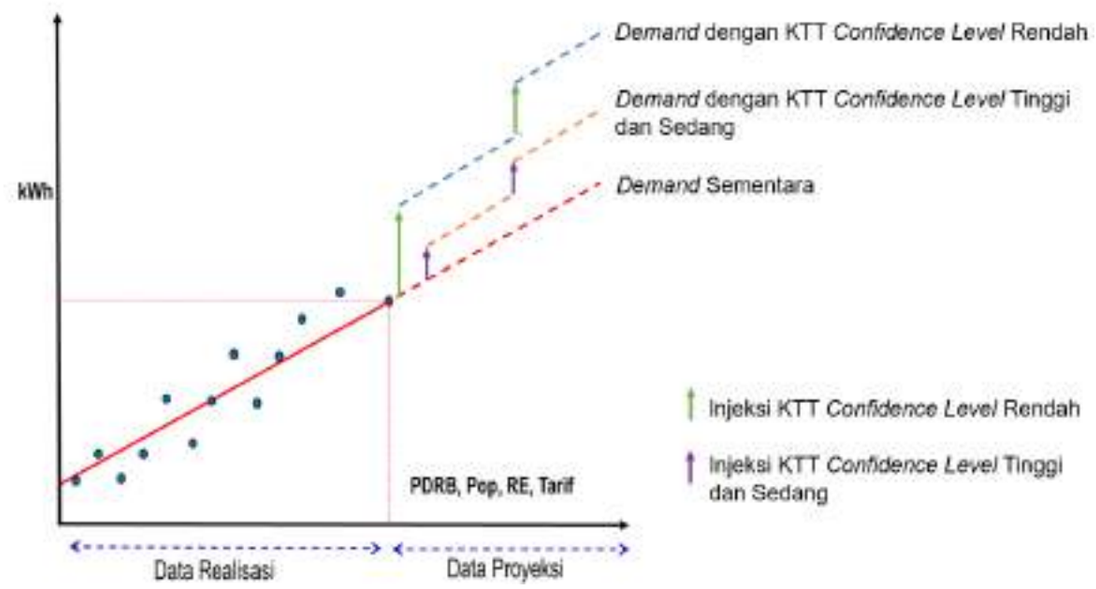
Injeksi beban atau intervensi langsung terhadap hasil simulasi *Simple-E* dapat dilakukan dalam hal terdapat daftar tunggu pelanggan besar yang sudah jelas besar daya dan waktu kebutuhannya. Hal ini dengan pertimbangan bahwa pelanggan tersebut tidak dapat terefleksi dengan menggunakan metode regresi. Proyeksi kebutuhan tenaga listrik jangka panjang di PLN dilakukan dalam 3 (tiga) tahapan yaitu penentuan *driver*, proses perhitungan di dalam aplikasi *Simple-E*, dan proses injeksi pelanggan besar. Pada tahap awal, *driver* yang berupa indikator internal dan eksternal akan ditentukan dan divalidasi dengan pihak-pihak terkait, baik di dalam PLN maupun *stakeholder* luar PLN. *Simple-E* akan mengakomodasi proses proyeksi dengan menggunakan kaidah-kaidah ekonometri, yang akan menggambarkan analisa statistik antara setiap *driver* dengan variabel proyeksi yang dicari. Formula regresi yang terbentuk dari indikator-indikator penentu akan digunakan untuk memproyeksi penjualan ke depannya. Proyeksi *demand* sementara akan terbentuk, dan evaluasi lanjutan akan dilakukan untuk menganalisis kewajaran hasil serta memastikan bahwa semua potensi pelanggan telah terakomodasi di dalam proyeksi. Gambar di bawah memperlihatkan tahap-tahap metode perencanaan beban.



Gambar 5.3 Metode Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik dan Injeksi Pelanggan Besar

<u>Skenario Proyeksi Penjualan Berdasarkan Rencana Penambahan Konsumen Tegangan Tinggi</u>

Jika dari hasil analisa proyeksi *demand* sementara ditemukan bahwa masih diperlukan injeksi pelanggan besar (dalam hal proyeksi dari *Simple-E* belum mengakomodasi daftar potensi pelanggan besar yang sudah teridentifikasi), maka proyeksi penjualan sementara dari hasil perhitungan dengan aplikasi *Simple-E* akan diinjeksi dengan potensi pelanggan besar yang telah diidentifikasi dan dikelompokkan berdasarkan kriteria *confidence level*. Gambaran hasil dari proyeksi penjualan mempertimbangkan kriteria *confidence level* dan skema bisnis KTT adalah sebagai berikut:



Gambar 5.4 Pengaruh Proyeksi Penjualan terhadap Injeksi Pelanggan Besar
* Menggunkan model regresi linier

Terkait volatilitas pemakaian listrik sektor industri yang pada sebagian provinsi tidak bisa direfleksikan dari variabel-variabel atau *driver* regresi yang digunakan, maka dilakukan *expert judgement* untuk proyeksi *demand* pelanggan industri dengan tetap mempertimbangkan faktor-faktor kewajaran baik kewajaran pertumbuhan, penambahan daya tersambung maupun kewajaran jam nyala.
PLN selalu berkoordinasi dengan para *stakeholder* baik dari kementerian atau lembaga, asosiasi industri maupun secara langsung dengan calon investor untuk mendapatkan data potensi KTT. Terhadap setiap potensi yang ada, PLN perlu melakukan perencanaan lebih detail bersama calon KTT untuk mengukur *confidence level*/kepastian *demand*, keberlangsungan (*sustainability*) usaha calon KTT, rencana dan pola operasi, kebutuhan infrastruktur untuk melistriki calon KTT, kelayakan proyek serta memberlakukan *project due diligence* (PDD) pada waktu penandatanganan Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (PJBTL).

Upaya melistriki KEK, KI, *Smelter*, dan Program Pemerintah lainnya

Program pemerintah untuk membangun KEK, KI, kawasan strategis pariwisata nasional, Sentra Kelautan dan Perikanan Terpadu (SKPT), Destinasi Pariwisata Prioritas dan Super Prioritas, *Food Estate*, Pos Lintas Batas Negara (PLBN), dan program pemerintah lainnya juga mempengaruhi peningkatan permintaan listrik secara signifikan. Sebagai upaya PLN untuk mendukung program Pemerintah dalam meningkatkan Rasio Elektrifikasi maka PLN perlu melistriki semua masyarakat yang ada dalam wilayah usahanya. Hal ini secara langsung akan menjaga eksistensi wilayah usaha PLN dan sekaligus meningkatkan Rasio Elektrifikasi di Indonesia, khususnya pada daerah-daerah yang telah menjadi wilayah usaha PLN.
Seiring dengan program pemerintah untuk membangun KEK, PLN diharapkan dapat memenuhi kebutuhan listrik kawasan-kawasan yang telah dicanangkan pemerintah sebagai KEK. PLN dianggap mampu melistriki baik dengan melistriki langsung dengan pembangunan pembangkit atau jaringan ke kawasan maupun dengan pengalihan *captive power*. Berdasarkan Undang-Undang Nomor 39 Tahun 2009 tentang Kawasan Ekonomi Khusus dan sesuai dengan Peraturan Pemerintah tentang Kawasan Ekonomi Khusus, maka beberapa KEK yang telah ditetapkan dan telah dipertimbangkan dalam perhitungan *demand forecast* diantaranya adalah sebagai berikut:

1. KEK Arun Lhokseumawe, di Provinsi Aceh;
2. KEK Sei Mangkei, di Provinsi Sumatera Utara;
3. KEK Galang Batang, di Provinsi Kepulauan Riau;
4. KEK Tanjung Kelayang, di Provinsi Bangka Belitung;
5. KEK Tanjung Lesung, di Provinsi Banten;
6. KEK Kendal, di Provinsi Jawa Tengah;
7. KEK Singhasari, di Provinsi Jawa Timur;
8. KEK Mandalika, di Provinsi Nusa Tenggara Barat;
9. KEK Maloy Batuta Trans Kalimantan, di Provinsi Kalimantan Timur;
10. KEK Palu, di Provinsi Sulawesi Tengah;
11. KEK Bitung, di Provinsi Sulawesi Utara;
12. KEK Likupang, di Provinsi Sulawesi Utara;
13. KEK Morotai, di Provinsi Maluku Utara;
14. KEK Sorong, di Provinsi Papua Barat
15. KEK Lido, di Provinsi Jawa Barat;
16. KEK Nongsa, di Provinsi Kepulauan Riau (Batam);
17. KEK Batam Aero Techno, di Provinsi Kepulauan Riau (Batam);
18. KEK Gresik, di Provinsi Jawa Timur;
19. KEK Sanur, di Provinsi Bali;

20. KEK Kura-Kura Bali, di Provinsi Bali;
21. KEK Merauke, di Provinsi Papua Selatan.

Industri pertambangan dan *smelter* saat ini tumbuh dengan cepat sehubungan dengan pembatasan ekspor hasil tambang mineral yang tidak melalui proses pengolahan oleh pemerintah. Pembatasan ekspor tersebut, mendorong pihak swasta untuk membangun *smelter* dan pabrik pengolahan mineral di Indonesia. Pada umumnya, industri *smelter* dan pabrik pengolahan mineral hasil tambang membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga berdampak kepada besaran kebutuhan investasi pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan. Makin besar investasi yang dikeluarkan, tentu risiko investasi yang disebabkan tidak jadinya pembangunan *smelter* atau pabrik pengolahan *smelter* juga akan semakin besar. Untuk itu, perlu mitigasi dalam rangka mengukur tingkat kepastian pembangunan *smelter*, yang salah satunya dengan perubahan model PJBTL berbasis risiko yang lebih mengikat kedua belah pihak.

PLN telah mengidentifikasi proyeksi kebutuhan listrik dengan menindaklanjuti setiap rencana program-program pemerintah dan potensi pelanggan serta mengevaluasi rencana pasokan listrik untuk calon-calon pelanggan tersebut. Proyeksi kebutuhan tenaga listrik tersebut masih berupa indikasi dan dapat berubah sesuai dinamika perubahan *demand*. Rencana pasokan untuk beberapa KEK, KI, Destinasi Pariwisata Prioritas (DPP), Destinasi Pariwisata Super Prioritas (DPSP), Kawasan Strategis Pariwisata Nasional (KSPN), Sentra Kelautan dan Perikanan Terpadu (SKPT), *Food Estate* dan data pelanggan besar *smelter* diberikan pada Lampiran E.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan ekonomi daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Program Hilirisasi *Smelter*

Program Hilirisasi *Smelter* merupakan salah satu langkah strategis yang diambil pemerintah untuk meningkatkan ketahanan ekonomi dan memperkuat posisi Indonesia dalam ekonomi global. Program ini tidak hanya mendorong nilai tambah yang lebih besar dari pengolahan bahan mentah di dalam negeri, namun juga memberikan kontribusi yang signifikan pada pembangunan industri yang berkelanjutan dan inklusif. Diharapkan dengan adanya sinergi antara pemerintah, industri, dan masyarakat, Hilirisasi *Smelter* mampu membawa Indonesia menjadi pemain utama dalam industri berbasis tambang di masa depan.

Sebagai salah satu negara dengan kekayaan sumber daya mineral yang melimpah, Indonesia memiliki potensi besar untuk meningkatkan nilai tambah ekonominya melalui hilirisasi industri pertambangan. Program Hilirisasi *Smelter* diinisiasi untuk memastikan bahwa pengolahan dan pemurnian hasil tambang dilakukan di dalam negeri. Langkah strategis ini bertujuan untuk tidak hanya mengekspor bahan mentah, tetapi menghasilkan produk bernilai tinggi melalui proses pengolahan lanjutan. Sebagai salah satu pemasok utama bahan mentah seperti nikel, bauksit, tembaga, dan bijih besi ke pasar internasional, program hilirisasi yang digadangkan pemerintah dapat mencegah ketergantungan pada ekspor

bahan mentah. Berapa tujuan dari program hilirisasi adalah sebagai berikut:

1. Meningkatkan nilai tambah pada sektor mineral dan tambang;
2. Memperkuat kemandirian ekonomi melalui pengembangan industri manufaktur berbasis tambang;
3. Menyerap tenaga kerja lokal dan menciptakan lapangan pekerjaan baru;
4. Mengurangi ketergantungan impor bahan olahan dari luar negeri.

Dukungan PLN terhadap Pelaksanaan Program Hilirisasi *Smelter*

PLN memberikan dukungan penuh terkait infrastruktur ketenagalistrikan yang dibutuhkan untuk program hilirasi *smelter* baik di Sistem Kelistrikan Jawa-Bali maupun yang mulai berkembang pesat di Jawa-Bali. Hilirisasi melibatkan proses yang membutuhkan infrastruktur listrik yang cukup dan andal untuk tahapan sebagai berikut :

1. **Pengolahan mineral mentah** menjadi konsentrat;
2. **Pemurnian konsentrat** melalui *smelter* menjadi logam murni atau produk siap olah;
3. **Produksi barang industri lanjutan**, seperti komponen elektronik, baterai kendaraan listrik (EV), dan produk berbasis logam lainnya.

PLN siap mengembangkan infrastruktur ketenagalistrikan di setiap proses hilirisasi dengan memperhatikan tingkat kepastian dan tahapan masuknya *demand*.



Gambar 5.5 Hilirisasi SDA Pembangunan *Smelter*
Sumber: *Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional 2020-2024*

Rencana Penyediaan Listrik untuk Ibu Kota Negara Baru

Mengacu pada Undang-Undang Nomor 3 Tahun 2022 tentang Ibu Kota Negara (IKN), PLN siap dan berkomitmen untuk penyediaan listrik IKN secara ter integrasi. PLN akan menyediakan listrik beserta infrastrukturnya untuk IKN sesuai dengan tahapan pengembangan yang tercantum dalam rencana induk (*master plan*) yang telah ditetapkan melalui Peraturan Presiden Nomor 63 Tahun 2022 tentang Perincian Rencana Induk Ibu Kota Nusantara.

Tahapan persiapan, pembangunan dan pengembangan IKN sesuai rencana induk akan dilakukan dalam 5 tahap:

1. Tahap I Tahun 2022-2024;
2. Tahap II Tahun 2025-2029;
3. Tahap III Tahun 2030-2034;
4. Tahap IV Tahun 2035-2039;
5. Tahap V Tahun 2040-2045.

Estimasi kebutuhan listrik IKN adalah lebih kurang 1.000 MW sampai Tahun 2045 yang akan disiapkan secara bertahap sesuai tahapan pengembangan IKN tersebut. Tahapan pasokan energi untuk IKN pada Tahun 2025-2034 dapat dilihat pada Tabel 5.53 di bawah. Pengembangan IKN ditargetkan akan *ultimate* di Tahun 2045, yaitu dengan beban puncak sebesar 1 GW.

Tabel 5.53 Rencana Pasokan untuk IKN 2025-2034

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
MW	128,8	166,5	206,1	248,4	293,4	341,0	370,5	401,0	432,7	465,5
GWh	234	416	516	621	734	853	927	1.003	1.082	1.106,1

Rencana Infrastruktur IKN

Selain berkomitmen menyediakan listrik yang andal, PLN juga mendukung pengembangan sistem ketenagalistrikan IKN untuk dibangun dengan konsep *Smart*, *Green*, dan *Resilient*, yang diperkuat dengan sistem teknologi informasi dan komunikasi serta sistem digital yang terkoneksi di setiap titik IKN. PLN akan mewujudkan *Smart Grid* untuk mendukung pengembangan *smart city* di IKN.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik IKN pada Tahap I, yakni pasokan listrik masa konstruksi, PLN telah menyediakan suplai tegangan menengah 20 kV dan tegangan rendah 380/220 V dari jaringan eksisting.

Adapun untuk memenuhi kebutuhan listrik Tahap II, PLN akan membangun infrastruktur ketenagalistrikan sesuai dengan Keputusan Menteri ESDM Nomor 36.K/HK.02/MEM.S/2023 tentang Penugasan Pelaksanaan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan dan Gas Bumi untuk Kawasan Inti Pusat Pemerintahan Ibu Kota Nusantara, sebagai berikut:

1. GI 150 kV Kariangau *Ext* (Arah GIS 4 KIPP/Sepaku);
2. SUTT 150 kV Kariangau ke *Landing Point* GIS 4 KIPP/Sepaku;
3. SKTT/SUTT 150 kV Landing Point GIS 4 KIPP ke GIS 4 KIPP/Sepaku;
4. GIS 4 KIPP/Sepaku 150 kV;
5. Penyediaan PLTS 50 MW;
6. SKTT/SUTT untuk PLTS ke GIS 4/Sepaku;
7. Penyediaan Jaringan Distribusi;
8. Infrastruktur Pendukung Lainnya.

Pada penugasan infrastruktur poin 7 dan poin 8 tersebut, sebagai bentuk dari komitmen PLN dalam penyediaan pasokan yang andal dan kontinu PLN juga akan menyiapkan fasilitas *backup* daya. Dengan adanya pembangkit *backup* tersebut maka pada kondisi yang sangat *emergency* pasokan daya masih dapat di penuhi untuk beban-beban super VVIP. Lokasi penempatan fasilitas *backup* daya tersebut di tempatkan pada lokasi-lokasi strategis terutama untuk mendukung keandalan sistem TM dan sistem TR. Secara bertahap PLN akan menyiapkan fasilitas *backup* daya tersebut berbasiskan *clean energy*.

Selain pengembangan infrastruktur tersebut, PLN juga sudah mendesain sistem IKN dengan keandalan yang sangat tinggi. Untuk menyuplai merencanakan pengembangan sistem IKN jangka panjang sampai tahun 2033 dengan total kapasitas pengembangan infrastruktur transmisi dan Gardu Induk sebesar 920 kms dan 3.370 MVA dengan rincian sebagai tercantum dalam tabel 5.54 dan 5.55, detail *list project* transmisi dan GI untuk IKN tercantum dalam lampiran provinsi Kaltim. Dalam menyuplai

kebutuhan *demand* sebesar 432 MW (tahun 2033), PLN menyiapkan 7 pasokan sistem, yaitu 3 pasokan dari jalur SUTT 150 kV (dengan maksimum pasokan N-1 sebesar 1,3 GW), 2 Pasokan dari SUTET 500 kV (dengan maksimum pasokan N-1 sebesar 8 GW), 2 pasokan JTM (dengan maksimum pasokan sebesar 17 MW). Selain itu juga terdapat PLTS, dan Fasilitas *Backup* daya yang berlokasi di dalam IKN.
Di dalam internal sistem transmisi IKN sudah di konsepkan menggunakan jalur *backbone looping* UGC dengan kapasitas daya sebesar 1,2 GW di Sistem Kawasan Inti Pemerintah Pusat (KIPP). Di luar KIPP untuk Kawasan IKN juga disiapkan jalur *backbone looping* dengan kapasitas sebesar 450 MW.

Tabel 5.54 Rencana pengembangan Infrastruktur Transmisi IKN

Tegangan (KV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	-	34	450	22,6	-	51	-	-	-	4	561,6
500 kV	-	-	-	-	-	-	300	-	-	-	300
Total	-	34	450	22,6	-	51	300	-	-	4	861,6

Tabel 5.55 Rencana pengembangan Infrastruktur Gardu Induk IKN

Tegangan (KV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV	30	30	180	270	-	120	-	-	120	120	870
500 kV	-	-	-	-	-	-	2.500	-	-	-	2.500
Total	30	30	180	270	-	120	2.500	-	120	120	3.370

Selain dari sisi infrastruktur, PLN juga sudah berkomitmen untuk menyuplai listrik IKN menggunakan pembangkit EBT (secara bertahap). Sebagian besar suplai EBT adalah bersumber dari PLTA yang terkoneksi ke sistem Kalimantan, dan akan di evakuasi ke sistem IKN melalui jaringan SUTET 500 kV ataupun jaringan SUTT 150 kV.
Dengan adanya KPI instalasi kapasitas energi terbarukan memenuhi 100% kebutuhan IKN di Tahun 2045 sebagaimana tertuang dalam rencana induk, PLN akan menyelaraskan rencana pengembangan dan penyediaan listrik IKN dengan rencana pengembangan potensi EBT yang ada di sistem kelistrikan Kalimantan. Sebelum Tahun 2045, selama masa transisi, PLN akan menyediakan kebutuhan energi listrik yang berasal dari pembangkit EBT dan juga pembangkit berbahan bakar gas (*clean energy*). Untuk pembangkit yang instalasinya tidak berada di wilayah kawasan IKN, maka pembangkit tersebut akan di-*declare* sebagai pembangkit *dedicated* untuk IKN melalui skema *energy certificate*.
Dalam rencana pengembangan sistem Kalseltengtimra, total tambahan pembangkit EBT sampai tahun 2033 adalah sebesar 1,7 GW dengan rincian sebagaimana tercantum dalam lampiran Provinsi Kalteng, Kalsel, Kaltim, dan Kaltara. Dengan rencana pengembangan tersebut maka 100% kebutuhan daya IKN (pada Tabel 5.55) sudah dapat terpenuhi dari pembangkit EBT. Setelah tahun 2033 masih terdapat potensi EBT Kalimantan sampai dengan 14 GW yang dapat di kembangkan untuk mendukung seluruh kebutuhan beban IKN.
Kebijakan pemerintah untuk pemenuhan listrik IKN dari sumber EBT, mendorong percepatan pengembangan pembangkit EBT khususnya PLTA di Provinsi Kalimantan Utara dan Kalimantan Timur. PLTA tersebut akan disalurkan melalui SUTET dan GITET 500 kV. Pembangunan SUTET dan GITET ini selaras dengan *master plan* kelistrikan pulau Kalimantan, di mana seluruh provinsi di Pulau Kalimantan terinterkoneksi dengan *backbone* 500 kV.
Selain berkomitmen menyediakan listrik yang andal, PLN juga mendukung pengembangan sistem ketenagalistrikan IKN untuk dibangun dengan konsep *Smart, Green*, dan *Resilient*, yang diperkuat dengan sistem

teknologi informasi dan komunikasi serta sistem digital yang terkoneksi di setiap titik IKN. PLN akan mewujudkan *Smart Grid* untuk mendukung pengembangan *smart city* di IKN.

Rencana pengembangan sistem distribusi IKN

PLN selaku perusahaan BUMN diberikan Penugasan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) dalam mempersiapkan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan khususnya sistem distribusi di Ibu Kota Nusantara. PLN bertanggung jawab menyelenggarakan usaha penyediaan tenaga listrik jumlah dan mutu yang memadai serta berkomitmen ikut berpartisipasi dalam menyukseskan program pemerintah dalam pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan di wilayah Ibu Kota Nusantara (IKN). Perencanaan Pengembangan Sistem Distribusi di Ibu Kota Nusantara dengan mengusung konsep *Green*, *Smart and Beautiful*. Konsep ini memiliki arti yaitu dari sisi *Green* adalah listrik IKN akan diwujudkan melalui sumber pembangkit listrik berbasis energi baru dan terbarukan tanpa emisi dan dilengkapi dengan SPKLU sehingga menciptakan ekosistem perkotaan baru yang ramah lingkungan. Konsep *Smart* meliputi implementasi skema ***zero down time***, ***distribution automation system***, ***smart grid*** dan ***smart meter*** (*advanced metering infrastructure*/AMI). Sedangkan konsep *Beautiful* ditandai dengan penggunaan kabel bawah tanah yang terpasang dalam *Multi Utility Tunnel* (MUT) dengan desain bangunan yang futuristik.

***Hydrogen* Park IKN**

Nusantara Hypark adalah *Hidrogen park* di IKN yang memiliki fasilitas produksi, penyimpanan, dan pemanfaatan hidrogen secara terintegrasi. Fasilitas produksi hidrogen pada Nusantara Hypark menggunakan sumber energi terbarukan, seperti *PV*, *Wind Turbine*, atau *Municipal Solid Waste* (MSW). Fasilitas penyimpanan hidrogen dapat menggunakan berbagai teknologi, seperti *Compress Tank*, *Liquid Tank*, atau *Underground Storage*. Fasilitas pemanfaatan hidrogen dapat digunakan untuk berbagai keperluan, seperti transportasi, pembangkit listrik, dan industri. Tujuan pembangunan Nusantara *Hypark* adalah untuk mendukung pengembangan ekonomi hijau dan transisi energi menuju energi bersih. Nusantara *Hypark* menjadi solusi untuk mengurangi emisi karbon dari berbagai sektor, seperti transportasi, pembangkit listrik, dan industri.

Rencana Penyediaan Listrik untuk KEK, KI, dan Program Pemerintah lainnya di Papua

Pulau Papua merupakan wilayah yang masih sangat berpotensi untuk dikembangkan. Beberapa program telah ditetapkan Pemerintah untuk mendorong perkembangan Wilayah Papua, di antaranya pengembangan KEK, KI, SKPT, KSPN, *food estate,* dan PLBN Papua – PNG. Sebagai upaya PLN untuk mendukung program pemerintah tersebut telah direncanakan pengembangan infrastruktur baik pembangkit, transmisi dan gardu induk pada kawasan-kawasan yang telah dicanangkan pemerintah tersebut.

KEK Sorong merupakan salah satu program pengembangan KEK di Papua. KEK Sorong ditetapkan melalui Peraturan Pemerintah Nomor 31 Tahun 2016 sebagai Kawasan Ekonomi Khusus pertama di tanah Papua. KEK Sorong berlokasi di Distrik Mayamuk, dan dibangun di atas lahan seluas 523,7 Ha. Berdasarkan data Dewan Nasional Kawasan Ekonomi Khusus, kebutuhan listrik KEK Sorong diperkirakan mencapai 50 MW. Saat ini Sistem Kelistrikan Sorong memiliki beban puncak sebesar 47 MW dan dilayani oleh pembangkit PLTMG Sorong dengan bahan bakar gas. Pada Sistem Sorong akan dikembangkan pembangkit *hybrid* berbasis gas seperti PLTMG dengan pembangkit EBT setempat seperti PLTS dan PLTA.

KSPN Raja Ampat telah ditetapkan sebagai salah satu Kawasan Strategis Pariwisata Nasional (KSPN). Adanya KSPN Raja Ampat berpotensi mendorong pertumbuhan *demand* hingga sebesar 7%. Saat ini Sistem Raja Ampat memiliki beban puncak sebesar 4,3 MW dan dilayani oleh pembangkit PLTD. Beban di Sistem Raja Ampat diproyeksi akan tumbuh menjadi 6,7 MW di tahun 2033. Untuk mendukung KSPN Raja Ampat, PLN merencanakan pembangunan infrastruktur pembangkit *hybrid* berbasis gas seperti PLTMG dengan pembangkit EBT setempat seperti PLTS.

KI Bintuni. Kabupaten Teluk Bintuni memiliki potensi ekonomi di sektor energi (gas alam yang berada di Tangguh), pertanian, kehutanan, perikanan. Adanya KI Bintuni berpotensi mendorong pertumbuhan *demand* hingga sebesar 5%. Saat ini Sistem Bintuni memiliki beban puncak sebesar 5,7 MW dan dilayani oleh pembangkit PLTD. Beban di Sistem Bintuni diproyeksi akan tumbuh menjadi 9,9 MW di tahun 2033. PLN telah merencanakan pembangunan infrastruktur pembangkit *hybrid* berbasis gas seperti PLTMG dengan pembangkit EBT setempat seperti PLTS serta transmisi (SKLT/SKTM) untuk menyuplai Kawasan Industri Bintuni dengan tahapan sesuai kesiapan *demand*.

Pengembangan Kelistrikan Wilayah Fak-Fak. Kabupaten Fakfak memiliki potensi ekonomi di sektor:

1. Perikanan dan Kelautan (ikan dan rumput laut);
2. Pertanian dan Industri turunan (minyak pala dan sagu);
3. Perkebunan dan Kehutanan (kelapa, kopra, dan kayu);
4. Pariwisata.

Potensi pertumbuhan *demand* di Fak-Fak sebesar 5%. Saat ini Sistem Fak-Fak memiliki beban puncak sebesar 7,6 MW dan dilayani oleh pembangkit PLTD dan PLTM. Beban di Sistem Fak-Fak diproyeksi akan tumbuh menjadi 12 MW di tahun 2033. Untuk mendukung pengembangan Wilayah Fak-Fak, PLN merencanakan pembangunan infrastruktur pembangkit *hybrid* berbasis gas seperti PLTMG dengan pembangkit EBT setempat seperti PLTS.

KEK Merauke merupakan KEK berbasis pangan dan energi (*food estate Merauke*). Estimasi kebutuhan daya Listrik KEK Merauke sebesar 2.600 MVA yang dibagi menjadi 3 tahap yaitu tahap 1 sebesar 820 MVA, tahap 2 hingga 1700 MVA, dan tahap 3 menjadi 2.600 MVA. Kebutuhan daya untuk setiap tahap tersebut akan dipenuhi oleh konsultan KEK dan juga PLN. Kebutuhan listrik dari PLN setiap tahap sebesar 4,8 MVA sehingga total pasokan listrik dari PLN untuk KEK Merauke sebesar 14,4 MVA. Untuk memenuhi kebutuhan listrik di KEK Merauke, PLN merencanakan pembangunan infrastruktur pembangkit *hybrid* berbasis gas seperti PLTG/MG/GU dengan pembangkit EBT setempat seperti PLTB dan PLTS.

Pelaksanaan pengembangan infrastruktur pembangkit, transmisi dan gardu induk untuk mendukung program-program pemerintah di Papua akan disesuaikan dengan kepastian *demand* yang berkembang.

Selain program-program pemerintah di atas, terdapat beberapa program lain di Papua yang dijabarkan pada Lampiran C.

Pengembangan Pasar *Beyond* Indonesia

Dalam rangka memperluas bisnis, PLN juga menyiapkan dan mendukung pengembangan infrastruktur untuk ekspor listrik lintas negara antara lain ke Singapura, Malaysia, Papua Nugini, dan Timor Leste yang didominasi oleh energi baru terbarukan. Hal ini menunjukkan dedikasi dalam mendukung transisi energi bersih di kawasan regional.

Dalam konteks bisnis energi yang semakin global, peran PLN sebagai penyedia listrik terbesar di Indonesia tidak hanya terbatas pada memenuhi kebutuhan listrik domestik, tetapi juga potensial ekspor listrik ke negara tetangga.

V.4.1 Pertumbuhan Ekonomi

Pertumbuhan ekonomi dalam pengertian yang sederhana adalah proses meningkatkan *output* barang dan jasa. Proses tersebut memerlukan tenaga listrik sebagai salah satu *input* untuk menunjangnya, di samping *input-input* barang dan jasa lainnya. Di samping itu, hasil dari pertumbuhan ekonomi adalah peningkatan pendapatan masyarakat yang mendorong peningkatan permintaan barang-barang/peralatan listrik seperti televisi, pendingin ruangan, lemari es dan lainnya. Akibatnya permintaan tenaga listrik akan meningkat.

Pertumbuhan perekonomian Indonesia dinyatakan dalam produk domestik bruto (PDB). Dalam metode proyeksi dengan regresi, analisis hubungan historis di masa lalu antara pertumbuhan ekonomi dan penjualan tenaga listrik akan direfleksikan dalam formulasi matematis yang fit dan digunakan untuk memproyeksi penjualan di masa yang akan datang.

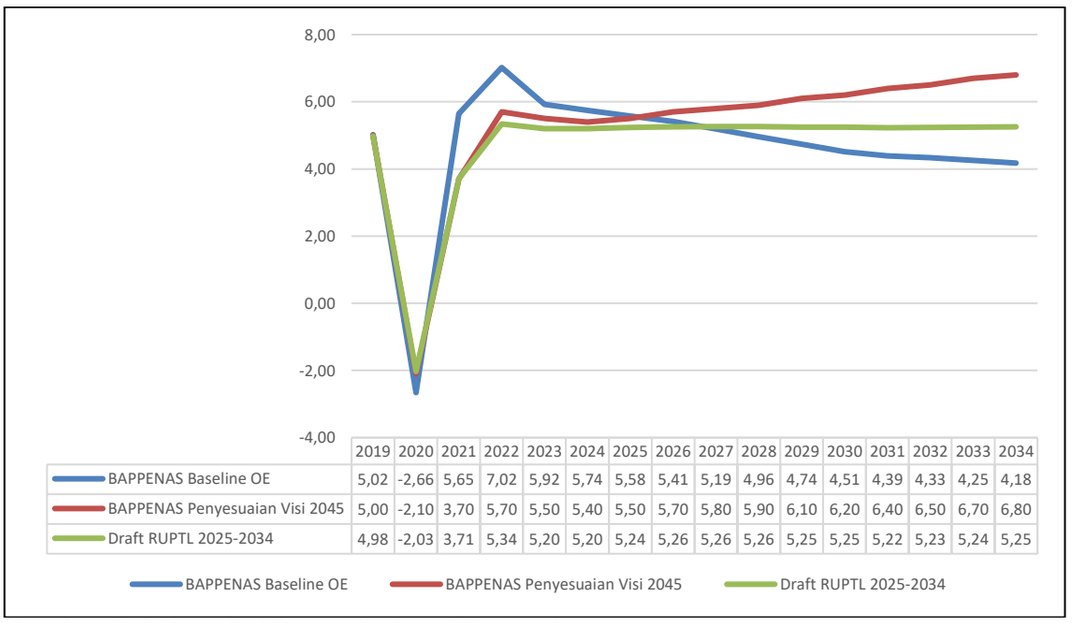
Analisis pertumbuhan ekonomi dalam hubungannya dengan penjualan biasanya dikaitkan dengan elastisitas penjualan terhadap pertumbuhan ekonomi. Elastisitas menggambarkan berapa besar signifikansi pertumbuhan ekonomi berdampak pada kenaikan penjualan tenaga listrik. Rata-rata elastisitas Tahun 2004-2014 adalah 1,3. Elastisitas ini menurun di Tahun 2015 yaitu 0,4, ketika pertumbuhan ekonomi 4,79 % dan penjualan hanya tumbuh sekitar 2,1%. Tahun 2016 elastisitas kembali tinggi yaitu 1,3 namun turun kembali di Tahun 2017 menjadi 0,7 ketika pertumbuhan ekonomi 5,2% tidak dapat mendongkrak konsumsi listrik yang hanya mencapai angka 3,6%. Menurunnya angka elastisitas tersebut diperkirakan salah satu penyebabnya adalah berkembangnya sektor usaha yang tidak banyak menggunakan listrik.

Jika dilihat dari historis pertumbuhan ekonomi, tahun 2009 ekonomi tumbuh relatif rendah (4,6%) disebabkan oleh krisis finansial global yang terjadi pada Tahun 2008 dan berlanjut ke Tahun 2009. Perekonomian Indonesia kembali pulih pada Tahun 2010 dengan pertumbuhan 6,2% dan menguat pada Tahun 2011 sebesar 6,5% yang kemudian menurun kembali di Tahun 2012 dan 2013 dengan pertumbuhan ekonomi berturut-turut 6,3% dan 5,7%. Pertumbuhan ekonomi tahun 2014 semakin menurun ke 5,1% diakibatkan masih belum membaiknya perekonomian global sehingga mempengaruhi permintaan akan produk ekspor Indonesia. Pertumbuhan ekonomi mengalami penurunan pada Tahun 2015, tumbuh hanya 4,79%. Pada tahun tersebut juga terjadi penurunan penjualan listrik yang cukup drastis terutama pada sektor industri. Pada Tahun 2016, terjadi peningkatan penjualan ke angka 6,6% sementara pertumbuhan ekonomi naik sekitar 5,1%. Namun hingga akhir Tahun 2019, elastisitas pertumbuhan penjualan terhadap pertumbuhan ekonomi masih di bawah 1. Pada Tahun 2020 saat terjadi pandemi COVID-19, elastisitas pertumbuhan penjualan mengalami kontraksi/penurunan yang sangat tajam menjadi 0,39 hal ini disebabkan terjadinya penurunan sekitar 4,6 TWh, yaitu di sektor industri, diikuti oleh sektor bisnis, dan sosial dengan mayoritas penurunan terjadi di Pulau Jawa. Selanjutnya, elastisitas pertumbuhan penjualan mengalami peningkatan yang tajam sebesar 1,56 di Tahun 2021 dan kembali menjadi di bawah 1 pada Tahun 2022 yaitu sebesar 0,99. Angka elastisitas pada tahun 2023 mengalami perbaikan menjadi 1,03 yang menunjukkan masih besarnya kebutuhan listrik untuk menopang pertumbuhan ekonomi.

Proyeksi Pertumbuhan Ekonomi

Terjadinya pandemi COVID-19 yang dampaknya mulai terlihat dari penurunan penjualan tenaga listrik di bulan April 2020, menyebabkan proyeksi pertumbuhan ekonomi kondisi normal (sebelum pandemi) harus direvisi. Konsultan UGM dan PLN menyusun kembali skenario

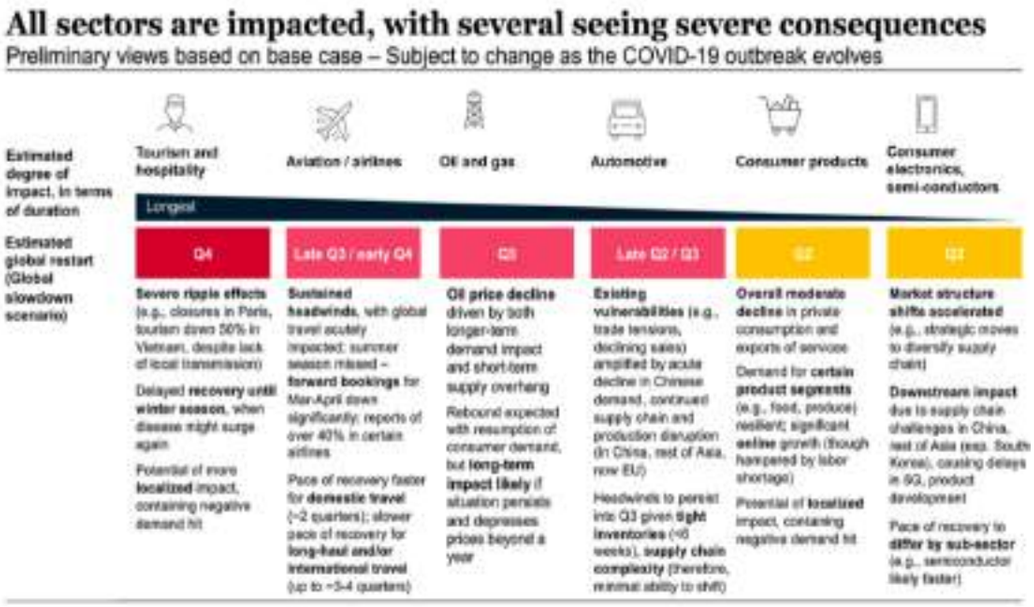
pertumbuhan ekonomi. Skenario pertumbuhan ekonomi tersebut masih berada pada rentang BAPPENAS *Baseline Oxford Economy* (rata-rata 4,9%) dan BAPPENAS penyesuaian Visi Tahun 2045 (rata-rata 6,0%) dari proyeksi pertumbuhan ekonomi yang disusun oleh BAPPENAS. Rata-rata pertumbuhan ekonomi per tahun selama sepuluh tahun periode 2025-2034 untuk skenario moderat 5,2%. Selain itu, angka proyeksi pertumbuhan ekonomi tersebut telah sesuai dengan kesimpulan rapat asumsi ekonomi makro yang diadakan Ditjen Gatrik Tanggal 17-18 Juli 2023 yang dihadiri DJK, BAPPENAS, KEMENPERIN dan Sekretaris Dewan Nasional KEK. Kedua skenario tersebut sebagaimana ditampilkan pada Gambar 5.6.



	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
BAPPENAS Baseline OE	5,02	-2,66	5,65	7,02	5,92	5,74	5,58	5,41	5,19	4,96	4,74	4,51	4,39	4,33	4,25	4,18
BAPPENAS Penyesuaian Visi 2045	5,00	-2,10	3,70	5,70	5,50	5,40	5,50	5,70	5,80	5,90	6,10	6,20	6,40	6,50	6,70	6,80
Draft RUPTL 2025-2034	4,98	-2,03	3,71	5,34	5,20	5,20	5,24	5,26	5,26	5,26	5,25	5,25	5,22	5,23	5,24	5,25

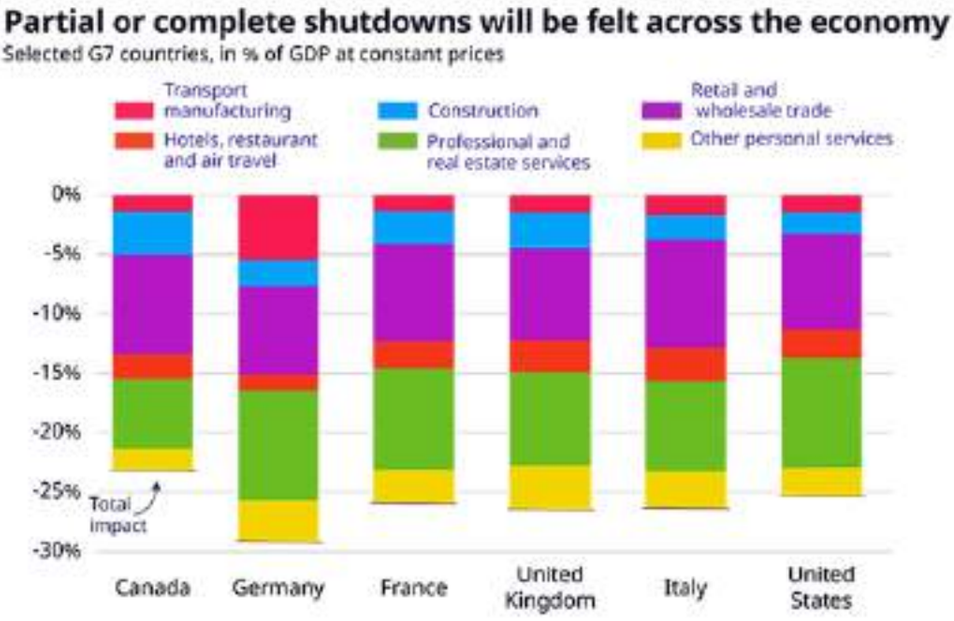
Gambar 5.6 Proyeksi Pertumbuhan Ekonomi

Kedua skenario dari Bappenas tersebut disusun dengan memperhatikan dampak COVID-19 terhadap ke 17 (tujuh belas sektor lapangan usaha) penyusun pertumbuhan ekonomi. Setiap sektor di analisa waktu pemulihannya. Secara presisi, sangat sulit untuk menentukan kapan kejadian ini akan berakhir dan normal kembali. Namun demikian, beberapa prediksi dapat dijadikan acuan awal bagaimana pandemi ini memberikan dampak bagi pertumbuhan ekonomi, khususnya dampak terhadap 17 sektor ekonomi dan kapan waktu pulih (*recovery time*) dari sektor ekonomi terdampak COVID-19. *McKinsey* dalam *Global Report* 03 Maret 2020, memberikan gambaran prediksi *recovery time* beberapa sektor usaha seperti ditunjukkan pada Gambar 5.7. Gambar tersebut memperlihatkan bahwa sektor pariwisata dan penerbangan akan mengalami dampak paling lama, sedangkan industri elektronik dan produk konsumsi akan memiliki *recovery time* tercepat.



Gambar 5.7 Waktu Pulih Beberapa Sektor Usaha

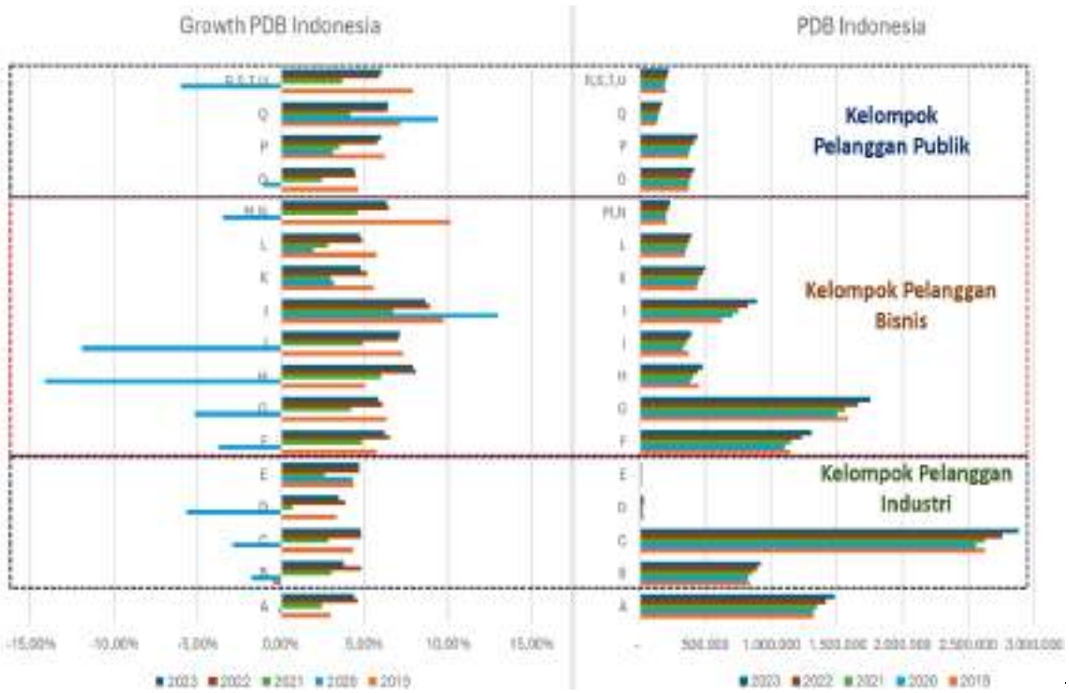
Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) dalam *G20 summit on outlook for global economy* 27 Maret 2020 menyusun prediksi dampak *partial* maupun *complete shutdown* pada enam negara anggota OECD seperti ditunjukkan pada Gambar 5.8. Berdasarkan hasil analisa tersebut, dapat diperkirakan rata-rata guncangan ekonomi pada negara-negara terdampak COVID-19 yang menerapkan pembatasan sosial di masing-masing sektor ekonomi. Dengan membandingkan proporsi dampak tersebut dengan besarnya guncangan ekonomi yang diterima masing-masing negara, dapat dilakukan prediksi pertumbuhan ekonomi terdampak COVID-19 untuk Indonesia, di mana dampak terhadap perekonomian Indonesia diprediksi tidak separah keenam negara OECD tersebut.



Gambar 5.8 Dampak *Shutdown* terhadap Sektor Ekonomi 6 Negara OECD

***Recovery* Sektor Pertumbuhan Ekonomi**

Setiap sektor ekonomi pulih dengan kecepatan yang berbeda. Grafik di bawah memperlihatkan *recovery* setiap sektor lapangan usaha yang dikelompokkan dalam sektor pelanggan Bisnis, Industri dan Publik untuk memperlihatkan pemulihan *demand* listrik di setiap kelompok pelanggan. *Recovery* dibandingkan dengan kondisi normal di 2019.



Gambar 5.9 *Recovery* PDB per Sektor Lapangan Usaha

PDB untuk kelompok **Rumah Tangga**, terdiri dari lapangan usaha :
- Total (Tanpa Migas ; sektor B.1 dan C.1)

PDB untuk kelompok **Publik**, terdiri dari lapangan usaha :

O.	Administrasi Pemerintahanan, Pertahanan dan Jaminan Sosial
P.	Jasa Pendidikan
Q.	Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial
R,S,T,U	Jasa Lainnya

PDB untuk kelompok **Bisnis**, terdiri dari (F sd. N) :

F.	Konstruksi
G.	Perdagangan Besar dan Eceran, Reparasi Mobil dan Sepeda Motor
H.	Transportasi dan Pergudangan
I.	Penyediaan Akomodasi dan makan, minuman
J.	Informasi dan komunikasi
K.	Jasa Keuangan
L.	Real Estate
M,N	Jasa Perusahaan

PDB untuk kelompok **Industri**, terdiri dari lapangan usaha :

B.	Pertambangan dan Penggalian, **kecuali** B.1 Pertambangan Migas dan Panas Bumi
C.	Industri Pengolahan, **kecuali** C.1 Industri Batubara dan Pengilangan Migas
D.	Pengadaan Listrik dan Gas
E.	Pengadaan Air

Gambar 5.10 Pengelompokan Sektor PDB terhadap Sektor Pelanggan PLN

Growth Produk Domestik Bruto (PDB) dan nominal PDB memperlihatkan umumnya sektor ekonomi pada kelompok pelanggan bisnis sebagian besar pulih pada tahun 2021, sedangkan sektor ekonomi pada kelompok pelanggan industri mulai pulih tahun 2022. Sementara, sektor publik terdampak minim oleh pandemi COVID-19.

Hilirisasi merupakan salah satu fokus utama dalam pengembangan ekonomi Indonesia. Pemerintah mendorong hilirisasi di berbagai sektor industri untuk meningkatkan nilai tambah produk serta menyerap lebih banyak tenaga kerja. Langkah strategis yang diambil oleh Indonesia untuk meningkatkan nilai tambah produk sumber daya alam melalui pengolahan dan pemrosesan di dalam negeri. Kebijakan ini bertujuan untuk mendorong transformasi ekonomi dari negara berbasis ekspor bahan mentah menjadi negara berbasis industri bernilai tinggi. Salah

satu elemen kunci dalam keberhasilan hilirisasi adalah pengembangan Kawasan Industri (KI) dan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK).
Selain itu dibidang teknologi, *data center* memainkan peran penting dalam mendorong ekonomi digital Indonesia dengan menyediakan infrastruktur untuk menyimpan dan mengelola data dalam jumlah besar. Kehadirannya mendukung pertumbuhan bisnis digital seperti *e-commerce, fintech,* dan *startup*, sekaligus membantu UMKM menjalankan usaha secara lebih efisien melalui layanan berbasis *cloud*. Data *center* juga memiliki dampak signifikan pada konsumsi listrik karena membutuhkan daya yang besar untuk menjalankan server dan sistem pendinginnya. Dengan penambahan pusat-pusat pertumbuhan ekonomi baru di atas diharapkan pertumbuhan ekonomi akan menuju ke 8%.

V.4.2 Pertumbuhan Penduduk

Sumber data penduduk hanya tersedia secara periodik, yaitu Sensus Penduduk (SP) pada tahun-tahun yang berakhiran dengan angka 0 (nol) dan Survei Penduduk Antar Sensus (SUPAS) pada pertengahan dua sensus atau tahun-tahun yang berakhiran dengan angka 5 (lima). Jumlah penduduk Indonesia pada Tahun 2010 adalah 238,6 juta orang dan jumlah rumah tangga 61,2 juta KK berdasar sensus penduduk Tahun 2010. Sedangkan untuk memperkirakan jumlah penduduk hingga Tahun 2033, PLN menggunakan laju pertumbuhan penduduk dari Buku Proyeksi Penduduk Bappenas-BPS-UNFPA 2020-2050 hasil SUPAS Tahun 2020.

V.4.3 Tarif Listrik

Indikator tarif listrik memberikan efek yang berbeda terhadap permintaan listrik dibandingkan dengan indikator pertumbuhan ekonomi dan pertumbuhan penduduk. Kecenderungannya, peningkatan tarif listrik akan menekan konsumsi listrik hingga suatu titik tertentu. Observasi dari data historis penjualan PLN memperlihatkan kecenderungan masyarakat (konsumen rumah tangga), industri dan bisnis untuk menekan atau mengurangi konsumsi listrik ketika harga listrik meningkat. Dengan memasukkan tarif listrik, sebagian efek penurunan pemakaian listrik dari program efisiensi energi ataupun program konservasi energi dapat digambarkan.
Agar dapat menjalankan kewajiban melakukan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum, PLN membutuhkan pembiayaan yang mencukupi disertai keuntungan yang wajar (*revenue requirement*) agar operasional perusahaan dapat berkesinambungan secara terus menerus. Sumber pembiayaan tersebut dapat bersumber dari penjualan tenaga listrik kepada konsumen dan pendapatan yang diperoleh dari pemerintah. Untuk memenuhi *revenue requirement* tersebut, pemerintah melalui Peraturan Menteri Keuangan Nomor 44/PMK.02/2017 menetapkan konsep *cost plus margin* sebagai dasar perhitungannya.
Berdasarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 28 Tahun 2016, terdapat 38 golongan tarif konsumen yang dilayani oleh PLN. Seluruh golongan tarif tersebut dapat dikelompokkan menjadi 2, yaitu golongan tarif subsidi dan golongan tarif non-subsidi. Terdapat 25 golongan tarif subsidi dan 13 golongan tarif non-subsidi.
Tarif subsidi ditetapkan oleh pemerintah dengan besaran yang lebih rendah dari biaya pokok produksi (BPP) tenaga listrik. Tarif non-subsidi ditetapkan oleh pemerintah dengan besaran yang disesuaikan setiap 3 bulan berdasarkan perubahan makro ekonomi (kurs, ICP, inflasi) dan

perubahan harga patokan batubara. Basis acuan besaran tarif non-subsidi dan subsidi menggunakan nilai BPP ditambah margin 7%.

Kebijakan tarif juga terkait dengan upaya penyediaan pasokan listrik untuk memasok potensi pelanggan besar. Beberapa pelanggan besar dipasok dengan infrastruktur yang khusus diperuntukkan hanya untuk melayani pelanggan bersangkutan. Hal ini biasanya dilakukan pada pelanggan yang berlokasi relatif jauh dari *grid* eksisting Untuk pelanggan tersebut, kebijakan pemberian tarif sesuai kesepakatan *business to business* diterapkan.

Salah satu hal penting mengenai kebijakan pemerintah mengenai tarif tenaga listrik adalah bahwa tarif tenaga listrik secara bertahap dan terencana diarahkan untuk mencapai nilai keekonomiannya. Proyeksi tarif listrik tahun-tahun ke depan pada RUPTL ini disesuaikan dengan proyeksi inflasi. Pada dasarnya dalam penentuan tarif listrik untuk jangka pendek (bulanan), PLN juga mempertimbangkan Harga Minyak Mentah Indonesia (*Indonesia Crude Price*/ICP) dan nilai Kurs. Namun mengingat kondisi saat ini di mana harga minyak mentah di pasar dunia terus mengalami fluktuasi yang relatif cepat, maka ICP tidak dimasukkan dalam proyeksi jangka panjang tarif listrik di RUPTL ini.

V.4.4 Rasio Elektrifikasi

Menurut PP Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN) Rasio Elektrifikasi adalah perbandingan jumlah rumah tangga berlistrik dengan jumlah rumah tangga total. Data Rasio Elektrifikasi digunakan untuk mengukur kemajuan dalam penyediaan listrik, khususnya di daerah-daerah terpencil dan tertinggal. Angka Rasio Elektrifikasi yang digunakan merujuk pada RUKN, dengan asumsi jumlah rumah tangga berdasarkan data BPS. Dalam proyeksi dengan aplikasi *Simple-E*, target rasio elektrifikasi digunakan untuk menghitung jumlah tambahan pelanggan rumah tangga. Sehingga ketika Rasio Elektrifikasi sudah mencapai 100%, maka tambahan pelanggan ke depan semestinya sebesar tambahan jumlah rumah tangga. Namun kasus di beberapa provinsi ditemukan bahwa ketika Rasio Elektrifikasi sudah mencapai 100%, pelanggan sektor rumah tangga masih bertambah secara signifikan dan melampaui asumsi tambahan jumlah rumah. Oleh karena itu, untuk provinsi-provinsi tertentu, digunakan asumsi jumlah rumah dan bukan jumlah rumah tangga.

Rasio Elektrifikasi dihitung oleh Kementerian ESDM yang dalam hal ini melalui Ditjen Ketenagalistrikan dengan periode triwulanan (April, Juli, Oktober, dan Januari) setelah diverifikasi bersama *stakeholder* terkait (Ditjen EBTKE, Itjen KESDM, Setjen DEN, PLN, BPS, KSP, Kemenkomarinvest, Kemendagri dan Kemendes) serta dituangkan dalam Berita Acara.

V.4.5 Asumsi yang Digunakan untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan

Beberapa data yang digunakan untuk pemodelan proyeksi tenaga listrik Indonesia yang meliputi data-data historis sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 5.56. Sedangkan data pemodelan untuk wilayah operasi diperlihatkan pada Tabel 5.57 hingga Tabel 5.60.

Tabel 5.56 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sumatera)

Uraian	Satuan	2015	2016	2017	2018	2019
Jumlah Penduduk	Juta	55,27	56,12	56,95	57,76	58,56
Pertumbuhan Penduduk	%	1,58	1,53	1,48	1,43	1,38
Inflasi	%	3.35	3.02	3.61	3.13	2.72
Pertumbuhan PDRB	%	3,66	3,48	4,28	4,52	4,55
PDRB Bisnis	%	5,03	5,29	6,20	6,01	6,17
PDRB Publik	%	7,14	3,08	5,25	5,68	5,65
PDRB Industri	%	1,61	2,07	2,29	3,27	3,13
Penjualan Tenaga Listrik** :						
a. Rumah Tangga	GWh	16.889,37	17.902,42	18.755,53	18.922,31	20.101,51
b. Bisnis	GWh	4.778,21	5.129,01	5.430,84	5.885,78	6.329,74
c. Publik	GWh	2.598,05	2.810,84	2.952,53	3.198,03	3.430,20
d. Industri	GWh	4.901,52	5.135,81	5.904,82	6.606,22	6.836,59
Pelanggan** :						
a. Rumah Tangga	Plg	10.971.567	11.561.395	12.307.982	13.092.200	13.785.308
b. Bisnis	Plg	559.921	619.406	683.818	736.181	772.070
c. Publik	Plg	305.628	330.328	359.932	389.060	415.474
d. Industri	Plg	7.950	8.811	9.745	11.040	11.429
Pendapatan** :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	13.215.414	14.296.797	19.120.990	20.812.115	21.988.021
b. Bisnis	Juta Rp	6.070.114	6.203.632	6.757.533	7.400.371	7.958.749
c. Publik	Juta Rp	3.064.870	3.141.380	3.369.946	3.660.944	3.884.553
d. Industri	Juta Rp	5.610.844	5.436.663	6.450.351	7.235.580	7.586.549
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	782,47	798,60	1.019,49	1.099,87	1.093,85
b. Bisnis	Rp/kWh	1.270,38	1.209,52	1.244,29	1.257,33	1.257,36
c. Publik	Rp/kWh	1.179,68	1.117,60	1.141,38	1.144,75	1.132,46
d. Industri	Rp/kWh	1.144,71	1.058,58	1.092,39	1.095,27	1.109,70
Rasio Pelanggan Rumah Tangga***	%	82,83	86,08	90,41	95,10	96,26
Rasio Elektrifikasi****	%	88,21	90,46	94,74	98,80	99,26

Uraian	Satuan	2020	2021	2022	2023	2024*
Jumlah Penduduk	Juta	58,56	59,19	59,98	60,82	61,58
Pertumbuhan Penduduk	%	-0,01	1,07	1,34	1,40	1,25
Inflasi	%	1.68	1.87	5.51	2.28	2.29
Pertumbuhan PDRB	%	- 1,20	3,18	4,69	4,48	4,45
PDRB Bisnis	%	- 3,53	4,04	6,80	6,80	6,80
PDRB Publik	%	0,18	3,03	3,27	4,67	4,50
PDRB Industri	%	- 1,26	2,56	3,30	3,51	3,61
Penjualan Tenaga Listrik** :						
a. Rumah Tangga	GWh	21.385,71	22.247,25	22.518,67	23.538,00	25.085,31
b. Bisnis	GWh	6.127,02	6.498,91	7.116,10	7.930,49	8.561,64
c. Publik	GWh	3.349,50	3.513,55	3.807,74	4.125,86	4.313,85
d. Industri	GWh	7.061,64	8.541,12	10.106,93	10.538,18	11.700,36
Pelanggan** :						
a. Rumah Tangga	Plg	14.445.747	15.133.500	15.681.558	16.331.246	16.643.166
b. Bisnis	Plg	824.750	896.583	986.615	1.020.051	1.092.498
c. Publik	Plg	440.428	468.447	491.496	508.417	527.429
d. Industri	Plg	12.799	19.249	22.764	24.488	25.215
Pendapatan** :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	21.127.273	22.667.666	25.069.156	26.657.471	31.207.256
b. Bisnis	Juta Rp	7.521.909	7.944.922	8.857.950	9.997.128	11.952.585
c. Publik	Juta Rp	3.770.057	3.896.545	4.476.030	5.022.279	5.533.262
d. Industri	Juta Rp	7.755.342	8.715.109	9.604.549	10.053.022	12.286.579
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	987,92	1.018,90	1.113,26	1.132,53	1.244,04
b. Bisnis	Rp/kWh	1.227,66	1.222,50	1.244,78	1.260,59	1.396,06
c. Publik	Rp/kWh	1.125,56	1.109,01	1.175,51	1.217,27	1.282,67
d. Industri	Rp/kWh	1.098,24	1.020,37	950,29	953,96	1.050,10
Rasio Pelanggan Rumah Tangga***	%	97,34	98,65	98,52	98,59	98,59
Rasio Elektrifikasi****	%	99,65	99,94	99,98	99,99	99,99

Data historis penjualan dan pelanggan listrik Tarakan dimasukkan dari awal

* Pada Tahun 2024 penjualan tenaga listrik, pelanggan, pendapatan dan Tarif merupakan realisasi s.d Oktober 2024

** Sumber Data SILM, untuk penjualan tenaga listrik, pelanggan, pendapatan dan tarif Tahun 2014 - 2024

***Rumah tangga berlistrik PLN

****Rumah tangga berlistrik PLN, Non PLN, dan LTSHE

Tabel 5.57 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Jawa-Madura-Bali)

Uraian	Satuan	2015	2016	2017	2018	2019
Jumlah Penduduk	Juta	149,30	150,88	152,42	153,93	155,40
Pertumbuhan Penduduk	%	1,09	1,06	1,02	0,99	0,96
Inflasi	%	3.35	3.02	3.61	3.13	2.72
Pertumbuhan PDRB	%	5,49	5,62	5,62	5,71	5,47
PDRB Bisnis	%	6,16	6,49	6,65	6,27	6,69
PDRB Publik	%	6,31	5,94	4,44	6,57	6,18
PDRB Industri	%	4,70	4,66	5,21	5,65	4,00
Penjualan Tenaga Listrik** :						
a. Rumah Tangga	GWh	58.626	61.586	61.724	63.748	67.308
b. Bisnis	GWh	26.947	29.003	30.318	31.847	33.514
c. Publik	GWh	8.345	8.961	9.291	9.900	11.044
d. Industri	GWh	56.980	60.654	63.728	67.293	67.433
Pelanggan** :						
a. Rumah Tangga	Plg	36.643.172	38.161.143	39.981.280	41.862.708	43.826.144
b. Bisnis	Plg	1.743.298	1.983.251	2.219.063	2.356.995	2.409.143
c. Publik	Plg	1.032.852	1.109.118	1.193.189	1.272.937	1.359.009
d. Industri	Plg	50.626	55.730	61.312	70.861	86.732
Pendapatan** :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	50.609.136	53.362.112	65.386.200	70.316.484	73.736.093
b. Bisnis	Juta Rp	34.672.944	34.801.976	37.538.172	39.459.693	42.482.664
c. Publik	Juta Rp	9.307.840	9.480.411	10.003.688	10.613.000	11.347.434
d. Industri	Juta Rp	65.637.536	64.291.649	69.359.217	73.209.737	74.004.105
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	863	866	1.059	1.103	1.096
b. Bisnis	Rp/kWh	1.287	1.200	1.238	1.239	1.268
c. Publik	Rp/kWh	1.115	1.058	1.077	1.072	1.027
d. Industri	Rp/kWh	1.152	1.060	1.088	1.088	1.097
Rasio Pelanggan Rumah Tangga***	%	91,43	94,33	97,93	98,38	97,01
Rasio Elektrifikasi****	%	91,78	94,68	98,28	99,99	99,36

Uraian	Satuan	2020	2021	2022	2023	2024*
Jumlah Penduduk	Juta	155,91	157,15	158,70	160,18	161,49
Pertumbuhan Penduduk	%	0,33	0,80	0,98	0,93	0,82
Inflasi	%	1.68	1.87	5.51	2.28	2.29
Pertumbuhan PDRB	%	-2,68	3,52	5,30	5,58	5,58
PDRB Bisnis	%	-2,78	4,10	5,97	7,02	6,54
PDRB Publik	%	-0,13	0,81	4,21	5,47	5,52
PDRB Industri	%	-4,33	3,96	5,04	3,84	4,71
Penjualan Tenaga Listrik** :						
a. Rumah Tangga	GWh	72.765	74.383	74.536	78.150	82.812
b. Bisnis	GWh	30.396	31.342	35.981	39.924	42.484
c. Publik	GWh	10.085	10.323	11.447	12.351	13.046
d. Industri	GWh	61.395	67.746	72.454	72.339	77.714
Pelanggan** :						
a. Rumah Tangga	Plg	45.380.983	46.939.717	48.352.302	50.031.226	50.786.651
b. Bisnis	Plg	2.511.639	2.705.769	2.916.718	3.069.474	3.083.261
c. Publik	Plg	1.413.675	1.482.546	1.543.562	1.610.827	1.635.577
d. Industri	Plg	110.555	131.442	147.495	162.775	175.185
Pendapatan** :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	71.777.533	75.749.077	83.909.418	90.695.724	99.988.532
b. Bisnis	Juta Rp	37.423.705	38.422.776	44.904.836	51.191.012	56.298.324
c. Publik	Juta Rp	10.723.694	10.838.437	12.801.887	14.608.084	16.165.836
d. Industri	Juta Rp	66.776.445	74.003.512	79.427.209	77.818.640	94.747.272
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	986	1.018	1.126	1.161	1.207
b. Bisnis	Rp/kWh	1.231	1.226	1.248	1.282	1.325
c. Publik	Rp/kWh	1.063	1.050	1.118	1.183	1.239
d. Industri	Rp/kWh	1.088	1.092	1.096	1.076	1.219
Rasio Pelanggan Rumah Tangga***	%	98,94	99,07	99,39	99,77	99,77
Rasio Elektrifikasi****	%	99,58	99,70	99,83	99,90	99,90

Data historis penjualan dan pelanggan listrik Tarakan dimasukkan dari awal

* Pada Tahun 2024 penjualan tenaga listrik, pelanggan, pendapatan dan Tarif merupakan realisasi s.d Oktober 2024

** Sumber Data SILM, untuk penjualan tenaga listrik, pelanggan, pendapatan dan tarif Tahun 2014 - 2024

***Rumah tangga berlistrik PLN

****Rumah tangga berlistrik PLN, Non PLN, dan LTSHE

Tabel 5.58 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Kalimantan)

Uraian	Satuan	2015	2016	2017	2018	2019
Jumlah Penduduk	Juta	15,34	15,63	15,92	16,21	16,49
Pertumbuhan Penduduk	%	1,96	1,90	1,85	1,79	1,74
Inflasi	%	3.35	3.02	3.61	3.13	2.72
Pertumbuhan PDRB	%	1,38	2,00	4,34	3,85	4,96
PDRB Bisnis	%	4,84	4,06	6,52	6,36	5,40
PDRB Publik	%	7,47	4,34	3,82	6,15	5,74
PDRB Industri	%	-1,63	0,39	3,03	1,64	4,57
Penjualan Tenaga Listrik** :						
a. Rumah Tangga	GWh	5.344	5.657	5.658	5.862	6.310
b. Bisnis	GWh	1.807	1.961	2.032	2.232	2.413
c. Publik	GWh	768	828	853	931	1.035
d. Industri	GWh	521	554	654	811	945
Pelanggan** :						
a. Rumah Tangga	Plg	2.984.245	3.164.119	3.385.823	3.640.099	3.881.968
b. Bisnis	Plg	208.888	225.203	241.676	251.076	256.072
c. Publik	Plg	95.595	102.664	110.568	115.742	130.057
d. Industri	Plg	1.427	1.512	1.702	1.869	1.906
Pendapatan** :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	4.141.760	4.493.196	6.076.089	6.686.823	7.188.999
b. Bisnis	Juta Rp	2.223.822	2.303.860	2.539.135	2.818.704	3.119.042
c. Publik	Juta Rp	857.274	874.491	958.832	1.040.633	1.156.178
d. Industri	Juta Rp	569.267	566.525	736.673	927.468	1.086.382
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	775	794	1.074	1.141	1.139
b. Bisnis	Rp/kWh	1.231	1.175	1.250	1.263	1.292
c. Publik	Rp/kWh	1.116	1.056	1.124	1.118	1.117
d. Industri	Rp/kWh	1.093	1.023	1.126	1.143	1.150
Rasio Pelanggan Rumah Tangga***	%	77,99	81,49	85,96	91,00	92,29
Rasio Elektrifikasi****	%	84,10	87,72	92,10	97,32	98,34

Uraian	Satuan	2020	2021	2022	2023	2024*
Jumlah Penduduk	Juta	16,63	16,82	17,05	17,26	17,56
Pertumbuhan Penduduk	%	0,81	1,15	1,40	1,21	1,77
Inflasi	%	1.68	1.87	5.51	2.28	2.29
Pertumbuhan PDRB	%	-2,30	3,23	4,94	3,12	3,13
PDRB Bisnis	%	-2,09	3,99	7,46	5,02	5,00
PDRB Publik	%	1,98	3,72	4,17	4,99	4,97
PDRB Industri	%	-3,75	2,94	4,23	1,56	1,56
Penjualan Tenaga Listrik** :						
a. Rumah Tangga	GWh	6.826	7.071	7.249	7.814	8.222
b. Bisnis	GWh	2.358	2.436	2.630	2.958	3.012
c. Publik	GWh	1.017	1.065	1.186	1.306	1.435
d. Industri	GWh	1.071	1.291	1.437	1.823	2.993
Pelanggan** :						
a. Rumah Tangga	Plg	4.116.898	4.355.602	4.567.177	4.805.851	4.857.941
b. Bisnis	Plg	265.876	282.106	300.241	325.039	328.306
c. Publik	Plg	139.151	148.768	156.858	167.630	172.819
d. Industri	Plg	2.006	2.222	2.361	2.563	2.589
Pendapatan** :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	7.244.898	7.702.636	8.547.996	9.431.359	10.744.815
b. Bisnis	Juta Rp	2.925.895	3.012.466	3.334.967	3.774.312	4.250.802
c. Publik	Juta Rp	1.128.364	1.166.235	1.379.134	1.576.572	1.913.249
d. Industri	Juta Rp	1.213.784	1.476.507	1.669.536	2.075.280	3.884.050
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	1.061	1.089	1.179	1.207	1.307
b. Bisnis	Rp/kWh	1.241	1.237	1.268	1.276	1.411
c. Publik	Rp/kWh	1.109	1.095	1.163	1.208	1.333
d. Industri	Rp/kWh	1.134	1.144	1.162	1.138	1.298
Rasio Pelanggan Rumah Tangga***	%	94,01	94,67	95,92	96,20	96,20
Rasio Elektrifikasi****	%	98,81	99,35	99,49	99,51	99,51

Data historis penjualan dan pelanggan listrik Tarakan dimasukkan dari awal

* Pada Tahun 2024 penjualan tenaga listrik, pelanggan, pendapatan dan Tarif merupakan realisasi s.d Oktober 2024

** Sumber Data SILM, untuk penjualan tenaga listrik, pelanggan, pendapatan dan tarif Tahun 2014 - 2024

***Rumah tangga berlistrik PLN

****Rumah tangga berlistrik PLN, Non PLN, dan LTSHE

Tabel 5.59 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sulawesi)

Uraian	Satuan	2015	2016	2017	2018	2019
Jumlah Penduduk	Juta	18,72	18,97	19,22	19,46	19,70
Pertumbuhan Penduduk	%	1,36	1,33	1,30	1,26	1,22
Inflasi	%	3.35	3.02	3.61	3.13	2.72
Pertumbuhan PDRB	%	8,18	7,42	6,95	8,95	6,95
PDRB Bisnis	%	8,36	8,10	7,40	7,98	7,40
PDRB Publik	%	7,70	5,61	6,48	8,40	6,77
PDRB Industri	%	12,82	9,08	8,02	15,61	9,70
Penjualan Tenaga Listrik** :						
a. Rumah Tangga	GWh	4.604	5.049	5.218	5.447	5.804
b. Bisnis	GWh	1.634	1.800	1.931	2.043	2.132
c. Publik	GWh	830	916	980	1.060	1.139
d. Industri	GWh	1.023	1.146	1.281	1.456	1.709
Pelanggan** :						
a. Rumah Tangga	Plg	3.397.755	3.608.112	3.913.671	4.190.518	4.493.135
b. Bisnis	Plg	156.241	169.191	182.317	192.122	191.615
c. Publik	Plg	95.127	103.308	112.635	113.571	142.874
d. Industri	Plg	2.426	2.630	2.999	3.338	3.630
Pendapatan** :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	3.540.323	3.962.441	5.325.718	5.844.810	6.187.909
b. Bisnis	Juta Rp	2.126.374	2.211.571	2.451.113	2.597.618	2.727.194
c. Publik	Juta Rp	979.233	1.038.280	1.135.649	1.220.626	1.293.466
d. Industri	Juta Rp	1.139.109	1.204.943	1.383.050	1.568.667	1.860.086
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	769	785	1.021	1.073	1.066
b. Bisnis	Rp/kWh	1.301	1.229	1.269	1.271	1.279
c. Publik	Rp/kWh	1.180	1.133	1.158	1.151	1.136
d. Industri	Rp/kWh	1.113	1.052	1.080	1.077	1.088
Rasio Pelanggan Rumah Tangga***	%	77,76	81,65	87,60	92,94	93,81
Rasio Elektrifikasi****	%	82,16	85,49	90,58	95,95	98,80

Uraian	Satuan	2020	2021	2022	2023	2024*
Jumlah Penduduk	Juta	19,90	20,08	20,30	20,57	20,81
Pertumbuhan Penduduk	%	1,00	0,90	1,13	1,33	1,15
Inflasi	%	1.68	1.87	5.51	2.28	2.29
Pertumbuhan PDRB	%	0,22	5,67	7,05	6,13	6,03
PDRB Bisnis	%	-2,03	5,87	5,97	6,15	6,01
PDRB Publik	%	1,50	3,75	3,80	4,91	4,78
PDRB Industri	%	4,19	7,88	14,00	6,60	6,49
Penjualan Tenaga Listrik** :						
a. Rumah Tangga	GWh	6.377	6.643	6.761	7.240	7.465
b. Bisnis	GWh	1.999	2.078	2.261	2.512	2.511
c. Publik	GWh	1.107	1.177	1.234	1.337	1.340
d. Industri	GWh	1.716	2.223	3.346	3.770	5.032
Pelanggan** :						
a. Rumah Tangga	Plg	4.765.308	5.053.139	5.291.202	5.594.656	5.856.121
b. Bisnis	Plg	200.855	210.749	223.114	224.250	245.772
c. Publik	Plg	150.985	159.985	166.375	172.868	183.781
d. Industri	Plg	4.050	4.704	5.344	6.250	6.295
Pendapatan** :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	6.066.781	6.592.535	7.449.478	8.122.355	8.621.795
b. Bisnis	Juta Rp	2.506.181	2.634.549	2.900.294	3.268.458	3.398.715
c. Publik	Juta Rp	1.254.872	1.286.791	1.447.894	1.623.970	1.588.391
d. Industri	Juta Rp	1.847.196	2.322.240	3.485.165	3.938.092	6.029.061
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	951	992	1.102	1.122	1.155
b. Bisnis	Rp/kWh	1.254	1.268	1.283	1.301	1.354
c. Publik	Rp/kWh	1.133	1.093	1.174	1.215	1.185
d. Industri	Rp/kWh	1.076	1.045	1.042	1.045	1.198
Rasio Pelanggan Rumah Tangga***	%	95,30	96,60	96,31	96,68	96,68
Rasio Elektrifikasi****	%	99,18	99,67	99,75	99,51	99,51

Data historis penjualan dan pelanggan listrik Tarakan dimasukkan dari awal

* Pada Tahun 2024 penjualan tenaga listrik, pelanggan, pendapatan dan Tarif merupakan realisasi s.d Oktober 2024

** Sumber Data SILM, untuk penjualan tenaga listrik, pelanggan, pendapatan dan tarif Tahun 2014 - 2024

***Rumah tangga berlistrik PLN

****Rumah tangga berlistrik PLN, Non PLN, dan LTSHE

Tabel 5.60 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Maluku, Papua dan Nusa Tenggara)

Uraian	Satuan	2015	2016	2017	2018	2019
Jumlah Penduduk	Juta	16,83	17,10	17,38	17,65	17,92
Pertumbuhan Penduduk	%	1,68	1,64	1,61	1,58	1,54
Inflasi	%	3.35	3.02	3.61	3.13	2.72
Pertumbuhan PDRB	%	9,39	6,67	3,79	4,07	-3,11
PDRB Bisnis	%	7,29	7,46	6,68	5,84	6,59
PDRB Publik	%	7,44	6,50	5,06	5,35	5,46
PDRB Industri	%	16,11	8,06	-0,77	1,96	-22,81
Penjualan Tenaga Listrik** :						
a. Rumah Tangga	GWh	2.614	2.802	2.965	3.162	3.400
b. Bisnis	GWh	989	1.101	1.162	1.235	1.304
c. Publik	GWh	472	531	564	613	657
d. Industri	GWh	135	144	148	178	213
Pelanggan** :						
a. Rumah Tangga	Plg	2.414.785	2.551.768	2.750.729	2.981.967	3.353.601
b. Bisnis	Plg	136.750	145.102	152.283	156.530	152.036
c. Publik	Plg	74.888	82.246	88.718	96.633	104.033
d. Industri	Plg	542	590	717	818	873
Pendapatan** :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	2.240.127	2.478.412	3.135.092	3.488.509	3.737.567
b. Bisnis	Juta Rp	1.276.673	1.357.025	1.487.149	1.585.490	1.689.340
c. Publik	Juta Rp	563.047	601.382	645.021	704.357	752.151
d. Industri	Juta Rp	155.617	158.248	166.544	203.017	243.621
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	857	885	1.057	1.103	1.099
b. Bisnis	Rp/kWh	1.291	1.232	1.280	1.284	1.295
c. Publik	Rp/kWh	1.192	1.133	1.144	1.148	1.146
d. Industri	Rp/kWh	1.157	1.097	1.124	1.141	1.145
Rasio Pelanggan Rumah Tangga***	%	60,75	63,19	67,09	71,66	74,22
Rasio Elektrifikasi****	%	66,75	69,20	74,62	80,84	93,60

Uraian	Satuan	2020	2021	2022	2023	2024*
Jumlah Penduduk	Juta	19,22	19,45	19,74	20,06	20,35
Pertumbuhan Penduduk	%	7,20	1,23	1,50	1,59	1,47
Inflasi	%	1.68	1.87	5.51	2.28	2.29
Pertumbuhan PDRB	%	0,66	7,16	7,41	5,29	5,31
PDRB Bisnis	%	-5,62	3,65	4,71	7,62	8,20
PDRB Publik	%	0,80	0,35	2,22	6,37	6,82
PDRB Industri	%	11,52	20,22	16,36	2,29	0,95
Penjualan Tenaga Listrik** :						
a. Rumah Tangga	GWh	3.926	4.135	4.188	4.480	4.799
b. Bisnis	GWh	1.247	1.356	1.472	1.603	1.720
c. Publik	GWh	694	743	816	881	937
d. Industri	GWh	235	258	272	604	947
Pelanggan** :						
a. Rumah Tangga	Plg	3.627.945	3.925.159	4.133.258	4.321.390	4.661.964
b. Bisnis	Plg	153.719	157.886	164.758	152.171	176.671
c. Publik	Plg	111.212	117.726	124.116	127.648	135.019
d. Industri	Plg	936	1.067	1.211	1.362	1.424
Pendapatan** :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	3.782.764	4.145.196	4.693.383	5.100.224	5.770.381
b. Bisnis	Juta Rp	1.575.214	1.721.181	1.913.251	2.096.865	2.375.547
c. Publik	Juta Rp	786.060	831.669	970.211	1.089.323	1.193.181
d. Industri	Juta Rp	263.358	287.821	315.822	574.957	911.134
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	964	1.003	1.121	1.138	1.202
b. Bisnis	Rp/kWh	1.263	1.269	1.300	1.308	1.381
c. Publik	Rp/kWh	1.133	1.120	1.189	1.237	1.274
d. Industri	Rp/kWh	1.119	1.117	1.161	952	962
Rasio Pelanggan Rumah Tangga***	%	76,97	78,74	81,01	87,29	87,29
Rasio Elektrifikasi****	%	94,55	95,34	96,65	97,71	97,71

Data historis penjualan dan pelanggan listrik Tarakan dimasukkan dari awal

* Pada Tahun 2024 penjualan tenaga listrik, pelanggan, pendapatan dan Tarif merupakan realisasi s.d Oktober 2024

** Sumber Data SILM, untuk penjualan tenaga listrik, pelanggan, pendapatan dan tarif Tahun 2014 - 2024

***Rumah tangga berlistrik PLN

****Rumah tangga berlistrik PLN, Non PLN, dan LTSHE

Asumsi dan target yang digunakan dalam pemodelan proyeksi diambil dari beberapa sumber. Pertumbuhan ekonomi menggunakan skenario rendah dari BAPPENAS. Asumsi ini juga telah dievaluasi oleh konsultan independen dari UGM dengan pertimbangan pengaruh pandemi COVID-19 terhadap sektor-sektor ekonomi terdampak. Proyeksi kebutuhan listrik dalam RUPTL lebih rendah dari pada proyeksi kebutuhan listrik dalam RUKN.

Selain disebabkan oleh penggunaan asumsi ekonomi yang lebih rendah, hal ini juga dikarenakan RUKN memperhitungkan seluruh penyediaan listrik di Indonesia baik yang dipenuhi oleh PLN maupun oleh entitas lain[23]. Untuk angka pertumbuhan dan jumlah penduduk digunakan data dokumen Proyeksi Penduduk Indonesia 2020-2050 dari BPS-BAPPENAS-UNPF Hasil SUPAS 2020. Untuk target Rasio Elektrifikasi, digunakan acuan angka target Rasio Elektrifikasi pada RUKN. Angka Rasio Elektrifikasi yang ditargetkan dalam RUKN merupakan target Rasio Elektrifikasi total yang menggambarkan rumah tangga yang dilistriki baik oleh PLN maupun non-PLN. Asumsi pada RUPTL ini juga memunculkan rasio pelanggan rumah tangga, yang merupakan rasio rumah tangga yang dilistriki hanya oleh PLN. Angka awal jumlah pelanggan rumah tangga non-PLN didapat dari Laporan Rasio Elektrifikasi per Desember 2023 Dirjen Ketenagalistrikan. Untuk beberapa daerah, angka jumlah pelanggan non-PLN di tahun-tahun ke depan akan semakin berkurang karena diasumsikan PLN akan mengambil alih untuk melistriki pelanggan-pelanggan tersebut. Umumnya hal tersebut terjadi pada listrik perdesaan non-PLN.
Untuk angka inflasi, digunakan angka inflasi pada RUKN. Tabel 5.61 hingga Tabel 5.66 memperlihatkan asumsi dan target yang digunakan dalam pemodelan proyeksi penjualan listrik untuk masing-masing regional.

Tabel 5.61 Asumsi/Target (Indonesia)

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Jumlah Penduduk	Juta	284,63	287,39	290,07	292,68	295,20	297,63	299,98	302,25	304,44	306,55
Pertumbuhan Penduduk	%	1,01	0,97	0,93	0,90	0,86	0,82	0,79	0,76	0,72	0,69
Jumlah Rumah Tangga	Juta	82,77	83,56	84,33	84,88	85,80	86,49	87,17	87,81	88,44	89,04
Pelanggan Rumah Tangga	Juta	84,34	85,95	87,49	88,98	90,44	91,90	93,34	94,73	96,12	97,52
Inflasi	%	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PDRB perkapita*	Juta perkapita	48,43	50,49	52,66	54,93	57,32	59,84	62,47	65,24	68,17	71,26
Pertumbuhan PDRB											
Total	%	5,24	5,26	5,26	5,26	5,25	5,25	5,22	5,23	5,24	5,25
PDRB Bisnis	%	6,23	6,29	6,31	6,28	6,27	6,26	6,24	6,24	6,24	6,23
PDRB Publik	%	5,36	5,26	5,22	5,16	5,15	5,14	5,09	5,09	5,08	5,07
PDRB Industri	%	4,26	4,24	4,22	4,23	4,17	4,16	4,14	4,13	4,13	4,12
Rasio Elektrifikasi	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Penjuialan Tenaga Listrik											
a. Rumah Tangga	GWh	133.887	138.976	144.559	150.502	156.664	162.856	169.245	175.882	182.771	189.930
b. Bisnis	GWh	61.146	65.690	69.337	73.318	77.734	81.998	85.405	89.623	94.025	97.943
c. Publik	GWh	22.005	22.943	24.075	25.252	26.473	27.744	29.075	30.461	31.908	33.417
d. Industri	GWh	106.007	112.364	122.150	128.637	135.194	143.438	156.613	171.910	183.140	189.285
Jumlah Pelanggan											
a. Rumah Tangga	Plg	84.353.714	85.937.368	87.457.911	88.907.867	90.335.086	91.763.853	93.164.753	94.515.901	95.867.178	97.222.029
b. Bisnis	Plg	5.042.319	5.159.286	5.278.022	5.397.288	5.517.087	5.638.318	5.754.936	5.875.218	5.997.512	6.121.955
c. Publik	Plg	2.725.277	2.794.521	2.863.867	2.932.924	3.001.515	3.069.892	3.139.655	3.209.347	3.279.082	3.348.901
d. Industri	Plg	214.903	221.393	226.577	231.993	237.556	243.177	248.659	254.048	259.288	264.320
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata											
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	1.260	1.304	1.350	1.396	1.445	1.495	1.545	1.598	1.652	1.701
b. Bisnis	Rp/kWh	1.391	1.440	1.491	1.543	1.597	1.654	1.713	1.774	1.836	1.895
c. Publik	Rp/kWh	1.297	1.343	1.391	1.442	1.494	1.548	1.602	1.659	1.718	1.768
d. Industri	Rp/kWh	1.242	1.286	1.333	1.378	1.427	1.479	1.531	1.584	1.642	1.696
Rasio Pelanggan Rumah Tangga	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

*PDRB dengan Harga Berlaku tahun 2010

Pada Bulan Oktober tahun 2024 Rasio Elektrifikasi Nasional sudah mencapai 99,82 %, di mana terdapat 2 provinsi yaitu DKI Jakarta dan Bali dengan RE telah mencapai 100% dan provinsi yang lainnya sudah di atas 92%. Rasio Elektrifikasi dihitung dengan membagi jumlah pelanggan rumah tangga PLN dan non-PLN dengan asumsi jumlah rumah tangga. Untuk beberapa provinsi yang jumlah pelanggan rumah tangganya sudah melebihi asumsi jumlah rumah tangga maka dengan menggunakan formula ini secara perhitungan matematis Rasio Elektrifikasi akan menghasilkan Rasio Elektrifikasi di atas 100%.

[23] Entitas lain tersebut misalnya wilayah usaha selain PLN, sektor industri yang mempunyai pembangkit sendiri, atau sebuah pembangkit swasta yang memasok suatu kawasan industri eksklusif.

Tabel 5.62 Asumsi/Target (Sumatera)

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Jumlah Penduduk	Juta	62,32	63,05	63,76	64,46	65,14	65,80	66,44	67,07	67,69	68,29
Pertumbuhan Penduduk	%	1,21	1,17	1,13	1,09	1,05	1,01	0,98	0,95	0,92	0,89
Jumlah Rumah Tangga	Juta	16,86	17,05	17,25	17,43	17,62	17,80	17,97	18,14	18,31	18,47
Pelanggan Rumah Tangga	Juta	16,92	17,25	17,52	17,74	17,94	18,15	18,35	18,55	18,74	18,93
Inflasi	%	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PDRB perkapita*	Juta perkapita	45,49	46,97	48,53	50,17	51,91	53,73	55,60	57,57	59,63	61,78
Pertumbuhan PDRB	%	4,44	4,46	4,49	4,52	4,55	4,55	4,50	4,52	4,53	4,53
PDRB Bisnis	%	5,03	5,43	5,56	5,49	5,45	5,46	5,45	5,45	5,44	5,43
PDRB Publik	%	4,74	4,50	4,94	5,02	5,07	5,08	5,04	5,10	5,15	5,19
PDRB Industri	%	4,32	3,93	3,67	3,81	3,92	3,90	3,81	3,84	3,86	3,87
Rasio Elektrifikasi	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Penjualan Tenaga Listrik											
a. Rumah Tangga	GWh	26.459	27.609	28.891	30.358	31.887	33.390	34.957	36.597	38.313	40.109
b. Bisnis	GWh	8.964	9.318	9.737	10.245	10.821	11.430	12.042	12.683	13.356	14.063
c. Publik	GWh	4.567	4.836	5.116	5.408	5.714	6.032	6.374	6.732	7.107	7.500
d. Industri	GWh	12.244	12.575	14.517	14.969	15.604	16.685	21.691	28.801	33.623	35.039
Jumlah Pelanggan											
a. Rumah Tangga	Plg	16.922.844	17.251.052	17.524.003	17.739.717	17.942.597	18.148.226	18.349.288	18.546.248	18.739.119	18.927.879
b. Bisnis	Plg	1.129.398	1.167.471	1.206.452	1.246.062	1.286.163	1.327.084	1.362.546	1.400.482	1.438.883	1.477.668
c. Publik	Plg	545.513	564.565	584.070	603.941	624.153	644.642	666.941	689.632	712.732	736.253
d. Industri	Plg	26.002	26.809	27.636	28.470	29.311	30.161	30.893	31.622	32.351	33.069
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata											
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	1.288	1.335	1.384	1.433	1.485	1.537	1.592	1.648	1.705	1.765
b. Bisnis	Rp/kWh	1.443	1.494	1.544	1.597	1.652	1.710	1.769	1.831	1.895	1.961
c. Publik	Rp/kWh	1.327	1.374	1.422	1.472	1.524	1.577	1.632	1.689	1.747	1.808
d. Industri	Rp/kWh	1.096	1.138	1.209	1.246	1.291	1.351	1.425	1.498	1.579	1.616
Rasio Pelanggan Rumah Tangga	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

*PDRB dengan Harga Berlaku tahun 2010

Tabel 5.63 Asumsi/Target (Jawa, Madura dan Bali)

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Jumlah Penduduk	Juta	162,67	163,82	164,92	165,99	167,01	168,00	168,95	169,86	170,74	171,59
Pertumbuhan Penduduk	%	0,73	0,70	0,67	0,65	0,62	0,59	0,57	0,54	0,52	0,49
Jumlah Rumah Tangga	Juta	49,86	50,21	50,55	50,88	51,19	51,49	51,79	52,06	52,33	52,59
Pelanggan Rumah Tangga	Juta	51,42	52,04	52,65	53,25	53,83	54,41	54,97	55,53	56,09	56,64
Inflasi	%	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PDRB perkapita*	Juta perkapita	51,5	54,0	56,7	59,6	62,6	65,8	69,2	72,7	76,5	80,4
Pertumbuhan PDRB	%	5,70	5,73	5,75	5,74	5,72	5,72	5,69	5,69	5,69	5,69
PDRB Bisnis	%	6,58	6,63	6,67	6,65	6,63	6,62	6,58	6,58	6,57	6,57
PDRB Publik	%	5,56	5,56	5,47	5,38	5,33	5,31	5,27	5,25	5,23	5,21
PDRB Industri	%	4,75	4,73	4,68	4,68	4,65	4,62	4,56	4,55	4,53	4,50
Rasio Elektrifikasi	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Penjualan Tenaga Listrik											
a. Rumah Tangga	GWh	85.687	88.377	91.405	94.538	97.782	101.139	104.583	108.155	111.848	115.680
b. Bisnis	GWh	44.262	47.791	50.435	53.288	56.484	59.458	61.662	64.617	67.698	70.231
c. Publik	GWh	13.500	13.940	14.561	15.206	15.876	16.576	17.302	18.059	18.848	19.672
d. Industri	GWh	82.878	87.139	91.809	96.116	100.014	103.814	108.179	111.404	114.928	118.863
Jumlah Pelanggan											
a. Rumah Tangga	Plg	51.422.883	52.042.166	52.650.359	53.247.412	53.833.307	54.408.423	54.974.741	55.534.909	56.089.990	56.640.758
b. Bisnis	Plg	3.131.355	3.178.326	3.225.397	3.271.874	3.317.854	3.363.279	3.408.286	3.453.258	3.498.328	3.543.655
c. Publik	Plg	1.668.590	1.699.665	1.730.311	1.760.251	1.789.440	1.817.839	1.845.440	1.872.300	1.898.432	1.923.854
d. Industri	Plg	178.230	183.543	187.508	191.706	196.029	200.389	204.709	208.927	212.985	216.827
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata											
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	1.249	1.292	1.335	1.381	1.428	1.476	1.526	1.578	1.631	1.687
b. Bisnis	Rp/kWh	1.373	1.422	1.473	1.525	1.579	1.635	1.695	1.756	1.819	1.885
c. Publik	Rp/kWh	1.283	1.328	1.376	1.427	1.479	1.533	1.589	1.648	1.708	1.771
d. Industri	Rp/kWh	1.262	1.306	1.352	1.399	1.449	1.501	1.554	1.610	1.668	1.728
Rasio Pelanggan Rumah Tangga	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

*PDRB dengan Harga Berlaku tahun 2010

Tabel 5.64 Asumsi/Target (Kalimantan)

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Jumlah Penduduk	Juta	17,95	18,32	18,68	19,02	19,35	19,65	19,94	20,20	20,44	20,66
Pertumbuhan Penduduk	%	2,20	2,07	1,95	1,82	1,70	1,58	1,45	1,32	1,20	1,07
Jumlah Rumah Tangga	Juta	5,02	5,13	5,23	5,33	5,42	5,51	5,59	5,67	5,74	5,80
Pelanggan Rumah Tangga	Juta	4,99	5,13	5,26	5,39	5,51	5,63	5,74	5,84	5,93	6,02
Inflasi	%	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PDRB perkapita*	Juta perkapita	59,42	60,03	60,70	61,43	62,22	63,11	64,09	65,17	66,35	68,38
Pertumbuhan PDRB	%	3,13	3,12	3,09	3,05	3,01	3,02	3,02	3,03	3,04	3,06
PDRB Bisnis	%	4,95	4,90	4,83	4,75	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,68
PDRB Publik	%	4,94	4,90	4,83	4,75	4,67	4,66	4,64	4,62	4,61	4,60
PDRB Industri	%	1,56	1,56	1,54	1,51	1,49	1,48	1,45	1,45	1,45	1,45
Rasio Elektrifikasi	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Penjuialan Tenaga Listrik											
a. Rumah Tangga	GWh	8.734	9.220	9.726	10.253	10.801	11.253	11.712	12.179	12.652	13.132
b. Bisnis	GWh	3.402	3.759	4.042	4.341	4.657	4.993	5.222	5.465	5.721	5.992
c. Publik	GWh	1.526	1.619	1.716	1.815	1.917	2.023	2.132	2.246	2.364	2.487
d. Industri	GWh	3.482	3.964	4.905	4.728	5.444	5.783	6.037	7.524	7.891	8.068
Jumlah Pelanggan											
a. Rumah Tangga	Plg	4.994.609	5.128.272	5.258.646	5.385.437	5.508.336	5.626.672	5.741.620	5.839.815	5.931.891	6.019.801
b. Bisnis	Plg	340.839	353.872	367.199	380.734	394.457	408.578	423.106	438.075	453.556	469.564
c. Publik	Plg	180.473	188.395	196.529	204.827	213.260	221.892	230.773	239.845	249.124	258.608
d. Industri	Plg	2.654	2.718	2.780	2.839	2.899	2.957	3.016	3.075	3.132	3.189
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata											
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	1.354	1.403	1.453	1.506	1.560	1.615	1.659	1.704	1.751	1.800
b. Bisnis	Rp/kWh	1.457	1.506	1.557	1.611	1.666	1.723	1.770	1.819	1.869	1.920
c. Publik	Rp/kWh	1.381	1.430	1.481	1.533	1.588	1.644	1.685	1.727	1.770	1.814
d. Industri	Rp/kWh	1.345	1.389	1.428	1.484	1.530	1.583	1.625	1.660	1.707	1.756
Rasio Pelanggan Rumah Tangga	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

*PDRB dengan Harga Berlaku tahun 2010

Tabel 5.65 Asumsi/Target (Sulawesi)

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Jumlah Penduduk	Juta	21,04	21,28	21,50	21,73	21,94	22,15	22,36	22,56	22,76	22,95
Pertumbuhan Penduduk	%	1,12	1,09	1,05	1,06	0,99	0,97	0,93	0,90	0,87	0,84
Jumlah Rumah Tangga	Juta	5,69	5,76	5,82	5,88	5,94	5,99	6,05	6,10	6,16	6,21
Pelanggan Rumah Tangga	Juta	6,13	6,41	6,70	7,00	7,31	7,63	7,96	8,32	8,69	9,07
Inflasi	%	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PDRB perkapita*	Juta perkapita	45,13	47,23	49,40	51,59	53,86	56,23	58,72	61,33	64,07	66,95
Pertumbuhan PDRB	%	5,92	5,81	5,68	5,55	5,42	5,41	5,41	5,38	5,38	5,38
PDRB Bisnis	%	5,87	5,73	5,59	5,44	5,31	5,32	5,36	5,35	5,38	5,41
PDRB Publik	%	4,64	4,49	4,33	4,16	3,99	3,96	3,96	3,92	3,91	3,89
PDRB Industri	%	6,38	6,26	6,14	6,01	5,88	5,85	5,84	5,79	5,77	5,74
Rasio Elektrifikasi	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Penjuialan Tenaga Listrik											
a. Rumah Tangga	GWh	7.894	8.336	8.793	9.257	9.734	10.235	10.761	11.311	11.889	12.497
b. Bisnis	GWh	2.662	2.821	2.981	3.144	3.310	3.484	3.667	3.857	4.057	4.267
c. Publik	GWh	1.414	1.489	1.564	1.639	1.714	1.792	1.873	1.956	2.042	2.131
d. Industri	GWh	6.374	7.581	9.750	11.135	12.389	15.339	18.832	22.008	23.950	24.517
Jumlah Pelanggan											
a. Rumah Tangga	Plg	6.129.803	6.412.139	6.702.524	7.000.648	7.305.893	7.626.312	7.963.136	8.315.400	8.685.688	9.074.755
b. Bisnis	Plg	257.540	269.569	281.886	294.303	306.978	320.216	334.107	348.573	363.741	379.643
c. Publik	Plg	192.007	199.511	206.877	214.138	221.232	228.443	235.766	243.156	250.679	258.347
d. Industri	Plg	6.547	6.807	7.090	7.370	7.664	7.971	8.297	8.635	8.987	9.358
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata											
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	1.195	1.237	1.281	1.325	1.372	1.420	1.470	1.521	1.575	1.630
b. Bisnis	Rp/kWh	1.401	1.450	1.501	1.554	1.608	1.664	1.723	1.783	1.846	1.910
c. Publik	Rp/kWh	1.228	1.272	1.317	1.364	1.412	1.462	1.514	1.567	1.623	1.680
d. Industri	Rp/kWh	1.237	1.277	1.320	1.367	1.416	1.467	1.519	1.573	1.628	1.686
Rasio Pelanggan Rumah Tangga	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

*PDRB dengan Harga Berlaku tahun 2010

Tabel 5.66 Asumsi/Target (Maluku, Papua dan Nusa Tenggara)

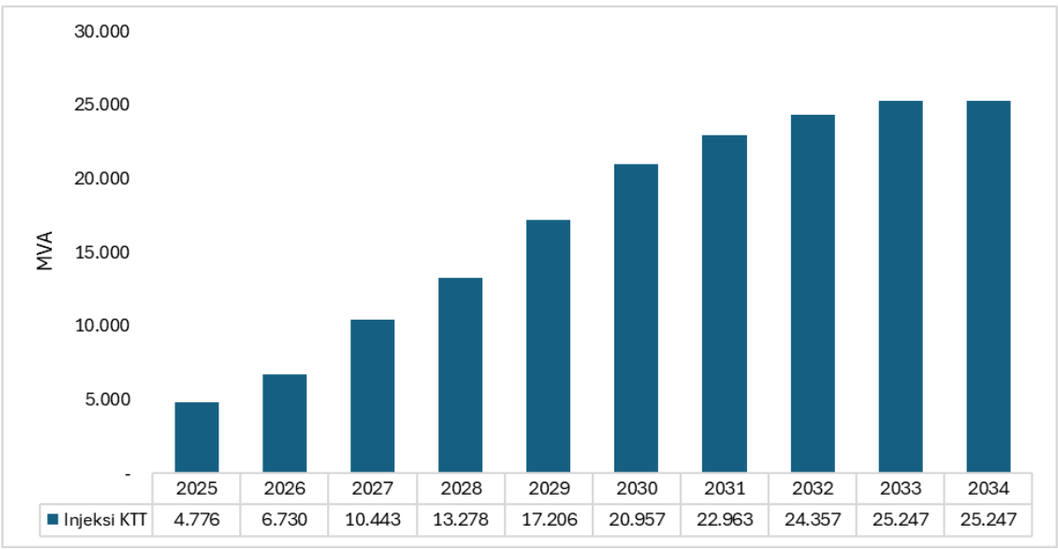
Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Jumlah Penduduk	Juta	20,64	20,93	21,21	21,49	21,76	22,03	22,29	22,55	22,81	23,06
Pertumbuhan Penduduk	%	1,43	1,39	1,35	1,31	1,27	1,23	1,20	1,17	1,13	1,10
Jumlah Rumah Tangga	Juta	5,34	5,41	5,49	5,37	5,63	5,70	5,77	5,84	5,91	5,97
Pelanggan Rumah Tangga	Juta	4,88	5,10	5,32	5,53	5,74	5,95	6,14	6,28	6,42	6,56
Inflasi	%	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PDRB perkapita*	Juta perkapita	27,36	28,42	29,52	30,66	31,83	33,07	34,35	35,70	37,11	38,59
Pertumbuhan PDRB	%	5,31	5,30	5,26	5,22	5,16	5,15	5,13	5,13	5,13	5,13
PDRB Bisnis	%	7,51	6,68	6,07	6,10	6,70	6,66	6,39	6,51	6,46	6,41
PDRB Publik	%	6,25	5,62	5,17	5,20	5,63	5,59	5,40	5,49	5,46	5,42
PDRB Industri	%	2,19	4,00	5,24	4,97	3,25	3,27	3,84	3,46	3,54	3,63
Rasio Elektrifikasi	%	91,50	94,30	97,02	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Penjuialan Tenaga Listrik											
a. Rumah Tangga	GWh	5.113	5.434	5.743	6.095	6.460	6.839	7.232	7.641	8.068	8.513
b. Bisnis	GWh	1.855	2.000	2.142	2.301	2.463	2.633	2.811	3.001	3.193	3.390
c. Publik	GWh	998	1.060	1.118	1.184	1.252	1.322	1.394	1.469	1.546	1.627
d. Industri	GWh	1.029	1.105	1.169	1.689	1.742	1.817	1.874	2.171	2.748	2.799
Jumlah Pelanggan											
a. Rumah Tangga	Plg	4.883.575	5.103.738	5.322.379	5.534.653	5.744.953	5.954.221	6.135.967	6.279.527	6.420.489	6.558.835
b. Bisnis	Plg	183.186	190.049	197.089	204.314	211.635	219.161	226.891	234.830	243.004	251.426
c. Publik	Plg	138.695	142.385	146.080	149.766	153.429	157.077	160.735	164.414	168.115	171.838
d. Industri	Plg	1.470	1.517	1.564	1.608	1.653	1.699	1.743	1.788	1.833	1.876
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata											
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	1.245	1.289	1.334	1.381	1.430	1.480	1.532	1.585	1.641	1.532
b. Bisnis	Rp/kWh	1.430	1.480	1.532	1.586	1.641	1.699	1.758	1.820	1.884	1.769
c. Publik	Rp/kWh	1.319	1.365	1.414	1.464	1.516	1.569	1.624	1.682	1.741	1.589
d. Industri	Rp/kWh	1.020	1.076	1.129	1.095	1.144	1.188	1.235	1.252	1.249	1.286
Rasio Pelanggan Rumah Tangga	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

*PDRB dengan Harga Berlaku tahun 2010

V.4.6 Rencana Penambahan Konsumen Tegangan Tinggi

Rencana penambahan konsumen tegangan tinggi yang didasarkan atas masuknya potensi pelanggan besar atau konsumen tegangan tinggi (KTT) yang telah diidentifikasi oleh PLN.

PLN telah memasukkan konsiderasi risiko di dalam proyeksi *demand*, salah satunya risiko dari kepastian masuknya pelanggan terhadap pengembangan investasi infrastruktur baru.



Gambar 5.11 Total Injeksi Konsumen Tegangan Tinggi

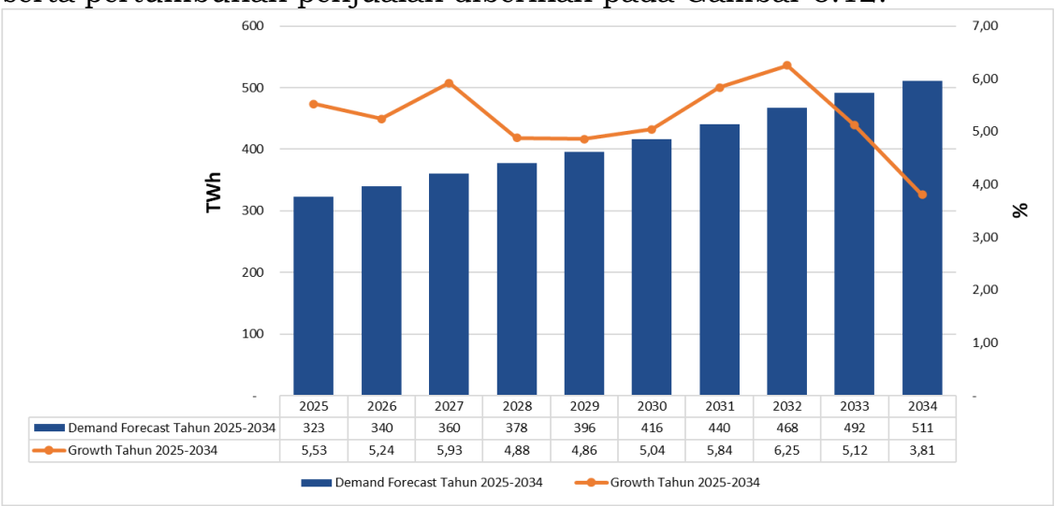
Di Wilayah Sistem Sumatera dan Batam–Bintan terdapat potensi tambahan *demand* baru yang dapat dilayani oleh PLN dengan total penambahan potensi KTT sebesar 1.744 MVA dengan rencana masuk bertahap mulai Tahun 2032. Beberapa potensi KTT yang akan masuk yaitu, Anvaya Svarnadvipa Asastra, Pupuk Indonesia *Joint Venture*, Powerindo Cipta Energy, PT Medco E&P Suban Ltd, Pertamina RU III, *Cluster* Inhil Utara, dan *Data Centre* yang ada di Batam–Bintan. Serta potensi *demand* Inalum dapat masuk dalam skema *demand confidence level* tinggi. Potensi *demand* di atas merupakan *demand* yang memiliki karakteristik perlu dipasok secara kontinyu selama 24 jam (*base load*).

Sementara itu, di Wilayah Kalimantan terdapat potensi tambahan *demand* baru yang dapat dilayani oleh PLN dengan penambahan potensi KTT sebesar 323 MVA rencana masuk bertahap mulai Tahun 2032. Beberapa potensi KTT yang akan masuk yaitu, PT Indo Tambangraya Megah, PT Ganda Alam Makmur, dan PT Manoor Bulatn Lestari, serta

potensi *demand* PT Badak NGL dapat masuk dalam skema *demand confidence level* tinggi.
Selain potensi KTT di wilayah Sumatera dan Kalimantan di atas, masih terdapat potensi lain yang dapat dilayani untuk mendukung program hilirisasi dan Proyek Strategis Nasional (PSN) dengan tetap mempertimbangkan kepastian *demand* tersebut.

V.4.7 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik

Berdasarkan asumsi-asumsi yang telah ditetapkan, Proyeksi penjualan serta pertumbuhan penjualan diberikan pada Gambar 5.12.



Gambar 5.12 Proyeksi Penjualan dan Pertumbuhan Tenaga Listrik

Proyeksi pertumbuhan penjualan selama 10 tahun sebesar 5,25 % pada *Demand Forecast* RUPTL 2025-2034. Terdapat pertumbuhan proyeksi kebutuhan tenaga listrik pada *Demand Forecast* RUPTL 2025-2034 dikarenakan pengaruh tingkat kepercayaan masuknya pelanggan besar tersebut. Di Tahun 2024 terdapat pertumbuhan penjualan yang signifikan karena terdapat masuknya pelanggan *smelter*.
Dengan tambahan proyeksi *additional demand* diharapkan dapat mendukung pertumbuhan ekonomi menuju 8%.
Selanjutnya kebutuhan tenaga listrik per golongan pelanggan diproyeksikan dan hasilnya diberikan pada Tabel 5.67 hingga Tabel 5.72, sedangkan beban puncak *non-coincidence* diberikan pada Tabel 5.73.

Tabel 5.67 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh)

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Rumah Tangga	133.887	138.976	144.559	150.502	156.664	162.856	169.245	175.882	182.771	189.930
Bisnis	61.146	65.690	69.337	73.318	77.734	81.998	85.405	89.623	94.025	97.943
Publik	22.005	22.943	24.075	25.252	26.473	27.744	29.075	30.461	31.908	33.417
Industri	106.007	112.364	122.150	128.637	135.194	143.438	156.613	171.910	183.140	189.285
Total	323.044	339.974	360.120	377.709	396.065	416.035	440.337	467.876	491.843	510.575
Pertumbuhan (%)	5,5	5,2	5,9	4,9	4,9	5,0	5,8	6,3	5,1	3,8
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	1.135	1.183	1.241	1.291	1.342	1.398	1.468	1.548	1.616	1.666
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	51.539	54.185	57.465	59.905	62.778	65.987	69.939	73.807	76.993	80.040

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.68 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh)

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Rumah Tangga	26.459	27.609	28.891	30.358	31.887	33.390	34.957	36.597	38.313	40.109
Bisnis	8.964	9.318	9.737	10.245	10.821	11.430	12.042	12.683	13.356	14.063
Publik	4.567	4.836	5.116	5.408	5.714	6.032	6.374	6.732	7.107	7.500
Industri	12.244	12.575	14.517	14.969	15.604	16.685	21.691	28.801	33.623	35.039
Total	52.235	54.339	58.261	60.980	64.026	67.537	75.064	84.813	92.398	96.710
Pertumbuhan (%)	5,2	4,0	7,2	4,7	5,0	5,5	11,1	13,0	8,9	4,7
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	838	862	914	946	983	1.026	1.130	1.265	1.365	1.416
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	9.432	9.786	10.564	10.938	11.505	12.120	13.377	14.953	16.004	16.903

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.69 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura Bali (GWh)

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Rumah Tangga	85.687	88.377	91.405	94.538	97.782	101.139	104.583	108.155	111.848	115.680
Bisnis	44.262	47.791	50.435	53.288	56.484	59.458	61.662	64.617	67.698	70.231
Publik	13.500	13.940	14.561	15.206	15.876	16.576	17.302	18.059	18.848	19.672
Industri	82.878	87.139	91.809	96.116	100.014	103.814	108.179	111.404	114.928	118.863
Total	226.327	237.247	248.211	259.148	270.156	280.987	291.727	302.235	313.322	324.445
Pertumbuhan (%)	4,8	4,8	4,6	4,4	4,2	4,0	3,8	3,6	3,7	3,5
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	1.391	1.448	1.505	1.561	1.618	1.673	1.727	1.779	1.835	1.891
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	34.377	35.978	37.601	39.213	40.829	42.491	44.138	45.754	47.483	49.216

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.70 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh)

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Rumah Tangga	8.734	9.220	9.726	10.253	10.801	11.253	11.712	12.179	12.652	13.132
Bisnis	3.402	3.759	4.042	4.341	4.657	4.993	5.222	5.465	5.721	5.992
Publik	1.526	1.619	1.716	1.815	1.917	2.023	2.132	2.246	2.364	2.487
Industri	3.482	3.964	4.905	4.728	5.444	5.783	6.037	7.524	7.891	8.068
Total	17.143	18.562	20.389	21.137	22.818	24.052	25.103	27.414	28.629	29.679
Pertumbuhan (%)	9,5	8,3	9,8	3,7	8,0	5,4	4,4	9,2	4,4	3,7
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	955	1.013	1.091	1.111	1.180	1.224	1.259	1.357	1.401	1.437
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	2.983	3.218	3.519	3.646	3.921	4.124	4.296	4.672	4.867	5.036

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.71 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (GWh)

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Rumah Tangga	7.894	8.336	8.793	9.257	9.734	10.235	10.761	11.311	11.889	12.497
Bisnis	2.662	2.821	2.981	3.144	3.310	3.484	3.667	3.857	4.057	4.267
Publik	1.414	1.489	1.564	1.639	1.714	1.792	1.873	1.956	2.042	2.131
Industri	6.374	7.581	9.750	11.135	12.389	15.339	18.832	22.008	23.950	24.517
Total	18.344	20.227	23.088	25.175	27.148	30.850	35.132	39.133	41.939	43.412
Pertumbuhan (%)	12,2	10,3	14,1	9,0	7,8	13,6	13,9	11,4	7,2	3,5
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	872	951	1.074	1.159	1.237	1.393	1.571	1.734	1.843	1.892
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	3.282	3.664	4.182	4.544	4.918	5.590	6.367	7.083	7.578	7.816

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.72 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (GWh)

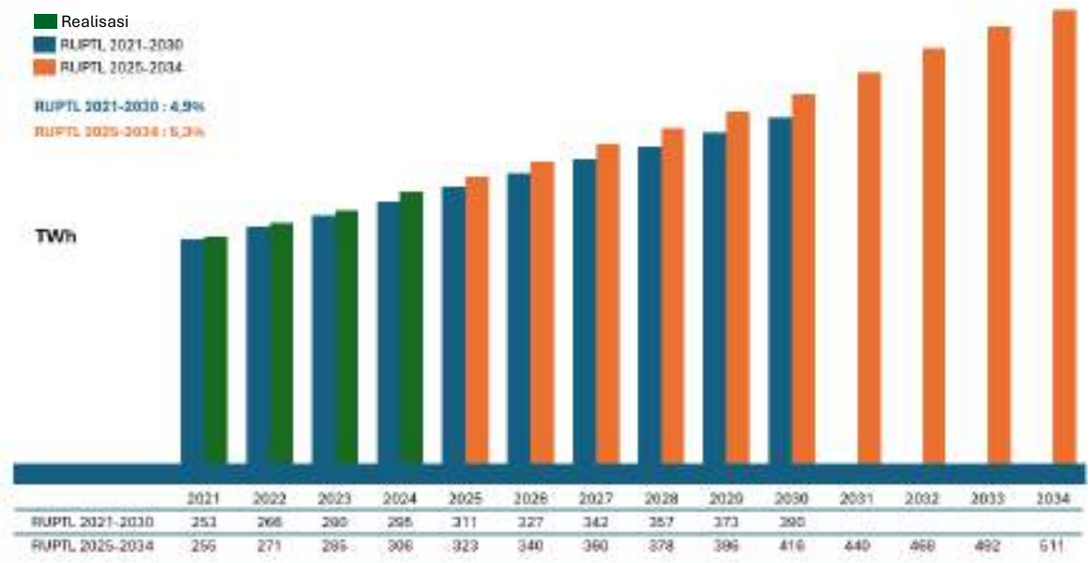
Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Rumah Tangga	5.113	5.434	5.743	6.095	6.460	6.839	7.232	7.641	8.068	8.513
Bisnis	1.855	2.000	2.142	2.301	2.463	2.633	2.811	3.001	3.193	3.390
Publik	998	1.060	1.118	1.184	1.252	1.322	1.394	1.469	1.546	1.627
Industri	1.029	1.105	1.169	1.689	1.742	1.817	1.874	2.171	2.748	2.799
Total	8.995	9.599	10.173	11.268	11.917	12.610	13.311	14.282	15.555	16.329
Pertumbuhan (%)	7,1	6,7	6,0	10,8	5,8	5,8	5,6	7,3	8,9	5,0
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	436	459	480	524	548	572	597	633	682	708
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	1.642	1.748	1.847	2.225	2.336	2.451	2.569	2.689	2.813	2.942

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.73 Proyeksi Beban Puncak *Non-coincident*

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Sumatera	9.432	9.786	10.564	10.938	11.505	12.120	13.377	14.953	16.004	16.903
Jawa, Madura, Bali	34.377	35.978	37.601	39.213	40.829	42.491	44.138	45.754	47.483	49.216
Kalimantan	2.983	3.218	3.519	3.646	3.921	4.124	4.296	4.672	4.867	5.036
Sulawesi	3.282	3.664	4.182	4.544	4.918	5.590	6.367	7.083	7.578	7.816
Maluku, Papua, Nusa Tenggara	1.642	1.748	1.847	2.225	2.336	2.451	2.569	2.689	2.813	2.942
Holding	51.539	54.185	57.465	59.905	62.778	65.987	69.939	73.807	76.993	80.040

Proyeksi penjualan RUPTL 2025-2034 lebih tinggi dibanding proyeksi penjualan di RUPTL 2021-2030, Gambar 5.13 berikut memperlihatkan perbandingan proyeksi penjualan dari ketiga sumber tersebut.



Gambar 5.13 Perbandingan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik

Rata-rata pertumbuhan penjualan sepuluh tahun ke depan RUPTL 2021-2030 sebesar 4,9% per tahun. Angka ini proyeksi pertumbuhan rata-rata pada RUPTL 2025-2034 lebih tinggi yaitu 5,25 % per tahun.

V.4.8 Proyeksi Jumlah Pelanggan

Hasil proyeksi pelanggan per golongan dapat dilihat pada Tabel 5.74 hingga Tabel 5.79.

Tabel 5.74 Proyeksi Jumlah Pelanggan Indonesia (ribu pelanggan)

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Rumah Tangga	84.354	85.937	87.458	88.908	90.335	91.764	93.165	94.516	95.867	97.222
Bisnis	5.042	5.159	5.278	5.397	5.517	5.638	5.755	5.875	5.998	6.122
Publik	2.725	2.795	2.864	2.933	3.002	3.070	3.140	3.209	3.279	3.349
Industri	215	221	227	232	238	243	249	254	259	264
Total	92.336	94.113	95.826	97.470	99.091	100.715	102.308	103.855	105.403	106.957
Pertumbuhan (%)	1,9	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5

Tabel 5.75 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sumatera (ribu pelanggan)

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Rumah Tangga	16.923	17.251	17.524	17.740	17.943	18.148	18.349	18.546	18.739	18.928
Bisnis	1.129	1.167	1.206	1.246	1.286	1.327	1.363	1.400	1.439	1.478
Publik	546	565	584	604	624	645	667	690	713	736
Industri	26	27	28	28	29	30	31	32	32	33
Total	18.624	19.010	19.342	19.618	19.882	20.150	20.410	20.668	20.923	21.175
Pertumbuhan (%)	1,8	2,1	1,7	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2

Tabel 5.76 Proyeksi Jumlah Pelanggan Jawa, Madura dan Bali (ribu pelanggan)

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Rumah Tangga	51.423	52.042	52.650	53.247	53.833	54.408	54.975	55.535	56.090	56.641
Bisnis	3.131	3.178	3.225	3.272	3.318	3.363	3.408	3.453	3.498	3.544
Publik	1.669	1.700	1.730	1.760	1.789	1.818	1.845	1.872	1.898	1.924
Industri	178	184	188	192	196	200	205	209	213	217
Total	56.401	57.104	57.794	58.471	59.137	59.790	60.433	61.069	61.700	62.325
Pertumbuhan (%)	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0

Tabel 5.77 Proyeksi Jumlah Pelanggan Kalimantan (ribu pelanggan)

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Rumah Tangga	4.995	5.128	5.259	5.385	5.508	5.627	5.742	5.840	5.932	6.020
Bisnis	341	354	367	381	394	409	423	438	454	470
Publik	180	188	197	205	213	222	231	240	249	259
Industri	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Total	5.519	5.673	5.825	5.974	6.119	6.260	6.399	6.521	6.638	6.751
Pertumbuhan (%)	2,9	2,8	2,7	2,6	2,4	2,3	2,2	1,9	1,8	1,7

Tabel 5.78 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sulawesi (ribu pelanggan)

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Rumah Tangga	6.130	6.412	6.703	7.001	7.306	7.626	7.963	8.315	8.686	9.075
Bisnis	258	270	282	294	307	320	334	349	364	380
Publik	192	200	207	214	221	228	236	243	251	258
Industri	7	7	7	7	8	8	8	9	9	9
Total	6.586	6.888	7.198	7.516	7.842	8.183	8.541	8.916	9.309	9.722
Pertumbuhan (%)	4,7	4,6	4,5	4,4	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4

Tabel 5.79 Proyeksi Jumlah Pelanggan Maluku, Papua, Nusa Tenggara (ribu pelanggan)

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Rumah Tangga	4.884	5.104	5.322	5.535	5.745	5.954	6.136	6.280	6.420	6.559
Bisnis	183	190	197	204	212	219	227	235	243	251
Publik	139	142	146	150	153	157	161	164	168	172
Industri	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Total	5.207	5.438	5.667	5.890	6.112	6.332	6.525	6.681	6.833	6.984
Pertumbuhan (%)	4,7	4,4	4,2	3,9	3,8	3,6	3,1	2,4	2,3	2,2

V.5 Perencanaan Pembangkitan Tenaga Listrik

V.5.1 Kategorisasi Kandidat Pembangkit

V.5.1.1 Wilayah Sumatera

Kandidat pembangkit yang digunakan pada simulasi penambahan pembangkit di sistem Sumatera berfokus pada pembangkit energi terbarukan (EBT), VRE, BESS, dan pembangkit gas. Pemilihan pembangkit adalah mengoptimasi antara karakteristik pembangkit (pembangkit *baseload*, *peaker*, *run-of-river*, dan lainnya) dengan kebutuhan sistem dan keekonomian sistem. Sedangkan untuk pembangkit intermiten non-BESS, optimasi dilakukan dengan melihat kesiapan sistem untuk menerima pembangkit intermiten. Potensi pembangkit EBT di Sumatera sangat bervariasi mulai dari pembangkit hidro, panas bumi, surya, bayu, biomassa, biogas.

Selain pembangkit EBT, opsi penambahan pembangkit gas masih dibuka untuk menambah keandalan sistem dan pasokan daya.

Untuk mendukung kebutuhan *Additional Demand* baru di Sistem Sumatera dan Batam – Bintan yang memiliki potensi calon pelanggan KTT sebesar 1.744 MVA dengan beroperasi secara kontinyu 24 jam dan akan masuk secara bertahap mulai Tahun 2029, diantaranya: Anvaya Svarnadvipa Asastra, Pupuk Indonesia Joint Venture, Powerindo Cipta Energy, PT Medco E&P Suban Ltd, Pertamina RU III, Cluster Inhil Utara, dan *Data Centre* yang ada di Batam – Bintan, serta Inalum yang dapat masuk dalam skema *demand confidence* level tinggi. Untuk itu dibutuhkan tambahan pembangkit baru yang dapat memenuhi kriteria ketepatan waktu COD, ketersediaan energi primer, dan keekonomian pembangkit. Untuk memenuhi kebutuhan *demand* di atas, opsi yang dapat dilakukan adalah pembangunan PLTGU dan PLTU. Namun, Pembangunan PLTGU untuk memenuhi *demand* tersebut diperkirakan membutuhkan gas sekitar 30 kargo/tahun yang kemungkinan besar membutuhkan impor. Hal ini tidak sesuai dengan prinsip Ketahanan Energi Nasional. Selain itu, mengingat potensi energi primer batubara yang besar di Sumatera, maka opsi PLTU Mulut Tambang dapat menjadi pilihan. Penambahan PLTU dapat dilakukan secara *Hybrid* (Pembangkit PLTU yang terintegrasi dengan pembangkit EBT) sebagai upaya untuk mengurangi emisi. Pembangunan PLTU tersebut dimungkinkan untuk dilakukan sepanjang memenuhi ketentuan sesuai Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 pasal 3 ayat (4) huruf b. Dengan demikian, kepastian Pembangunan PLTU tersebut harus terintegrasi dengan *demand* di atas dan pemenuhan terhadap Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022.

V.5.1.2 Wilayah Jawa-Bali

Pada Sistem Jawa-Bali, kandidat pembangkit yang dipertimbangkan untuk rencana pengembangan adalah pembangkit gas dan pembangkit EBT, kecuali untuk yang sudah dalam fase konstruksi. Kandidat pembangkit gas adalah PLTGU dan PLTG/MG dengan asumsi pasokan gas LNG sedangkan Gas Alam dimodelkan untuk pasokan pembangkit eksisting sesuai dengan kondisi gas eksisting. Alternatif CNG belum dimodelkan namun dapat ditambahkan sesuai kebutuhan sistem. Pendekatan kandidat pembangkit gas tidak hanya untuk mencapai efisiensi tertinggi tetapi juga untuk memenuhi fleksibilitas sistem untuk menyangga produksi pembangkit EBT. Pembangkit EBT yang menjadi kandidat antara lain:

1. PLTP sesuai kelas potensi PLTP (10 MW–55 MW);
2. PLTA dan PLTM sesuai potensi;
3. PLTA PS yang dimodelkan dengan *pumping* dan *generating*;
4. PLTS dan PLTB sesuai kemampuan sistem (kuota VRE);
5. EBT lain sesuai potensi;
6. Pembangkit Energi Baru.

V.5.1.3 Wilayah Kalimantan

Pada Sistem Kalimantan, pengembangan sistem pembangkit jangka pendek dan menengah berfokus pada pembangkit energi terbarukan (EBT), VRE, BESS, dan pembangkit gas. Dikarenakan potensi EBT skala besar mayoritas berada di Provinsi Kalimantan Utara, maka pengembangan pembangkit EBT dengan kapasitas besar tersebut belum dapat dilakukan dalam jangka menengah dikarenakan belum terbangunnya SUTET 500 kV dari Kalimantan Utara s/d Kalimantan Timur. Secara *workability* penyelesaian proyek SUTET 500 kV optimis COD di Tahun 2031 sehingga pengembangan pembangkit EBT sebelum Tahun 2031 akan sangat dibatasi oleh *constraint grid impact* sistem (*bottleneck* evakuasi daya, s*tability*, dan lainnya). Di atas tahun 2031 (atau setelah beroperasinya SUTET 500 kV) maka seluruh potensi pembangkit hidro dapat dijadikan kandidat pengembangan sistem pembangkit, tanpa memperhatikan *constraint grid impact*.

Sedangkan untuk pembangkit intermiten non-BESS, optimasi dilakukan dengan melihat kesiapan sistem untuk menerima pembangkit intermiten. Variasi potensi pembangkit EBT di Kalimantan adalah pembangkit hidro, surya, bayu, biomassa, biogas.

Di luar hal tersebut, juga direncanakan penambahan pembangkit *New* EBT dengan opsi PLTN, penambahan ini didasarkan dengan menyelaraskan rencana RUPTL dengan kebijakan pemerintah yang tertuang dalam RUKN.

V.5.1.4 Wilayah Sulmapana

Kandidat pembangkit yang digunakan pada simulasi pengembangan pembangkit di Wilayah Indonesia Timur berfokus pada jenis pembangkit yang memiliki kapasitas *firm* untuk melayani kebutuhan daya khususnya pada saat beban puncak dan jenis pembangkit energi terbarukan (EBT). Potensi pembangkit EBT di Indonesia Timur bervariasi mulai dari pembangkit hidro, panas bumi, surya, bayu, biomassa, biogas, arus laut, dll. Pemilihan pembangkit EBT dilakukan berdasarkan ketersediaan potensi yang ada, kemudian dioptimasi dengan mempertimbangkan karakteristik pembangkit EBT (pembangkit *baseload*, *peaker*, *run-of-river*, dan lainnya) dan kebutuhan sistem. Sedangkan untuk pembangkit EBT intermiten, optimasi dilakukan dengan mempertimbangkan kesiapan sistem dalam menerima pembangkit intermiten. Di luar pertimbangan teknis di atas,

pemilihan pembangkit EBT juga dilakukan dengan pertimbangan keekonomian melalui proyeksi penurunan harga pembangkit EBT sepanjang periode perencanaan. Selain pembangkit EBT, opsi penambahan pembangkit gas PLTGU/G/MG masih dapat dibuka untuk memenuhi kebutuhan beban dalam waktu dekat dan untuk menambah fleksibilitas sistem dengan masuknya pembangkit EBT intermiten. Opsi lain adalah dengan menyediakan *Battery Energy Storage System* (BESS) sehingga dampak intermitensi terhadap sistem dapat dieliminasi. BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* dengan kapasitas sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS atau PLTB.

Selain pertimbangan jenis pembangkit, dilakukan juga optimasi pemilihan kelas kapasitas pembangkit. Pilihan kandidat kelas kapasitas untuk PLTGU/G/MG berada pada rentang kapasitas mulai dari 10 MW hingga 200 MW dengan mempertimbangkan efisiensi operasi pembangkit dan kondisi sistem. Sistem dengan beban kecil, dapat menggunakan kandidat kelas kapasitas yang lebih kecil. Sementara itu, kandidat kelas pembangkit EBT ditentukan berdasarkan ketersediaan potensi yang ada dengan kapasitas per unit pembangkitnya disesuaikan dengan mempertimbangkan kondisi sistem.

V.5.2 Program Pembangunan Ketenagalistrikan 35.000 MW

Program pembangunan ketenagalistrikan 35.000 MW (Program 35.000 MW) meliputi pengembangan pembangkit, jaringan transmisi, dan GI serta jaringan distribusi. Program tersebut merupakan bagian dari RUPTL ini yang diharapkan agar semua proses pengadaan sudah tuntas pada tahun 2019, namun hingga saat ini ada pembangkit 3,5 GW yang masih dalam tahap perencanaan.

Program 35.000 MW didukung oleh Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 dan telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 14 Tahun 2017 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan. Sesuai kebijakan pemerintah untuk mewujudkan program 35.000 MW, diharapkan peran swasta dalam pembangunan pembangkit lebih besar dibandingkan dengan yang akan dibangun oleh PLN.

Setelah dilakukannya revaluasi aset, kemampuan keuangan PLN telah meningkat sekitar 65% dari sebelum dilakukannya revaluasi aset. Kemampuan keuangan tersebut telah memberikan keyakinan bagi PLN untuk dapat membangun pembangkit tenaga listrik sebesar 29% dari total kapasitas 35.000 MW, dengan tetap melaksanakan kebijakan prioritas yang telah diamanatkan kepada PLN sesuai Peraturan Presiden tersebut di atas, yaitu:

1. Pelaksanaan program listrik perdesaan;
2. Pembangunan dan perkuatan jaringan transmisi dan distribusi tenaga listrik;
3. Pembangunan dan perkuatan gardu induk;
4. Pembangunan pembangkit *peaker*;
5. Pembangunan pembangkit tenaga listrik di daerah *remote*.

Hingga tahun 2024, program 35.000 MW yang telah beroperasi sebesar 23,1 GW, konstruksi 7,3 GW, telah kontrak/PPA namun belum konstruksi 0,6 GW, pengadaan 1,5 GW dan masih dalam perencanaan 3,5 GW. Dengan memperhatikan realisasi kebutuhan listrik yang lebih rendah, maka rencana COD pembangkit tersebut akan disesuaikan dengan kebutuhan sistem.

V.5.3 Partisipasi Pengembang Pembangkit Listrik (IPP)

Partisipasi listrik swasta dalam bidang ketenagalistrikan masih sangat diperlukan dalam RUPTL selama 10 tahun mendatang seiring dengan upaya PLN dan Pemerintah untuk melakukan transisi energi menuju ke *Nett Zero Emission (NZE)* pada tahun 2060 yang membutuhkan biaya investasi besar untuk pembangunan proyek energi baru dan terbarukan. Permasalahan dalam pengembangan listrik swasta antara lain adalah masalah pembebasan lahan, mundurnya *financial close* dan lain sebagainya. Oleh karena itu, dalam pengembangan listrik swasta dibutuhkan para pengembang listrik swasta yang betul-betul mampu melaksanakan proyek dengan baik.

Mengacu pada Peraturan Menteri ESDM Nomor 10 Tahun 2017 tentang Pokok-Pokok dalam Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik yang telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 49 Tahun 2017 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 10 Tahun 2018, apabila IPP terlambat mencapai COD maka akan dikenakan denda keterlambatan, dan apabila IPP dapat mencapai COD lebih cepat sesuai permintaan PLN maka IPP tersebut berhak mendapatkan insentif.

Secara umum porsi pengembang listrik swasta terbuka lebar untuk berkolaborasi bersama-sama dengan PLN, melalui *subholding*-nya yaitu PLN Indonesia Power dan PLN Nusantara Power dalam mengembangkan ketenagalistrikan di Indonesia. Hal ini juga didukung dengan diterbitkannya Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Dengan diterbitkannya Peraturan Presiden ini diharapkan dapat mempercepat proses pengembangan dan pembangunan pembangkit EBT di Indonesia.

V.5.4 Program Kerja Sama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015.

Pengembangan infrastruktur diperlukan untuk mempercepat pertumbuhan ekonomi, meningkatkan kesejahteraan masyarakat, dan mewujudkan tersedianya pelayanan publik yang lebih baik. Keterlibatan pihak swasta sebagai inovasi dalam pembangunan infrastruktur akan menciptakan pelayanan publik yang lebih baik. Terkait hal tersebut, Pemerintah Indonesia memperkenalkan skema Kerja Sama Pemerintah dengan Badan Usaha (KPBU) dalam penyediaan infrastruktur untuk memberikan ruang bagi pemerintah untuk bekerja sama dengan swasta berdasarkan prinsip alokasi risiko yang proporsional. Implementasi skema ini, diatur dalam Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015.

Program Kerja sama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur sebelumnya disebut Program Kerja sama Pemerintah dan Swasta (KPS) atau *Public Private Partnerships* (PPP) berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 67 Tahun 2005, Peraturan Presiden Nomor 13 Tahun 2010 dan Peraturan Presiden Nomor 56 Tahun 2011. Pada saat ini dalam PPP *Book* 2020 terdapat 1 proyek tenaga listrik yang termasuk proyek Kerja sama Pemerintah dan Swasta (KPS) yaitu PLTU Jawa Tengah (2x950 MW) yang saat ini telah beroperasi sejak Tahun 2022.

Selain proyek tersebut, saat ini sedang dilakukan juga proses kerja sama pembangunan Bendungan dan PLTA, dengan skema KPBU di mana yang proyek ini merupakan kerja sama antara Kementerian PU dan PLN. Beberapa proyek yang pengembangannya akan bekerja sama antara Kementerian PU dan PLN adalah PLTA Bendungan Merangin 107 MW dan PLTA Muara Juloi 340 MW. Selain kedua proyek ini, terdapat juga

beberapa proyek PLTA lain serta PLTS Terapung yang rencananya akan di kerja samakan antara Kementerian PU dan PLN.

V.5.5 Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang

Rencana pengembangan pembangkit listrik ke depannya kini berfokus pada pengembangan pembangkit listrik dengan memanfaatkan sumber energi terbarukan atau non-fosil. Namun di sisi lain, pengembangan sejumlah PLTU batubara mulut tambang sudah berproses dan berada pada status *committed* sehingga akan tetap dilanjutkan sebesar 2,3 GW. Selain PLTU tersebut, dalam RUPTL ini terdapat tambahan rencana pembangunan PLTU mulut tambang *hybrid* EBT (PLTS + BESS) sebesar 1,4 GW yang berlokasi di dekat tambang batubara di Wilayah Sumatera dan Kalimantan. Tambahan tersebut didasarkan untuk melayani penambahan potensi *demand* KTT. Tahun COD PLTU mulut tambang 1,2 GW di Sumatera akan menyelaraskan dengan jadwal rencana COD interkoneksi Sumatera-Batam-Bintan. Pilihan pembangkit PLTU mulut tambang *hybrid* untuk mendorong pemanfaatan energi domestik dan meningkatkan ketahanan energi serta mendukung swasembada energi nasional. Rencana pengembangan PLTU mulut tambang *hybrid* tersebut sudah dilakukan pembahasan antara kementerian ESDM (Direktorat Jendral Ketenagalistrikan) dan PLN. Penambahan PLTU Mulut Tambang baru dengan skema *hybrid* EBT di mana penambahan PLTU tersebut sesuai dengan Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 pasal 3 ayat (4) huruf b serta peraturan perubahannya yang relevan dan berlaku. Dengan menggunakan konsep pembangkit batubara di mulut tambang maka *cost* untuk menambang dan *cost* untuk pembangkit dapat di sinergikan sehingga mendapatkan tarif PLTU yang lebih rendah. Selain itu dari sisi tambang, dengan menggunakan konsep mulut tambang ini, maka dapat menaikkan nilai keekonomian terutama untuk tambang-tambang batubara yang berkalori rendah dan berlokasi di *remote* area. Dengan rendahnya harga PLTU Mulut Tambang tersebut maka BPP sistem akan menjadi lebih kecil.

Dengan berkembangnya teknologi, maka terdapat inovasi-inovasi untuk pembangkit batubara yang dapat menjadikan pembangkit batubara lebih efisien, fleksibel, dan bahkan rendah kalori. Dalam strategi pengembangan *Net-Zero Emission* tahun 2060 dimungkinkan untuk memodifikasi PLTU Mulut Tambang tersebut dengan teknologi-teknologi terkini. Teknologi-teknologi PLTU yang saat ini sudah dapat digunakan adalah seperti :

1. Peningkatan efisiensi PLTU dengan teknologi *Ultra Super Critical* (USC);
2. Memodifikasi *boiler* PLTU dengan teknologi *fast valve* atau *flexible coal* sehingga meningkatkan *ramping rate* dan menurunkan TML PLTU;
3. Menurunkan emisi batubara dengan skema *co-firing* baik *co-firing* biomassa atau pun *co-firing* amoniak;
4. Menurunkan emisi batubara dengan strategi CCUS, yaitu dengan mengumpulkan *output* karbon dari PLTU dan menggunakannya untuk kepentingan lain (seperti untuk *lifting oil* dengan metode *enhanced oil recovery*/EOR) ataupun menginjeksi CO_2 kembali ke dalam bumi.

V.5.6 Rencana Pengembangan Pembangkit Jangka Panjang

V.5.6.1 Skenario Perencanaan Sistem Ketenagalistrikan

Dalam merencanakan infrastruktur ketenagalistrikan, PLN fokus pada beberapa indikator dan target-target pemerintah, yang secara perencanaan dapat direpresentasikan menjadi 2 skenario utama yaitu

Skenario *Renewable Energy Base* dan Skenario ARED (*Accelerated Renewable Energy Development*) dengan tambahan 1 skenario pembanding emisi terkait target NDC yaitu Skenario BAU (*Business as Usual*) PLTU.

1. Skenario RE *Base* (*Renewable Energy Base*)
   Pengembangan sistem ketenagalistrikan didasarkan pada kemampuan penyelesaian pekerjaan sesuai kemampuan PLN dan Pemerintah, baik dari sisi *workability project* maupun dari sisi finansial. Skenario ini tidak mengejar target penurunan emisi dan bauran energi, namun pengembangan sistem ketenagalistrikan di optimasi terhadap biaya dan keandalan pasokan, meskipun memprioritaskan pembangkit baru menggunakan pembangkit EBT.
2. Skenario ARED (*Accelerated Renewable Energy Development*)
   Pada skenario ini, penyediaan infrastruktur pengembangan sistem ketenagalistrikan difokuskan untuk berkontribusi pada penurunan emisi GRK Tahun 2030 sebesar 151 Juta Ton CO_2 dibanding Skenario BAU. Selain itu, pada skenario ini PLN berkomitmen untuk menyelesaikan interkoneksi Sumatera–Jawa untuk mentransfer energi PLTA dan PLTP dari Sumatera ke pusat beban di Jawa, peningkatan *co-firing* biomassa sampai dengan 7,7 juta ton di tahun 2030, peningkatan program VRE (*Variable Renewable Energy*) *Scale-Up* mencapai 11,9 GW pada 2030 (PLTS, PLTS+BESS, PLTB dan PLTS Kuota Atap), serta pemanfaatan teknologi *Storage* (BESS dan PLTA PS) sebesar 3,5 GW pada tahun 2030. Pada skenario ini, penambahan pembangkit mengedepankan target penurunan emisi dan bauran EBT. Dalam Skenario ARED direncanakan pengembangan EBT dengan jumlah yang lebih besar dari RUPTL 2021-2030 (*The Greenest* RUPTL) sehingga diasumsikan pengembangan pada skenario ini menjadi *Beyond the Greenest* RUPTL.
3. Skenario BAU (*Business as Usual*) PLTU
   Pengembangan sistem ketenagalistrikan dilakukan hanya untuk perhitungan emisi tahun 2030 sebagai pembanding untuk target NDC. Metode simulasi skenario dilakukan dengan mengganti seluruh pembangkit EBT dan pembangkit gas yang COD sejak tahun 2011 hingga yang direncanakan COD hingga Tahun 2030 menjadi PLTU Batubara *sub-critical*.

Skenario	**RE *Base***	**ARED**
Deskripsi	Proyek penambahan pembangkit sesuai *workability* penyelesaian progres dan tidak mengejar target emisi dan bauran energi.	Proyek penambahan pembangkit mengedepankan target penurunan emisi dan bauran EBT.
Pembangkit (MW) 2034	EBT : 27.370 (51,9%)* Non-EBT : 18.687 (35,4%) *Storage* : 6.706 (12,7%)	EBT : 42.569 (61,3%)* Non-EBT : 16.687 (24,0%) *Storage* : 10.256 (14,7%)
Bauran Energi di 2030	EBT : 19,3% Non-EBT : 80,7%	EBT : 21,0% Non-EBT : 79,0%
Bauran Energi di 2034	EBT : 29,7% Non-EBT : 70,3%	EBT : 34,3% Non-EBT : 65,7%
Emisi di 2030 (Jt Ton)	354	348

Gambar 5.14 Perbandingan Skenario Perencanaan Sistem Ketenagalistrikan
*PLTA *Pump Storage* masuk ke *Storage*

Berdasarkan Gambar 5.14 di atas, porsi pembangkit EBT di Skenario ARED lebih tinggi dari Skenario RE *Base* dikarenakan penambahan pembangkit EBT *baseload* (PLTP dan PLTA) dan VRE hingga tahun 2034 serta *co-firing* PLTU Batubara milik PLN.
Penurunan emisi yang cukup signifikan dan proporsi EBT pada bauran energi yang besar pada Skenario ARED dibanding Skenario RE *Base* akan berdampak pada tingginya kebutuhan nilai investasi infrastruktur ketenagalistrikan.

V.5.6.2 Skenario Infrastruktur Ketenagalistrikan

Skenario pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan yang tercantum dalam dokumen ini adalah Skenario ***Renewable Energy Base*** (RE *Base*) yang mewakili asumsi dasar pengembangan kelistrikan PT PLN (Persero) dan Skenario ***Accelerated Renewable Energy Development*** (ARED) yang berkontribusi dengan menurunkan emisi GRK sebesar 151 Juta Ton CO_2 terhadap Skenario *business as usual* pada tahun 2030.
Pada Skenario RE *Base*, penyelesaian pembangkit EBT sudah berdasarkan kemampuan sistem dan *best effort* dari *workability project*, sedangkan pada Skenario ARED, target COD pembangkit EBT, peningkatan penetrasi VRE termasuk kuota PLTS Atap dan pemanfaatan PLTS Potensi dan Waduk Kementerian PU (Program VRE *Scale-Up*), pengembangan teknologi BESS dan persentase *co-firing* pada PLTU eksisting PLN sehingga dapat berkontribusi pada pengurangan emisi GRK. PLN dengan dukungan Pemerintah berkomitmen untuk menjalankan pengembangan infrastruktur Skenario ARED.

V.5.7 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit dan *Storage*

V.5.7.1 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit dan *Storage* Indonesia

Rencana penambahan kapasitas pembangkit dan *storage* gabungan seluruh Indonesia dengan 2 Skenario RE *Base* dan Skenario ARED dicantumkan pada Tabel 5.80 dan Tabel 5.81 sebagai berikut:

Tabel 5.80 Kebutuhan Tambahan Pembangkit dan *Storage* Skenario RE *Base* Total Indonesia (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	326	34	-	-	6	257	-	6	-	-	629
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	110	-	-	-	-	-	-	110
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	150	270	-	-	-	-	-	-	-	-	420
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTBg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	4	2	14	4	25	-	-	1	1	-	51
PLTA	262	-	-	-	89	10	-	-	-	-	361
PLTA PS	-	-	-	1.040	-	-	-	943	-	-	1.983
PLTS	15	20	56	-	-	-	-	-	-	-	91
PLTS+BESS	36	28	264	4	-	-	5	-	-	-	336
PLTB	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-	200
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS	-	-	2	-	-	-	-	-	-	150	152
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**793**	**358**	**335**	**1.258**	**220**	**267**	**5**	**950**	**1**	**150**	**4.338**
SH-PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	150	115	60	150	-	475
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	500	2.530	230	-	500	-	-	-	-	3.760
PLTG	-	100	400	-	1.000	-	-	-	-	-	1.500
PLTMG	220	700	741	180	80	120	90	93	90	150	2.464
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	4	-	8	-	8	9	-	-	-	-	29
PLTA	-	-	-	162	-	141	-	286	109	-	698
PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	-	1.500	-	1.500

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTS	410	68	230	150	236	104	-	-	-	208	1.405
PLTS+BESS	-	41	120	222	3	5	10	-	10	-	411
PLTB	-	67	-	55	3	-	-	-	-	-	126
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS	50	111	150	100	350	101	-	-	-	1.000	1.862
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**684**	**1.586**	**4.179**	**1.099**	**1.680**	**1.130**	**215**	**439**	**1.859**	**1.358**	**14.229**
IPP											
PLTU	2.000	-	-	-	-	14	-	-	-	-	2.014
PLTU MT	900	-	-	-	200	600	-	1.400	600	-	3.700
PLTP	133	95	305	236	71	414	1.150	513	1.655	-	4.572
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	300	450	1.450	600	-	-	-	1.000	3.800
PLTG	-	-	-	350	-	-	-	-	-	-	350
PLTMG	-	20	-	25	-	-	-	-	-	-	45
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBg	-	3	-	-	13	-	4	4	5	-	30
PLTM	134	80	417	207	130	122	20	-	-	-	1.110
PLTA	350	510	-	450	336	662	3.401	1.907	1.300	725	9.641
PLTA PS	-	-	-	-	-	-	760	-	-	-	760
PLTS	301	107	73	157	93	577	133	219	653	827	3.140
PLTS+BESS	15	25	221	508	139	302	188	67	244	50	1.759
PLTB	-	283	122	30	-	190	165	272	420	400	1.882
PLTSa	-	18	-	165	150	101	-	-	19	-	453
PLTBM	15	-	13	53	144	177	20	21	8	-	451
PLTAL	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	40
BESS	-	-	0	-	-	75	-	100	275	-	450
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**3.848**	**1.141**	**1.452**	**2.671**	**2.726**	**3.833**	**5.841**	**4.503**	**5.179**	**3.002**	**34.196**
Kerjasama Wilus											
PLTU	-	-	-	300*	-	-	-	-	-	-	300*
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**300***	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**300***
Total											
PLTU	2.326	34	-	-	6	271	-	6	-	-	2.643
PLTU MT	900	-	-	-	200	600	-	1.400	600	-	3.700
PLTP	133	95	305	346	71	564	1.265	573	1.805	-	5.157
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	500	2.830	680	1.450	1.100	-	-	-	1.000	7.560
PLTG	-	100	400	350	1.000	-	-	-	-	-	1.850
PLTMG	370	990	741	205	80	120	90	93	90	150	2.929
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTBg	-	3	-	-	13	-	4	4	5	-	30
PLTM	142	82	439	211	163	131	20	1	1	-	1.190
PLTA	612	510	-	612	425	813	3.401	2.193	1.409	725	10.700
PLTA PS	-	-	-	1.040	-	-	760	943	1.500	-	4.243
PLTS	726	194	360	307	329	680	133	219	653	1.035	4.637
PLTS+BESS	51	93	605	734	142	307	203	67	254	50	2.506
PLTB	-	350	122	185	103	190	165	272	420	400	2.208
PLTSa	-	18	-	165	150	101	-	-	19	-	453
PLTBM	15	-	13	53	144	177	20	21	8	-	451
PLTAL	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	40
BESS	50	111	152	100	350	176	-	100	275	1.150	2.463
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**5.325**	**3.085**	**5.967**	**5.028**	**4.625**	**5.230**	**6.061**	**5.892**	**7.040**	**4.510**	**52.763**

*Kerja sama Wilus tidak masuk ke dalam kapasitas total

Tabel 5.81 Kebutuhan Tambahan Pembangkit dan *Storage* Skenario ARED Total Indonesia (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	326	34	-	-	6	24	-	6	233	-	629
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	110	-	-	-	-	-	-	110
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	150	270	-	-	-	-	-	-	-	-	420
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTBg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	4	2	14	4	25	-	-	1	1	-	51
PLTA	262	-	-	-	89	10	-	-	-	-	361
PLTA PS	-	-	-	1.040	-	-	-	943	-	-	1.983
PLTS	15	20	56	-	-	-	-	-	-	-	91
PLTS+BESS	36	28	264	4	-	-	5	-	-	-	336
PLTB	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-	200
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS	-	-	252	100	100	250	400	100	150	250	1.602
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**793**	**358**	**585**	**1.358**	**320**	**284**	**405**	**1.050**	**384**	**250**	**5.788**
SH-PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	150	115	60	150	-	475
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	500	2.530	80	-	-	-	-	-	-	3.110
PLTG	-	100	200	-	900	-	-	-	-	-	1.200

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTMG	220	700	741	180	30	120	90	93	90	150	2.414
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	4	-	8	-	8	9	-	-	-	-	29
PLTA	-	-	-	162	-	141	-	221	174	-	698
PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	-	1.500	-	1.500
PLTS	410	265	230	250	236	4	-	-	-	10	1.405
PLTS+BESS	-	341	20	22	3	5	10	-	10	-	411
PLTB	-	67	-	55	3	-	-	-	-	-	126
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS	50	211	150	100	350	101	200	700	400	1.000	3.262
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**684**	**2.184**	**3.879**	**849**	**1.530**	**530**	**415**	**1.074**	**2.324**	**1.160**	**14.629**
IPP											
PLTU	2.000	-	-	-	-	-	-	-	14	-	2.014
PLTU MT	900	-	-	-	200	600	-	1.400	600	-	3.700
PLTP	133	125	275	236	71	414	1.150	513	1.655	-	4.572
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	250	250	-	500
PLTGU	-	-	300	450	1.450	600	-	-	-	-	2.800
PLTG	-	-	-	350	-	-	-	-	-	-	350
PLTMG	-	20	-	25	-	-	-	-	-	-	45
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBg	-	3	-	-	13	-	4	4	5	-	30
PLTM	134	80	417	207	130	122	20	-	-	-	1.110
PLTA	350	510	-	450	336	512	3.551	1.707	1.200	825	9.441
PLTA PS	-	-	-	-	-	-	760	-	-	-	760
PLTS	301	310	657	397	613	1.282	1.911	2.032	3.246	1.187	11.935
PLTS+BESS	15	25	391	795	207	361	358	67	614	50	2.883
PLTB	-	283	372	330	190	1.265	930	922	1.570	1.000	6.862
PLTSa	-	18	-	165	150	101	-	-	19	-	453
PLTBM	15	-	13	53	144	177	20	21	8	-	451
PLTAL	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	40
BESS	-	100	125	150	200	200	-	100	275	-	1.150
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**3.848**	**1.474**	**2.551**	**3.648**	**3.704**	**5.633**	**8.704**	**7.016**	**9.456**	**3.062**	**49.095**
Kerjasama Wilus											
PLTU	-	-	-	300*	-	-	-	-	-	-	300*
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**300***	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**300***
Total											
PLTU	2.326	34	-	-	6	24	-	6	247	-	2.643
PLTU MT	900	-	-	-	200	600	-	1.400	600	-	3.700
PLTP	133	125	275	346	71	564	1.265	573	1.805	-	5.157
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	250	250	-	500
PLTGU	-	500	2.830	530	1.450	600	-	-	-	-	5.910
PLTG	-	100	200	350	900	-	-	-	-	-	1.550
PLTMG	370	990	741	205	30	120	90	93	90	150	2.879
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTBg	-	3	-	-	13	-	4	4	5	-	30
PLTM	142	82	439	211	163	131	20	1	1	-	1.190
PLTA	612	510	-	612	425	663	3.551	1.928	1.374	825	10.500
PLTA PS	-	-	-	1.040	-	-	760	943	1.500	-	4.243
PLTS	726	595	944	647	849	1.285	1.911	2.032	3.246	1.197	13.432
PLTS+BESS	51	393	675	821	210	366	373	67	624	50	3.630
PLTB	-	350	372	485	293	1.265	930	922	1.570	1.000	7.188
PLTSa	-	18	-	165	150	101	-	-	19	-	453
PLTBM	15	-	13	53	144	177	20	21	8	-	451
PLTAL	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	40
BESS	50	311	527	350	650	551	600	900	825	1.250	6.013
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**5.325**	**4.016**	**7.015**	**5.855**	**5.553**	**6.447**	**9.524**	**9.140**	**12.165**	**4.472**	**69.512**

*Kerja sama Wilus tidak masuk ke dalam kapasitas total

Tabel 5.80 dan Tabel 5.81 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

1. Tambahan kapasitas pembangkit dan *storage* selama 10 tahun mendatang (periode Tahun 2025–2034) untuk seluruh Indonesia adalah 52,8 GW untuk Skenario RE *Base* dan 69,5 GW untuk Skenario ARED;
2. Pada Skenario RE *Base*, penambahan pembangkit EBT akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun sebesar 27,4 GW atau 51,9% dari total tambahan kapasitas terdiri dari PLTA/PLTM sebesar 11,9 GW atau 22,5%, disusul oleh PLTS (*utility scale*) sebesar 7,1 GW atau 13,5%, PLTP sebesar 5,2 GW atau 9,8%, PLTB sebesar 2,2 GW atau 4,2%, EBT lainnya sebesar 1,0 GW atau 1,8% berupa PLTBg, PLTSa, PLTBm dan PLTAL. Pengembangan PLTU sebesar 6,3 GW atau 12,0% (terdiri dari PLTU Mulut Tambang (PLTU MT) sebesar 3,7 GW dan PLTU Non-MT 2,6 GW). PLTGU akan dibangun dengan kapasitas sebesar 7,6 GW atau 14,3% dan PLTG/MG sebesar 4,8 GW atau 9,1%. Serta terdapat

pengembangan kapasitas *storage* berupa PLTA PS sebesar 4,2 GW atau 8,0% dan BESS sebesar 2,5 GW atau 4,7%;

3. Pada Skenario ARED, penambahan pembangkit EBT akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun sebesar 42,6 GW atau 61,2% dari total tambahan kapasitas terdiri dari PLTA /PLTM sebesar 11,7 GW atau 16,8%, disusul oleh PLTS (*utility scale*) sebesar 17,1 GW atau 24,5%, PLTP sebesar 5,2 GW atau 7,4%, PLTB sebesar 7,2 GW atau 10,3%, EBT lainnya sebesar 1 GW atau 1,4% berupa PLTBg, PLTSa, PLTBm dan PLTAL. Untuk pengembangan energi baru (PLTN) direncanakan sebesar 0,5 GW atau 0,7%. Sedangkan pengembangan PLTU sebesar 6,3 GW atau 9,1% (terdiri dari PLTU MT sebesar 3,7 GW dan PLTU Non-MT 2,6 GW). PLTGU akan dibangun dengan kapasitas sebesar 5,9 GW atau 8,5% dan PLTG/MG sebesar 4,4 GW atau 6,4%. Terdapat pengembangan kapasitas *storage* berupa PLTA PS sebesar 4,2 GW atau 6,1% dan BESS sebesar 6,0 GW atau 8,7%;
4. Pengembangan pembangkit EBT didahulukan pembangkit jenis PLTA dan PLTP karena sifatnya yang lebih stabil. Pengembangan pembangkit gas dimaksudkan untuk menjaga keandalan pasokan akibat pembatasan pembangunan PLTU Batubara dan rencana penetrasi pembangkit EBT jenis VRE (*Variable Renewable Energy*). Rencana pengembangan PLTS pada di atas sudah termasuk PLTS Lisdes, PLTS Dedieselisasi dan PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem).

V.5.7.2 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit dan *Storage* Sumatera

V.5.7.2.1 Neraca Daya Sistem Sumatera-Bangka

Neraca daya Sistem Sumatera dapat dilihat pada Tabel 5.82 dan 5.83 yang menampilkan neraca daya Interkoneksi Sumatera dan Bangka.

Tabel 5.82 Neraca Daya Sistem Sumatera-Bangka Tahun 2025-2034 – Skenario RE *Base*

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	47.899	49.997	54.243	55.772	57.965	61.074	65.921	75.640	83.286	87.485
b. Pertumbuhan *demand*	%	5,4	4,4	8,5	2,8	3,9	5,4	7,9	14,7	10,1	5,0
c. Produksi	GWh	53.083	56.537	61.327	62.856	65.049	66.446	71.572	81.510	89.526	93.953
d. Faktor Beban	%	73,9	74,0	74,4	74,6	74,8	73,9	76,5	76,5	76,5	76,5
e. Beban Puncak (Bruto)	MW	8.459	9.076	9.836	9.855	10.151	10.462	10.837	12.334	13.608	14.272
f. Beban Puncak Neto	MW	8.201	8.722	9.410	9.618	9.927	10.264	10.677	12.157	13.351	14.012
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	6,4	6,3	7,9	2,2	3,2	3,4	4,0	13,9	9,8	4,9
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	11.387	11.057	10.967	10.845	10.845	10.845	10.845	10.845	10.845	10.825
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	10.336	9.749	9.659	9.537	9.537	9.529	9.529	9.529	9.529	9.529
1) PLN	MW	5.111	4.714	4.714	4.714	4.714	4.706	4.706	4.706	4.706	4.706
2) IPP	MW	5.095	4.945	4.945	4.823	4.823	4.823	4.823	4.823	4.823	4.823
3) Sewa	MW	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*	MW	90	90	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-				
6) *Retired* dan *Mothballed*	MW	80	326	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going and Committed*		**1.695**	**778**	**128**	**490**	**89**	**844**	**110**	**600**	**355**	**-**
1) PLN	**MW**	**262**	**200**	**-**	**110**	**89**	**110**	**-**	**-**	**75**	**-**
Peusangan 1-2	PLTA	88									
Kumbih-3	PLTA					45					
Masang-2 (FTP2)	PLTA					44					
Asahan III (FTP2)	PLTA	174									
Hululais (FTP2)	PLTP				110						
Sungai Penuh (FTP2)	PLTP									55	
Danau Ranau (FTP II)*	PLTP									20	
Kepahiang	PLTP						110				
Riau Peaker	PLTMG		200								
2) IPP	**MW**	**1.433**	**578**	**128**	**80**	**-**	**734**	**110**	**600**	**280**	**-**
Batang Toru (Tapsel)	PLTA		510								
Merangin	PLTA	350									
Lumut Balai (FTP2)	PLTP	55								110	
Sorik Marapi (FTP2)	PLTP	33		65							
Muara Laboh (FTP2)	PLTP				80					60	
Rantau Dedap (FTP2)	PLTP						134				
Rajabasa (FTP2)	PLTP							110		110	
Sumsel-1	PLTU MT	600									
Jambi-1	PLTU MT						600				

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Jambi-2	PLTU MT								600		
Sumbagsel-1	PLTU MT	300									
Pembangkit MiniHydro (PPA Tersebar)	PLTM	85	47,4	53,1							
Pembangkit Sampah (PPA)	PLTSa		17,7								
Pembangkit Bio (PPA Tersebar)	PLTBio	9,8	3	10							
3) Kerjasama antar Wilayah Usaha	**MW**	**-**	**-**	**-**	300	-	-	-	-	-	-
Sumut-1	PLTU				300						
Jumlah *On Going and Committed*	**MW**	**1.695**	**778**	**128**	**490**	**89**	**844**	**110**	**600**	**355**	**0**
b. Rencana Tambahan		**-**	**250**	**107**	**423**	**727**	**388**	**(309)**	**(2.123)**	**(1.821)**	**(3.700)**
1) PLN	**MW**	**-**	**100**	**50**	**130**	**650**	**100**	**-**	**-**	**594**	**-**
Sumbagsel-2	PLTG					300					
Sumbagut / Banda Aceh (Sewa)	PLTG		50		-50	0					
Sumbagut / Banda Aceh	PLTG/GU				80						
Sumatera Pump Storage 1 (Toba)	PLTA									500	
Tanjung Sakti	PLTA									94	
Sumatera BESS-1	BESS		50	50	100						
Sumatera BESS-2	BESS					200					
Sumatera BESS-3	BESS						100				
Sumatera (PLTS + BESS) - 1	PLTS					*236					
Sumatera (PLTS + BESS) - 1	BESS					150					
Pembangkit Bayu	PLTB		*55		*55						
2) IPP	**MW**	**-**	**150**	**57**	**293**	**77**	**279**	**2.596**	**1.282**	**1.385**	**100**
Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagut	PLTM			14,40	17,80	10,00					
Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagteng	PLTM						4,00	20,10			
Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagsel	PLTM					14,90					
Sumatera (kuota) tersebar	PLTA				250						
Sumatera (kuota) tersebar	PLTA						200	200			
Sumbagut (kuota) tersebar	PLTA							161			
Sumbagut (kuota) tersebar	PLTA							400			
Sumbagut (kuota) tersebar	PLTA										100
Sumbagselteng (kuota) tersebar	PLTA					40		110			
Sumatera (Kuota) tersebar	PLTBio			3		12					
Sumatera *Hybrid***	PLTU MT								600	600	
Sumatera *Hybrid***	PLTS								*150	*150	
Sumatera *Hybrid***	BESS								75	75	
Pembangkit PLTGU Baru	PLTGU										
Sumbagsel	PLTGU		150								
Subagteng	PLTMG				25						
Sumatera (Kuota) tersebar	PLTP			40							
Pembangkit Panas Bumi (Kuota) tersebar	PLTP									115	

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Sumatera (Kuota) tersebar	PLTB						*110			*270	*100
Sumatera (PLTS + BESS) - 2	PLTS									*302	
Sumatera (PLTS + BESS) - 2	BESS									200	
Sumatera (PLTS + BESS) - 3	PLTS						*150				
Sumatera (PLTS + BESS) - 3	BESS						75				
Sumatera (Kuota) tersebar	PLTS	1*	*50	*10	*25	*50	*25	*50	*25	*100	*100
Bendungan Merangin PUPR	PLTA								107		
Sumbagut (kuota ISJ) tersebar	PLTA							650	500	300	
Sumbagselteng (kuota ISJ) tersebar	PLTA							350			
Sumatera (Kuota ISJ) tersebar	PLTP							705		95	
4) Impor/Ekspor	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(2.905)**	**(3.405)**	**(3.800)**	**(3.800)**
Transfer ke Sistem Batam	MW	-	-	-	0	0	0	-1.200	-1.200	-1.200	-1.200
Transfer ke Sistem JMB	MW					0	0	-1.705	-2.205	-2.600	-2.600
Jumlah Rencana Tambahan	**MW**	**-**	**250**	**107**	**423**	**727**	**379**	**(309)**	**(2.123)**	**(1.821)**	**(3.700)**
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	10.336	9.749	9.659	9.537	9.537	9.529	9.529	9.529	9.529	9.529
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	1.695	1.028	236	913	816	1.223	(199)	(1.523)	(1.466)	(3.700)
c. Total DMN Sistem	MW	12.231	12.674	12.820	13.611	14.427	15.642	15.444	16.826	18.762	18.862
- Pembangkit Fosil	MW	8.701	8.504	8.504	8.707	8.707	9.299	9.299	9.899	9.899	9.899
- Pembangkit EBT	MW	3.180	3.758	3.853	4.311	4.737	5.085	4.065	4.172	4.736	4.736
d. LOLP	%	0,00001	0,00000	0,00000	0,00001	0,00300	0,00000	0,00000	0,00064	0,00039	0,00031
e. *Reserve Margin*	MW	4.029	3.952	3.410	3.992	4.500	5.378	4.767	4.669	5.411	4.850
f. *Reserve Margin*	%	49,1	45,3	36,2	41,5	45,3	52,4	44,7	38,4	40,5	34,6
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	28%	32%	33%	34%	36%	37%	39%	39%	37%	40%
b. Gas	%	20%	19%	18%	18%	17%	16%	14%	13%	11%	11%
c. BBM	%	2%	2%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
d. Batubara	%	50%	47%	48%	47%	46%	46%	46%	48%	51%	49%
6. EMISI GRK	Juta Ton	42	41	43	44	45	46	50	57	64	65
a. EBT	Juta Ton										
b. Gas	Juta Ton	7	7	7	7	7	7	7	7	6	7
c. BBM	Juta Ton	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
d. Batubara	Juta Ton	33	32	35	36	37	39	43	50	57	58
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	Rp/kWh	1.233	1.300	1.233	1.268	1.311	1.336	1.315	1.290	1.230	

*) Untuk PLTP Danau Ranau, *Subholding* PT PLN (Persero) dapat mengembangkan PLTP tersebut setelah memohon penugasan pengusahaan panas bumi yang disetujui oleh Menteri ESDM

Tabel 5.83 Neraca Daya Sistem Sumatera-Bangka Tahun 2025-2034 – Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	47.899	49.997	54.243	55.772	57.965	61.074	65.921	75.640	83.286	87.485
b. Pertumbuhan *demand*	%	5,4	4,4	8,5	2,8	3,9	5,4	7,9	14,7	10,1	5,0
c. Produksi	GWh	53.083	56.537	61.327	62.856	65.049	66.446	71.572	81.510	89.526	93.953
d. Faktor Beban	%	73,9	74,0	74,4	74,6	74,8	73,9	76,5	76,5	76,5	76,5
e. Beban Puncak (Bruto)	MW	8.459	9.076	9.836	9.855	10.151	10.462	10.837	12.334	13.608	14.272
f. Beban Puncak Neto	MW	8.201	8.722	9.410	9.618	9.927	10.264	10.677	12.157	13.351	14.012
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	6,4	6,3	7,9	2,2	3,2	3,4	4,0	13,9	9,8	4,9
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	11.387	11.057	10.967	10.845	10.845	10.845	10.845	10.845	10.845	10.825
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	10.336	9.749	9.659	9.537	9.537	9.529	9.529	9.529	9.529	9.529
1) PLN	MW	5.111	4.714	4.714	4.714	4.714	4.706	4.706	4.706	4.706	4.706
2) IPP	MW	5.095	4.945	4.945	4.823	4.823	4.823	4.823	4.823	4.823	4.823
3) Sewa	MW	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*	MW	90	90	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-				
6) *Retired* dan *Mothballed*	MW	80	326	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going and Committed*		**1.695**	**778**	**128**	**490**	**89**	**844**	**110**	**600**	**355**	**-**
1) PLN	**MW**	**262**	**200**	**-**	**110**	**89**	**110**	**-**	**-**	**75**	**-**
Peusangan 1-2	PLTA	88									
Kumbih-3	PLTA					45					
Masang-2 (FTP2)	PLTA					44					
Asahan III (FTP2)	PLTA	174									
Hululais (FTP2)	PLTP				110						
Sungai Penuh (FTP2)	PLTP									55	
Danau Ranau (FTP II) ***	PLTP									20	
Kepahiang	PLTP						110				
Riau Peaker	PLTMG		200								
2) IPP	**MW**	**1.433**	**578**	**128**	**80**	**-**	**734**	**110**	**600**	**280**	**-**
Batang Toru (Tapsel)	PLTA		510								
Merangin	PLTA	350									
Lumut Balai (FTP2)	PLTP	55								110	
Sorik Marapi (FTP2)	PLTP	33		65							
Muara Laboh (FTP2)	PLTP				80					60	
Rantau Dedap (FTP2)	PLTP						134				
Rajabasa (FTP2)	PLTP							110		110	
Sumsel-1	PLTU MT	600									
Jambi-1	PLTU MT						600				

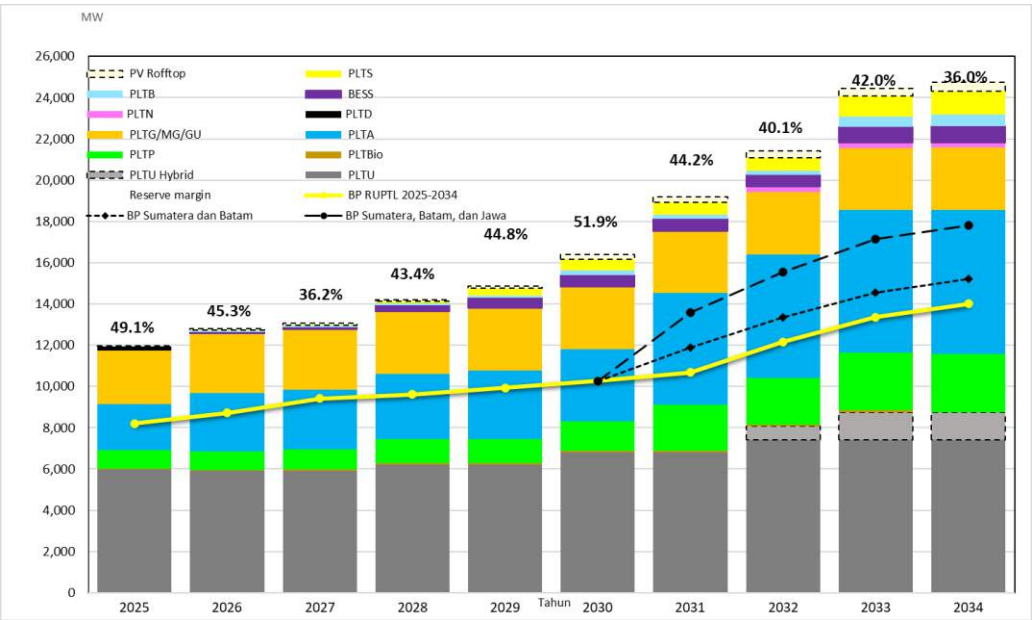
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Jambi-2	PLTU MT								600		
Sumbagsel-1	PLTU MT	300									
Pembangkit MiniHydro (PPA Tersebar)	PLTM	85	47,4	53,1							
Pembangkit Sampah (PPA)	PLTSa		17,7								
Pembangkit Bio (PPA Tersebar)	PLTBio	9,8	3	10							
3) Kerjasama antar Wilayah Usaha	**MW**	**-**	**-**	**-**	300	-	-	-	-	-	-
Sumut-1	PLTU				300						
Jumlah *On Going and Committed*	**MW**	**1.695**	**778**	**128**	**490**	**89**	**844**	**110**	**600**	**355**	**0**
b. Rencana Tambahan		**-**	**250**	**107**	**423**	**727**	**379**	**(309)**	**(1.873)**	**(1.821)**	**(3.700)**
1) PLN	**MW**	**-**	**100**	**50**	**130**	**650**	**100**	**-**	**-**	**594**	**-**
Sumbagsel-2	PLTG					300					
Sumbagut / Banda Aceh (Sewa)	PLTG		50		-50	0					
Sumbagut / Banda Aceh	PLTG/GU				80						
Sumatera Pump Storage 1 (Toba)	PLTA									500	
Tanjung Sakti	PLTA									94	
Sumatera BESS-1	BESS		50	50	100						
Sumatera BESS-2	BESS					200					
Sumatera BESS-3	BESS						100				
Sumatera (PLTS + BESS) - 1	PLTS					*236					
Sumatera (PLTS + BESS) - 1	BESS					150					
Pembangkit Bayu	PLTB		*55		*55						
2) IPP	**MW**	**-**	**150**	**57**	**293**	**77**	**279**	**2.596**	**1.532**	**1.385**	**100**
Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagut	PLTM			14,40	17,80	10,00					
Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagteng	PLTM						4,00	20,10			
Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagsel	PLTM					14,90					
Sumatera (kuota) tersebar	PLTA				250						
Sumatera (kuota) tersebar	PLTA						200	200			
Sumbagut (kuota) tersebar	PLTA							161			
Sumbagut (kuota) tersebar	PLTA							400			
Sumbagut (kuota) tersebar	PLTA										100
Sumbagselteng (kuota) tersebar	PLTA					40		110			
Sumatera (Kuota) tersebar	PLTBio			3		12					
Sumatera *Hybrid***	PLTU MT								600	600	
Sumatera *Hybrid***	PLTS								*150	*150	
Sumatera *Hybrid***	BESS								75	75	
Sumbagsel	PLTGU		150								
Subagteng	PLTMG				25						
Sumatera (Kuota) tersebar	PLTP			40							
Pembangkit Panas Bumi (Kuota) tersebar	PLTP									115	
Sumatera (Kuota) tersebar	PLTB						*110			*270	*100

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Sumatera (PLTS + BESS) - 2	PLTS									*302	
Sumatera (PLTS + BESS) - 2	BESS									200	
Sumatera (PLTS + BESS) - 3	PLTS						*150				
Sumatera (PLTS + BESS) - 3	BESS						75				
Sumatera (Kuota) tersebar	PLTS	1*	*50	*10	*25	*50	*25	*50	*25	*100	*100
Bendungan Merangin PUPR	PLTA								107		
Sumbagut (kuota ISJ) tersebar	PLTA							650	500	300	
Sumbagselteng (kuota ISJ) tersebar	PLTA							350			
Bangka (Kuota) Tersebar New EBT*	PLTN								250		
Sumatera (Kuota ISJ) tersebar	PLTP							705		95	
4) Impor/Ekspor	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(2.905)**	**(3.405)**	**(3.800)**	**(3.800)**
Transfer ke Sistem Batam	MW	-	-	-	0	0	0	-1.200	-1.200	-1.200	-1.200
Transfer ke Sistem JMB	MW					0	0	-1.705	-2.205	-2.600	-2.600
Jumlah Rencana Tambahan	**MW**	**-**	**250**	**107**	**423**	**727**	**379**	**(309)**	**(1.873)**	**(1.821)**	**(3.700)**
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	10.336	9.749	9.659	9.537	9.537	9.529	9.529	9.529	9.529	9.529
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	1.695	1.028	236	913	816	1.223	(199)	(1.273)	(1.466)	(3.700)
c. Total DMN Sistem	MW	12.231	12.674	12.820	13.611	14.427	15.642	15.444	17.076	19.012	19.112
- Pembangkit Fossil	MW	8.701	8.504	8.504	8.707	8.707	9.299	9.299	9.899	9.899	9.899
- Pembangkit EBT	MW	3.180	3.758	3.853	4.311	4.737	5.085	4.065	4.172	4.736	4.736
d. LOLP	%	0,00001	0,00000	0,00000	0,00001	0,00321	0,00219	0,00013	0,00084	0,00059	0,00041
e. *Reserve Margin*	MW	4.029	3.952	3.410	3.992	4.500	5.378	4.767	4.919	5.661	5.100
f. *Reserve Margin*	%	49,1	45,3	36,2	41,5	45,3	52,4	44,7	40,5	42,4	36,4
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	28%	32%	33%	34%	37%	38%	40%	40%	39%	42%
b. Gas	%	20%	19%	18%	18%	17%	16%	14%	13%	11%	11%
c. BBM	%	2%	2%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
d. Batubara	%	50%	47%	48%	47%	45%	45%	45%	47%	49%	47%
6. EMISI GRK	Juta Ton	42	41	43	44	44	46	49	56	62	63
a. EBT	Juta Ton										
b. Gas	Juta Ton	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
c. BBM	Juta Ton	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
d. Batubara	Juta Ton	33	32	35	36	36	38	42	49	55	56
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	Rp/kWh	1.233	1.300	1.233	1.268	1.311	1.336	1.315	1.324	1.256	1.223

*) Merupakan proyek PLTN di Sistem Sumatera, dengan lokasi sesuai penetapan pemerintah dan ketentuan perundangan yang akan ditetapkan lebih lanjut atau setelah ada penugasan.

**) Dapat dieksekusi sepanjang *demand* tersedia dan selaras dengan aturan Perpres 112/2022 pasal 3 ayat (4) huruf b serta peraturan perubahannya yang relevan dan berlaku.

***) Untuk PLTP Danau Ranau, *Subholding* PT PLN (Persero) dapat mengembangkan PLTP tersebut setelah memohon penugasan pengusahaan panas bumi yang disetujui oleh Menteri ESDM



Gambar 5.15 Grafik Neraca Daya Sistem Sumatera-Bangka Tahun 2025-2034 – Skenario ARED

Sistem Interkoneksi Sumatera adalah sistem tenaga listrik yang menghubungkan sistem kelistrikan dari Provinsi Aceh sampai Provinsi Lampung dan Pulau Bangka, melalui saluran transmisi tegangan 150 kV, 275 kV, serta rencana 500 kV. Dalam Neraca daya Sistem Sumatera sudah dipertimbangkan kondisi *Equivalent Forced Outage Rate* (EFOR) dan *derating* pembangkit eksisting, yang disebabkan oleh kondisi-kondisi tertentu seperti umur pembangkit. Neraca daya ini selain memperhitungkan *supply-demand* Sistem Sumatera eksisting, juga mempertimbangkan rencana interkoneksi sistem-sistem *isolated* (di Pulau Sumatera ataupun di luar Pulau Sumatera).

Dalam merencanakan penambahan pembangkit berpedoman pada metodologi seperti yang sudah dijelaskan dalam Bab II.2.I. Optimasi disusun menggunakan software *generation expanssion plan*t dengan metode probabilistik. Berdasarkan perhitungan diperoleh kisaran *reserve margin* yang optimal di Sumatera adalah sekitar 32,8% sampai dengan 41,4% untuk sistem Sumatera.

Penambahan rencana pembangkit PLTU *Hybrid* untuk melayani *additional demand* baru calon pelanggan KTT di Sistem Sumatera dan Batam-Bintan total sebesar 1.744 MVA yang masuk secara bertahap mulai Tahun 2032.

Rencana penambahan pembangkit EBT yang belum memasuki tahap PPA dinyatakan dalam rencana pembangkit sebagai kuota kapasitas sistem. Kuota kapasitas tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi atau potensi lain yang belum tertulis pada daftar potensi pembangkit Sumatera.

Di Sumatera juga terdapat sistem-sistem *isolated* tersebar baik di kepulauan atau pun di Pulau Sumatera. Ke depannya sistem-sistem *isolated* tersebut akan dihubungkan ke sistem interkoneksi

Sumatera, jika aspek teknis dan ekonomis sudah terpenuhi. Total pembangkit *isolated* di Sumatera adalah sekitar 0,6 GW.

Pada pembangkit PLTGU eksisting Sumatera terdapat PLTGU Borang/Palembang Timur yang akan berakhir kontraknya pada tahun 2025 dan PLTGU Gunung Megang pada tahun 2027, mengingat kondisi kedua pembangkit tersebut saat ini masih cukup baik sehingga masih dimungkinkan untuk tetap dioperasikan. Kelanjutan pengoperasian pembangkit ini akan bergantung pada optimasi *cost* sistem serta optimasi skema perpanjangan kontrak atau skema *purchase*/akuisisi (atau skema lainnya) yang akan ditetapkan berdasarkan kajian lebih lanjut.

Dalam pengembangan pembangkit Gas *open cycle* (PLTG dan PLTMG) desain, teknis, teknologi, dan ketersediaan lahan sudah dipersiapkan juga untuk dapat di kembangkan tambahan unit *steam* (*Add-on* ST) sehingga PLTG/MG dapat menjadi *combine cycle*. Dengan penambahan unit *steam* tersebut, maka efisiensi pembangkit menjadi lebih baik dan operasi pembangkit menjadi lebih murah. Namun hal ini juga berdampak pada penurunan respons kecepatan naik turun daya pembangkit. Sehingga penambahan unit *Add-on* ST tersebut perlu dikaji tidak hanya dari kebutuhan pasokan daya dan keekonomian, tetapi juga dari sisi kebutuhan operasi sistem. Dalam pengembangan pembangkit gas, infrastruktur gas juga akan dibangun menjadi bagian yang tidak terpisahkan

Kapasitas pembangkit gas (PLTG, PLTMG, dan PLTGU) yang tercantum dalam neraca daya (dan *list project*) merupakan angka kapasitas kebutuhan sistem, namun pada saat pelaksanaan *project* kapasitas tersebut dapat disesuikan dengan ketersediaan pembangkit di pasaran. *Range* perubahan kapasitas yang masih dapat terakomodasi adalah +/- 20%.

Dalam RUPTL 2025-2034 ini terdapat rencana interkoneksi Sistem Sumatera ke Sistem Batam-Bintan. Daya yang dikirimkan dari Sistem Sumatera direncanakan bersumber dari pembangkit EBT sehingga energi yang diterima di Sistem Batam-Bintan dapat membantu untuk mencapai target bauran energi Sistem Batam-Bintan. Selain itu, dengan adanya energi EBT di Sistem Batam-Bintan yang mencukupi, maka dapat mendorong pertumbuhan industri-industri yang berorientasi energi hijau serta meningkatkan perekonomian Batam dan Bintan. Dalam tahap awal transfer daya ke Sistem Batam sebesar 1.200 MW dengan target COD 2031. Selain untuk memenuhi *demand* Batam, interkoneksi tersebut juga dapat di manfaatkan untuk memenuhi potensi *demand* lain di sistem Batam-Bintan.

Selain interkoneksi ke Sistem Batam-Bintan, direncanakan juga adanya interkoneksi Sumatera ke Sistem Jawa-Bali dengan target COD 2031. Daya yang disalurkan ke Sistem Jawa-Bali adalah sebesar 2,6 GW (bertahap). Dengan adanya Interkoneksi ini maka kapasitas tambahan pembangkit EBT dapat ditingkatkan.

Total PLTP untuk Sistem Sumatera adalah 1.119 MW dengan COD di tahun 2027 s.d. 2033 dan PLTP Kuota Interkoneksi Sumatera Jawa (ISJ) sebesar 800 MW dengan COD di tahun 2031 s.d. 2033 (atau mengikuti COD ISJ). COD didasarkan pada kebutuhan sistem serta optimasi pasokan daya. Berdasarkan EBTKE COD PLTP dimungkinkan untuk dipercepat menjadi : 55 MW (tahun 2026), 115 MW (tahun 2027), 275 MW (tahun 2028), 135 MW (tahun 2029), 284 MW (tahun 2030), 555 MW (tahun 2031), 55 MW (tahun 2032), dan 455 MW (tahun 2033). Usulan tersebut dimungkinkan jika terdapat perubahan kebutuhan sistem seperti adanya COD pembangkit lain yang terlambat, tambahan *demand* yang cukup, dan/atau kebutuhan lainnya. Terkait penambahan *demand*, usulan untuk memajukan COD PLTP tersebut dapat dilakukan sepanjang PLN mendapatkan penugasan pemerintah serta dukungan berupa aturan, kebijakan, program, ataupun dukungan lainnya dari pemerintah untuk mendorong dan memastikan adanya peningkatan *demand* di sistem terkait.

V.5.7.2.2 Penambahan Kapasitas Pembangkit dan *Storage* Sumatera

Sistem tenaga listrik di Sumatera terdiri dari 1 sistem interkoneksi, yaitu: Sistem Sumatera-Bangka, dan 2 sistem *isolated* yang cukup besar dengan beban puncak di atas 50 MW, yaitu Belitung dan Tanjung Pinang, serta beberapa sistem *isolated*. Pada Tabel 5.84 dan 5.85 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2025 - 2034 untuk Sumatera.

Tabel 5.84 Kebutuhan Tambahan Pembangkit dan *Storage* Sumatera (MW) Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTP	-	-	-	110	-	-	-	-	-	-	110
PLTMG	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTA	262	-	-	-	89	-	-	-	-	-	351
PLTS	4	1	8	-	-	-	-	-	-	-	13
Jumlah	**266**	**201**	**8**	**110**	**89**	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**674**
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	110	-	-	75	-	185
PLTGU	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-	80
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTMG	-	-	46	30	-	-	10	-	10	-	96
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	94	-	94
PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	-	500	-	500
PLTS	-	6	-	-	236	-	-	-	-	10	252
PLTB	-	55	-	55	-	-	-	-	-	-	110
BESS	-	50	50	100	350	100	-	-	-	-	650
Jumlah	-	**111**	**96**	**265**	**886**	**210**	**10**	**-**	**679**	**10**	**2.267**
IPP											
PLTU MT	900	-	-	-	-	600	-	1.200	600	-	3.300
PLTP*	88	-	105	85	-	134	815	-	495	-	1.722
PLTMG	-	-	-	25	-	-	-	-	-	-	25
PLTBg	-	3	-	-	2	-	-	4	4	-	13
PLTM	85	47	68	18	25	4	20	-	-	-	267
PLTA*	350	510	-	250	40	200	1.871	607	300	100	4.228
PLTS	1	57	50	27	78	193	53	179	603	101	1.341
PLTB	-	-	-	-	-	110	-	-	270	100	480
PLTSa	-	18	-	-	-	-	-	-	-	-	18

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTBm	10	-	13	3	18	-	-	-	3	-	47
BESS	-	-	-	-	-	75	-	75	275	-	425
Jumlah	**1.434**	**635**	**235**	**408**	**163**	**1.316**	**2.759**	**2.065**	**2.550**	**301**	**11.866**
Kerjasama Wilus											
PLTU	-	-	-	300**	-	-	-	-	-	-	300*
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**300****	**-**	**-**	**-**	**-**			**300***
Total											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU MT	900	-	-	-	-	600	-	1.200	600	-	3.300
PLTP*	88	-	105	195	-	244	815	-	570	-	2.017
PLTGU	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-	80
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTMG	-	200	46	55	-	-	10	-	10	-	321
PLTBg	-	3	-	-	2	-	-	4	4	-	13
PLTM	85	47	68	18	25	4	20	-	-	-	267
PLTA*	612	510	-	250	129	200	1.871	607	394	100	4.673
PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	-	500	-	500
PLTS	5	64	57	27	314	193	53	179	603	111	1.606
PLTB	-	55	-	55	-	110	-	-	270	100	590
PLTSa	-	18	-	-	-	-	-	-	-	-	18
PLTBm	10	-	13	3	18	-	-	-	3	-	47
BESS	-	50	50	100	350	175	-	75	275	-	1.075
Total	**1.700**	**948**	**339**	**783**	**1.138**	**1.526**	**2.769**	**2.065**	**3.229**	**311**	**14.807**

* Termasuk PLTA dan PLTP Interkoneksi Sumatera-Jawa sebesar 2.600 MW

** Kerja sama Wilus tidak masuk ke dalam kapasitas total

Tabel 5.85 Kebutuhan Tambahan Pembangkit dan *Storage* Sumatera (MW) Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTP	-	-	-	110	-	-	-	-	-	-	110
PLTMG	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTA	262	-	-	-	89	-	-	-	-	-	351
PLTS	4	1	8	-	-	-	-	-	-	-	13
Jumlah	**266**	**201**	**8**	**110**	**89**	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**674**
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	110	-	-	75	-	185
PLTGU	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-	80
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTMG	-	-	46	30	-	-	10	-	10	-	96
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	94	-	94
PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	-	500	-	500
PLTS	-	6	-	-	236	-	-	-	-	10	252
PLTB	-	55	-	55	-	-	-	-	-	-	110
BESS	-	50	50	100	350	100	-	-	-	-	650
Jumlah	-	**111**	**96**	**365**	**886**	**110**	**10**	**-**	**679**	**10**	**2.267**
IPP											
PLTU MT	900	-	-	-	-	600	-	1.200	600	-	3.300
PLTP*											
PLTMG	-	-	-	25	-	-	-	-	-	-	25
PLTBg	-	3	-	-	2	-	-	4	4	-	13
PLTM	85	47	68	18	25	4	20	-	-	-	267
PLTA*	350	510	-	250	40	200	1.871	607	300	100	4.228
PLTS	1	57	50	27	78	193	53	179	603	101	1.341
PLTB	-	-	-	-	-	110	-	-	270	100	480
PLTSa	-	18	-	-	-	-	-	-	-	-	18
PLTBm	10	-	13	3	18	-	-	-	3	-	47
BESS	-	-	-	-	-	75	-	75	275	-	425
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	250	-	-	250
Jumlah	**1.434**	**635**	**235**	**408**	**163**	**1.316**	**2.759**	**2.315**	**2.550**	**301**	**12.116**
Kerjasama Wilus											
PLTU	-	-	-	300**	-	-	-	-	-	-	300*
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**300****	**-**	**-**	**-**	**-**			**300***
Total											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU MT	900	-	-	-	-	600	-	1.200	600	-	3.300
PLTP*	88	-	105	195	-	244	815	-	570	-	2.017

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTGU	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-	80
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTMG	-	200	46	55	-	-	10	-	10	-	321
PLTBg	-	3	-	-	2	-	-	4	4	-	13
PLTM	85	47	68	18	25	4	20	-	-	-	267
PLTA*	612	510	-	250	129	200	1.871	607	394	100	4.673
PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	-	500	-	500
PLTS	5	64	57	27	314	193	53	179	603	111	1.606
PLTB	-	55	-	55	-	110	-	-	270	100	590
PLTSa	-	18	-	-	-	-	-	-	-	-	18
PLTBm	10	-	13	3	18	-	-	-	3	-	47
BESS	-	50	50	100	350	175	-	75	275	-	1.075
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	250	-	-	250
Total	**1.700**	**948**	**339**	**783**	**1.138**	**1.526**	**2.769**	**2.315**	**3.229**	**311**	**15.057**

* Termasuk PLTA dan PLTP Interkoneksi Sumatera-Jawa sebesar 2.600 MW

** Kerja sama Wilus tidak masuk ke dalam kapasitas total

Tabel 5.84 dan Tabel 5.85 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

1. Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2025 - 2034 adalah 14,8 GW (atau penambahan kapasitas rata-rata 1,4 GW per tahun) yang terdiri dari Sistem Interkoneksi Sumatera-Bangka 14,2 GW dan luar sistem interkoneksi Sumatera-Bangka 0,6 GW untuk Skenario RE *Base*, sedangkan 15,0 GW (atau penambahan kapasitas rata-rata 1,5 GW per tahun) yang terdiri dari sistem interkoneksi Sumatera-Bangka 14,4 GW dan luar sistem interkoneksi Sumatera-Bangka 0,6 GW untuk Skenario ARED;
2. Secara total perbedaan jumlah proyek penambahan pembangkit di Sumatera sampai tahun 2034 antara Skenario RE *Base* dan Skenario ARED adanya pemanfaatan teknologi PLTS+BESS dalam rencana pengembangan sistem;
3. Perbedaan Skenario RE *Base* dan Skenario ARED di Sumatera adalah:
   a. Adanya rencana pembangunan PLTN kapasitas 250 MW pada Skenario ARED;
   b. Dari sisi target *co-firing* yang naik secara bertahap. Kenaikan persentase *co-firing* ini adalah untuk menjaga kenaikan emisi setelah tahun 2030;
4. Pada Skenario ARED, penambahan pembangkit EBT akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun sebesar 11 GW atau 66,3% terdiri dari PLTA/ PLTM/*pumped storage* sebesar 5,4 GW (36,1%), panas bumi sebesar 2,0 GW (13,4%), EBT lainnya yaitu PLTS 1,6 GW (10,7%), PLTB 0,6 GW (3,9%), PLTSa/PLTBg/PLTBm/PLTBn 0,1 GW (0,5%) dan BESS sebesar 1 GW (7,1%). Pengembangan PLTU batubara sebesar 3,3 GW (21,9%) sedangkan PLTGU/PLTG/MG akan dibangun dengan kapasitas sebesar 0,7 GW (4,7%);
5. Rencana pengembangan PLTS sudah termasuk PLTS Lisdes, PLTS Dedieselisasi dan PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem);
6. Sistem terbesar di Sumatera adalah Sistem Sumatera-Bangka dengan beban saat ini sudah mencapai 7,7 GW. Ke depannya akan direncanakan juga interkoneksi ke Sistem Batam-Bintan,

Selat Panjang, Bengkalis, dan Tanjung Balai Karimun dengan total beban puncak menjadi 12,7 GW di tahun 2034.

V.5.7.2.3 Proyek-Proyek Strategis

Beberapa proyek pembangkit strategis di Sumatera antara lain:

1. PLTA Peusangan 1 dan 2 serta PLTA Asahan III, merupakan pembangkit-pembangkit yang sangat strategis karena selain proyek-proyek ini akan dapat memasok kebutuhan beban, sekaligus juga akan memperbaiki BPP Sistem Sumatera dan meningkatkan pemanfaatan EBT;
2. Pada rencana penambahan pembangkit terdapat rencana penambahan pembangkit gas baru sebesar 355 MW, kapasitas tersebut adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem. Namun pada saat pelaksanaan *project* kapasitas tersebut dapat disesuaikan dengan ketersediaan pembangkit di pasaran. *Range* perubahan kapasitas yang masih dapat terakomodasi adalah +/- 20%.
3. PLTA Sumatera/Sumbagut/Sumbagselteng (Kuota) tersebar total 3,1 GW (termasuk kuota PLTA ISJ), merupakan strategi untuk mendapatkan pengembang PLTA yang paling kompetitif dan paling kredibel untuk menyelesaikan proyek (mengingat tingginya tantangan pembangunan PLTA). Dengan sebaran potensi PLTA yang tidak merata (beberapa provinsi hanya memiliki satu atau beberapa potensi), maka untuk menjaga kompetitif proses pengadaan kuota dibuat persistem dan per subsistem.
4. Kesiapan pasokan uap ke PLTP Hululais sudah tersesdia di tahun 2027.Dalam neraca daya dengan pertimbangan kontruksi pembankit dan konstruksi transmisi diperkirakan COD tahun 2028. Namun percepatan COD menjadi tahun 2027 akan diupayakan *best effort*, termasuk percepatan pembangunan transmisi tenaga listrik yang menghubungkan PLTP Hululais ke Gardu Induk Pekalongan.
5. Dalam pengembangan sistem pembangkitan, dimasukkan juga kuota pembangkit intermiten (surya dan angin) di sistem interkoneksi dan sistem *isolated*. Besarnya kuota kapasitas pembangkit intermiten tersebut didasarkan melalui kajian teknis ataupun ekonomis yang dapat diakomodir di setiap sistem, serta mempertimbangkan kan juga penyerapan teknologi terkini;
6. Di sistem-sistem kepulauan yang terpisah dari Sistem Sumatera, penambahan pembangkit diutamakan menggunakan pembangkit EBT setempat, namun untuk menjaga keandalan serta mendapatkan nilai keekonomian direncanakan juga hibrid dengan baterai dan diesel;
7. Dalam RUPTL 2025-2034 direncanakan beberapa PLTS dan PLTB baru yang akan dibangun oleh PLN di Sistem Sumatera-Bangka lebih dari 1 GW (termasuk PV *Rooftop*). Strategi ini

merupakan bentuk komitmen PLN untuk menjadikan pembangkit EBT sebagai *basic* bisnis PLN ke depannya; Pada penambahan pembangkit PLTS dan PLTB tersebut dimungkinkan juga untuk penambahan BESS *smoothing* minimal sebesar 10 % untuk mengantisipasi dampak fluktuasi frekuensi yang terjadi akibat intermitensi dari PLTS dan PLTB tersebut;

8. Selain skema pembangunan pembangkit oleh swasta, saat ini PLN dan Kementerian PU juga sedang melakukan skema kerja sama pembangunan PLTA bersama, di mana *recovery* investasinya akan ditanggung oleh Kementerian PU dan PLN;
9. Pada Tahun 2021 PLN sudah berkomitmen dengan Pertamina Hulu Rokan (PHR) untuk menyuplai sistem Blok Rokan. Dalam rangka melayani kebutuhan listrik di PHR tersebut, PLN telah mengakuisisi Mandau Cipta Tenaga Nusantara (MCTN) sebagai pembangkit yang menyuplai sistem PHR. Pembangkit yang dimiliki MCTN ini adalah PLTG *Cogeneration* 3x100 MW yang dapat menyuplai listrik dan uap ke sistem PHR. Sistem PHR ini merupakan sistem 60 Hz (frekuensi PLN 50 Hz) yang akan dioperasikan terpisah dengan sistem Sumatera sampai dengan Tahun 2026. Untuk memperkuat pasokan ke PHR direncanakan akan diinterkoneksikan Sistem Sumatera menggunakan konverter frekuensi (Konverter HVDC *Back to Back*) 50/60 Hz. Dengan terinterkoneksinya sistem PHR dan Sistem Sumatera ini, maka operasi di kedua Sistem dapat dioptimalkan sesuai kebutuhan (ekspor/impor). Selain itu juga pasokan ke sistem PHR akan lebih andal, karena tidak bergantung pada satu pembangkit saja;
10. Berdasarkan analisa dengan kondisi beban seperti yang tercantum di neraca daya Sistem Sumatera, terdapat potensi *oversupply* energi *base* sampai Tahun 2032. Penyebab potensi *oversupply* tersebut adalah banyaknya pembangkit *base loader* yang sudah *committed*, sehingga pada saat luar beban puncak terjadi kelebihan pembangkit. Untuk memperkecil risiko tersebut maka direncanakan akan dikembangkan PLTA *Pump storage* 2x250 MW (potensi sampai dengan 1 GW) dengan COD di tahun 2033 dan BESS Sumatera 500 MW (2026-2029). Dengan adanya *storage* tersebut maka kelebihan daya saat kondisi luar beban puncak dapat disimpan untuk digunakan di saat beban puncak; Selain BESS terdapat juga penambahan PLTS+BESS dimana pada kondisi-kondisi tertentu kapasitas BESS yang tidak ter-utilasi dapat di manfaatkan juga sebagai *storage* Sistem Sumatera;
11. Sistem Sumatera berpotensi kelebihan pembangkit *base loader* sehingga dalam pengembangan PLTA kuota Hidro tersebar akan dialokasikan untuk pembangkit tipe *follower* ataupun *peaker*. Selain itu juga untuk meningkatkan inersia sistem,

maka pemilihan *unit size* pembangkit akan diarahkan untuk *unit size* yang besar (>50 MW per unit);

12. Dalam pengembangan sistem pembangkitan direncanakan penambahan BESS sebesar 500 MW (Kapasitas baterai sekitar 3 GWh/ menyesuaikan kajian lebih lanjut). Fungsi dari pembangkit ini yang utamanya adalah sebagai *storage* daya terutama dari PV *Rooftop*, PLTS/PLTB, serta Co-*firing*, pada siang hari. *Storage* tersebut dapat digunakan untuk memasok sistem pada malam hari, sehingga dapat menurunkan konsumsi bagan bakar gas/LNG di malam hari. Pola operasi ini disebut sebagai BESS *load-shifting.* Selain pola operasi tersebut, dengan menggunakan teknologi *converter grid forming*, BESS juga dapat difungsikan untuk meningkatkan keandalan sistem yaitu sebagai: *Black start*, *Voltage Control*, *Frequency control*, *sintetic inersia.* Fungsi-fungsi tersebut dapat dioperasikan secara bersamaan, ataupun parsial sesuai kebutuhan sistem. Lokasi penempatan BESS tersebut dapat terpusat ataupun tersebar sesuai dengan kebutuhan dan kemampuan sistem;
13. Selain antisipasi di sisi pembangkit tersebut, di sisi *demand* juga perlu dilakukan langkah-langkah untuk meningkatkan pertumbuhan dan menggali potensi-potensi *demand* baru (seperti interkoneksi antar negara, kerja sama wilayah usaha, atau kerja sama dengan industri-industri program Pemerintah), untuk hal ini diperlukan peran Pemerintah untuk mengkoordinasikan berbagai sektor agar tercapai kesinergian yang berorientasi *Business to Business* (B *to* B);
14. PLTS+BESS Sumatera yang direncanakan adalah total 450 MW. Pola operasi pembangkit ini adalah *load shifting*, hanya saja daya yang disimpan seluruhnya berasal dari PLTS. Agar tidak mengganggu sistem maka proyek PLTS dan proyek BESS tersebut di-*bundling* proyek menjadi satu proyek. Kapasitas tersebut merupakan daya rata-rata PCS yang memasok sistem pada kondisi WBP (3-5 Jam). Sedangkan kapasitas baterai dan kapasitas PLTS dapat menyesuaikan dengan kebutuhan *energy used/years* dan lokasi proyek (sesuai intensitas matahari setempat). Lokasi penempatan PLTS+BESS tersebut dapat terpusat ataupun tersebar sesuai dengan kebutuhan dan kemampuan sistem. Pada waktu-waktu tertentu terjadi kondisi kapasitas BESS yang tidak terisi full dari PLTS, pada kondisi tersebut utilisasi BESS dapat di tingkatkan dengan menjadikan BESS tersebut sebagai *storage* sistem;
15. PLTN Sumatera-Bangka (Kuota) tersebar *New* EBT* dengan opsi PLTN SMR 250 MW, merupakan komitmen PLN dalam menyelaraskan dengan RUKN, Kebijakan Energi Nasional (KEN) dan Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) Tahun 2025-2045 yang ditujukan sebagai diversifikasi dan konservasi energi untuk mewujudkan ketahanan energi.

Selain menggunakan teknologi SMR, terdapat juga opsi menggunakan teknologi *large scale* dengan penyesuaian kapasitas dan penyesuaian kebutuhan sistem.

V.5.7.3 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit dan *Storage* Jawa, Madura dan Bali

V.5.7.3.1 Neraca Daya Sistem Jawa Bali

Dari neraca daya Sistem Jawa Bali (Tabel 5.86) diperoleh *reserve margin* (RM) daya mampu neto bervariasi antara 33-44%, dengan cadangan paling tinggi terjadi pada tahun 2025 dikarenakan masih banyak pembangkit yang telah beroperasi di tahun sebelumnya dan pembangkit baru yang COD di 2024. Sedangkan pada tahun 2027-2034 RM dijaga di antara 33-35%.

Dari neraca daya Sistem Jawa Bali (Tabel 5.87) diperoleh *reserve margin* (RM) daya mampu neto bervariasi antara 32-41%, dengan cadangan paling tinggi terjadi pada tahun 2025 dikarenakan masih banyak pembangkit yang telah beroperasi di tahun sebelumnya dan pembangkit baru yang COD di 2024. Sedangkan tahun 2027-2034 RM dijaga di antara 33-35%. Untuk tahun 2033 *reserve margin* (RM) kembali meningkat dampak masuknya PLTA PS dan BESS.

Mitigasi yang dilakukan untuk menjaga *reserve margin* tetap optimal antara lain:

1. Lebih agresif dalam mencari potensi pelanggan baru untuk meningkatkan penjualan listrik;
2. Melakukan penjadwalan ulang pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem.

Jadwal COD pembangkit IPP yang tercantum dalam neraca daya sesuai dengan PPA.

Mempertimbangkan revaluasi aset yang dilakukan oleh PLN pada Tahun 2015, maka pembangkit yang umur teknisnya sudah tua menjadi lebih panjang 15-20 tahun dan masih diperhitungkan sebagai aset sehingga tidak dilakukan *retirement* hingga umur akuntansinya habis. PLN akan melakukan *assessment* terhadap pembangkit yang umur teknisnya sudah tua agar dapat beroperasi hingga 10-20 tahun lagi melalui *refurbishment*, *retrofit* atau *life extension*. PLTU batubara yang telah habis masa PPA nya diperpanjang dengan menggunakan teknologi yang lebih ramah lingkungan seperti CCUS, *co-firing* biomassa dan teknologi lainnya sesuai dengan kondisi sistem.

Tabel 5.86 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2025-2034 (Skenario RE *Base*)

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	226.107	237.019	247.974	258.902	269.901	280.723	291.452	301.950	313.025	324.137
b. Pertumbuhan Penjualan	%	4,8%	4,8%	4,6%	4,4%	4,2%	4,0%	3,8%	3,6%	3,7%	3,5%
c. Produksi	GWh	251.145	262.898	274.805	289.258	301.129	313.334	325.447	341.013	356.307	369.059
d. Faktor Beban	%	81,8	81,8	81,8	81,8	81,8	81,8	81,9	81,9	81,9	81,9
e. Beban Puncak Bruto	MW	35.106	36.742	38.399	40.045	41.696	43.392	45.076	46.725	48.491	50.261
f. Beban Puncak Neto	MW	34.342	35.942	37.563	39.174	40.789	42.448	44.095	45.708	47.436	49.167
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	4,7%	4,7%	4,5%	4,3%	4,1%	4,1%	3,9%	3,7%	3,8%	3,7%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	49.616	49.616	49.616	49.504	49.392	49.090	47.740	47.740	47.740	47.740
b. Total Daya Mampu Netto (DMN):	MW	46.867	46.867	46.867	46.767	46.667	46.402	45.325	45.325	45.325	45.325
1) Milik Sendiri:	MW	29.673	29.673	29.673	29.573	29.473	29.208	28.281	28.281	28.281	28.281
PLTA	MW	2.491	2.491	2.491	2.491	2.491	2.491	2.491	2.491	2.491	2.491
PLTM	MW	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
PLTP	MW	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357
PLTG	MW	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398
PLTGU	MW	10.476	10.476	10.476	10.376	10.276	10.011	10.011	10.011	10.011	10.011
PLTMG	MW	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
PLTD	MW	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
PLTU Batubara	MW	13.685	13.685	13.685	13.685	13.685	13.685	13.685	13.685	13.685	13.685
PLTU BBM/Gas	MW	927	927	927	927	927	927				
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	17.191	17.191	17.191	17.191	17.191	17.191	17.041	17.041	17.041	17.041
PLTA	MW	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227
PLTP	MW	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848
PLTG	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	MW	2.029	2.029	2.029	2.029	2.029	2.029	1.879	1.879	1.879	1.879
PLTU Batubara	MW	13.845	13.845	13.845	13.845	13.845	13.845	13.845	13.845	13.845	13.845
PLTM	MW	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
PLTBm	MW	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PLTSa	MW	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
PLTBm	MW	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-927	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	2.309	116	192	1.173	-	262	350	273	430	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	250	-	-	1.040	-	-	55	40	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Muara Tawar *Add-on* B4 [1]	PLTGU	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Upper Cisokan PS (FTP2)	PLTA PS	-	-	-	1.040	-	-	-	-	-	-
Tangkuban Perahu (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	40	-	-
Ungaran (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	55	-	-	-
Karangkates	PLTS	100*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saguling	PLTS	60*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	2.059	116	192	133	-	262	295	233	430	-
Tersebar	PLTM	14	21	27	18	-	7	-	-	-	-
Jawa-9 & 10 - Suralaya #9-10	PLTU	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baturaden (FTP2) #1-2	PLTP	-	-	-	-	-	-	185	-	-	-
Baturaden (FTP2) #3	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	35	-	-
Bedugul #1	PLTP	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-
Bedugul #2-4	PLTP	-	-	-	-	-	60	-	-	110	-
Cibuni (FTP2)	PLTP	-	-	-	10	-		-	-	-	-
Dieng (FTP2) #2-4	PLTP	-	-	55	-	-	110	-	-	-	-
Dieng (FTP2) #5-6	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	110	-
Dieng (FTP2) #7-8	PLTP	-	-	-	35	-	-	-	-	35	-
Gunung Salak #7	PLTP	-	40	-	-	-	-	-	-	-	-
Gunung Salak #8	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	63	-	-
Gunung Salak *Small Scale Binary*	PLTP	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ijen (FTP2) #1-3	PLTP	30	-	80	-	-	-	-	-	-	-
Patuha (FTP2) #2-3	PLTP	-	55	-	-	-	-	-	55	-	-
Patuha (FTP2) #4	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	55	-
Rawadano (FTP2) #1-2	PLTP	-	-	-	-	-	30	-	80	-	-
Telaga Ngebel (FTP2) #1	PLTP	-	-	-	-	-	55	-	-	-	-
Telaga Ngebel (FTP2) #2-3	PLTP	-	-	-	-	-	-	110	-	-	-
Wayang Windu (FTP2) #3-5	PLTP	-	-	30	30	-	-	-	-	120	-
Bali Barat	PLTS	25*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bali Timur	PLTS	25*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sunter	PLTSa	-	-	-	35	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	360	265	1.579	394	2.386	1.868	2.519	1.573	2.039	2.030
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	360	250	850	250	710	765	-	943	1.000	1.000
Matenggeng PS	PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	943	-	-
Grindulu	PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000	-
Banten	PLTB	-	-	-	100**)	100**)	-	-	-	-	-
Madura [2]	PLTGU	-	-	-	100	100	265	-	-	-	-
Madura [3]	PLTG/MG	30	-	-	-30	-	-	-	-	-	-
Bali [3]	PLTG/MG/D	280	-	-	-280	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Jawa-Bali Tersebar	PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali Tersebar	PLTS	250*)	50*)	50*)	-	-	140*)	-	-	-	45*)
Jawa-Bali Tersebar	PLTS + BESS	-	-	100*)	200*)	-	-	-	-	-	-
Jawa Timur (Kuota) IVD	BESS	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa Timur (Kuota) I	BESS	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
Bali (Kuota) III	BESS	-	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000
Jawa-3	PLTGU	-	-	800	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali-2	PLTGU	-	-	450	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali-4	PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-
Jawa-Bali-5	PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-
Jawa-Bali-7	PLTGU	-	-	-	-	-	500	-	-	-	-
Bali	PLTMG	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	15	279	594	1.676	1.103	814	130	644	1.030
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTA PS	-	-	-	-	-	-	760	-	-	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTB	-	150**)	-	-	-	80**)	135**)	250**)	150**)	300**)
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	274	14	1	5	-	-	-	-
Jawa-4	PLTGU	-	-	-	-	1.000	-	-	-	-	-
Jawa-5 [4]	PLTGU	-	-	-	-		1.000	-	-	-	-
Jawa-6	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1000
Jawa-Bali-3	PLTGU	-	-	-	450	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali-6	PLTGU	-	-	-	-	450	-	-	-	-	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	5	-	25	25	40	105	610	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTS	200*)	50*)	100*)	230*)	-	340*)	80*)	-	-	874.3*)
Jawa Bali (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	-	180*)	-	170*)	50*)	-	-	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTSa	-	-	-	130	150	65	-	-	19	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Nama Proyek)	PLT...	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Nama Proyek)	PLT...	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
dst.	PLT...	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) *Unallocated*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	1.705	500	395	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	46.867	46.867	46.867	46.767	46.667	46.402	45.325	45.325	45.325	45.325
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	2.669	381	1.771	1.568	2.386	2.130	2.869	1.846	2.469	2.030
c. Total Daya Mampu Sistem (DMN) ***)	MW	49.536	49.917	51.688	53.156	55.441	57.307	59.098	60.944	63.413	65.443
- Pembangkit Fosil	MW	45.255	45.455	46.705	47.125	48.575	50.075	48.998	48.998	48.998	49.998
- Pembangkit EBT	MW	4.281	4.462	4.983	6.311	6.546	6.912	9.780	11.626	14.095	16.125
d. LOLP	%	0,00001	0,00016	0,00218	0,00033	0,00053	0,00130	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
d. *Reserve Margin*	MW	15.194	13.975	14.125	13.981	14.652	14.858	15.003	15.236	15.977	16.526
e. *Reserve Margin*	%	44,2%	38,9%	37,6%	35,7%	35,9%	35,0%	34,0%	33,3%	33,7%	33,1%
f. Surplus/ Defisit (N-1)***)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g. Surplus/ Defisit (N-2)***)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	13,0%	16,9%	19,4%	21,8%	22,2%	23,6%	25,7%	27,6%	29,8%	31,8%
b. Gas	%	21,6%	21,7%	21,9%	22,2%	25,8%	26,4%	25,9%	25,5%	24,7%	24,1%
c. BBM	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
d. Batubara	%	65,4%	61,4%	58,7%	56,1%	52,0%	49,9%	48,4%	46,9%	45,4%	44,1%
6. EMISI GRK											
a. EBT	Juta Ton CO_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Juta Ton CO_2	30	32	38	39	45	44	45	49	50	51
c. BBM	Juta Ton CO_2	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	Juta Ton CO_2	223	217	218	217	209	209	209	209	209	209
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	Rp/kWh	1.015	1.024	1.003	1.034	1.057	1.074	1.099	1.119	1.153	1.163

Keterangan:
*) Tidak diperhitungkan ke dalam perhitungan DMN
**) DMN PLTB adalah 0,1 dari kapasitasnya
***) c=a+b, asumsi untuk tambahan pasokan: DMP Tertinggi = DMN
[1] Peningkatan efisiensi
[2] Relokasi aset pembangkit eksisting
[3] Pembangkit sewa
[4] Penggantian PLTU BBM/Gas

Tabel 5.87 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2025-2034 (Skenario ARED)

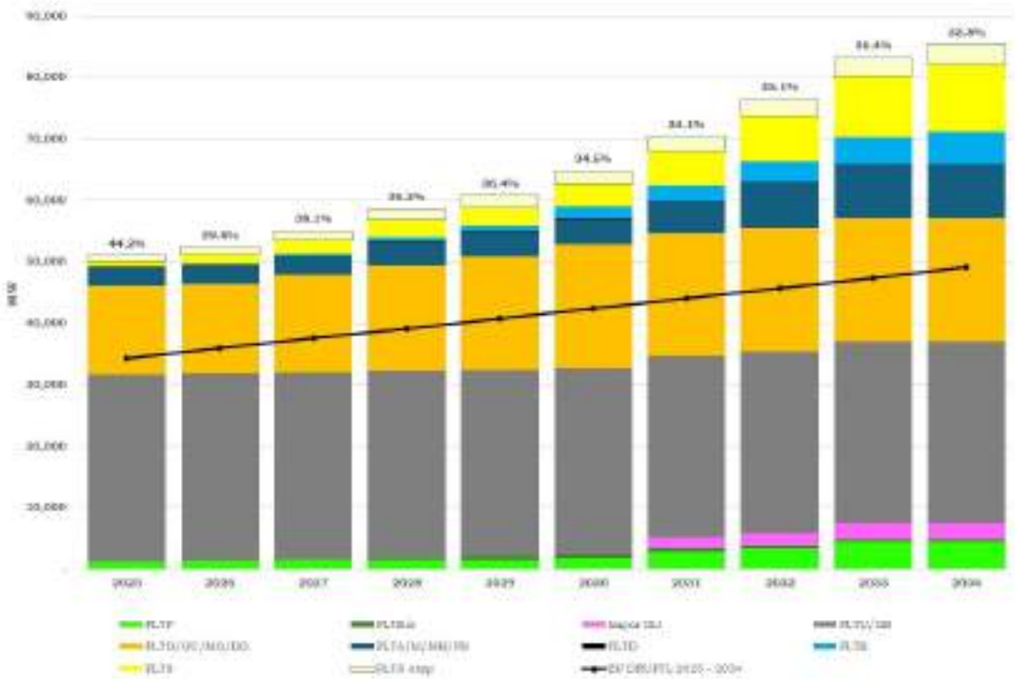
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	226.107	237.019	247.974	258.902	269.901	280.723	291.452	301.950	313.025	324.137
b. Pertumbuhan Penjualan	%	4,8%	4,8%	4,6%	4,4%	4,2%	4,0%	3,8%	3,6%	3,7%	3,5%
c. Produksi	GWh	251.145	262.898	274.805	289.258	301.129	313.334	325.447	341.013	356.307	369.059
d. Faktor Beban	%	81,8	81,8	81,8	81,8	81,8	81,8	81,9	81,9	81,9	81,9
e. Beban Puncak Bruto	MW	35.106	36.742	38.399	40.045	41.696	43.392	45.075	46.725	48.491	50.261
f. Beban Puncak Neto	MW	34.342	35.942	37.563	39.174	40.789	42.448	44.095	45.708	47.436	49.167
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	4,7%	4,7%	4,5%	4,3%	4,1%	4,1%	3,9%	3,7%	3,8%	3.7%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	49.616	49.616	49.616	49.504	49.392	49.090	47.740	47.740	47.740	47.740
b. Total Daya Mampu Netto (DMN):	MW	46.867	46.867	46.867	46.767	46.667	46.402	45.325	45.325	45.325	45.325
1) Milik Sendiri:	MW	29.673	29.673	29.673	29.573	29.473	29.208	28.281	28.281	28.281	28.281
PLTA	MW	2.491	2.491	2.491	2.491	2.491	2.491	2.491	2.491	2.491	2.491
PLTM	MW	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
PLTP	MW	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357
PLTG	MW	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398
PLTGU	MW	10.476	10.476	10.476	10.476	10.376	10.276	10.011	10.011	10.011	10.011
PLTMG	MW	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
PLTD	MW	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
PLTU Batubara	MW	13.685	13.685	13.685	13.685	13.685	13.685	13.685	13.685	13.685	13.685
PLTU BBM/Gas	MW	927	927	927	927	927	927	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	17.191	17.191	17.191	17.191	17.191	17.191	17.041	17.041	17.041	17.041
PLTA	MW	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227
PLTP	MW	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848
PLTGU	MW	2.029	2.029	2.029	2.029	2.029	2.029	1.879	1.879	1.879	1.879
PLTU Batubara	MW	13.845	13.845	13.845	13.845	13.845	13.845	13.845	13.845	13.845	13.845
PLTM	MW	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
PLTBm	MW	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PLTSa	MW	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power:*	MW	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
PLTBm	MW	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-927	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going* dan *Committed:*	MW	2.309	146	162	1.173	-	262	350	273	430	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	250	-	-	1.040	-	-	55	40	-	-
Muara Tawar *Add-on* B4 [1]	PLTGU	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Upper Cisokan PS (FTP2)	PLTA PS	-	-	-	1.040	-	-	-	-	-	-
Tangkuban Perahu (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	40	-	-
Ungaran (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	55	-	-	-
Karangkates	PLTS	100*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saguling	PLTS	60*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	2.059	146	162	133	-	262	295	233	430	-
Tersebar	PLTM	14	21	27	18	-	7	-	-	-	-
Jawa-9 & 10 - Suralaya #9-10	PLTU	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baturaden (FTP2) #1-2	PLTP	-	-	-	-	-	-	185	-	-	-
Baturaden (FTP2) #3	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	35	-	-
Bedugul #1	PLTP	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-
Bedugul #2-4	PLTP	-	-	-	-	-	60	-	-	110	-
Cibuni (FTP2)	PLTP	-	-	-	10	-	-	-	-	-	-
Dieng (FTP2) #2-4	PLTP	-	-	55	-	-	110	-	-	-	-
Dieng (FTP2) #5-6	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	110	-
Dieng (FTP2) #7-8	PLTP	-	-	-	35	-	-	-	-	35	-
Gunung Salak #7	PLTP	-	40	-	-	-	-	-	-	-	-
Gunung Salak #8	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	63	-	-
Gunung Salak *Small Scale Binary*	PLTP	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ijen (FTP2) #1-3	PLTP	30	-	80	-	-	-	-	-	-	-
Patuha (FTP2) #2-3	PLTP	-	55	-	-	-	-	-	55	-	-
Patuha (FTP2) #4	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	55	-
Rawadano (FTP2) #1-2	PLTP	-	-	-	-	-	30	-	80	-	-
Telaga Ngebel (FTP2) #1	PLTP	-	-	-	-	-	55	-	-	-	-
Telaga Ngebel (FTP2) #2-3	PLTP	-	-	-	-	-	-	110	-	-	-
Wayang Windu (FTP2) #3-5	PLTP	-	30	-	30	-	-	-	-	120	-
Bali Barat	PLTS	25*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bali Timur	PLTS	25*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sunter	PLTSa	-	-	-	35	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	360	415	1.604	404	2.397	1.465	2.775	2.338	2.524	1.090
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	360	350	1.300	-200	710	265	200	1.643	1.400	1.000
Matenggeng PS	PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	943	-	-
Grindulu	PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000	-
Banten	PLTB	-	-	-	100**)	100**)	-	-	-	-	-
Madura [2]	PLTGU	-	-	-	100	100	265	-	-	-	-
Madura [3]	PLTG/MG	30	-	-	-30	-	-	-	-	-	-
Bali [3]	PLTG/MG/D	280	-	-	-280	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali Tersebar	PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Jawa-Bali Tersebar	PLTS	250*)	248*)	150*)	200*)	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali Tersebar	PLTS + BESS	-	300*)	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa Timur (Kuota) IVD	BESS	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa Timur (Kuota) I	BESS	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
Bali (Kuota) Tersebar IX	BESS	-	-		-	-	-	-	-	100	-
Bali (Kuota) III	BESS	-	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Bali (Kuota) VII	BESS	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa Bali (Kuota) Tersebar	BESS	-	-	-	-	-	-	200	700	300	1.000
Jawa-3	PLTGU	-	-	800	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali-2	PLTGU	-	-	450	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali-4	PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-
Jawa-Bali-5	PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-
Bali	PLTMG	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	65	304	605	1.687	1.200	870	195	729	90
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTA PS	-	-	-	-	-	-	760	-	-	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTB	-	150**)	250**)	100**)	110**)	1.055**)	700**)	900**)	1.000**)	900**)
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	274	14	1	5	-	-	-	-
Jawa-4	PLTGU	-	-	-	-	1.000	-	-	-	-	-
Jawa-5 ***)	PLTGU	-	-	-	-	-	1.000	-	-	-	-
Jawa-Bali-3	PLTGU	-	-	-	450	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali-6	PLTGU	-	-	-	-	450	-	-	-	-	-
Bali (Kuota) VIII	BESS	-	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	5	-	25	25	40	105	610	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTS	200*)	173*)	384*)	130*)	200*)	845*)	1.858*)	1.813*)	2.593*)	1.036*)
Jawa Bali (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	170*	130*	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTSa	-	-	-	130	150	65	-	-	19	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Nama Proyek)	PLT...	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Nama Proyek)	PLT...	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
dst.	PLT...	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) *Unallocated:*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	1.705	500	395	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	46.867	46.867	46.867	46.767	46.667	46.402	45.325	45.325	45.325	45.325
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	2.669	561	1.766	1.578	2.397	1.728	3.125	2.611	2.954	1.090
c. Total Daya Mampu Sistem (DMN) ***)	MW	49.536	50.097	51.863	53.341	55.637	57.100	59.148	61.759	64.713	65.803
- Pembangkit Fosil	MW	45.255	45.455	46.705	47.125	48.575	49.575	48.498	48.498	48.498	48.498
- Pembangkit EBT	MW	4.281	4.642	5.158	6.496	6.742	7.205	10.130	13.441	16.695	18.785
d. LOLP	%	0,00001	0,00013	0,00135	0,00016	0,00024	0,00169	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
d. *Reserve Margin*	MW	15.194	14.155	14.300	14.166	14.848	14.652	14.853	15.851	17.077	16.526
e. *Reserve Margin*	%	44,2%	39,4%	38,1%	36,2%	36,4%	34,5%	34,1%	35,1%	36,4%	33,8%
f. Surplus/ Defisit (N-1)***)	MW										
g. Surplus/ Defisit (N-2)***)	MW										
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	13,37%	13,11%	13,83%	14,77%	14,06%	14,60%	19,25%	22,39%	25,89%	27,49%
b. Gas	%	15,51%	16,10%	15,83%	16,21%	18,81%	20,06%	19,43%	18,93%	18,13%	19,62%
c. BBM	%	0,76%	0,31%	0,20%	0,11%	0,03%	0,03%	0,02%	0,01%	0,00%	0,00%
d. Batubara	%	70,37%	70,48%	70,13%	68,91%	67,11%	65,31%	61,31%	58,66%	55,98%	52,89%
6. EMISI GRK											
a. EBT	Juta Ton CO_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Juta Ton CO_2	17	18	18	19	21	29	30	35	35	38
c. BBM	Juta Ton CO_2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	-
d. Batubara	Juta Ton CO_2	193	202	211	218	221	224	219	219	219	214
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	Rp/kWh	1.015	1.023	1.004	1.034	1.056	1.068	1.105	1.126	1.156	1.180

Keterangan:
*) Tidak diperhitungkan ke dalam perhitungan DMN
**) DMN PLTB adalah 0,1 dari kapasitasnya
***) c=a+b, asumsi untuk tambahan pasokan: DMP Tertinggi = DM
[1] Peningkatan efisiensi
[2] Relokasi aset pembangkit eksisting
[3] Pembangkit sewa
[4] Penggantian PLTU BBM/Gas



Gambar 5.16 Grafik Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2025-2034 (Skenario ARED)

Di Sistem Jawa-Bali untuk Skenario RE *Base* dan ARED terdapat proyek pembangkit strategis sebagai berikut:

1. PLTU skala besar menggunakan teknologi *ultra supercritical* yang ramah lingkungan, antara lain PLTU Jawa 9-10 (2x1.000 MW);
2. PLTGU skala besar dengan kapasitas antara 800-1000 MW menggunakan teknologi yang sangat efisien, antara lain:
   - Skenario RE *Base* terdiri dari PLTGU Jawa-3, PLTGU Jawa-4, dan PLTGU Jawa-6;
   - Skenario ARED dengan optimalisasi gas terdiri dari PLTGU Jawa-3 dan PLTGU Jawa-4;
   - PLTGU Jawa-3 tercantum dalam RUPTL 2019-2028, namun karena penyesuaian *demand*, PLTGU Jawa-3 tidak tercantum dalam RUPTL 2021-2028. Mempertimbangkan kenaikan *demand* di Sistem Jawa-Madura-Bali maka PLTGU Jawa-3 tercantum dalam RUPTL 2025-2034;
   - PLTGU Jawa-5 untuk kedua skenario tersebut sebagai pengganti PLTU BBM/Gas eksisting pada tahun 2030.
3. Selain PLTGU skala besar terdapat juga pengembangan PLTGU skala menengah dengan kapasitas antara 300-500 MW:
   - Skenario RE *Base* PLTGU Jawa-Bali-2, 3, 6 dan 7;
   - Skenario ARED dengan optimalisasi gas terdiri dari PLTGU Jawa-Bali-2, 3, dan 6;
   - Terdapat pengembangan PLTG Jawa-Bali 4 dan 5 dengan kapasitas sebesar 300 MW.
4. Muara Tawar *Add-on Block* 4 sebesar 250 MW pada tahun 2025 untuk peningkatan efisiensi PLTGU;
5. Relokasi PLTGU ke Pulau Madura sebesar 465 MW pada tahun 2028-2030 untuk pasokan di Pulau Madura dan pemanfaatan aset eksisting;
6. PLTG/MG Bali (200 MW) untuk mencukupi kebutuhan pasokan di Pulau Bali;
7. PLTA *pumped storage* antara lain Cisokan (1.040 MW), Matenggeng (943 MW), Grindulu (1.000 MW) dan Tersebar Jawa Barat (760 MW). *Pumped storage* tersebut sangat penting untuk dapat menurunkan BPP terutama pada saat beban puncak,

memperbaiki *load factor* dan meningkatkan *capacity factor* PLTU batubara, serta dapat berperan sebagai *flexible generation* guna mengantisipasi masuknya pembangkit EBT yang bersifat intermiten (PLTS/PLTB);

8. Selain itu juga terdapat beberapa rencana pembangkit EBT intermiten PLTS dan PLTB tersebar di Jawa-Bali yang ditampilkan dalam neraca daya. PLTS tidak diperhitungkan dalam *reserve margin* sedangkan PLTB dihitung dengan *capacity credit* 10% kapasitas;
9. Dibutuhkan sewa/relokasi pembangkit di Madura pada tahun 2025 sebesar 30 MW dan sewa pembangkit 280 MW di Bali;
10. PLTP yang dapat dikembangkan di Sistem Jawa, Madura dan Bali seluruhnya sudah tercantum hingga tahun 2034;
11. Penambahan infrastruktur gas untuk memenuhi kebutuhan gas pembangkit (*hidden capacity*) eksisting maupun pembangkit baru, baik gas pipa maupun LNG.

V.5.7.3.2 Penambahan Pembangkit dan *Storage* Jawa, Madura dan Bali

Pada Tabel 5.88 dan 5.89 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2025-2034 untuk Jawa, Madura, dan Bali.

Tabel 5.88 dan 5.89 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

1. Pada Skenario RE *Base* penambahan kapasitas pembangkit Tahun 2025-2034 adalah 20,3 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 2 GW per tahun;
2. Pada Skenario ARED penambahan kapasitas pembangkit tahun 2025-2034 adalah 33,6 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 3,3 GW per tahun;
3. Jenis pembangkit fosil yang akan dibangun di sistem Jawa, Madura dan Bali untuk Skenario RE *Base* adalah PLTU batubara sebesar 2,0 GW, PLTGU/PLTG/PLTMG dengan kapasitas 5,4 GW. Sementara untuk energi terbarukan di antaranya berupa PLTA/PLTM/*Pumped Storage* sebesar 4,2 GW dan PLTP sebesar 2,5 GW. PLTS (3,1 GW), PLTB (1,2 GW), dan PLTSa (0,4 GW). Untuk menanggulangi kebutuhan energi pada beban puncak diperlukan pengembangan BESS sebesar 1,3 GW.;
4. Jenis pembangkit fosil yang akan dibangun di sistem Jawa, Madura dan Bali untuk Skenario ARED adalah PLTU batubara sebesar 2,0 GW, PLTGU/PLTG/PLTMG dengan kapasitas 3,9 GW. Sementara untuk energi terbarukan di antaranya berupa PLTA/PLTM/*Pumped Storage* sebesar 4,2 GW dan PLTP sebesar 2,5 GW. PLTS (10,9 GW), PLTB (5,3 GW), dan PLTSa (0,4 GW). Untuk menanggulangi kebutuhan energi pada beban puncak diperlukan pengembangan BESS sebesar 4,2 GW;
5. Rencana pengembangan PLTS pada Tabel 5.88 dan 5.89 sudah termasuk PLTS Sistem *Isolated* Jawa, PLTS Lisdes, PLTS Dedieselisasi dan PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem).

Tabel 5.88 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Jawa, Madura dan Bali (MW) – Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA PS	-	-	-	1.040	-	-	-	943	-	-	1.983
PLTS	6	1	7	-	-	-	-	-	-	-	14
PLTS+BESS	-	-	0	4	-	-	-	-	-	-	4
PLTB	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-	200
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS	-	-	1,5	-	-	-	-	-	-	150	152
Jumlah	**6**	**1**	**8**	**1.144**	**100**	**-**	**-**	**943**	**-**	**150**	**2.352**
SH-PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	55	40	-	-	95
PLTGU	-	-	1.250	-	-	500	-	-	-	-	1.750
PLTG	-	-	-	-	600	-	-	-	-	-	600
PLTMG	-	200	-	-	-	-	-	3	-	-	203
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000	-	1.000
PLTS	410	62	150	100	-	104	-	-	-	198	1.023
PLTS+BESS	-	-	100	206	3	-	-	-	-	-	309
PLTB	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	12
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS	50	61	50	-	-	1	-	-	-	1.000	1.162
Jumlah	**460**	**334**	**1.550**	**306**	**603**	**605**	**55**	**43**	**1.000**	**1.198**	**6.154**
IPP											
PLTU	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.000
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP *)	45	95	170	80	25	280	335	338	1.040	-	2.408
PLTGU	-	-	-	450	1.450	-	-	-	-	1.000	2.900
PLTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	14	21	301	33	1	12	-	-	-	-	382
PLTA *)	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	50
PLTA PS	-	-	-	-	-	-	760	-	-	-	760
PLTS	250	50	1	130	-	340	80	-	-	677	1.527
PLTS+BESS	-	-	-	80	-	170	50	-	-	-	300
PLTB	-	150	-	-	-	80	135	250	150	300	1.065
PLTSa	-	-	-	165	150	65	-	-	19	-	399
BESS	-	-	0,2	-	-	-	-	-	-	-	0,2
Jumlah	**2.309**	**316**	**472**	**938**	**1.676**	**947**	**1.360**	**588**	**1.209**	**1.977**	**11.791**
Total											
PLTU	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.000
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP *)	45	95	170	80	25	280	390	378	1.040	-	2.503
PLTGU	-	-	1.250	450	1.450	500	-	-	-	1.000	4.650
PLTG	-	-	-	-	600	-	-	-	-	-	600
PLTMG	-	200	-	-	-	-	-	3	-	-	203
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	14	21	301	33	1	12	-	-	-	-	382
PLTA *)	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	50
PLTA PS	-	-	-	1.040	-	-	760	943	1.000	-	3.743
PLTS	666	113	157	230	-	444	80	-	-	874	2.564
PLTS+BESS	-	-	100	290	3	170	50	-	-	-	613
PLTB	-	162	-	100	100	80	135	250	150	300	1.277
PLTSa	-	-	-	165	150	65	-	-	19	-	399
BESS	50	61	52	-	-	1	-	-	-	1.150	1.313
Jumlah	**2.776**	**651**	**2.030**	**2.387**	**2.379**	**1.552**	**1.415**	**1.574**	**2.209**	**3.324**	**20.297**

*) Tidak Termasuk PLTA dan PLTP Interkoneksi Sumatera-Jawa sebesar 2.600 MW

Tabel 5.89 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Jawa, Madura dan Bali (MW) – Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA PS	-	-	-	1.040	-	-	-	943	-	-	1.983
PLTS	6	1	7	-	-	-	-	-	-	-	14
PLTS+BESS	-	-	0	4	-	-	-	-	-	-	4
PLTB	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-	200
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
BESS	-	-	252	100	100	250	400	100	150	250	1.602
Jumlah	**6**	**1**	**258**	**1.244**	**200**	**250**	**400**	**1.043**	**150**	**250**	**3.802**
SH-PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	55	40	-	-	95
PLTGU	-	-	1.250	-	-	-	-	-	-	-	1.250
PLTG	-	-	-	-	600	-	-	-	-	-	600
PLTMG	-	200	-	-	-	-	-	3	-	-	203
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000	-	1.000
PLTS	410	259	150	200	-	4	-	-	-	-	1.023
PLTS+BESS	-	300	-	6	3	-	-	-	-	-	309
PLTB	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	12
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS	50	161	50	-	-	1	200	700	400	1.000	2.562
Jumlah	**460**	**932**	**1.450**	**206**	**603**	**5**	**255**	**743**	**1.400**	**1.000**	**7.054**
IPP											
PLTU	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.000
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP *)	45	125	140	80	25	280	335	338	1.040	-	2.408
PLTGU	-	-	-	450	1.450	-	-	-	-	-	1.900
PLTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	14	21	301	33	1	12	-	-	-	-	382
PLTA *)	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	50
PLTA PS	-	-	-	-	-	-	760	-	-	-	760
PLTS	250	173	384	130	200	845	1.858	1.813	2.593	1.036	9.282
PLTS+BESS	-	-	170	130	-	-	-	-	-	-	300
PLTB	-	150	250	100	110	1.055	700	900	1.000	900	5.165
PLTSa	-	-	-	165	150	65	-	-	19	-	399
BESS	-	50	0,2	-	-	-	-	-	-	-	50,2
Jumlah	**2.309**	**519**	**1.245**	**1.088**	**1.986**	**2.257**	**3.653**	**3.051**	**4.652**	**1.936**	**22.696**
Total											
PLTU	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.000
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP *)	45	125	140	80	25	280	390	378	1.040	-	2.503
PLTGU	-	-	1.250	450	1.450	-	-	-	-	-	3.150
PLTG	-	-	-	-	600	-	-	-	-	-	600
PLTMG	-	200	-	-	-	-	-	3	-	-	203
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	14	21	301	33	1	12	-	-	-	-	382
PLTA *)	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	50
PLTA PS	-	-	-	1.040	-	-	760	943	1.000	-	3.743
PLTS	666	433	541	330	200	849	1.858	1.813	2.593	1.036	10.319
PLTS+BESS	-	300	170	140	3	-	-	-	-	-	613
PLTB	-	162	250	200	210	1.055	700	900	1.000	900	5.377
PLTSa	-	-	-	165	150	65	-	-	19	-	399
BESS	50	211	302	100	100	251	600	800	550	1.250	4.213
Jumlah	**2.776**	**1.452**	**2.954**	**2.537**	**2.789**	**2.512**	**4.308**	**4.837**	**6.202**	**3.186**	**33.552**

*) Tidak Termasuk PLTA dan PLTP Interkoneksi Sumatera-Jawa sebesar 2.600 MW

V.5.7.3.3 Regional *Balance* Sistem Jawa Bali

Apabila dilihat *reserve margin* per wilayah yang sangat berbeda antara Jawa bagian barat, Jawa Tengah dan Jawa Timur dan Bali pada saat ini sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 5.90, maka dapat dimengerti apabila PLN merencanakan lokasi pembangkit baru di Jawa bagian barat agar dapat diperoleh *regional balance*.

Saat ini *reserve margin* per region di Sistem Interkoneksi Jawa-Bali memiliki nilai yang cukup bervariasi, di mana region Jawa Tengah memiliki angka *reserve margin* yang jauh lebih tinggi dibandingkan region lainnya. Hal ini disebabkan beban puncak yang berbeda pada masing-masing region. Selain itu, masing-masing region memiliki tantangan dan hambatan yang berbeda dalam pengembangan kapasitas pembangkit, seperti: ketersediaan lahan, penerimaan sosial dan lingkungan, kapasitas infrastruktur penerimaan energi primer yang ada, dan sebagainya. Rencana pengembangan pembangkit berdasarkan pada prinsip biaya terendah (*least cost*) tetap menjadi pedoman dalam upaya mencapai *regional balance* dengan

mempertimbangkan tantangan dan hambatan dalam mengimplementasikannya.

Tabel 5.90 *Regional Balance* Sistem Jawa Bali Tahun 2021, 2022, 2023 dan 2024

Regional Balance	**Jakarta-Banten**	**Jawa Barat**	**Jawa Tengah**	**Jawa Timur**	**Bali**	**Jawa-Bali**
Tahun 2021						
Daya Mampu Neto (MW)	13.508	7.465	7.200	9.388	934	38.476
Beban Puncak Neto (MW)	11.213	6.038	4.721	6.075	771	28.094
Reserve Margin (%)	20,46%	23,64%	52,51%	54,54%	21,20%	36,95%
Tahun 2022						
Daya Mampu Neto (MW)	13.508	7.460	8.200	9.072	934	39.175
Beban Puncak Neto (MW)	11.611	6.189	4.851	6.233	916	29.041
Reserve Margin (%)	16,33%	20,54%	69,03%	45,56%	2,01%	34,89%
Tahun 2023						
Daya Mampu Neto (MW)	13.508	7.611	12.020	9.072	1.139	43.350
Beban Puncak Neto (MW)	12.452	6.594	5.248	6.686	1.052	31.515
Reserve Margin (%)	8,48%	15,42%	129,04%	35,69%	8,26%	37,55%
Tahun 2024 *)						
Daya Mampu Neto (MW)	15.561	9.026	11.875	9.070	1.139	46.671
Beban Puncak Neto (MW)	13.121	6.910	5.566	7.034	1.107	32.793
Reserve Margin (%)	18,60%	30,62%	113,34%	28,95%	2,88%	42,32%

*) DMN *Update* per 26 November 2024

V.5.7.4 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit dan *Storage* Kalimantan

V.5.7.4.1 Neraca Daya Sistem Kalbar

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di Sistem Kalbar periode Tahun 2025-2034 sebagaimana terdapat pada Tabel 5.91 dan 5.92 berikut:

Tabel 5.91 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2025-2034 (Skenario RE *Base*)

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	3.711	4.125	4.303	4.505	4.677	4.854	5.048	5.236	5.429	5.627
b. Pertumbuhan Penjualan	%	13	11	4	5	4	4	4	4	4	4
c. Produksi	GWh	3.824	4.251	4.441	4.652	4.827	5.012	5.208	5.393	5.593	5.800
d. Faktor Beban	%	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
e. Beban Puncak Neto	MW	599	666	695	728	755	784	815	843	874	906
f. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	10	11	4	5	4	4	4	4	4	4
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	631	631	631	631	631	631	631	631	631	631
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	626	559	559	559	559	379	379	379	379	379
1. PLN:	MW	218	157	157	157	157	157	157	157	157	157
PLTG	MW	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTD	MW	61	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU	MW	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
2. Kerja sama dengan IPP:	MW	322	322	322	322	322	222	222	222	222	222
PLTG	MW	100	100	100	100	100	-	-	-	-	-
PLTBM	MW	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
PLTU	MW	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212
3. Mesin Sewa:	MW	25	25	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	25	25	-	-	-	-	-	-	-	-
4. Pembelian *Excess power*:	MW	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBM	MW	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBG	MW	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5. Impor	MW	80	80	80	80	80	-	-	-	-	-
SEB	MW	80	80	80	80	80	80[1)]	80[1)]	80[1)]	80[1)]	80[1)]
6. *Retired*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7. *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going and Committed*	MW	5	-	10	-	-	155	-	-	-	-
1) PLN:	MW	-	-	-	-	-	155	-	-	-	-
Pantai Kura-Kura (FTP1) / 2 Kalbar	PLTU	-	-	-	-	-	55	-	-	-	-
Parit Baru (FTP1) / 1 Kalbar	PLTU	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	5	-	10	-	-	-	-	-	-	-
Kuala Mandor	PLTBM	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Setanggi	PLTM	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-
Manajur	PLTM	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja sama antar Wilayah Usaha	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

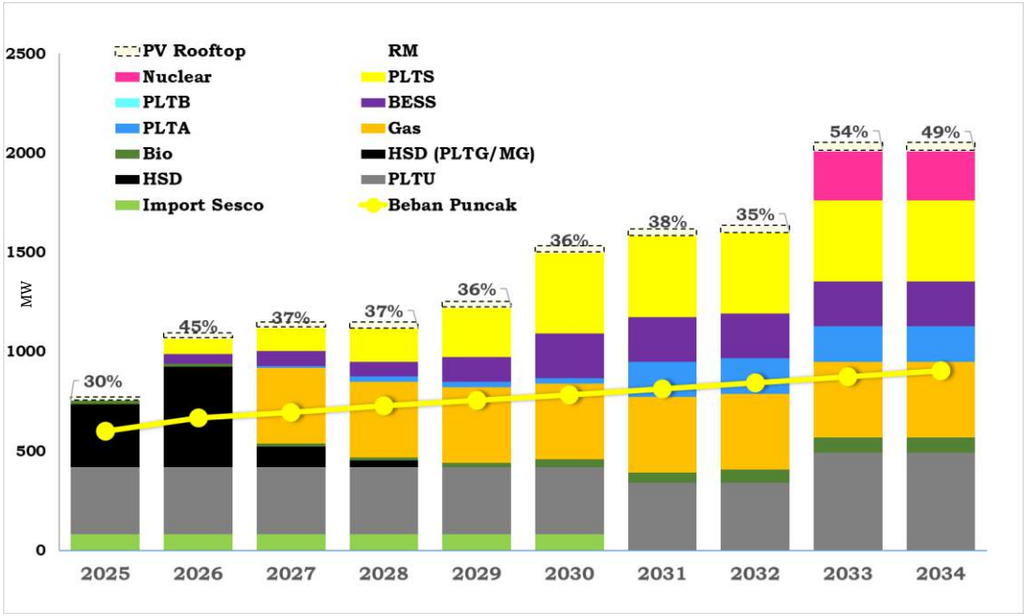
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
b. Rencana Tambahan	MW	125	250	30	11	110	117	-36	16	6	-100
1) PLN:	MW	125	250	30	-55	52	-	-	100	-	-
Kalbar-1	PLTGU	-	250	-	-	-	-	-	-	-	-
Kalbar-2	PLTGU/G	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Kalbar-3	PLTMG	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-
Kalbar Sewa	PLTD	20	-	-20	-	-	-	-	-	-	-
Kalbar Sewa	PLTD/G/MG	105	-	-50	-55	-	-	-	-	-	-
Kalbar	PLTS	-	-	-	*50	-	-	-	-	-	-
Kalbar	PLTM	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	16	7,5	167	14	116	106	100
Kalimantan (Kuota) Tersebar	PLTBM	-	-	-	-	-	17	10	16	5	-
Kalimantan (Kuota) Tersebar	PLTBG	-	-	-	-	7,5	-	4	-	1,2	-
Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	150	-	-	-	-
Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	100	100
Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	100	-	-
Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	16	-	-	-	-	-	-
3) Kerja sama antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Ekspor/Impor	MW	-	-	-	50	50	-50	-50	-100	-100	-200
Transfer ke Sistem Kalseltengtimra	MW	-	-	-	50	50	-50	-50	-100	-100	-200
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	651	584	559	559	559	379	379	379	379	379
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	130	250	15	-39	59.5	322	14	116	106.2	100
c. Total Daya Mampu Sistem [2)]	MW	781	964	979	990	1.049	1.091	1.105	1.171	1.277	1.277
- Pembangkit Fosil	MW	655	844	874	869	869	924	924	924	924	924
- Pembangkit EBT	MW	96	90	90	106	106	193	203	319	424	524
d. LOLP	%	1,20**	0,08	0,01	0,18	0,24	0,12	0,03	0,01	0,05	0,24
e. *Reserve Margin*	MW	182	298	283	237	219	307	240	328	403	371
e. *Reserve Margin*	%	30	45	41	36	39	39	36	39	46	41
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	19	17	17	6	7	19	21	30	39	47
b. Gas	%	-	20	24	27	28	27	24	23	21	20
c. BBM	%	21	10	8	4	5	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	60	54	51	49	47	60	64	58	52	56
6. EMISI GRK	Juta ton CO_2	4,2	4,3	4,3	4,3	4,4	5,3	5,8	5,4	5,1	5,5
a. EBT	Juta ton CO_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Juta ton CO_2	-	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
c. BBM	Juta ton CO_2	0,6	0,3	0,3	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Batubara	Juta ton CO_2	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	4,7	5,2	4,8	4,5	5,0
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	Rp/kWh	2.198	2.199	2.168	2.141	2.179	1.906	1.824	1.786	1.732	1.691

Tabel 5.92 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2025-2034 (Skenario ARED)

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	3.711	4.125	4.303	4.505	4.677	4.854	5.048	5.236	5.429	5.627
b. Pertumbuhan Penjualan	%	13	11	4	5	4	4	4	4	4	4
c. Produksi	GWh	3.824	4.251	4.441	4.652	4.827	5.012	5.208	5.393	5.593	5.800
d. Faktor Beban	%	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
e. Beban Puncak Neto	MW	599	666	695	728	755	784	815	843	874	906
f. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	10	11	4	5	4	4	4	4	4	4
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	631	631	631	631	631	631	631	631	631	631
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	651	584	559	559	559	559	479	479	479	479
1. PLN:	MW	218	157	157	157	157	157	157	157	157	157
PLTG	MW	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTD	MW	61	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU	MW	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
2. Kerja sama dengan IPP:	MW	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322
PLTG	MW	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
PLTBM	MW	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
PLTU	MW	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212
3. Mesin Sewa:	MW	25	25	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	25	25	-	-	-	-	-	-	-	-
4. Pembelian *Excess power*:	MW	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBM	MW	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBG	MW	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5. Impor	MW	80	80	80	80	80	80	-	-	-	-
SEB	MW	80	80	80	80	80	80	80*	80*	80*	80*
6. *Retired*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7. *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going and Committed*	MW	5	-	10	-	-	-	-	-	-	-
1) PLN:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pantai Kura-Kura (FTP1) / 2 Kalbar	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	55****	-
Parit Baru (FTP1) / 1 Kalbar	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	100****	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	5	-	10	-	-	-	-	-	-	-
Kuala Mandor	PLTBM	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Setanggi	PLTM	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-
Manajur	PLTM	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja sama antar Wilayah Usaha	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan	MW	125	250	-45	-4	75	92	114	-34	56	-200
1) PLN:	MW	125	250	-20	-70	-33	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Kalbar-1	PLTGU	-	250	-	-	-	-	-	-	-	-
Kalbar Sewa	PLTD	20	-	-	-20	-	-	-	-	-	-
Kalbar Sewa	PLTD/G/MG	105	-	-20	-50	-35	-	-	-	-	-
Kalbar	PLTS	-	-	-	*50	-	-	-	-	-	-
Kalbar	PLTM	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	50	25	16	58	117	164	116	256	-
Kalimantan (Kuota) Tersebar	PLTBM	-	-	-	-	-	17	10	16	5	-
Kalimantan (Kuota) Tersebar	PLTBG	-	-	-	-	7,5	-	4	-	1,2	-
Kalimantan (Kuota) tersebar New EBT**	PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	250	-
Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	150	-	-	-
Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	100	-	-
Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	16	-	-	-	-	-	-
Kalbar-1 (PLTS+BESS)	PLTS	-	*80	*40	-	-	-	-	-	-	-
Kalbar-1 (PLTS+BESS)	BESS	-	50	25	-	-	-	-	-	-	-
Kalbar-2 (PLTS+BESS)	PLTS	-	-	-	-	*80	*160	-	-	-	-
Kalbar-2 (PLTS+BESS)	BESS	-	-	-	-	50	100	-	-	-	-
3) Kerja sama antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Ekspor/Impor	MW	-	-50	-50	50	50	-25	-50	-150	-200	-200
Transfer ke Sistem Kalseltengtimra	MW	-	-50	-50	50	50	-25	-50	-150	-200	-200
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	651	584	559	559	559	559	479	479	479	479
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	130	300	15	-54	25	117	164	116	256	-
c. Total Daya Mampu Sistem **)	MW	781	964	954	1.000	1.024	1.066	1.125	1.141	1.347	1.347
- Pembangkit Fosil	MW	680	869	824	754	719	719	719	719	719	719
- Pembangkit EBT	MW	101	145	180	196	256	373	457	573	829	829
d. LOLP	%	1,20***	0,08	0,01	0,17	0,24	0,12	0,03	0,02	0,07	0,26
e. *Reserve Margin*	MW	182	298	258	272	269	282	310	298	473	441
e. *Reserve Margin*	%	30	45	37	37	36	36	38	35	54	49
5. BAURAN ENERGI		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
a. EBT	%	19	17	20	9	12	17	28	37	67	67
b. Gas	%	-	-	-	27	26	27	28	25	16	15
c. BBM	%	21	29	28	1	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	60	54	51	48	47	45	44	41	41	41
6. EMISI GRK	Juta ton CO_2	4,2	4,5	4,5	4,1	4,1	4,1	4,2	4,0	3,8	4,0
a. EBT	Juta ton CO_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Juta ton CO_2	-	-	-	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,4	0,4
c. BBM	Juta ton CO_2	0,6	0,9	1,0	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	Juta ton CO_2	3,6	3,6	3,6	3,5	3,6	3,5	3,5	3,4	3,4	3,6
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	Rp/kWh	2.198	2.385	2.197	2.123	2.090	2.081	2.073	2.056	1.876	1.868

*) skema ekspor-impor saat Sistem Kalbar sudah terpenuhi
**) Merupakan proyek PLTN di Sistem Kalimantan, dengan lokasi sesuai penetapan pemerintah dan ketentuan perundangan yang akan ditetapkan lebih lanjut atau setelah ada penugasan.
***) Kondisi operasional keterbatasan cadangan sistem
****) Tidak terhitung dalam RM



Gambar 5.17 Grafik Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2025-2034 (Skenario ARED)

Selama periode tahun 2025-2034 di Sistem Kalbar direncanakan memiliki tambahan pasokan dengan kapasitas total 1.274 MW. Perbedaan pembangkit antara Skenario RE *Base* dan Skenario ARED untuk Sistem Kalbar terletak pada:

1. Pembangkit gas PLTMG Kalbar-3 2029 pada Skenario RE *Base* digantikan oleh PLTS+BESS Kalbar-2 50 MW pada Skenario ARED;
2. Pembangkit hidro PLTA Khatulistiwa (Kuota) Tersebar 250 MW tahun 2033 pada Skenario RE *Base* digantikan oleh PLTN Kalimantan (Kuota) Tersebar New EBT 250 MW pada Skenario ARED.

Sistem Kalbar (Khatulistiwa) saat ini masih bergantung pada impor daya dari Serawak Energy Berhad/Sesco (SEB), Malaysia. Dengan kondisi tersebut, optimalisasi operasi pembangkit menjadi terbatas dan bergantung pada pihak lain. Kondisi tersebut terutama terjadi pada tahun 2025, dengan estimasi LOLP yang masih cukup tinggi. Berdasarkan proyeksi suplai *demand* yang tertuang dalam neraca daya Sistem Kalbar, impor daya dari SEB masih diperlukan sampai beroperasinya pembangkit baru di Sistem Kalbar. Impor daya dari SEB tersebut dibutuhkan untuk memitigasi potensi terjadinya defisit daya di Sistem Kalbar.

Sebagai langkah strategi agar tidak terjadi ketergantungan suplai daya dari SEB, maka dalam perencanaan jangka panjang direncanakan beberapa proyek, yaitu PLTGU/PLTMG Kalbar-1 250 MW, PLTS+BESS Kalbar-1 (75 MW), PLTS+BESS Kalbar-2 (150 MW), PLTA Kuota tersebar Kalbar (250 MW), PLTU Pantai Kura-kura (55 MW), dan PLTU Parit Baru (100 MW) serta SUTT interkoneksi 150 kV Kendawangan-Marau-Sukamara dan *Incomer* Sukadana-Sandai-Tayan. Dengan beroperasinya proyek tersebut maka interkoneksi ke Sistem Sarawak sudah dapat beralih ke skema ekspor-impor. Sebaliknya, jika proyek-proyek tersebut tidak dapat COD sesuai target, maka impor dari SEB masih diperlukan sistem. Dari sisi keekonomian saat ini, impor dari SEB masih menjadi opsi jangka pendek yang lebih baik dibanding dengan sewa pembangkit HSD. Selain dari sisi suplai daya dan keekonomian, interkoneksi dengan SEB ini juga memiliki *benefit* dari sisi keandalan pasokan. Pada

kondisi tertentu dapat menjadi tambahan cadangan pasokan daya, serta dapat meningkatkan kekuatan Sistem Kalbar.

Setelah ketersediaan energi di Kalbar sudah dapat dipenuhi secara mandiri, maka skema impor satu arah dapat ditingkatkan menjadi skema *energy exchange*. Skema ini memungkinkan Sistem Kalbar untuk mengimpor listrik pada waktu beban puncak dan mengekspor listrik di luar waktu beban puncak. Saat Sistem Khatulistiwa memiliki cadangan pembangkit yang cukup guna memasok listrik untuk kebutuhan sendiri dan dengan memanfaatkan perbedaan waktu beban puncak di Sistem Kalbar dan Sistem Sarawak. maka skema *energy exchange* dapat dilaksanakan. Skema ini dapat mengoptimalkan operasi di kedua sistem. Selain itu juga, dengan skema *energy exchange* ini maka keandalan Sistem Kalbar menjadi lebih baik karena adanya *backup fast response* dari Sistem Sarawak. Untuk Sistem Kalbar sendiri, skema ini dapat membantu peningkatan Indeks Kekuatan Sistem (IKS) dan keandalan sistem.

Selain SEB, kebutuhan jangka pendek Sistem Kalbar adalah penambahan pembangkit sewa 150 MW di tahun 2024, serta penambahan pembangkit PLTGU/PLTMG Kalbar-1 250 MW di tahun 2026 dan PLTS+BESS Kalbar-1 75 MW di tahun 2026/2027. Kapasitas sewa dan lama periode sewa pembangkit tersebut dapat disesuaikan kembali mengikuti kebutuhan operasional Apabila terjadi keterlambatan pengadaan pembangkit PLTGU/PLTMG Kalbar-1 250 MW. Diperlukan langkah-langkah strategis pada proses pengadaan, agar COD pembangkit ini dapat sesuai jadwal, kemunduran COD pembangkit ini akan berdampak pada terjadinya potensi defisit di sistem.

Pembangkit permanen yang diperlukan dalam waktu dekat adalah PLTGU/MG Kalbar-1 250 MW, PLTS+BESS Kalbar-1 75 MW 2026/2027, PLTM Setanggi 5 MW 2027, dan PLTM Manajur 5 MW 2027.

Dalam merencanakan penambahan pembangkit berpedoman pada metodologi seperti yang sudah dijelaskan dalam bab II.2.I. Optimasi disusun menggunakan *software generation expanssion plan*t dengan metode probabilistik. Berdasarkan perhitungan diperoleh kisaran *Rerserve Margin* yang optimal di Sistem Kalbar adalah sekitar 30% sampai dengan 46%. Khusus di tahun 2032 terdapat kenaikan *reserve margin* menjadi 54%, kondisi ini terjadi karena adanya tambahan PLTN 250 MW. Penambahan pembangkit ini adalah *supply driven* sejalan dengan program pemerintah.

Dalam pengembangan pembangkit Gas *open cycle* (PLTG dan PLTMG) desain, teknis, teknologi, dan ketersediaan lahan sudah dipersiapkan juga untuk dapat dikembangkan tambahan unit *steam* (Add-on ST) sehingga PLTG/MG dapat menjadi *combine cycle*. Dengan penambahan unit *steam* tersebut, maka efisiensi pembangkit menjadi lebih baik dan operasi pembangkit menjadi lebih murah. Namun hal ini juga berdampak pada penurunan respons kecepatan naik turun daya pembangkit. Sehingga penambahan unit *Add-on* ST tersebut perlu dikaji tidak hanya dari kebutuhan pasokan daya dan keekonomian, tetapi juga dari sisi kebutuhan operasi sistem. Dalam pengembangan pembangkit gas, infrastruktur gas juga akan dibangun menjadi bagian yang tidak terpisahkan.

Kapasitas yang tercantum dalam neraca daya dan *list project* merupakan kapasitas indikatif kebutuhan sistem. Namun saat pengadaan kapasitas tersebut dapat di sesuaikan dengan ketersediaan mesin di lapangan. *Range* kapasitas yang masih dapat diakomodir adalah +/- 20%.

Interkoneksi Sistem Kalbar ke Sistem Kalseltengtimra direncanakan akan terealisasi dengan beroperasinya SUTT 150 kV Sukamara-Marau-Kendawangan. Saat ini, progres transmisi ini adalah sedang konstruksi dan ditargetkan selesai akhir tahun 2024. Berdasarkan *grid impact study*, kemampuan transfer daya antar kedua sistem ini adalah sekitar 100 MW. Batasan transfer tersebut adalah karena batasan *stability*, jika terjadi gangguan di salah satu penghantar tersebut maka akan menyebabkan frekuensi kedua sistem menjadi tidak stabil dan dapat mengarah ke sistem *blackout*. Beberapa mitigasi yang dilakukan untuk meningkatkan batas transfer ini adalah dengan menambah pembangkit di dekat titik interkoneksi (PLTGU/G Kalteng 100 MW di GI Pangkalan Bun dan PLTU Sampit 2x25 MW di GI Bagendang).

Beberapa proyek strategis di Sistem Kalbar antara lain:

1. Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Parit Baru (2x50 MW) dan PLTU Pantai Kura-Kura (2x27,5 MW) yang berfungsi untuk memasok kebutuhan listrik pada beban dasar Sistem Kalbar;
2. Pembangkit *follower* yaitu PLTGU/MG Kalbar-1 250 MW yang akan memasok kebutuhan listrik di Sistem Kalbar;
3. Pembangkit PLTS+BESS Kalbar-1 75 MW akan memenuhi kebutuhan listrik di Sistem dan meningkatkan porsi energi terbarukan pada bauran energi; Kapasitas PLTS+BESS yang tercantum (MW) merupakan *Maximum firm capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal; Pada waktu-waktu tertentu terjadi kondisi kapasitas BESS yang tidak terisi *full* dari PLTS, pada kondisi tersebut utilisasi BESS dapat di tingkatkan dengan menjadikan BESS tersebut sebagai *storage system*.
4. PLTA Khatulistiwa (Kuota) Tersebar, dan PLTN Kalimantan (Kuota) Tersebar *New* EBT untuk meningkatkan bauran EBT di Kalimantan;
5. Rencana pembangunan PLTN di Sistem Kalimantan menyelaraskan dengan Kebijakan Energi Nasional (KEN) dan Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) Tahun 2025-2045 yang ditujukan sebagai diversifikasi dan konservasi energi untuk mewujudkan ketahanan energi. Dalam RUPTL ini di rencanakan PLTN menggunakan teknologi SMR, terdapat juga opsi menggunakan teknologi *large scale* dengan penyesuaian kapasitas dan penyesuaian kebutuhan sistem.
6. PLTBm Kalimantan (Kuota) tersebar dan PLTBg Kalimantan (kuota) tersabar 60 MW merupakan kuota pembangkit biomassa/biogas yang dapat dialokasi kan baik untuk Sistem Kalbar ataupun Sistem Kalseltengtimra. Kebutuhan penambahan pembangkit ini bergantung pada kebutuhan sistem distribusi setempat.
7. Penambahan PLTS kuota tersebar di Sistem Kalseltengtimra merupakan bentuk komitmen PLN untuk menjadikan pembangkit EBT sebagai *basic* bisnis PLN ke depannya; Pada penambahan pembangkit PLTS tersebut dimungkinkan juga untuk penambahan BESS *smoothing* minimal sebesar 10 % untuk mengantisipasi dampak fluktuasi frekuensi yang terjadi akibat intermitensi dari PLTS dan PLTB tersebut.

Proyek-proyek strategis tersebut diupayakan untuk tidak mundur dari COD yang ditargetkan. Kemunduran dari jadwal dapat menyebabkan dampak yang signifikan terhadap kemampuan sistem untuk memasok pelanggan dan keandalan sistem.

Pada pengembangan Sistem Kalbar terdapat proyek terkendala yang PLTU Parit Baru 2x50 MW dan PLTU Pantai Kura-kura 2x27,5 MW. PLN berkomitmen untuk menyelesaikan proyek tersebut dengan tetap mengedepankan proses yang *secure* dan *accountable*. Saat ini, PLN sedang dalam tahap re-*assesment progress* fisik dan *re-assesment* teknologi dan bersamaan dengan hal itu PLN juga menyiapkan proses-proses legal yang diperlukan. Semua proses tersebut PLN berkolaborasi dengan pihak-pihak aparatur negara sebagai proteksi agar tidak terjadi penyimpangan baik anggaran maupun aturan. Dalam RUPTL 2025-2034 pembangkit tersebut diasumsikan beroperasi pada tahun 2033, target COD tersebut sudah mempertimbangkan *workability* penyelesaian proyek (legal dan teknis), serta mempertimbangkan juga tingkat risiko di sistem (mengingat signifikansinya porsi pasokan daya dari PLTU tersebut). Namun jika dalam penyelesaian proyek dimungkinkan untuk mempercepat COD proyek, maka secara sistem kondisi tersebut dapat disesuaikan kembali, selama berpotensi memberikan *benefit* secara operasional dan keekonomian. Dalam neraca daya pembangkit tersebut tidak di hitung sebagai tambahan kapasitas/*reserve margin* mengingat masih adanya potensi kendala penyelesaian proyek yang cukup tinggi, namun jika pembangkit tersebut dapat COD maka pasokan pembangkit tersebut akan sangat bermanfaat untuk sistem baik dari sisi kapasitas pasokan, keandalan, dan keekonomian.

Pada RUPTL sebelumnya terdapat proyek PLTA Nanga Pinoh 100 MW, saat ini proyek tersebut sedang di evaluasi kembali FS-nya, untuk mendapatkan nilai keekonomian yang lebih baik. Dalam rencana pengembangan pembangkit PLTA Nanga Pinoh di proyeksikan akan COD di tahun 2035 (di luar periode RUPTL 2025-2034), namun merupakan proyek yang juga mendukung NZE. Jika setelah evaluasi FS di dapat kan hasil yang cukup baik dan secara eksekusi memungkinkan untuk dikerjakan lebih cepat, maka COD dapat disesuaikan dengan mempertimbangkan optimasi sistem.

PLT *New* EBT 250 MW dengan opsi PLTN SMR 250 MW, merupakan komitmen PLN dalam menyelaraskan dengan Kebijakan Energi Nasional (KEN) dan Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) Tahun 2025-2045 yang ditujukan sebagai diversifikasi dan konservasi energi untuk mewujudkan ketahanan dan kemandirian energi. Selain menggunakan teknologi SMR, terdapat juga opsi menggunakan teknologi *large scale* dengan penyesuaian kapasitas dan penyesuaian kebutuhan sistem.

Selain itu, untuk kecukupan pasokan di Sistem Kalbar juga diharapkan Interkoneksi Kalimantan dapat selesai sesuai target yang direncanakan.

V.5.7.4.2 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di Sistem Kalseltengtimra periode tahun 2025-2034 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.93 dan 5.94. Rencana penempatan pembangkit disesuaikan beban regional sistem secara seimbang sesuai kriteria *regional balance*.

Tabel 5.93 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2025-2034 (Skenario RE *Base*)

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	13.839	15.123	17.449	18.199	19.802	20.939	21.863	22.766	23.813	24.700
b. Pertumbuhan Penjualan	%	16,0	9,3	15,4	4,3	8,8	5,7	4,4	4,1	4,6	3,7
c. Produksi	GWh	14.141	15.457	17.804	18.570	20.193	21.344	22.285	24.512	25.572	26.473
d. Faktor Beban	%	74,2	74,3	75,2	76,1	77,0	77,87	77,9	77,9	77,9	77,9
e. Beban Puncak Neto	MW	2.175	2.375	2.703	2.786	2.995	3.129	3.267	3.593	3.748	3.879
f. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	7,0	9,2	13,8	3,1	7,5	4,5	4,4	10,0	4,3	3,5
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	2.848	2.848	2.848	2.848	2.848	2.848	2.848	2.848	2.848	2.848
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	2.653	2.707	2.662	2.671	2.671	2.625	2.497	2.407	2.407	2.407
1. PLN:	MW	1.438	1.446	1.446	1.455	1.455	1.455	1.327	1.327	1.327	1.327
PLTA	MW	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
PLTG	MW	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
PLTGU	MW	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
PLTMG	MW	340	348	348	357	357	357	357	357	357	357
PLTD	MW	128	128	128	128	128	128	-	-	-	-
PLTU	MW	706	706	706	706	706	706	706	706	706	706
2. Kerja sama dengan IPP:	MW	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080
PLTGU	MW	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117
PLTBG	MW	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PLTU	MW	961	961	961	961	961	961	961	961	961	961
3. Mesin Sewa:	MW	45	91	46	46	46	-	-	-	-	-
PLTU	MW	45	45	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	MW	-	46	46	46	46	-	-	-	-	-
4. Pembelian *Excess power*:	MW	90	90	90	90	90	90	90	-	-	-
PLTBG	MW	8	8	8	8	8	8	8	-	-	-
PLTBM	MW	3	3	3	3	3	3	3	-	-	-
PLTU	MW	79	79	79	79	79	79	79	-	-	-
5. Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. *Retired*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7. *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going and Committed*	MW	-	100	-	-	200	92	-	-	-	-
1) PLN:	MW	-	100	-	-	-	78	-	-	-	-
Kotabaru	PLTU	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-
Sampit / Bagendang	PLTU	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-
Tanjung Selor	PLTU	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Kaltim *Peaker* 2	PLTG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	200	14	-	-	-	-
Tanah Grogot	PLTU	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-
Tanah Laut	PLTB	-	*70	-	-	-	-	-	-	-	-
Kalselteng 3	PLTU	-	-	-	-	200	-	-	-	-	-
IKN	PLTS	*50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja sama antar Wilayah Usaha	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan	MW	157	250	480	100	57	60	450	879	115	325
1) PLN:	MW	157	250	480	150	100	-	-100	154	15	-
Kalsel	PLTGU/G	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Kalimantan Sewa	PLTG/MG	157	-	-	-	-	-	-100	-57	-	-
Kaltim-1	PLTGU	-	250	-	-	-	-	-	-	-	-
Kalteng	PLTG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Kalimantan-1	PLTGU	-	-	-	150	-	-	-	-	-	-
Kalimantan-2	PLTG	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-
Kaltara/Kaltimra	PLTG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Tarakan	PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
Kaltim *Add-on* Blok 2	PLTGU	-	-	80	-	-	-	-	-	-	-
Kelai	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	45	-	-
Tabang 1	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	101	-	-
Kelai 2	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	65	-	-
Lambakan	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	14,55	-
Muara Juloi	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	170*	170*	-
Kalseltengtimra-1 (PLTS+BESS)	PLTS	-	-	*80	-	-	-	-	-	-	-
Kalseltengtimra-1 (PLTS+BESS)	BESS	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	7	10	500	625	-	125
Kalimantan (Kuota) Tersebar	PLTBM	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Kalimantan (Kuota) Tersebar	PLTBG	-	-	-	-	3,8	-	-	-	-	-
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	300	-	-	-
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	200	-	-	-
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	400	-	-
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	125
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTS	-	-	-	-	*15	*30	-	-	*50	*50
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	-	2,85	-	-	-	-	-
MT *Hybrid* Kalselteng 4****)	PLTS	-	-	-	-	-	-	-	*40	-	-
MT *Hybrid* Kalselteng 4****)	BESS	-	-	-	-	-	-	-	25	-	-
MT *Hybrid* Kalselteng 4****)	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
3) Kerja sama antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Ekspor/Impor	MW	-	-	-	-50	-50	50	50	100	100	200
Transfer ke Sistem Kalbar	MW	-	-	-	-50	-50	50	50	100	100	200
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	2.653	2.707	2.662	2.671	2.671	2.625	2.497	2.407	2.407	2.407
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	157	350	480	150	307	102	400	779	15	125
c. Total Daya Mampu Sistem **)	MW	2.810	3.214	3.649	3.758	4.064	4.220	4.493	5.232	5.247	5.472
- Pembangkit Fosil	MW	2.750	3.108	3.493	3.652	3.952	4.044	3.817	3.699	3.699	3.699
- Pembangkit EBT	MW	41	41	91	91	98	108	608	1.208	1.223	1.348
d. LOLP	%	1,31**	0,11	0,01	0,19	0,27	0,24	0,04	0,01	0,08	0,27
e. *Reserve Margin*	MW	635	839	946	972	1.070	1.091	1.226	1.639	1.499	1.593
e. *Reserve Margin*	%	29	35	35	35	36	35	38	46	40	41
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	2,0	3,0	3,1	3,0	5,1	5,3	16,4	22,0	27,1	28,4
b. Gas	%	18,4	24,8	34,4	35,5	33,5	31,3	24,6	21,2	19,4	15,1
c. BBM	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	79,6	72,2	62,5	61,6	62,0	62,0	57,5	54,2	50,8	51,6
6. EMISI GRK	**Juta ton**	15,5	16,2	17,3	17,9	19,4	20,3	19,1	18,4	17,9	18,1
a. EBT	Juta ton										
b. Gas	Juta ton	1,7	2,4	3,7	4,0	4,1	4,0	3,3	3,1	3,0	2,4
c. BBM	Juta ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	Juta ton	13,8	13,7	13,6	13,9	15,3	16,3	15,7	15,3	14,9	15,7
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	1.059	1.095	1.189	1.193	1.189	1.180	1.192	1.205	1.214	1.194

Tabel 5.94 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2025-2034 (Skenario ARED)

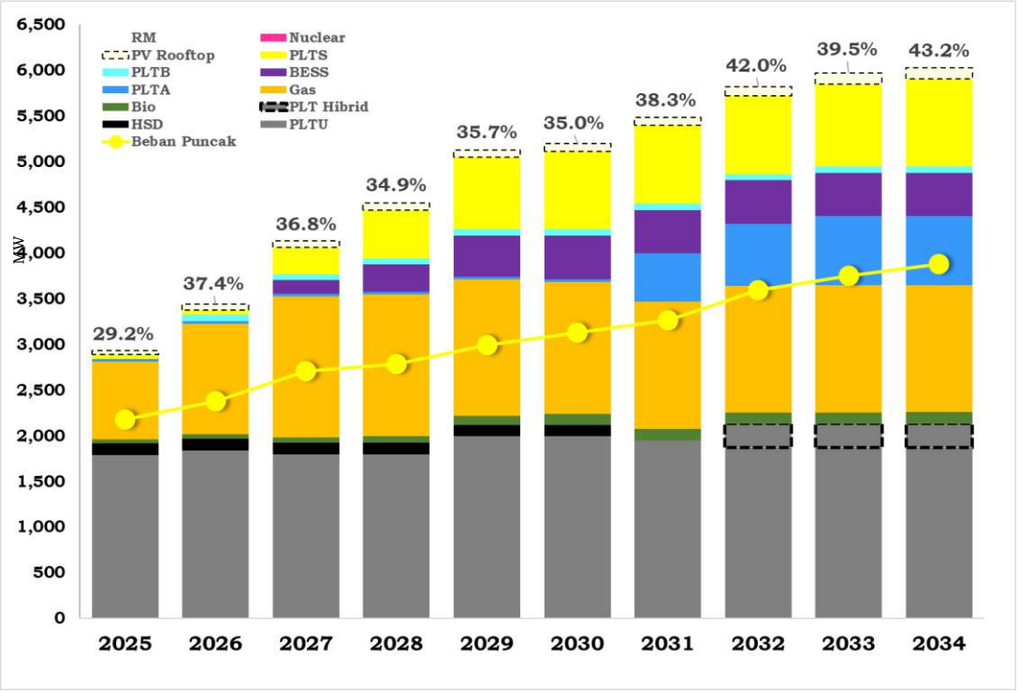
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	13.839	15.123	17.449	18.199	19.802	20.939	21.863	22.766	23.813	24.700
b. Pertumbuhan Penjualan	%	16,0	9,3	15,4	4,3	8,8	5,7	4,4	4,1	4,6	3,7
c. Produksi	GWh	14.141	15.457	17.804	18.570	20.193	21.344	22.285	24.512	25.572	26.473
d. Faktor Beban	%	74,2	74,3	75,2	76,1	77,0	77,87	77,9	77,9	77,9	77,9
e. Beban Puncak Neto	MW	2.175	2.375	2.703	2.786	2.995	3.129	3.267	3.593	3.748	3.879
f. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	7,0	9,2	13,8	3,1	7,5	4,5	4,4	10,0	4,3	3,5
2. PASOKAN EKSISTING											

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	2.778	2.778	2.778	2.778	2.778	2.778	2.778	2.778	2.778	2.778
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	2.653	2.707	2.662	2.671	2.671	2.671	2.497	2.407	2.407	2.407
1. PLN:	MW	1.438	1.446	1.446	1.455	1.455	1.455	1.327	1.327	1.327	1.327
PLTA	MW	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
PLTG	MW	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
PLTGU	MW	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
PLTMG	MW	340	348	348	357	357	357	357	357	357	357
PLTD	MW	128	128	128	128	128	128	-	-	-	-
PLTU	MW	706	706	706	706	706	706	706	706	706	706
2. Kerja sama dengan IPP:	MW	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080
PLTGU	MW	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117
PLTBG	MW	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PLTU	MW	961	961	961	961	961	961	961	961	961	961
3. Mesin Sewa:	MW	45	91	46	46	46	46	-	-	-	-
PLTU	MW	45	45	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	MW	-	46	46	46	46	46	-	-	-	-
4. Pembelian *Excess power*:	MW	90	90	90	90	90	90	90	-	-	-
PLTBG	MW	8	8	8	8	8	8	8	-	-	-
PLTBM	MW	3	3	3	3	3	3	3	-	-	-
PLTU	MW	79	79	79	79	79	79	79	-	-	-
5. Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. *Retired*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7. *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going and Committed*	MW	-	100	-	-	200	-	-	-	-	-
1) PLN:	MW	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
Kotabaru	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	14***	-
Sampit / Bagendang	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	50***	-
Tanjung Selor	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	14***	-
Kaltim *Peaker* 2	PLTG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	200	-	-	-	-	-
Tanah Grogot	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	14***	-
Tanah Laut	PLTB	-	*70	-	-	-	-	-	-	-	-
Kalselteng 3	PLTU	-	-	-	-	200	-	-	-	-	-
IKN	PLTS	*50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja sama antar Wilayah Usaha	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan	MW	157	300	530	100	57	110	493	721	280	525

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1) PLN:	MW	157	250	380	-	-50	50	-57	146	80	-
Kalselteng	PLTGU/G	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Add-On Kalselteng	PLTGU	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-
Kalimantan Sewa	PLTG/MG	157	-	-	-	-50	-50	-57	-	-	-
Kaltim-1	PLTGU	-	250	-	-	-	-	-	-	-	-
Kaltara/ Kaltimra	PLTG/GU	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Add-on Kaltara/ Kaltimra	PLTGU	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-
Tarakan	PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
Kaltim *Add-on* Blok 2	PLTGU	-	-	80	-	-	-	-	-	-	-
Kelai	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	45	-	-
Tabang 1	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	101	-	-
Kelai 2	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	65	-
Lambakan	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	14,55	-
Muara Juloi	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	170*	170*	-
Kalseltengtimra-1 (PLTS+BESS)	PLTS	-	-	*80	-	-	-	-	-	-	-
Kalseltengtimra-1 (PLTS+BESS)	BESS	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	100	150	157	35	500	425	-	325
Kalimantan (Kuota) Tersebar	PLTBM	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Kalimantan (Kuota) Tersebar	PLTBG	-	-	-	-	3,8	-	-	-	-	-
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	300	-	-	-
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	200	-	-	-
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	200	-	200
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	125
Kalimantan (Kuota) tersebar *New* EBT*	PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	250*	-
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTS	-	-	-	-	*15	*30	-	-	*50	*50
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	-	2,85	-	-	-	-	-
Kalseltengtimra-2 (PLTS+BESS)	PLTS	-	-	-	*240	-	-	-	-	-	-
Kalseltengtimra-2 (PLTS+BESS)	BESS	-	-	-	150	-	-	-	-	-	-
Kalseltengtimra-3 (PLTS+BESS)	PLTS	-	-	-	-	*240	-	-	-	-	-
Kalseltengtimra-3 (PLTS+BESS)	PLTS	-	-	-	-	150	-	-	-	-	-
Kalseltengtimra-4 (PLTS+BESS)	PLTS	-	-	-	-	-	*40	-	-	-	-
Kalseltengtimra-4 (PLTS+BESS)	PLTS	-	-	-	-	-	25	-	-	-	-
Kalseltengtimra-5 (PLTS+BESS)	PLTS	-	-	*160	-	-	-	-	-	-	-
Kalseltengtimra-5 (PLTS+BESS)	PLTS	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
MT *Hybrid* Kalselteng 4****)	PLTS	-	-	-	-	-	-	-	*40	-	-
MT *Hybrid* Kalselteng 4****)	BESS	-	-	-	-	-	-	-	25	-	-
MT *Hybrid* Kalselteng 4****)	PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-
3) Kerja sama antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
4) Ekspor/Impor	MW	-	50	50	-50	-50	25	50	150	200	200
Transfer ke Sistem Kalbar	MW	-	50	50	-50	-50	25	50	150	200	200
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	2.653	2.707	2.662	2.671	2.671	2.671	2.497	2.407	2.407	2.407
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	157	350	480	150	307	85	443	571	80	325
c. Total Daya Mampu Sistem **)	MW	2.810	3.264	3.699	3.758	4.064	4.224	4.519	5.100	5.229	5.554
- Pembangkit Fosil	MW	2.750	3.108	3.393	3.402	3.552	3.552	3.368	3.307	3.307	3.307
- Pembangkit EBT	MW	41	41	91	241	398	408	908	1.243	1.323	1.648
d. LOLP	%	1,31**	0,11	0,01	0,19	0,27	0,23	0,03	0,02	0,10	0,27
e. *Reserve Margin*	MW	635	889	996	972	1,070	1,095	1,252	1,507	1.482	1.675
e. *Reserve Margin*	%	29	37	37	35	36	35	38	42	40	43
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	2	3	4	5	9	9	20	24	25	30
b. Gas	%	18	25	30	32	29	31	24	21	17	16
c. BBM	%	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	80	72	64	63	63	60	57	55	53	49
6. EMISI GRK	**Juta ton**	15,5	16,1	16,8	17,6	18,8	18,9	18,0	19,6	19,4	18,8
a. EBT	Juta ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Juta ton	1,7	2,4	3,0	3,4	3,3	3,5	2,7	2,7	2,2	2,2
c. BBM	Juta ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	Juta ton	13,8	13,7	13,8	14,2	15,5	15,4	15,3	17,0	17,2	16,6
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	1.140	1.173	1.326	1.239	1.225	1.228	1.234	1.242	1.233	1.253

*) Merupakan proyek PLTN di Sistem Kalimantan, dengan lokasi sesuai penetapan pemerintah dan ketentuan perundangan yang akan ditetapkan lebih lanjut atau setelah ada penugasan.
**) Kondisi operasional keterbatasan cadangan sistem.
***) Tidak terhitung dalam RM
****) Dapat dieksekusi sepanjang *demand* tersedia dan selaras dengan aturan Perpres 112/2022 pasal 3 ayat (4) huruf b serta peraturan perubahannya yang relevan dan berlaku. Berdasarkan BA Pembahasan bersama PLN dan Dirjen Gatrik Tanggal 28 April 2025.



Gambar 5.18 Grafik Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2025-2034 (Skenario ARED)

Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Kalseltengtimra akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar untuk memberikan kepastian kepada masyarakat setempat bahwa ke depan di Kalsel, Kalteng, Kaltim dan Kaltara akan tersedia listrik yang mencukupi.

Selama periode tahun 2025-2034, Sistem Kalseltengtimra direncanakan memiliki tambahan pasokan dengan kapasitas total mencapai 3,15 GW.

Dalam merencanakan penambahan pembangkit berpedoman pada metodologi seperti yang sudah dijelaskan dalam bab II.2.I. Optimasi disusun menggunakan *software generation expanssion plant* dengan metode probabilistik. Berdasarkan perhitungan diperoleh kisaran *Rerserve margin* yang optimal di Sistem Kalseltengtimra adalah sekitar 29% sampai dengan 43%.

Dengan adanya kebijakan Hilirisasi Nikel berdampak pada penambahan *demand* signifikan di Sistem Kalseltengtimra, yaitu dengan munculnya pelanggan *smelter* baru. Sebagian besar kebutuhan *demand* tersebut direncanakan beroperasi dalam waktu dekat (2025-2027).

Penambahan rencana pembangkit PLTU *Hybrid* untuk melayani *additional demand* baru calon pelanggan KTT di Sistem Kalseltengtimra total sebesar 322,5 MVA yang masuk secara bertahap mulai tahun 2032. Opsi eksekusi proyek PLTU MT *Hybrid* Kalselteng 4 dimungkinkan menggunakan proyek PLTU MT yang pernah tercantum pada RUPTL PLN.

Sebagai antisipasi kebutuhan tambahan jangka pendek, maka direncanakan penambahan PLTG/MG 157 MW dan *excess power* 43 MW di tahun 2025. Kapasitas pembangkit sewa dan *excess power* dapat disesuaikan kembali mengikuti kebutuhan operasional. Mengingat pembangkit ini dibutuhkan dalam waktu yang sangat dekat, maka skema pembangkit yang dapat dieksekusi adalah pembangkit *temporary* (sesuai dengan ketersediaan pembangkit yang ada). Selanjutnya diperlukan pembangkit permanen sebagai pengganti pembangkit sewa tersebut, pembangkit permanen dipilih adalah pembangkit hidro sehingga dapat membantu penurunan emisi. Dalam perhitungan neraca daya ini masih diasumsikan

kontrak pembangkit sewa PLTG/MG 157 MW berakhir secara bertahap di tahun 2029/2030/2031, namun secara sistem dapat dipercepat jika terdapat opsi pembangkit gas baru yang permanen.
Selain itu juga, di tahun 2026 diperlukan penambahan PLTGU/MG Kaltim-1 250 MW. Diperlukan langkah-langkah strategis pada proses pengadaan, agar COD pembangkit ini dapat sesuai jadwal, kemunduran COD pembangkit ini akan berdampak pada terjadinya potensi defisit di sistem.
Pada tahun 2025 terlihat RM sangat kecil (29%) dan LOLP juga cukup besar, namun untuk menghindari defisit daya maka dari sis operasional pembangkit di lakukan optimasi *derating* dan/atau optimasi penjadwalan *maintenance*. Kondisi ini hanya terjadi di tahun 2025, sehingga solusi penambahan daya tidak optimal untuk dilakukan.
Selain pembangkit tersebut, direncanakan juga penambahan pembangkit permanen di tahun 2026 sebesar 350 MW (PLTG Kaltim *Peaker* 2, PLTGU Kaltim-1) dan di tahun 2027 sebesar 250 MW (PLTGU/G Kalselteng, PLTGU/G Kaltara, dan PLTMG Tarakan). Dalam pengembangan pembangkit gas *open cycle* (PLTG dan PLTMG) desain, teknis, teknologi, dan ketersediaan lahan sudah dipersiapkan juga untuk dapat di kembangkan tambahan unit *steam* (*Add-on* ST) sehingga PLTG/MG dapat menjadi *combine cycle*. Dengan penambahan unit *steam* tersebut, maka efisiensi pembangkit menjadi lebih baik dan operasi pembangkit menjadi lebih murah. Namun hal ini juga berdampak pada penurunan respons kecepatan naik turun daya pembangkit. Sehingga penambahan unit *Add-on* ST tersebut perlu dikaji tidak hanya dari kebutuhan pasokan daya dan keekonomian, tetapi juga dari sisi kebutuhan operasi sistem. Dalam pengembangan pembangkit gas, infrastruktur gas juga akan dibangun menjadi bagian yang tidak terpisahkan. Kapasitas pembangkit gas yang tercantum dalam neraca daya (ataupun *list project*) tersebut adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem. Namun pada saat pelaksanaan proyek kapasitas tersebut dapat disesuaikan dengan ketersediaan pembangkit di pasaran. *Range* perubahan kapasitas yang masih dapat terakomodasi]adalah +/- 20%.
Interkoneksi Kalimantan Timur dengan Kalimantan Utara direncanakan akan tersambung pada tahun 2025, sedangkan Interkoneksi dengan sistem tenaga listrik Tarakan direncanakan pada tahun 2026.
Dalam perencanaan pembangkit jangka pendek terdapat kebutuhan tambahan daya yang cukup besar untuk menyuplai pelanggan-pelanggan KTT (*smelter*), untuk dapat menyuplai pelanggan tersebut, maka dilakukan dengan penambahan PLTG/MG.
Dalam neraca daya terdapat rencana pengembangan Muara Juloi (2x170 MW), pengembangan pembangkit ini PLN menggunakan waduk *multi purpose* yang akan dibangun oleh Kementerian PU. Hanya saja saat ini kepastian pembangunan masih menunggu kesiapan dokumen teknis dan pendanaan bendungan, sehingga dengan pertimbangan *workability*, maka belum dihitung sebagai daya di dalam neraca daya.
Pada pengembangan Sistem Kalseltengtimra antara Skenario RE *Base* dan Skenario ARED terdapat perbedaan yang terletak pada pembangkit gas PLTGU Kalimantan-1 150 MW dan PLTG Kalimantan-2 100 MW pada Skenario RE *Base* digantikan oleh PLTS+BESS Kalseltengtimra-2 150 MW dan PLTS+BESS Kalseltengtimra-3 150 MW pada Skenario ARED.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Kalseltengtimra antara lain:

1. Proyek pembangkit berbahan bakar gas: PLTGU/G Kaltim *Peaker* 2 100 MW (COD 2026). *Add on* ST blok 2 80 MW (COD 2027) dengan lokasi *power plant* di gas Embalut;
2. Selain penambahan pembangkit gas di lokasi eksisting, direncanakan juga penambahan pembangkit gas di lokasi baru dengan memanfaatkan pipa gas eksisting. Penambahan pembangkit gas di lokasi baru tersebut adalah PLTGU Kaltim-1 250 MW (COD 2026), sebagai mitigasi penyelesaian target COD maka dimungkinkan skema eksekusi menggunakan konsep sewa *temporary*, relokasi, atau penyesuaian teknologi menggunakan BMPP/MPP PLTMG/G ataupun relokasi; Diperlukan langkah-langkah strategis pada proses pengadaan, agar COD pembangkit ini dapat sesuai jadwal, kemunduran COD pembangkit ini akan berdampak pada terjadinya potensi defisit di sistem.
3. Penambahan pembangkit Gas PLTG/GU di Kalselteng 100 MW dan PLTS+BESS Kalseltengtimra-5 100 MW bertujuan untuk meningkatkan keandalan pasokan ke kawasan industri serta meningkatkan stabilitas di titik transfer interkoneksi Sistem Kalbar-Kalseltengtimra.
4. Penambahan PLTG/GU dengan kapasitas sebesar 100 MW tersebut berlokasi di Tanjung Selor serta PLTG/MG Tarakan dengan kapasitas sebesar 50 MW berlokasi di Tarakan. Penambahan pembangkit tersebut bertujuan untuk perkuatan sistem sehubungan dengan akan terhubungnya Sistem Kalseltengtim dengan Sistem Kaltara yang akan COD pada tahun 2027;
5. Pembangunan PLTA untuk memanfaatkan potensi energi setempat antara lain PLTA Tabang 1 (101 MW). Selain PLTA Tabang 1 tersebut, terdapat juga PLTA Tabang 2 (*cascade* PLTA Tabang-1) yang saat ini sudah dilakukan pre-*feasibility study*, dengan kapasitas sampai dengan 3x125 MW dengan proyeksi COD di tahun 2036-2038. Dengan beroperasinya PLTA Tabang 2 sebagai proyek PLN/SH (sesuai dengan kepemilikan PLTA Tabang 1), maka optimasi dan fleksibilitas operasi kedua PLTA tersebut menjadi lebih baik.
6. Selain proyek PLTA di atas, dikembangkan juga PLTA Kelai (45 MW) dan Kelai 2 (65 MW) yang direncanakan memanfaatkan potensi dari Sungai Kayan, yang merupakan proyek PLN/SH yang berfungsi menjaga keandalan sistem.
7. Dalam RUPTL 2025-2034 ini direncanakan penambahan kuota PLTA sebesar 900 MW yang dibutuhkan COD-nya di Tahun 2030-2034. Penambahan pembangkit ini adalah utamanya untuk menambah suplai daya *demand* KTT baru serta mendukung pengembangan Ibu Kota Negara (IKN) baru yang berbasis energi baru dan terbarukan;
8. Kapasitas PLTS+BESS yang tercantum (MW) merupakan *Maximum firm capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Pada waktu-waktu tertentu terjadi kondisi kapasitas BESS yang tidak terisi *full* dari PLTS, pada kondisi tersebut utilisasi BESS dapat di tingkatkan dengan menjadikan bess tersebut sebagai *storage system*.
9. Penambahan PLTS kuota tersebar di Sistem Kalseltengtimra merupakan bentuk komitmen PLN untuk menjadikan pembangkit

EBT sebagai *basic* bisnis PLN ke depannya; Pada penambahan pembangkit PLTS tersebut dimungkinkan juga untuk penambahan BESS *smoothing* minimal sebesar 10 % untuk mengantisipasi dampak fluktuasi frekuensi yang terjadi akibat intermitensi dari PLTS dan PLTB tersebut.

Pada rencana penambahan pembangkit gas baru, kapasitas tersebut adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem. Namun pada saat pelaksanaan *project* kapasitas tersebut dapat disesuaikan dengan ketersediaan pembangkit di pasaran. *Range* perubahan kapasitas yang masih dapat terakomodasi adalah +/- 20%.

Pada pengembangan sistem Kalseltengtimra terdapat beberapa proyek terkendala (PLTU Kotabaru, PLTU Sampit, dan PLTU Tanjung Selor). PLN berkomitmen untuk menyelesaikan proyek tersebut dengan tetap mengedepankan proses yang *secure* dan *accountable*. Saat ini PLN sedang dalam tahap re-*assessment project* dan/atau *re-assessment* teknologi dan bersamaan dengan hal itu PLN juga menyiapkan proses-proses legal yang diperlukan. Semua proses tersebut PLN berkolaborasi dengan pihak-pihak aparatur negara sebagai proteksi agar tidak terjadi penyimpangan baik anggaran maupun aturan. Dalam RUPTL 2025-2034 pembangkit tersebut diasumsikan beroperasi pada tahun 2033, target COD tersebut sudah mempertimbangkan *workability* penyelesaian proyek (legal dan teknis), serta mempertimbangkan juga tingkat risiko di sistem (mengingat signifikansinya porsi pasokan daya dari PLTU tersebut). Namun jika dalam penyelesaian proyek dimungkinkan untuk mempercepat COD proyek, maka secara sistem kondisi tersebut dapat disesuaikan kembali, selama berpotensi memberikan *benefit* secara operasional dan keekonomian. Dalam neraca daya pembangkit tersebut tidak di hitung sebagai tambahan kapasitas/reserve margin mengingat masih adanya potensi kendala penyelesaian proyek yang cukup tinggi, namun jika pembangkit tersebut dapat COD maka pasokan pembangkit tersebut akan sangat bermanfaat untuk sistem baik dari sisi kapasitas pasokan, keandalan, dan keekonomian.

Dalam rangka penambahan pembangkit *supply-demand*, kesiapan sistem dan keekonomian. Mempertimbangkan kriteria pengembangan tersebut maka pembangkit yang dikembangkan harus sesuai dengan kebutuhan listrik, kesiapan sistem, dan memperhatikan biaya sehingga tidak merugikan PLN. Namun, tantangan terbesar pengembangan pembangkit adalah ketidakpastian *demand*. Risiko ketidakpastian ini dapat berakibat *overestimated* ataupun *underestimated* infrastruktur ketenagalistrikan, khususnya pembangkit.

V.5.7.4.3 Penambahan Pembangkit dan *Storage* Kalimantan

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban periode tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel 5.95 dan 5.96 di bawah.

Tabel 5.95 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Kalimantan (MW) (Skenario RE *Base*)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1. PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	233	-	-	-	-	233
PLTMG	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTM	-	-	0,8	-	2,0	-	-	-	-	-	2,8
PLTS	5,2	17	42	-	-	-	-	-	-	-	65
Jumlah	**15**	**17**	**43**	**-**	**2,0**	**233**	**-**	**-**	**-**	**-**	**311**
2. SH-PLN											
PLTGU	-	500	80	150	-	-	-	-	-	-	730
PLTG	-	100	400	-	100	-	-	-	-	-	600

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
PLTMG	-	-	50	-	50	-	-	-	-	-	100
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	211	15	-	226
PLTS	-	-	80	50	-	-	-	-	-	-	130
BESS	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-	50
Jumlah	**-**	**600**	**660**	**200**	**150**	**-**	**-**	**211**	**15**	**-**	**1.836**
3. IPP											
PLTU	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	14
PLTU MT	-	-	-	-	200	-	-	200	-	-	200
PLTBg	-	-	-	-	11	-	4,0	-	1,2	-	17
PLTM	-	-	10	16	2,9	-	-	-	-	-	29
PLTA	-	-	-	-	-	150	500	500	100	225	1.475
PLTS	50	-	23,3	-	15	44	-	40	50	50	272
PLTB	-	70	-	-	-	-	-	-	-	-	70
PLTBm	5,0	-	-	-	-	27	10	16	5,0	-	63
BESS	-	-	-	-	-	-	-	25	-	-	25
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	16,9	-	17
Jumlah	**55**	**70**	**33,3**	**16**	**229,2**	**234,8**	**514**	**781**	**173,1**	**275**	**2.381**
4. Kerjasama Antarwilayah Usaha :											
5. Ekspor/Impor											
6. Total											
PLTU	-	-	-	-	-	247	-	-	-	-	247
PLTU MT	-	-	-	-	200	-	-	200	-	-	400
PLTGU	-	500	80	150	-	-	-	-	-	-	730
PLTG	-	100	400	-	100	-	-	-	-	-	600
PLTMG	10	-	50	-	50	-	-	-	-	-	110
PLTBg	-	-	-	-	11,3	-	4,0	-	1,2	-	17
PLTM	-	-	11	16	4,9	-	-	-	-	-	32
PLTA	-	-	-	-	-	150	500	711	114,55	225	1.701
PLTS	55,2	17,4	145,7	50	15	43,8	-	40	50	50	468
PLTB	-	70	-	-	-	-	-	-	-	-	70
PLTBm	5,0	-	-	-	-	27	10	16	5,0	-	63
BESS	-	-	50	-	-	-	-	25	-	-	75
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	16,9	-	17
Total	**70**	**687**	**736**	**216**	**381**	**468**	**514**	**992**	**188**	**275**	**4.528**

Tabel 5.96 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Kalimantan (MW) (Skenario ARED)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1. PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	233	-	233
PLTMG	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTM	-	-	0,8	-	2,0	-	-	-	-	-	2,8
PLTS	5,2	17	42	-	-	-	-	-	-	-	65
Jumlah	**15**	**17**	**43**	**-**	**2,0**	**-**	**-**	**-**	**233**	**-**	**311**
2. SH-PLN											
PLTGU	-	500	80	-	-	100*	-	-	-	-	580
PLTG	-	100	200	-	-	-	-	-	-	-	300
PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-	50
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	146	80	-	226
PLTS	-	-	80	50	-	-	-	-	-	-	130
BESS	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-	50
Jumlah	**-**	**600**	**460**	**50**	**-**	**100***	**-**	**146**	**80**	**-**	**1.336**
3. IPP											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	14
PLTU MT	-	-	-	-	200	-	-	200	-	-	400
PLTBg	-	-	-	-	11	-	4,0	-	1,2	-	17
PLTM	-	-	10	16	2,9	-	-	-	-	-	29
PLTA	-	-	-	-	-	-	650	300	-	325	1.275
PLTS	50	80	223	240	335	244	-	40	50	50	1.312
PLTB	-	70	-	-	-	-	-	-	-	-	70
PLTBm	5,0	-	-	-	-	27	10	16	5,0	-	63
BESS	-	50	125	150	200	125	-	25	-	-	675
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	250	-	250
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	17	-	17
Jumlah	**55**	**200**	**358**	**406**	**749**	**396**	**664**	**581**	**337**	**375**	**4.121**
4. Kerja sama Antarwilayah Usaha :											
5. Ekspor/Impor											
6. Total											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	247	-	247
PLTU MT	-	-	-	-	200	-	-	200	-	-	400
PLTGU	-	500	80	-	-	100*	-	-	-	-	580
PLTG	-	100	200	-	-	-	-	-	-	-	300
PLTMG	10	-	50	-	-	-	-	-	-	-	60
PLTBg	-	-	-	-	11	-	4,0	-	1,2	-	17
PLTM	-	-	11	16	4,9	-	-	-	-	-	32
PLTA	-	-	-	-	-	-	650	446	80	325	1.501
PLTS	55	97	346	290	335	244	-	40	50	50	1.507
PLTB	-	70	-	-	-	-	-	-	-	-	70

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
PLTBm	5,0	-	-	-	-	27	10	16	5,0	-	63
BESS	-	50	175	150	200	125	-	25	-	-	725
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	250	-	250
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	17	-	17
Total	**70**	**817**	**861**	**456**	**751**	**396**	**664**	**727**	**650**	**375**	**5.768**

Tabel 5.95 dan 5.96 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

1. Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2025-2034 adalah 5,8 GW atau penambahan kapasitas rata-rata sekitar 577 MW per tahun;
2. Secara total terdapat perbedaan jumlah proyek penambahan pembangkit di Kalimantan sampai tahun 2034 antara Skenario RE *Base* dan Skenario ARED sebesar 1,5 GW;
3. Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTA/PLTM 1,5 GW (26,6%) berupa PLTA 1,5 GW dan PLTM 31,6 MW. Kemudian PLTG/MG/GU yang mencapai 0,9 GW (16,3%), disusul PLTU Batubara 647 MW (11,2%), dan PLTN 250 MW (4,3%) serta pembangkit EBT lainnya 2,4 GW (41,6%) berupa PLT biomassa/biogas 80 MW, PLTS 1.507 MW, BESS 725 MW, PLTB 70 MW, dan PLTS+BESS 17 MW;
4. Rencana pengembangan PLTS pada tabel di atas sudah termasuk PLTS Lisdes, PLTS Dedieselisasi, PLTS yang terintegrasi dengan BESS, dan PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem).

V.5.7.5 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit dan *Storage* Sulawesi

V.5.7.5.1 Neraca Daya Sistem Sulbagut

Sistem Sulawesi Bagian Utara (Sulbagut) merupakan pengembangan dari Sistem Interkoneksi 150 kV Minahasa – Gorontalo ke arah Sulawesi Tengah bagian utara yaitu arah Moutong, Tolitoli, hingga Bangkir dan diharapkan akan terbentuk mulai tahun 2025 setelah transmisi Marisa – Moutong – Tolitoli – Bangkir selesai dibangun.

Proyek pembangkit yang telah selesai yaitu PLTU Sulut 3 sebesar 100 MW. Sedangkan rencana tambahan kapasitas di Sistem Sulbagut pada tahun 2025 yaitu PLTU Sulut 1 2x50 MW dan pada tahun 2026 yaitu PLTM Bone Bolango 9,9 MW. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Sulbagut periode tahun 2025-2034 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.97 dan 5.98. Selama periode tersebut, dengan Skenario RE *Base* direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 882 MW.

Kondisi dengan cadangan daya paling rendah terjadi pada tahun 2025 dikarenakan interkoneksi ke beberapa sistem *isolated* namun belum terdapat penambahan pembangkit yang cukup signifikan. Beberapa pembangkit EBT seperti PLTA, PLTM, dan PLTP akan dikembangkan di Sistem Sulbagut yang akan meningkatkan persentase kontribusi EBT dalam bauran energi. Hingga tahun 2034, akan dikembangkan tambahan EBT sebesar 582 MW di Sistem Sulbagut.

Unit PLTG Gorontalo kapasitas 4x25 MW merupakan unit PLTG yang bersifat *mobile*. Pada tahun 2023, satu unit PLTG Gorontalo direlokasi sementara ke Sistem Halmahera untuk melayani pelanggan PT Antam Haltim. Unit tersebut akan direlokasi kembali ke lokasi Marisa/Maleo setelah pembangkit permanen di Antam Haltim selesai dibangun.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagut antara lain adalah:

1. Proyek pembangkit berbahan bakar LNG yaitu PLTMG Minahasa 150 MW;
2. Proyek pembangkit reguler yaitu PLTU Sulut 1 (2x50 MW);

3. Pengembangan proyek EBT seperti PLTA Sawangan (16.6 MW), PLTP Kotamobagu (4x20 MW), PLTP Sulbagut Tersebar (145 MW) dan PLTM Tersebar (28 MW).

Tabel 5.97 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	3.337	3.557	4.113	4.691	4.961	5.308	5.546	5.776	6.016	6.284
b. Pertumbuhan Penjualan	%	12%	7%	16%	14%	6%	7%	4%	4%	4%	4%
c. Produksi	GWh	3.737	3.976	4.595	5.240	5.539	5.924	6.187	6.439	6.703	6.998
d. Faktor Beban	%	75%	75%	75%	75%	76%	76%	76%	76%	76%	76%
e. Beban Puncak Bruto	MW	580	616	711	809	854	912	951	989	1.028	1.073
f. Beban Puncak Neto	MW	568	604	697	793	837	894	932	969	1.008	1.052
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	12%	6%	15%	14%	6%	7%	4%	4%	4%	4%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	655	655	595	595	595	595	595	595	595	595
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	615	615	563	563	563	563	563	563	563	563
1) Milik Sendiri:	MW	311	311	311	311	311	311	311	311	311	311
PLTA	MW	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
PLTM	MW	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
PLTP	MW	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
PLTG	MW	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
PLTU	MW	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89
PLTD	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
PLTM	MW	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
PLTP	MW	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PLTU	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
3) Mesin Sewa:	MW	52	52	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU	MW	52	52	-	-	-	-	-	-	-	
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	100	10	2	-	30	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sulut 1	PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	9,9	2	-	-	-	-	-	-	-
Iya	PLTM	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
Bone Bolango	PLTM	-	9,9	-	-	-	-	-	-	-	-
Poigar-2	PLTA	-	-	-	-	30	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	100	158	140	40	26,6	50	65	60	100
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	100	100	-	-	16,6	20	-	60	-
Minahasa	PLTMG	-	100	50	-	-	-	-	-	-	-
Sawangan	PLTA	-	-	-	-	-	16,6	-	-	-	-
Kotamobagu 1-4	PLTP	-	-	-	-	-	-	20	-	60	-
Sulbagut	PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	58	140	40	10	30	65	-	100

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	30	40	10	-	-	65	-	-
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTBm	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTBm	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-
Sulbagut (Kuota) Tersebar (Sulut)	PLTM	-	-	18	-	-	-	-	-	-	-
Sulbagut (Kuota) Tersebar (Sulteng)	PLTM	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTSa	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	30	-	-	100
Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	PLTM	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-
Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	PLTBm	-	-	-	-	20	-	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	615	615	563	563	563	563	563	563	563	563
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	100	110	160	140	70	27	50	65	60	100
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	715	824	933	1.073	1.143	1.170	1.220	1.285	1.345	1.445
- Pembangkit Fosil	MW	534	634	683	683	683	683	683	683	683	683
- Pembangkit EBT	MW	207	217	277	417	487	514	564	629	689	789
d. LOLP	%	0,22	0,02	0,05	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	146	221	236	280	306	276	287	315	336	393
f. *Reserve Margin*	%	26	37	34	35	37	31	31	33	33	37
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	29,56	28,87	30,92	42,67	42,26	44,95	45,58	52,82	49,73	56,85
b. Gas	%	4,45	7,49	17,87	17,62	16,00	13,74	14,13	13,06	12,36	12,22
c. BBM	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
d. Batubara	%	65,99	63,63	51,21	39,71	41,75	41,31	40,28	34,12	37,92	30,93
6. EMISI GRK	**Juta Ton**										
a. EBT	Juta Ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
b. Gas	Juta Ton	0,09	0,17	0,47	0,53	0,51	0,47	0,50	0,48	0,48	0,49
c. Batubara	Juta Ton	3,52	3,61	3,35	2,97	3,30	3,49	3,55	3,13	3,62	3,09
d. BBM	Juta Ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**2.055**	**2.078**	**2.153**	**2.156**	**2.090**	**2.029**	**2.016**	**2.028**	**1.974**	**1.996**

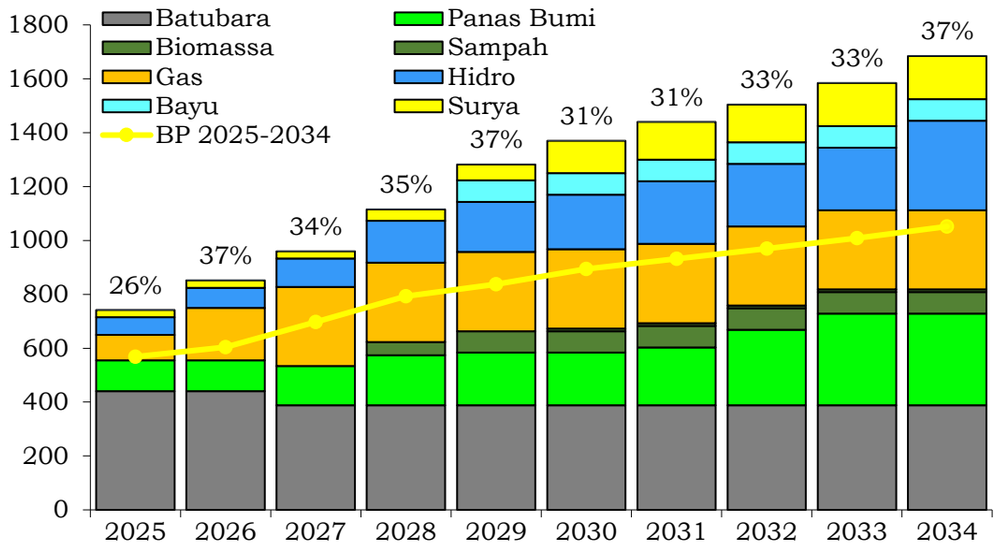
Keterangan:
*) Tidak diperhitungkan ke dalam perhitungan DMN

Tabel 5.98 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	3.337	3.557	4.113	4.691	4.961	5.308	5.546	5.776	6.016	6.284
b. Pertumbuhan Penjualan	%	12%	7%	16%	14%	6%	7%	4%	4%	4%	4%
c. Produksi	GWh	3.737	3.976	4.595	5.240	5.539	5.924	6.187	6.439	6.703	6.998
d. Faktor Beban	%	75%	75%	75%	75%	76%	76%	76%	76%	76%	76%
e. Beban Puncak Bruto	MW	580	616	711	809	854	912	951	989	1.028	1.073
f. Beban Puncak Neto	MW	568	604	697	793	837	894	932	969	1.008	1.052
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	12%	6%	15%	14%	6%	7%	4%	4%	4%	4%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	655	655	595	595	595	595	595	595	595	595
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	615	615	563	563	563	563	563	563	563	563
1) Milik Sendiri:	MW	311	311	311	311	311	311	311	311	311	311
PLTA	MW	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
PLTM	MW	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
PLTP	MW	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
PLTG	MW	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
PLTU	MW	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89
PLTD	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
PLTM	MW	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
PLTP	MW	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PLTU	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
3) Mesin Sewa:	MW	52	52	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU	MW	52	52	-	-	-	-	-	-	-	
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	100	9,9	2	-	30	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sulut 1	PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	9,9	2	-	-	-	-	-	-	-
Iya	PLTM	-	-	2	-	-	-	-	-	-	
Bone Bolango	PLTM	-	9,9	-	-	-	-	-	-	-	
Poigar-2	PLTA	-	-	-	-	30	-	-	-	-	
b. Rencana Tambahan:	MW	-	100	158	140	40	26,6	50	65	60	100
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	100	100	-	-	16,6	20	-	60	-
Minahasa	PLTMG	-	100	50	-	-	-	-	-	-	
Sawangan	PLTA	-	-	-	-	-	16,6	-	-	-	
Kotamobagu 1-4	PLTP	-	-	-	-	-	-	20	-	60	
Sulbagut	PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	58	140	40	10	30	65	-	100
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	30	40	10	-	-	65	-	
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTBm	-	-	-	-	10	-	-	-	-	
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTBm	-	-	-	50	-	-	-	-	-	
Sulbagut (Kuota) Tersebar (Sulut)	PLTM	-	-	18	-	-	-	-	-	-	-
Sulbagut (Kuota) Tersebar (Sulteng)	PLTM	-	-	10	-	-	-	-	-	-	
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTSa	-	-	-	-	-	10	-	-	-	
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	30	-	-	-	-	-	
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	30	-	-	100
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	20*	-	20*	
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTB+BESS	-	-	-	-	60*	-	-	-	-	
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTS+BESS	-	-	-	15*	17*	51*	-	-	-	
Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	PLTM	-	-	-	20	-	-	-	-	-	
Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	PLTBm	-	-	-	-	20	-	-	-	-	
Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	PLTS+BESS	-	-	-	-	-	10*	-	-	-	
Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	PLTB+BESS	-	-	-	-	20*	-	-	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	615	615	563	563	563	563	563	563	563	563
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	100	110	160	140	70	27	50	65	60	100
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	715	824	933	1.073	1.143	1.170	1.220	1.285	1.345	1.445
- Pembangkit Fosil	MW	534	634	683	683	683	683	683	683	683	683
- Pembangkit EBT	MW	207	217	277	432	599	687	757	822	902	1.002
d. LOLP	%	0,22	0,02	0,05	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	146	221	236	280	306	276	287	315	336	393
f. *Reserve Margin*	%	26	37	34	35	37	31	31	33	33	37
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	29,56	28,87	30,92	43,04	46,81	50,56	51,38	58,39	55,47	62,35
b. Gas	%	4,45	7,49	17,87	17,62	15,05	12,63	13,07	12,04	11,38	11,28
c. BBM	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
d. Batubara	%	65,99	63,63	51,21	39,33	38,14	36,81	35,55	29,57	33,15	26,37
6. EMISI GRK	**Juta Ton**										
a. EBT	Juta Ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
b. Gas	Juta Ton	0,09	0,17	0,47	0,53	0,48	0,43	0,46	0,44	0,44	0,45
c. Batubara	Juta Ton	3,52	3,61	3,35	2,94	3,01	3,11	3,14	2,71	3,17	2,63
d. BBM	Juta Ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**2.058**	**2.080**	**2.153**	**2.158**	**2.119**	**2.065**	**2.054**	**2.064**	**2.012**	**2.032**

Keterangan:
*) Tidak diperhitungkan ke dalam perhitungan DMN



Gambar 5.19 Grafik Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Pada RUPTL 2021-2030 terdapat penambahan PLT EBT *Base* 200 MW di Sistem Kelistrikan Sulbagut. PLT EBT *Base* tersebut digantikan dengan penambahan kuota PLTA/M, PLTBm, dan PLTP sesuai dengan potensi yang tersedia di Provinsi Sulawesi Utara, Provinsi Gorontalo dan Provinsi Sulawesi Tengah.

Reserve margin Sistem Sulbagut pada tahun 2025 berada di bawah kriteria 30% namun sesuai kriteria LOLP masih terdapat dalam kriteria 1 hari dalam 1 tahun. Penambahan pembangkit untuk mencapai *reserve margin* 30% pada tahun 2025 tidak dilakukan mengingat opsi yang tersedia hanyalah sewa pembangkit serta komposisi pembangkit *base load* sangat banyak di Sistem Sulbagut. Sehingga Sistem Sulbagut dapat dikatakan dalam kondisi normal.

Telah dibuka kuota PLTB serta PLTS dengan BESS pada Sistem Sulbagut yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak intermiten dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTGU/G/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS+BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Khusus untuk Sistem Sulbagut direncanakan penambahan BESS untuk mengoptimalkan pembangkit *base load* seperti PLTP dan PLTA *run-of-river* baik yang sudah eksisting maupun masih dalam tahap rencana. BESS akan dimanfaatkan untuk menyimpan energi berlebih pada saat kondisi beban rendah (pagi hari) dan energi tersebut digunakan kembali pada malam hari khususnya saat beban puncak (*shifting*). Hal ini akan memberikan dampak positif pada pengurangan pemakaian pembangkit berbahan bakar gas yang pada umumnya memiliki BPP tinggi. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTGU/G/MG.

V.5.7.5.2 Neraca Daya Sistem Sulbagsel

Sistem Sulbagsel merupakan penggabungan Sistem Sulsel-Sulbar, Sistem Sulteng, dan Sistem Sultra. Sistem ini telah terbentuk pada tahun 2019 setelah proyek transmisi 150 kV interkoneksi Sistem Sulsel dengan Sistem Sultra selesai dibangun termasuk IBT 275/150 kV Wotu. Rencana penempatan pembangkit di Subsistem Sulsel-Sulbar, Sultra, Sulteng diupayakan seimbang sesuai kriteria *regional balance*.

Dalam rangka mengoptimalkan potensi tenaga hidro yang sangat besar dan tersebar di Provinsi Sulsel, Sulbar, Sulteng, dan Sultra, akan dibangun beberapa proyek PLTA oleh PLN dan IPP. Selain potensi tenaga hidro, di Sulsel juga terdapat potensi tenaga angin/bayu yang cukup besar yaitu di Sidrap, Jeneponto, dan Majene. Potensi tersebut akan dimanfaatkan untuk pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB) yang tersambung ke *Grid* Sulbagsel.

Daya mampu PLTA dan PLTB sangat dipengaruhi oleh musim sehingga di Sistem Sulbagsel direncanakan juga pembangunan pembangkit termal (PLTGU/G/MG) yang setiap saat dapat dioperasikan jika diperlukan untuk mengisi kekurangan daya pada saat musim kemarau untuk PLTA dan saat tidak ada angin untuk PLTB. Selain itu, pembangkit termal yang direncanakan juga dirancang untuk dapat mengikuti fluktuasi daya pembangkit intermiten.

Untuk proyek pembangkit pada RUPTL 2021-2030 yang telah selesai yaitu PLTA Malea sebesar 90 MW, PLTA Poso *Peaker* 200 MW dan PLTU Sulsel Barru 2 1x100 MW. Sedangkan rencana tambahan kapasitas di Sistem Sulbagsel pada tahun 2025 antara lain PLTU Palu 3 100 MW, PLTM tersebar 37 MW, MPP Sulselbar 120 MW, serta pembangkit *National Mobile Reserve Margin* untuk menyuplai pelanggan sebesar 600 MW.

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di Sistem Sulbagsel periode tahun 2025-2034 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.99 dan 5.100. Selama periode tersebut, dengan Skenario RE *Base* direncanakan akan dibangun pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 6.949 MW.

Tabel 5.99 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	14.380	16.315	18.601	20.092	21.777	25.117	29.147	32.904	35.451	36.631
b. Pertumbuhan Penjualan	%	16%	13%	14%	8%	8%	15%	16%	13%	8%	3%
c. Produksi	GWh	16.102	18.238	20.780	22.443	24.317	28.033	32.512	36.680	39.497	40.790
d. Faktor Beban	%	71%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
e. Beban Puncak Bruto	MW	2.622	3.030	3.459	3.726	4.057	4.679	5.427	6.113	6.573	6.764
f. Beban Puncak Neto	MW	2.571	2.971	3.391	3.653	3.977	4.587	5.321	5.993	6.444	6.632
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	22%	16%	14%	8%	9%	15%	16%	13%	8%	3%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	2.321	2.321	2.321	2.397	2.397	2.397	2.397	2.397	2.397	2.397
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	2.233	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288
1) Milik Sendiri:	MW	640	681	681	681	681	681	681	681	681	681
PLTA	MW	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
PLTM	MW	13	15	15	15	15	15	15	15	15	15
PLTG	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	MW	59	98	98	98	98	98	98	98	98	98
PLTD	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU	MW	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	1.593	1.607	1.607	1.607	1.607	1.607	1.607	1.607	1.607	1.607
PLTA	MW	605	605	605	605	605	605	605	605	605	605
PLTM	MW	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
PLTGU	MW	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
PLTD	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU	MW	600	614	614	614	614	614	614	614	614	614
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	397	1,2	- 100	-	-	-	-	-	200	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	368	1,2	- 100	-	-	-	-	-	-	-
Luwuk	PLTMG	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Buleleng	PLTM	-	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-
Lapai 2	PLTM	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonehau	PLTM	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MPP Sulselbar	PLTMG	120	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palu 3	PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MPP Paya Pasir dan Tarahan	Relokasi	100	-	- 100	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	29	-	-	-	-	-	-	-	200	-
Bungin III	PLTM	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biak I II III	PLTM	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Buttu Batu	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-
Salu Noling	PLTM	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tomoni	PLTM	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
b. Rencana Tambahan:	MW	800	515	823	441	310	661	1.000	821	780	300
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	800	515	523	163	-	- 475	-	21	-	-
Halulai	PLTM	-	-	-	1,2	-	-	-	-	-	-
Pokko	PLTA	-	-	-	-	-	125	-	-	-	-
Konawe (Bendungan Pelosika PU)	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	21	-	-
Watunohu	PLTA	-	-	-	22	-	-	-	-	-	-
Bakaru 2	PLTA	-	-	-	140	-	-	-	-	-	-
Lapai 1	PLTM	-	-	5,31	-	-	-	-	-	-	-
Riorita	PLTM	-	-	2,67	-	-	-	-	-	-	-
Tambahan Pembangkit Baru Cluster KTT:											
MPP Indonesia 1	PLTGU/G/MG/ Relokasi/Sewa	200	-	-	-	-	- 200	-	-	-	-
MPP Indonesia 2	PLTGU/G/MG/ Relokasi/Sewa	200	-	-	-	-	- 200	-	-	-	-
MPP Indonesia 3	PLTGU/G/MG/ Relokasi/Sewa	200	-	-	-	-	- 200	-	-	-	-
Kluster Poci	PLTGU/G/MG	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
Tambahan Pembangkit Baru:											
Sulbagsel	PLTGU/G/MG/ Relokasi/Sewa	200	500	- 700	-	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel	PLTGU/G/MG	-	-	1.000	-	-	-	-	-	-	-
Baubau 2	PLTMG	-	15	15	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	300	277	310	1.136	1.000	800	780	300
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	200	200	200	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	70	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar (Sulteng)	PLTM	-	-	-	7,4	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar (Sulteng)	PLTBm	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar (Sultra)	PLTBm	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTSa	-	-	-	-	-	26	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTB+BESS		60*	70*	-	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	PLTA	-	-	-	-	-	100	200	200	300	300
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTS+BESS	-	-	-	50*	-	-	50*	-	50*	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	PLTA	-	-	-	-	-	-	800	600	400	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	PLTM	-	-	-	-	100	100	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	PLTBm	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	80	-
Sulbagsel 2	PLTGU/G/MG	-	-	300	-	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel 3	PLTGU/G/MG	-	-	-	-	-	600	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	2.233	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	1.197	516	723	441	310	661	1.000	821	980	300

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	3.430	4.001	4.724	5.165	5.475	6.136	7.136	7.957	8.937	9.237
- Pembangkit Fosil	MW	2.609	3.143	3.858	3.858	3.858	3.858	3.858	3.858	3.858	3.858
- Pembangkit EBT	MW	1.006	1.078	1.156	1.647	1.957	2.618	3.668	4.489	5.439	5.739
d. LOLP	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
e. *Reserve Margin*	MW	859	1.031	1.333	1.512	1.498	1.549	1.815	1.964	2.493	2.605
f. *Reserve Margin*	%	33	35	39	41	38	34	34	33	39	39
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	24,3	22,4	20,7	26,3	30,6	37,1	45,7	49,8	58,1	59,1
b. Gas	%	18,3	28,8	39,5	35,3	34,2	32,8	28,4	27,2	22,8	22,3
c. BBM	%	6,7	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Batubara	%	50,7	45,1	39,8	38,4	35,3	30,0	25,9	23,0	19,1	19
6. EMISI GRK	**Juta Ton**										
a. EBT	Juta Ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
b. Gas	Juta Ton	1,6	2,9	4,7	4,6	4,8	5,3	5,3	5,7	5,2	5,2
c. Batubara	Juta Ton	11,6	11,7	11,8	12,3	12,2	12,0	12,0	12,0	10,8	10,8
d. BBM	Juta Ton	0,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**1.571**	**1.767**	**1.917**	**1.810**	**1.821**	**1.830**	**1.816**	**1.835**	**1.759**	**1.755**

Keterangan:
*) Tidak diperhitungkan ke dalam perhitungan DMN

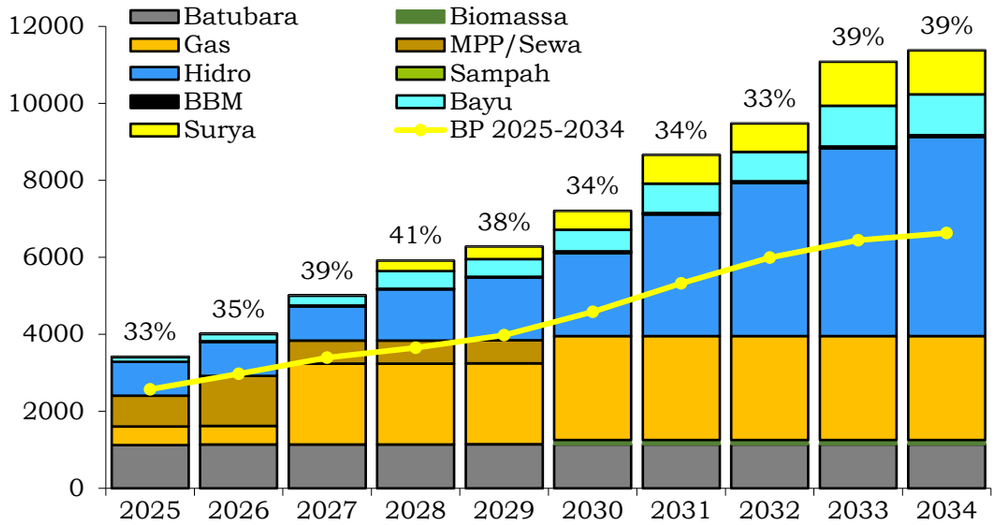
Tabel 5.100 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	14.380	16.315	18.601	20.092	21.777	25.117	29.147	32.904	35.451	36.631
b. Pertumbuhan Penjualan	%	16%	13%	14%	8%	8%	15%	16%	13%	8%	3%
c. Produksi	GWh	16.102	18.238	20.780	22.443	24.317	28.033	32.512	36.680	39.497	40.790
d. Faktor Beban	%	71%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
e. Beban Puncak Bruto	MW	2.622	3.030	3.459	3.726	4.057	4.679	5.427	6.113	6.573	6.764
f. Beban Puncak Neto	MW	2.571	2.971	3.391	3.653	3.977	4.587	5.321	5.993	6.444	6.632
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	22%	16%	14%	8%	9%	15%	16%	13%	8%	3%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	2.321	2.321	2.321	2.397	2.397	2.397	2.397	2.397	2.397	2.397
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	2.233	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288
1) Milik Sendiri:	MW	640	681	681	681	681	681	681	681	681	681
PLTA	MW	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
PLTM	MW	13	15	15	15	15	15	15	15	15	15
PLTG	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	MW	59	98	98	98	98	98	98	98	98	98
PLTD	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU	MW	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	1.593	1.607	1.607	1.607	1.607	1.607	1.607	1.607	1.607	1.607
PLTA	MW	605	605	605	605	605	605	605	605	605	605
PLTM	MW	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
PLTGU	MW	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
PLTD	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU	MW	600	614	614	614	614	614	614	614	614	614
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	397	1,2	- 100	-	-	-	-	-	200	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	368	1,2	- 100	-	-	-	-	-	-	-
Luwuk	PLTMG	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Buleleng	PLTM	-	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-
Lapai 2	PLTM	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonehau	PLTM	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MPP Sulselbar	PLTMG	120	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palu 3	PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MPP Paya Pasir dan Tarahan	Relokasi	100	-	- 100	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	29	-	-	-	-	-	-	-	200	-
Bungin III	PLTM	5	-	-	-		-	-	-	-	-
Biak I II III	PLTM	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Buttu Batu	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-
Salu Noling	PLTM	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Tomoni	PLTM	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	800	515	823	441	310	661	1.000	821	780	300
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	800	515	523	163	-	- 475	-	21	-	-
Halulai	PLTM	-	-	-	1,2	-	-	-	-	-	-
Pokko	PLTA	-	-	-	-	-	125	-	-	-	-
Konawe (Bendungan Pelosika PU)	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	21	-	-
Watunohu	PLTA	-		-	22	-	-	-	-	-	-
Bakaru 2	PLTA		-	-	140	-	-	-	-	-	-
Lapai 1	PLTM	-	-	5,31	-	-	-	-	-	-	-
Riorita	PLTM	-	-	2,67	-	-	-	-	-	-	-
Tambahan Pembangkit Baru Cluster KTT:											
MPP Indonesia 1	PLTGU/G/MG/ Relokasi/Sewa	200	-	-	-	-	- 200	-	-	-	-
MPP Indonesia 2	PLTGU/G/MG/ Relokasi/Sewa	200	-	-	-	-	- 200	-	-	-	-
MPP Indonesia 3	PLTGU/G/MG/ Relokasi/Sewa	200	-	-	-	-	- 200	-	-	-	-
Kluster Poci	PLTGU/G/MG	-	-	200	-	-	-	-	-	-	
Tambahan Pembangkit Baru:											-
Sulbagsel	PLTGU/G/MG/ Relokasi/Sewa	200	500	- 700	-	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel	PLTGU/G/MG	-	-	1.000	-	-	-	-	-	-	-
Baubau 2	PLTMG	-	15	15	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	300	277	310	1.136	1.000	800	780	300
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	200	200	200	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	70	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar (Sulteng)	PLTM	-	-	-	7,4	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar (Sulteng)	PLTBm	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar (Sultra)	PLTBm	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTSa	-	-	-	-	-	26	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTB+BESS		60*	70*	-	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	PLTA	-	-	-	-	-	100	200	200	300	300
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTS+BESS	-	-	-	50*	-	-	50*	-	50*	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	50*	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	PLTS+BESS	-	-	-	22*	51*	168*	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTB+BESS	-	-	-	-	-	100*	-	-	100*	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	PLTA	-	-	-	-	-	-	800	600	400	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	PLTM	-	-	-	-	100	100	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	PLTBm	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	80	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	PLTS+BESS	-	-	-	200*	-	-	200*	-	300*	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	PLTB+BESS	-	-	-	200*	-	-	200*	-	200*	-
Sulbagsel 2	PLTGU/G/MG	-	-	300	-	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel 3	PLTGU/G/MG	-	-	-	-	-	600	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	2.233	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	1.197	516	723	441	310	661	1.000	821	980	300
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	3.430	4.001	4.724	5.165	5.475	6.136	7.136	7.957	8.937	9.237
- Pembangkit Fosil	MW	2.609	3.143	3.858	3.858	3.858	3.858	3.858	3.858	3.858	3.858
- Pembangkit EBT	MW	1.006	1.070	1.148	2.060	2.421	3.350	4.800	5.621	7.221	7.521
d. LOLP	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
e. *Reserve Margin*	MW	859	1.031	1.333	1.512	1.498	1.549	1.815	1.964	2.493	2.605
f. *Reserve Margin*	%	33,4	34,7	39,3	41,4	37,7	33,8	34,1	32,8	38,7	39,3
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	24,26	22,37	20,69	29,94	34,19	42,02	52,33	55,71	66,68	67,46
b. Gas	%	18,33	28,82	39,47	31,82	30,94	30,01	23,53	22,89	16,48	16,23
c. BBM	%	6,72	3,73	0	0	0	0	0	0	0	0
d. Batubara	%	50,69	45,08	39,84	38,24	34,87	27,97	24,14	21,40	16,84	16,31
6. EMISI GRK	**Juta Ton**										
a. EBT	Juta Ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
b. Gas	Juta Ton	1,65	2,94	4,70	4,10	4,32	4,83	4,39	4,82	3,73	3,80
c. Batubara	Juta Ton	11,6	11,7	11,8	12,2	12,1	11,2	11,2	11,2	9,5	9,5
d. BBM	Juta Ton	0,62	0,39	0	0	0	0	0	0	0	0
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**1.571**	**1.767**	**1.917**	**1.797**	**1.809**	**1.856**	**1.826**	**1.841**	**1.765**	**1.758**

Keterangan:
*) Tidak diperhitungkan ke dalam perhitungan DMN



Gambar 5.20 Grafik Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Proyeksi kebutuhan listrik di Sistem Sulbagsel sudah memperhitungkan beban *smelter* yang akan masuk, sehingga daya yang tersedia diperkirakan akan terserap habis. Pembangunan pembangkit di Sistem Sulbagsel sudah mempertimbangkan kemungkinan industri besar yang akan masuk ke sistem. Untuk melayani beban-beban *smelter* tersebut, PLN memprioritaskan pengembangan EBT yang memiliki kapasitas *firm* sehingga pelayanan beban *smelter* dapat dilakukan kontinu dan dengan biaya pokok pembangkitan yang cukup rendah. Oleh karena itu, pengembangan pembangkit di Sistem Sulbagsel akan berfokus pada pengembangan PLTA yang memiliki kapasitas *firm*. Namun demikian karena pembangunan PLTA yang membutuhkan waktu yang panjang, untuk mengisi kebutuhan daya dalam jangka pendek akan dipenuhi dengan pembangunan PLTGU/G/MG baik permanen, melalui mekanisme sewa, maupun mekanisme kerjasama lainnya dalam Program *National Mobile Reserve Margin*.

Penamaan jenis teknologi pembangkit PLTGU/G/MG pada beberapa rencana proyek pembangkit dilakukan sesuai urutan prioritas pemilihan pengadaan jenis teknologi pembangkit. Di mana opsi PLTGU sebagai prioritas pertama, kemudian diikuti oleh PLTG dan PLTMG sebagai prioritas kedua dan ketiga. Hal tersebut dilakukan dengan mempertimbangkan fleksibilitas pengadaan terkait isu ketersediaan *engine* di pasar global. Selain itu, dikarenakan pembangkit PLTGU/G/MG ini ditujukan untuk melayani pelanggan KTT *smelter*, maka pemilihan jenis teknologi pembangkit ini juga akan menyesuaikan dengan kepastian kapasitas serta karakteristik beban pelanggan KTT *smelter*.

Penambahan PLTGU/G/MG khususnya dalam rentang tahun 2025 hingga tahun 2027 sangat diperlukan sehubungan dengan tidak jadinya pelaksanaan relokasi PLTGU dari Sistem Jawa serta adanya peningkatan permintaan dari potensi KTT *smelter*. Relokasi PLTGU Sistem Jawa tidak jadi dilakukan karena dibutuhkannya PLTGU tersebut untuk memitigasi masuknya pembangkit intermiten dalam Sistem Jawa. Penambahan PLTGU baru dalam skala besar diperlukan pada umumnya karena peningkatan permintaan KTT *smelter* yang sangat besar dan dalam waktu yang cepat sehingga penambahan PLTGU baru menjadi opsi yang paling dapat dilakukan karena diperlukan waktu yang lama untuk membangun pembangkit EBT *firming* seperti PLTA.

Pada Sistem Sulbagsel, direncanakan penambahan pembangkit permanen berbahan bakar gas atau LNG sebesar 1.200 MW. Penempatan lokasi pembangkit tersebut akan diletakkan pada 3 lokasi yaitu Bantaeng (Kluster Huadi), Pomalaa/Kolaka (Kluster Poci) dan Andowia (Kluster Kemo). Pembangkit permanen 1.200 MW tersebut telah termasuk dengan pembangkit permanen 200 MW yang sebelumnya direncanakan untuk melayani PT Antam Pomalaa (Kluster Poci). Selain itu, terdapat tambahan pembangkit gas sebesar 900 MW yang khusus untuk pelanggan-pelanggan KTT dengan *confidence level* rendah. Pelaksanaan pembangunan pembangkit gas 900 MW ini akan dilakukan apabila *confidence level* KTT tersebut sudah tinggi.

Penambahan pembangkit permanen 1.200 MW di atas, dibutuhkan bertahap mulai tahun 2025. Namun memperhatikan kemampuan konstruksi, ketersediaan mesin pembangkit di pasar serta penentuan skema anggaran dan evaluasi porsi keikutsertaan *Sub-Holding*, diperkirakan pembangunan pembangkit permanen tersebut diproyeksikan selesai pada tahun 2027. Untuk memenuhi kekurangan daya hingga pembangkit permanen beroperasi di tahun 2027, maka pada tahun 2025 dan 2026 akan dilakukan sewa pembangkit ataupun relokasi pembangkit. Upaya peningkatan kapasitas PLTGU Sengkang dari 210 MW ke 315 MW pada 2025 juga menjadi opsi peningkatan kemampuan pasok Sistem Sulbagsel. Pada tahun 2026, terdapat beberapa alternatif lainnya untuk memenuhi kebutuhan penambahan daya pembangkit yaitu sewa pembangkit maupun relokasi relokasi. Upaya percepatan pembangunan pembangkit baru tetap akan diupayakan. Apabila pelaksanaan pembangunan pembangkit permanen baru dapat dilakukan sebelum tahun 2027, maka tidak diperlukan penambahan sewa pembangkit. Selain itu, jika alternatif relokasi pembangkit dapat digunakan secara permanen di Sistem Sulbagsel, maka kapasitas pembangunan pembangkit permanen baru dapat dikurangi dengan mempertimbangkan *lead time* pengadaan pembangkit baru serta tanpa mengganggu proses yang telah berjalan agar tidak terjadi risiko keterlambatan proyek. Untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar gas dari PLTGU/G/MG di atas terdapat potensi gas yang cukup besar di Donggi Senoro yang diharapkan dapat dialokasikan terutama untuk memenuhi kebutuhan PLTGU/G/MG dalam bentuk LNG yang tersebar di pusat-pusat beban Sulawesi. Sisa gas dapat digunakan di lokasi-lokasi lainnya di luar Sulawesi.

Di Provinsi Sulawesi Selatan, terdapat pembangkit PLTGU Sengkang 315 MW (IPP) yang menggunakan gas dari sumur gas Sengkang. Kontrak pembangkit ini telah berakhir pada tahun 2022, sementara *resource* gas Sengkang masih ada, meskipun tidak sebesar awal. Untuk tetap memanfaatkan potensi gas Sengkang serta meningkatkan daya mampu Sistem Sulbagsel, PLN telah mengakuisisi PLTGU Sengkang 315 MW. Pemanfaatan PLTGU Sengkang direncanakan selama 10 tahun sesuai informasi jumlah cadangan sumber gas di Sengkang. Namun periode pemanfaatan PLTGU Sengkang dapat diperpanjang apabila terdapat *update* ketersediaan gas di lokasi tersebut.

Selain itu, terdapat rencana jangka pendek untuk merelokasi MPP Paya Pasir dari Sumatera ke lokasi Sengkang dan penambahan PLTD sewa. Kedua rencana tersebut bertujuan untuk meningkatkan daya mampu Sistem Sulbagsel secara cepat khususnya mitigasi dampak variasi musim di PLTA, untuk melayani KTT, serta meningkatkan utilisasi MPP Paya Pasir.

Memperhatikan kriteria keandalan serta kekuatan sistem, pengembangan kuota EBT di Sistem Sulbagsel, khususnya yang berkapasitas besar, menggunakan urutan prioritas sebagai berikut:

1. Diutamakan titik interkoneksi ke jaringan 275 kV untuk memperkuat *backbone* sistem kelistrikan dan menghindari isu *overload* di jaringan;
2. Untuk mereduksi isu *mismatch* antara *demand* dan *supply* (potensi PLTA) maka dapat menggunakan titik interkoneksi ke GITET *existing* dan terdekat;
3. Untuk menjaga keandalan sistem, titik interkoneksi pembangkit tidak diutamakan pada jaringan radial atau ujung;
4. Tidak diutamakan interkoneksi di 20 kV, mengingat PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar untuk memperkuat sistem kelistrikan bukan subsistem.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagsel antara lain:

1. Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTA Poko 125 MW, PLTA Bakaru 2 140 MW dan PLTA Buttu Batu 200 MW;
2. Proyek pembangkit PLTU Palu 3 (2x50 MW);
3. Proyek *National Mobile Reserve Margin* dengan rencana COD tahun 2025 untuk memenuhi pasokan beban *smelter* yang berpotensi sangat besar. Opsi lokasi pembangkit ini akan diletakkan di dekat beban *smelter* yang tersebar di sekitar Huadi (Sulawesi Selatan), Andowia (Sulawesi Tenggara) dan Pomalaa (Sulawesi Tenggara). Beberapa PLTGU tersebut diletakkan dekat dengan lokasi beban *smelter* untuk mengurangi kebutuhan pembangunan transmisi yang panjang;
4. Proyek PLTA yang dikembangkan sebagai proyek IPP maupun PLN.

Rencana Pengembangan VRE dengan BESS di Sistem Sulbagsel

Penggunaan baterai untuk kebutuhan *smoothing* biasanya digunakan agar tegangan dan frekuensi sistem tetap dalam batas aman. Demikian pula untuk kebutuhan *firming*, namun untuk yang kedua biasanya dipersyaratkan untuk sistem yang kuota penambahan pembangkit VRE nya sudah terlewati. Untuk *firming*, biasanya kebutuhan baterai yang dipersyaratkan relatif besar. Dengan harga baterai yang masih mahal, VRE dengan persyaratan baterai *firming* akan menghadapi tantangan yang besar karena secara teknis harus bersaing dengan pembangkit *base loader* yang andal (seperti PLTU dan PLTA) dan secara finansial setidaknya harus setara dengan biaya operasi di beban dasar atau tidak lebih tinggi dari *marginal cost* sistem.

PLN dan konsultan (LAPI ITB) telah melakukan kajian terkait kuota VRE yang dapat diserap oleh sistem-sistem kelistrikan besar PLN. Untuk Sistem kelistrikan Sulbagsel contohnya, sistem ini hingga tahun 2032 mempunyai kuota VRE sebesar 190 MW, dengan catatan terdapatnya beban-beban pelanggan *smelter*. Kuota ini sudah diisi oleh 130 MW PLTB eksisting dan 60 PLTB tersebar (PLTB Sulbagsel kuota tersebar). Namun, terdapat usulan ESDM untuk menambahkan 70 MW PLTB mempertimbangkan potensi angin yang cukup besar di Sulawesi Selatan. Karena kuota VRE sudah penuh dan secara teknis tidak dapat ditambahkan lagi VRE ke Sistem Sulbagsel, maka penambahan PLTB dipersyaratkan dengan skema baterai *firming* dan secara finansial tidak lebih dari 7 cent/kWh dan dilengkapi dengan fasilitas *weather forecast* untuk kepastian *wind profile*.

Kajian LAPI ITB memberikan hasil untuk tambahan kuota VRE dengan 3 (tiga) skenario sebagai berikut:

Tabel 5.101 Hasil Simulasi Kuota VRE Sistem Sulbagsel

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tanpa *Smelter*	0	0	0	0	160	210	210	210	210	210
Smelter 388 MVA (+SWC20%)	0	0	0	0	80	130	130	130	130	130
Smelter 865 MVA (+SWC20%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Untuk skenario 1 (tanpa *smelter*), diasumsikan tidak ada fluktuasi beban *smelter*. Pada skenario ini sistem mampu mengatasi fluktuasi 160 MW VRE pada tahun 2025 dan 210 MW pada tahun 2030.
Skenario 2 dengan 388 MVA *smelter* dengan tambahan *static watt compensator* (SWC). Pada skenario ini *smelter* diasumsikan masuk hanya sebesar 388 MVA dengan tambahan 20% SWC sesuai persyaratan dalam perjanjian jual beli tenaga listrik dengan PLN (SPJBTL). Kuota tambahan VRE yang masuk pada tahun 2025 sebesar 80 MW dan pada tahun 2030 sebesar 130 MW.
Pada skenario 3 skenario yang dianggap paling realistis / *most likely to happen*, *smelter* diasumsikan masuk sebesar 865 MW (sesuai SPJBTL) dengan tambahan 20% SWC. Hasil kajian memperlihatkan tidak ada tambahan kuota VRE yang bisa ditambahkan lagi di Sistem Sulbagsel.
Untuk perhitungan PLTB *firming* ini harus dilakukan secara detail dan mendalam sehingga tidak terjadi risiko yang berakibat pada keandalan Sistem Sulbagsel. mengingat dari sisi *demand* pada sistem ini juga terdapat potensi volatilitas yang besar dari *smelter*. Jika PLTB *firming* tersebut secara kajian teknis dan finansial tidak layak maka perlu dicari alternatif pembangkit lain yang lebih sesuai. Di Sistem Sulbagsel sendiri sudah banyak potensi PLTA yang siap dikembangkan. PLTA juga dapat menjawab tantangan sistem untuk menyangga VRE sekaligus volatilitas *smelter*.
Telah dibuka kuota PLTB serta PLTS dengan BESS pada Sistem Sulbagsel yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak intermiten dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (floating) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA. diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.
Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTGU/G/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS+BESS sangat tinggi. Selain itu, variasi musim yang sering terjadi seperti Fenomena El Nino dan sebagainya mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk

menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Khusus untuk Sistem Sulbagsel direncanakan penambahan BESS untuk mengoptimalkan pembangkit *base load* seperti PLTP dan PLTA *run-of-river* baik yang sudah eksisting maupun masih dalam tahap rencana. BESS akan dimanfaatkan untuk menyimpan energi berlebih pada saat kondisi beban rendah (pagi hari) dan energi tersebut digunakan kembali pada malam hari khususnya saat beban puncak (*shifting*). Hal ini akan memberikan dampak positif pada pengurangan pemakaian pembangkit berbahan bakar gas yang pada umumnya memiliki BPP tinggi. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTGU/G/MG.

V.5.7.5.3 Penambahan Pembangkit dan *Storage* Sulawesi

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban di Sulawesi periode tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel 5.102 untuk Skenario RE *Base* dan pada Tabel 5.103 untuk Skenario ARED.

1. Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2025-2034 untuk Skenario RE *Base* adalah 8.419 MW atau penambahan kapasitas rata-rata 842 MW per tahun;
2. Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2025-2034 untuk Skenario ARED adalah 10.423 MW atau penambahan kapasitas rata-rata 1.042 MW per tahun;
3. Porsi terbesar penambahan pembangkit pada Skenario RE *Base* adalah PLTA/PLTM 4.606 MW (54,71%), disusul PLTGU/G/MG 2.530 MW (30,05%), PLTS + BESS 406 MW (4,82%), PLTP 305 MW (3,62%), PLT Lain 236 MW (2,8%), PLTU batubara 206 MW (2,45%), dan PLTB + BESS 130 MW (1,54%);
4. Rencana pengembangan PLTS + BESS pada Tabel 5.103 dan Tabel 5.104 sudah termasuk PLTS + BESS Lisdes, PLTS Dedieselisasi dan PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem).

Tabel 5.102 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Sulawesi (MW) Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	206	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206
PLTMG	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40
PLTM	4	2	1	1	-	-	-	-	-	-	8
PLTS + BESS	13	15	19	-	-	-	-	-	-	-	47
BESS (MWh)	3	3	4	-	-	-	-	-	-	-	9
Jumlah	**263**	**17**	**19**	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**300**
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	-	20	-	60	-	80
PLTGU	-	-	1.200	-	-	-	-	-	-	-	1.200
PLTMG	120	135	115	20	-	-	-	-	-	-	390
PLTM	4	-	8	-	-	-	-	-	-	-	12
PLTA	-	-	-	162	-	141	-	21	-	-	324
Jumlah	**124**	**135**	**1.323**	**182**	**-**	**141**	**20**	**21**	**60**	**-**	**2.006**
IPP											
PLTP	-	-	30	40	10	-	-	65	80	-	225
PLTGU	-	-	300	-	-	600	-	-	-	-	900
PLTM	29	10	30	127	100	106	-	-	-	-	402
PLTA	-	-	-	200	230	300	1.030	800	900	400	3.860
PLTS + BESS	-	-	60	72	22	5	74	47	80	-	359
PLTB + BESS	-	60	70	-	-	-	-	-	-	-	130
PLTSa	-	-	-	-	-	36	-	-	-	-	36
PLTBM	-	-	-	50	40	110	-	-	-	-	200
BESS (MWh)	-	12	26	14	4	1	15	9	16	-	98
Jumlah	**29**	**70**	**490**	**489**	**402**	**1.156**	**1.104**	**912**	**1.060**	**400**	**6.113**
Total											
PLTU	206	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206
PLTP	-	-	30	40	10	-	20	65	140	-	305

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTGU	-	-	1.500	-	-	600	-	-	-	-	2.100
PLTG/MG	160	135	115	20	-	-	-	-	-	-	430
PLTM	37	12	39	129	100	106	-	-	-	-	422
PLTA	-	-	-	362	230	441	1.030	821	900	400	4.184
PLTS + BESS	13	15	79	72	22	5	74	47	80	-	406
PLTB + BESS	-	60	70	-	-	-	-	-	-	-	130
PLTSa	-	-	-	-	-	36	-	-	-	-	36
PLTBM	-	-	-	50	40	110	-	-	-	-	200
BESS (MWh)	3	15	30	14	4	1	15	9	16	-	107
Jumlah	**416**	**222**	**1.832**	**672**	**402**	**1.298**	**1.124**	**933**	**1.120**	**400**	**8.419**

Tabel 5.103 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Sulawesi (MW) Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	206	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206
PLTMG	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40
PLTM	4	2	1	1	-	-	-	-	-	-	8
PLTS + BESS	13	15	19	-	-	-	-	-	-	-	47
BESS (MWh)	3	3	4	-	576	-	-	-	979	-	1.564
Jumlah	**263**	**17**	**19**	**1**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**300**
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	-	20	-	60	-	80
PLTGU	-	-	1.200	-	-	-	-	-	-	-	1.200
PLTMG	120	135	115	20	-	-	-	-	-	-	390
PLTM	4	-	8	-	-	-	-	-	-	-	12
PLTA	-	-	-	162	-	141	-	21	-	-	324
Jumlah	**124**	**135**	**1.323**	**182**	**-**	**141**	**20**	**21**	**60**	**-**	**2.006**
IPP											
PLTP	-	-	30	40	10	-	-	65	80	-	225
PLTGU	-	-	300	-	-	600	-	-	-	-	900
PLTM	29	10	30	127	100	106	-	-	-	-	402
PLTA	-	-	-	200	230	300	1.030	800	900	400	3.860
PLTS + BESS	-	-	60	309	90	234	294	47	450	-	1.483
PLTB + BESS	-	60	70	200	80	100	200	-	300	-	1.010
PLTSa	-	-	-	-	-	36	-	-	-	-	36
PLTBM	-	-	-	50	40	110	-	-	-	-	200
BESS (MWh)	-	12	26	102	34	67	99	9	150	-	499
Jumlah	**29**	**70**	**490**	**926**	**550**	**1.485**	**1.524**	**912**	**1.730**	**400**	**8.117**
Total											
PLTU	206	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206
PLTP	-	-	30	40	10	-	20	65	140	-	305
PLTGU	-	-	1.500	-	-	600	-	-	-	-	2.100
PLTMG	160	135	115	20	-	-	-	-	-	-	430
PLTM	37	12	39	129	100	106	-	-	-	-	422
PLTA	-	-	-	362	230	441	1.030	821	900	400	4.184
PLTS + BESS	13	15	79	309	90	234	294	47	450	-	1.530
PLTB + BESS	-	60	70	200	80	100	200	-	300	-	1.010
PLTSa	-	-	-	-	-	36	-	-	-	-	36
PLTBM	-	-	-	50	40	110	-	-	-	-	200
BESS (MWh)	3	15	30	102	610	67	99	9	1.129	-	2.063
Jumlah	**416**	**222**	**1.832**	**1.109**	**550**	**1.627**	**1.544**	**933**	**1.790**	**400**	**10.423**

V.5.7.6 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit dan *Storage* Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara

V.5.7.6.1 Neraca Daya Sistem Ambon

Sistem Ambon merupakan sistem interkoneksi 70 kV dan 150 kV di Pulau Ambon. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Ambon periode tahun 2025-2034 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.104 dan 5.105.

Selama periode 2025-2034 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 180 MW. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Ambon akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Pulau Ambon dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup. MPP Sulselbar dari Kolaka telah beroperasi di Ambon dan akan beroperasi hingga PLTMG Ambon 2 selesai. Selain itu, untuk jangka panjang kecukupan pasokan di Sistem Ambon juga akan dilakukan penambahan PLTMG Ambon 2 dan relokasi MPP Sambelia.

Untuk memanfaatkan potensi EBT serta meningkatkan bauran EBT di Sistem Ambon, telah dibuka kuota PLTS dengan baterai sebesar 50 MWac dan PLTB dengan baterai sebesar 30 MW pada rentang tahun 2027 hingga tahun 2033. Pembangkit PLTS dan PLTB tersebut akan dilengkapi dengan *Battery Energy Storage System* (BESS). BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak intermiten dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas baterai dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTG/GU/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Tabel 5.104 Neraca Daya Sistem Ambon Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	416	435	454	473	492	512	532	552	572	593
b. Pertumbuhan Penjualan	%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
c. Produksi	GWh	468	487	507	528	549	569	590	611	632	654
d. Faktor Beban	%	76%	76%	76%	76%	76%	76%	77%	77%	77%	77%
e. Beban Puncak Bruto	MW	71	73	76	79	82	85	88	91	94	97
f. Beban Puncak Neto	MW	69	72	75	78	80	83	86	89	92	95
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	70	65	55	55	55	55	55	55	55	55
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	42	40	30	30	30	30	30	30	30	30
1) Milik Sendiri:	MW	32	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTMG	MW	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTD	MW	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	10	10	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	10	10	-	-	-	-	-	-	-	
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	2	10	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	50	30	-	-	-	-	20	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	50	30	-	-	-	-	20	-	-	-
Tulehu (FTP 2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-
MPP Sambelia	PLTMG	-	30	-	-	-	-	-	-	-	
Ambon 2	PLTMG	50	-	-	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

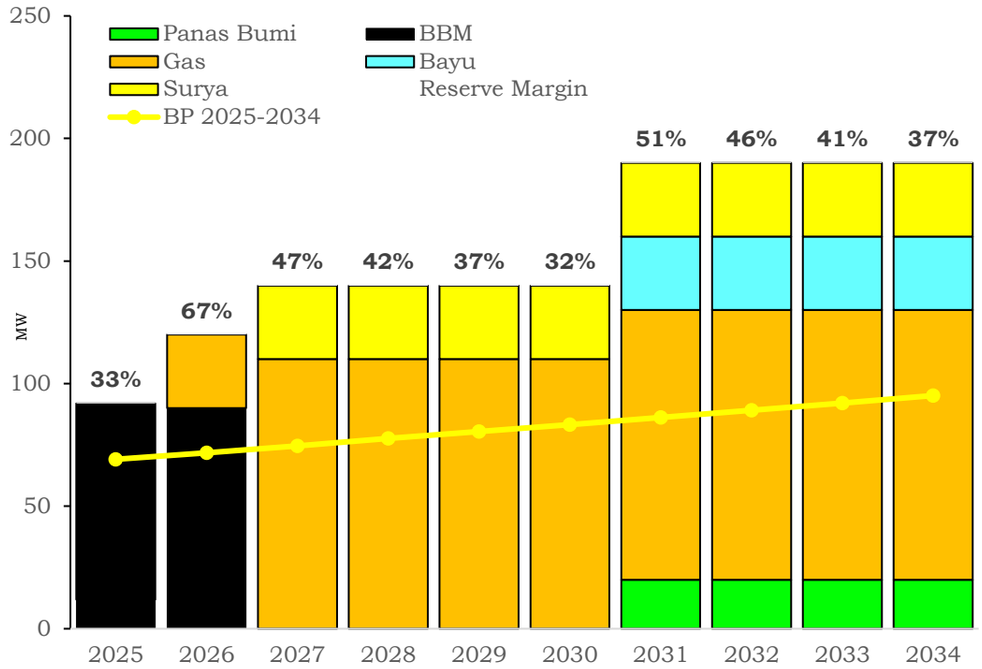
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ambon (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	30*	-	10*	-	-	-	10*	-
Ambon (Kuota) Tersebar	PLTB + BESS	-	-	-	-	-	-	30*	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	42	40	30	30	30	30	30	30	30	30
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	50	30	-	-	-	-	20	-	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	92	120	110	110	110	110	130	130	130	130
- Pembangkit Fosil	MW	92	120	110	110	110	110	110	110	110	110
- Pembangkit EBT	MW	-	-	30	30	30	30	80	80	80	80
d. LOLP	%	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	23	48	35	32	30	27	44	41	38	35
f. *Reserve Margin*	%	33,0	67,2	47,5	41,8	36,8	32,1	50,8	45,9	41,2	36,7
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	-	-	9	8	11	10	40	43	44	42
b. Gas	%	-	43	91	92	89	90	60	57	56	58
c. BBM	%	100	57	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	120	264	276	279	291	203	200	204	216
c. Batubara	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. BBM	Ribu Ton	335	198	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**3.120**	**2.732**	**2.331**	**2.333**	**2.315**	**2.317**	**2.018**	**2.004**	**2.000**	**2.013**

Tabel 5.105 Neraca Daya Sistem Ambon Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	416	435	454	473	492	512	532	552	572	593
b. Pertumbuhan Penjualan	%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
c. Produksi	GWh	468	487	507	528	549	569	590	611	632	654
d. Faktor Beban	%	76%	76%	76%	76%	76%	76%	77%	77%	77%	77%
e. Beban Puncak Bruto	MW	71	73	76	79	82	85	88	91	94	97
f. Beban Puncak Neto	MW	69	72	75	78	80	83	86	89	92	95
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	70	65	55	55	55	55	55	55	55	55
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	42	40	30	30	30	30	30	30	30	30
1) Milik Sendiri:	MW	32	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTMG	MW	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTD	MW	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	10	10	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	10	10	-	-	-	-	-	-	-	
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	2	10	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	50	30	-	-	-	-	20	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	50	30	-	-	-	-	20	-	-	-
Tulehu (FTP 2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-
Relokasi MPP Sambelia	PLTMG	-	30	-	-	-	-	-	-	-	
Ambon 2	PLTMG	50	-	-	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ambon (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	30*	-	10*	-	-	-	10*	-
Ambon (Kuota) Tersebar	PLTB + BESS	-	-	-	-	-	-	30*	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	42	40	30	30	30	30	30	30	30	30
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	50	30	-	-	-	-	20	-	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	92	120	110	110	110	110	130	130	130	130
- Pembangkit Fosil	MW	92	120	110	110	110	110	110	110	110	110
- Pembangkit EBT	MW	-	-	30	30	30	30	80	80	80	80
d. LOLP	%	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	23	48	35	32	30	27	44	41	38	35
f. *Reserve Margin*	%	33,0	67,2	47,5	41,8	36,8	32,1	50,8	45,9	41,2	36,7
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	-	-	9	8	11	10	40	43	44	42
b. Gas	%	-	43	91	92	89	90	60	57	56	58
c. BBM	%	100	57	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	120	264	276	279	291	203	200	204	216
c. Batubara	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. BBM	Ribu Ton	335	198	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**3.120**	**2.732**	**2.331**	**2.333**	**2.315**	**2.317**	**2.018**	**2.004**	**2.000**	**2.013**

Selain itu, akan dibangun pembangkit *dual fuel* yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang. maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.



Gambar 5.21 Grafik Neraca Daya Sistem Ambon Tahun 2025-2034 Skenario ARED

V.5.7.6.2 Neraca Daya Sistem Halmahera

Sistem Halmahera merupakan sistem interkoneksi 150 kV di Pulau Halmahera yang menghubungkan Sistem Tobelo, Sistem Malifut, Sistem Jailolo hingga Sistem Sofifi. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Halmahera periode tahun 2025-2034 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.106 dan 5.107.

Selama periode 2025-2034 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 106 MW. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Halmahera akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Halmahera dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup.

Untuk memanfaatkan potensi EBT serta meningkatkan bauran EBT di Sistem Halmahera, telah dibuka kuota PLTS dengan baterai sebesar 10 MWac pada rentang tahun 2027 hingga tahun 2033. Pembangkit PLTS dan PLTB tersebut akan dilengkapi dengan *Battery Energy Storage System* (BESS). BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak intermiten dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas baterai dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan

pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTG/GU/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Tabel 5.106 Neraca Daya Sistem Halmahera Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*

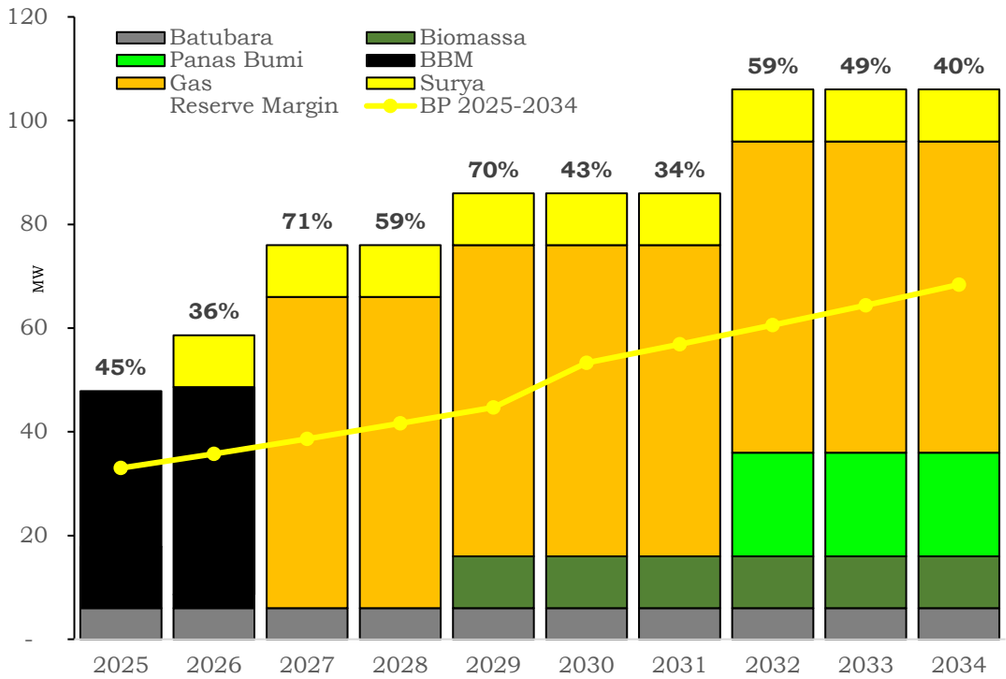
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	169	184	201	217	235	275	296	318	341	365
b. Pertumbuhan Penjualan	%	10%	9%	9%	8%	8%	17%	8%	7%	7%	7%
c. Produksi	GWh	191	208	226	245	265	309	333	357	382	408
d. Faktor Beban	%	66%	66%	67%	67%	68%	66%	67%	67%	68%	68%
e. Beban Puncak Bruto	MW	34	37	40	43	46	55	58	62	66	70
f. Beban Puncak Neto	MW	33	36	39	42	45	53	57	61	64	68
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	9%	8%	8%	8%	7%	19%	7%	7%	6%	6%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	4	4	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	12	3	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Milik Sendiri:	MW	12	3	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	12	3	-	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	23	9	3	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	36	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	36	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sofifi	PLTU	6	-	-	-	-	-	-	-	-	
Tobelo	PLTMG	10	-	-	-	-	-	-	-	-	
Tobelo 2	PLTMG	20	-	-	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	10	20	-	10	-	-	20	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	10	20	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Sofifi	PLTMG	-	10	-	-	-	-	-	-	-	
Halmahera 1	PLTMG	-	-	20	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	10	-	-	20	-	-
Halmahera (Kuota) Tersebar	PLTBm	-	-	-	-	10	-	-	-	-	
Halmahera (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-
Tobelo	PLTS + BESS	-	10*	-	-	-	-	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	12	3	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	36	10	20	-	10	-	-	20	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	48	49	66	66	76	76	76	96	96	96
- Pembangkit Fosil	MW	48	49	66	66	66	66	66	66	66	66
- Pembangkit EBT	MW	-	-	-	-	10	10	10	30	30	30
d. LOLP	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	15	13	27	24	31	23	19	35	32	28
f. *Reserve Margin*	%	44,9	36,0	70,9	58,6	70,1	42,6	33,7	58,5	49,0	40,4
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	-	7	7	6	16	13	12	36	34	32
b. Gas	%	-	-	79	81	73	77	78	55	58	61
c. BBM	%	83	78	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	17	15	14	13	12	10	9	9	8	8
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	-	103	113	110	135	148	112	126	141
c. Batubara	Ribu Ton	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
d. BBM	Ribu Ton	114	116	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**3.178**	**3.020**	**2.301**	**2.208**	**2.169**	**2.208**	**2.224**	**2.044**	**2.071**	**2.095**

Tabel 5.107 Neraca Daya Sistem Halmahera Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	169	184	201	217	235	275	296	318	341	365
b. Pertumbuhan Penjualan	%	10%	9%	9%	8%	8%	17%	8%	7%	7%	7%
c. Produksi	GWh	191	208	226	245	265	309	333	357	382	408
d. Faktor Beban	%	66%	66%	67%	67%	68%	66%	67%	67%	68%	68%
e. Beban Puncak Bruto	MW	34	37	40	43	46	55	58	62	66	70
f. Beban Puncak Neto	MW	33	36	39	42	45	53	57	61	64	68
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	9%	8%	8%	8%	7%	19%	7%	7%	6%	6%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	4	4	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	12	3	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Milik Sendiri:	MW	12	3	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	12	3	-	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	23	9	3	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	36	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	36	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sofifi	PLTU	6	-	-	-	-	-	-	-	-	
Tobelo	PLTMG	10	-	-	-	-	-	-	-	-	
Tobelo 2	PLTMG	20	-	-	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	10	20	-	10	-	-	20	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	10	20	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Sofifi	PLTMG	-	10	-	-	-	-	-	-	-	
Halmahera 1	PLTMG	-	-	20	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	10	-	-	20	-	-
Halmahera (Kuota) Tersebar	PLTBm	-	-	-	-	10	-	-	-	-	
Halmahera (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-
Tobelo	PLTS + BESS	-	10*	-	-	-	-	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	12	3	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	36	10	20	-	10	-	-	20	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	48	49	66	66	76	76	76	96	96	96
- Pembangkit Fosil	MW	48	49	66	66	66	66	66	66	66	66
- Pembangkit EBT	MW	-	-	-	-	10	10	10	30	30	30
d. LOLP	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	15	13	27	24	31	23	19	35	32	28
f. *Reserve Margin*	%	44,9	36,0	70,9	58,6	70,1	42,6	33,7	58,5	49,0	40,4
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	-	7	7	6	16	13	12	36	34	32
b. Gas	%	-	-	79	81	73	77	78	55	58	61
c. BBM	%	83	78	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	17	15	14	13	12	10	9	9	8	8
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	-	103	113	110	135	148	112	126	141
c. Batubara	Ribu Ton	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
d. BBM	Ribu Ton	114	116	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**3.178**	**3.020**	**2.301**	**2.208**	**2.169**	**2.208**	**2.224**	**2.044**	**2.071**	**2.095**



Gambar 5.22 Grafik Neraca Daya Sistem Halmahera Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Selain itu, akan dibangun pembangkit *dual fuel* yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.

V.5.7.6.3 Neraca Daya Sistem Jayapura

Sistem Jayapura merupakan sistem interkoneksi 150 kV Holtekamp – Jayapura - Sentani/Waena dan 70 kV Genyem – Sentani/Waena. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Jayapura periode tahun 2025-2034 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.108 dan Tabel 5.109.

Selama periode 2025-2034 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 201 MW. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Jayapura akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Jayapura dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup.

Untuk memanfaatkan potensi EBT serta meningkatkan bauran EBT di Sistem Jayapura, telah dibuka kuota PLTS dengan baterai sebesar 100 MWac pada rentang tahun 2028 hingga tahun 2030. Pembangkit PLTS dan PLTB tersebut akan dilengkapi dengan *Battery Energy Storage System* (BESS). BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak intermiten dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas baterai dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban

puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTG/GU/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Tabel 5.108 Neraca Daya Sistem Jayapura Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*

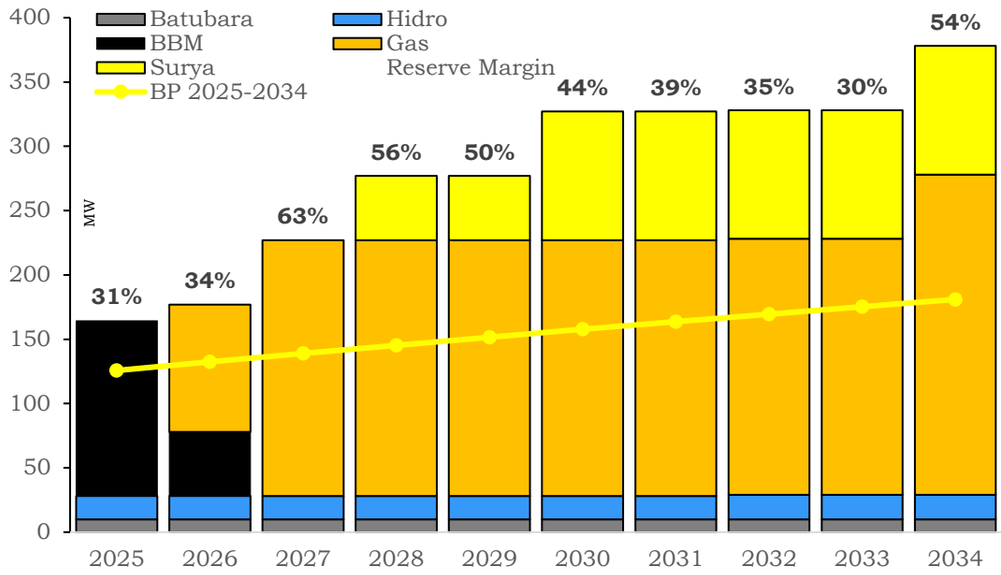
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	709	749	789	828	867	904	942	978	1.014	1.049
b. Pertumbuhan Penjualan	%	6%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	3%
c. Produksi	GWh	818	863	908	952	995	1.037	1.079	1.120	1.159	1.198
d. Faktor Beban	%	74%	74%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	76%
e. Beban Puncak Bruto	MW	128	135	142	148	155	161	167	173	179	185
f. Beban Puncak Neto	MW	126	132	139	145	152	158	164	170	175	181
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	3%	3%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	183	146	146	146	146	146	146	146	146	146
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	164	127	127	127	127	127	127	127	127	127
1) Milik Sendiri:	MW	148	127	127	127	127	127	127	127	127	127
PLTA	MW	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
PLTU	MW	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
PLTG	MW	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
PLTD	MW	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	37	-	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	50	50	-	-	-	-	1	-	50
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	50	50	-	-	-	-	1	-	50

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Jayapura	PLTMG	-	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Jayapura 2	PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
Jayapura 3	PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50
Amai	PLTM	-	-	-	-	-	-	-	1	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jayapura (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	-	50*	-	50*	-	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	164	127	127	127	127	127	127	127	127	127
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	50	50	-	-	-	-	1	-	50
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	164	177	227	227	227	227	227	228	228	278
- Pembangkit Fosil	MW	146	159	209	209	209	209	209	209	209	259
- Pembangkit EBT	MW	18	18	18	68	68	118	118	119	119	19
d. LOLP	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	39	45	88	82	75	69	63	59	53	97
f. *Reserve Margin*	%	30,8	33,7	63,4	56,2	49,8	43,9	38,7	34,5	30,1	53,7
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	13	12	11	18	17	23	22	21	21	20
b. Gas	%	-	55	81	75	76	71	72	72	73	74
c. BBM	%	79	25	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	9	8	8	7	7	7	6	6	6	6
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	269	420	407	432	418	442	462	485	507
c. Batubara	Ribu Ton	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
d. BBM	Ribu Ton	462	157	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**3.036**	**2.948**	**3.039**	**2.938**	**2.947**	**2.859**	**2.869**	**2.864**	**2.874**	**2.944**

Tabel 5.109 Neraca Daya Sistem Jayapura Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	709	749	789	828	867	904	942	978	1.014	1.049
b. Pertumbuhan Penjualan	%	6%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	3%
c. Produksi	GWh	818	863	908	952	995	1.037	1.079	1.120	1.159	1.198
d. Faktor Beban	%	74%	74%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	76%
e. Beban Puncak Bruto	MW	128	135	142	148	155	161	167	173	179	185
f. Beban Puncak Neto	MW	126	132	139	145	152	158	164	170	175	181
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	3%	3%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	183	146	146	146	146	146	146	146	146	146
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	164	127	127	127	127	127	127	127	127	127
1) Milik Sendiri:	MW	148	127	127	127	127	127	127	127	127	127
PLTA	MW	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
PLTU	MW	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
PLTG	MW	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
PLTD	MW	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	37	-	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	50	50	-	-	-	-	1	-	50
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	50	50	-	-	-	-	1	-	50

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Jayapura	PLTMG	-	50	-	-	-	-	-	-	-	
Jayapura 2	PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	
Jayapura 3	PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50
Amai	PLTM	-	-	-	-	-	-	-	1	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jayapura (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	-	50*	-	50*	-	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	164	127	127	127	127	127	127	127	127	127
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	50	50	-	-	-	-	1	-	50
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	164	177	227	227	227	227	227	228	228	278
- Pembangkit Fosil	MW	146	159	209	209	209	209	209	209	209	259
- Pembangkit EBT	MW	18	18	18	68	68	118	118	119	119	19
d. LOLP	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	39	45	88	82	75	69	63	59	53	97
f. *Reserve Margin*	%	30,8	33,7	63,4	56,2	49,8	43,9	38,7	34,5	30,1	53,7
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	13	12	11	18	17	23	22	21	21	20
b. Gas	%	-	55	81	75	76	71	72	72	73	74
c. BBM	%	79	25	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	9	8	8	7	7	7	6	6	6	6
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	269	420	407	432	418	442	462	485	507
c. Batubara	Ribu Ton	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
d. BBM	Ribu Ton	462	157	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**3.036**	**2.948**	**3.039**	**2.938**	**2.947**	**2.859**	**2.869**	**2.864**	**2.874**	**2.944**



Gambar 5.23 Grafik Neraca Daya Sistem Jayapura Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Selain itu, akan dibangun pembangkit *dual fuel* yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.

V.5.7.6.4 Neraca Daya Sistem Merauke

Sistem Merauke merupakan sistem kelistrikan di wilayah Merauke yang merupakan ibu kota dari Provinsi Papua Selatan. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Merauke periode tahun 2025-2034 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.110 dan 5.111.

Selama periode 2025-2034 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 40 MW yang terdiri dari 10 MW PLTMG, 10 MW PLTBm serta 20 MW PLTS + BESS untuk meningkatkan pengembangan pembangkit EBT. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Merauke akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Merauke dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup.

Pembangkit PLTS yang akan dikembangkan akan dilengkapi dengan *Battery Energy Storage System* (BESS). BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak intermiten dari PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas baterai dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTG/GU/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Tabel 5.110 Neraca Daya Sistem Merauke Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*

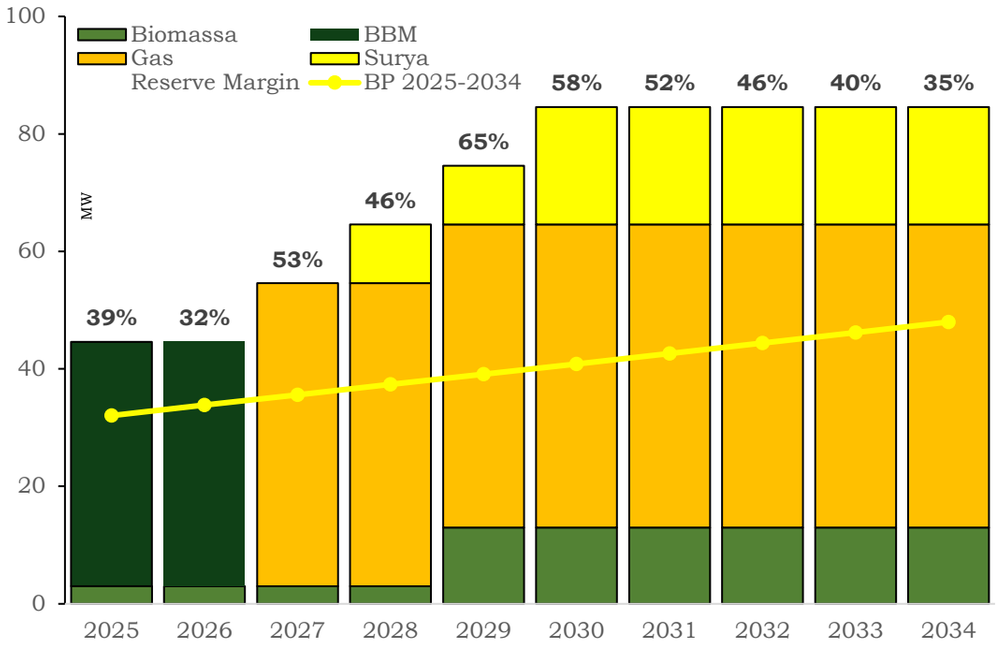
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	174	185	196	206	217	228	239	250	261	273
b. Pertumbuhan Penjualan	%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%
c. Produksi	GWh	201	213	225	237	249	261	273	286	299	311
d. Faktor Beban	%	72%	72%	72%	72%	73%	73%	73%	74%	74%	74%
e. Beban Puncak Bruto	MW	33	35	36	38	40	42	43	45	47	49
f. Beban Puncak Neto	MW	32	34	36	37	39	41	43	44	46	48
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	6%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	51	51	51	51	51	51	51	51	51	49
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
1) Milik Sendiri:	MW	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
PLTMG	MW	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
PLTMG Merauke		22	22	22	22	22	22	22	22	22	
PLTMG Merauke 2		20	20	20	20	20	20	20	20	20	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
PLTBm	MW	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
PLTBm Merauke		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
3) Mesin Sewa:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	**MW**	**-**	**-**	**10**	**-**	**10**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Merauke 4	PLTMG	-	-	10	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-
Merauke 3	PLTBm	-	-	-	-	10	-	-	-	-	
Merauke (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	-	10*	-	10*	-	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	-	10	-	10	-	-	-	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	45	45	55	55	65	65	65	65	65	65
- Pembangkit Fosil	MW	42	42	52	52	52	52	52	52	52	52
- Pembangkit EBT	MW	3	3	3	13	23	33	33	33	33	33
d. LOLP	%	0,10	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	13	11	19	17	26	24	22	20	18	17
f. *Reserve Margin*	%	39,2	31,8	53,4	46,2	65,2	58,1	51,6	45,6	39,9	34,6
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	7	7	6	12	31	35	34	32	31	30
b. Gas	%	-	-	94	88	69	65	66	68	69	70
c. BBM	%	93	93	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	-	120	118	98	96	103	110	118	125
c. Batubara	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. BBM	Ribu Ton	134	142	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**3.605**	**3.392**	**3.444**	**3.344**	**3.214**	**3.134**	**3.133**	**3.132**	**3.132**	**3.132**

Tabel 5.111 Neraca Daya Sistem Merauke Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	174	185	196	206	217	228	239	250	261	273
b. Pertumbuhan Penjualan	%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%
c. Produksi	GWh	201	213	225	237	249	261	273	286	299	311
d. Faktor Beban	%	72%	72%	72%	72%	73%	73%	73%	74%	74%	74%
e. Beban Puncak Bruto	MW	33	35	36	38	40	42	43	45	47	49
f. Beban Puncak Neto	MW	32	34	36	37	39	41	43	44	46	48
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	6%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	51	51	51	51	51	51	51	51	51	49
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
1) Milik Sendiri:	MW	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
PLTMG	MW	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
PLTMG Merauke		22	22	22	22	22	22	22	22	22	
PLTMG Merauke 2		20	20	20	20	20	20	20	20	20	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
PLTBm	MW	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
PLTBm Merauke		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
3) Mesin Sewa:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	-	10	-	10	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Merauke 4	PLTMG	-	-	10	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-
Merauke 3	PLTBm	-	-	-	-	10	-	-	-	-	
Merauke (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	-	10*	-	10*	-	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	-	10	-	10	-	-	-	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	45	45	55	55	65	65	65	65	65	65
- Pembangkit Fosil	MW	42	42	52	52	52	52	52	52	52	52
- Pembangkit EBT	MW	3	3	3	13	23	33	33	33	33	33
d. LOLP	%	0,10	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	13	11	19	17	26	24	22	20	18	17
f. *Reserve Margin*	%	39,2	31,8	53,4	46,2	65,2	58,1	51,6	45,6	39,9	34,6
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	7	7	6	12	31	35	34	32	31	30
b. Gas	%	-	-	94	88	69	65	66	68	69	70
c. BBM	%	93	93	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	-	120	118	98	96	103	110	118	125
c. Batubara	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. BBM	Ribu Ton	134	142	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**3.605**	**3.392**	**3.444**	**3.344**	**3.214**	**3.134**	**3.133**	**3.132**	**3.132**	**3.132**



Gambar 5.24 Grafik Neraca Daya Sistem Merauke Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Selain itu, akan dibangun pembangkit *dual fuel* yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.

V.5.7.6.5 Neraca Daya Sistem Nabire

Sistem Nabire merupakan sistem kelistrikan di Wilayah Nabire yang merupakan ibu kota dari Provinsi Papua Tengah. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Nabire periode tahun 2025-2034 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.112 dan 5.113.

Selama periode 2025-2034 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 36,4 MW yang terdiri dari 10 MW PLTMG, 6,4 MW PLTM serta 20 MW PLTS + BESS untuk meningkatkan pengembangan pembangkit EBT. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Nabire akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Nabire dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup.

Pembangkit PLTS yang akan dikembangkan akan dilengkapi dengan *Battery Energy Storage System* (BESS). BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak intermiten dari PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas baterai dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan

waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTG/GU/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Tabel 5.112 Neraca Daya Sistem Nabire Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*

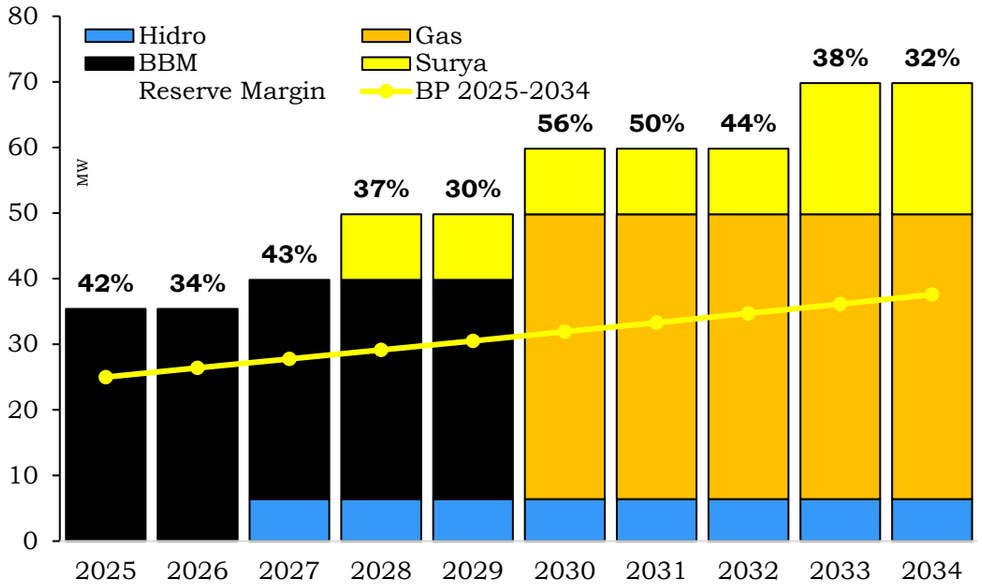
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	133	141	149	157	165	174	182	191	200	209
b. Pertumbuhan Penjualan	%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
c. Produksi	GWh	153	162	171	181	190	199	209	219	228	238
d. Faktor Beban	%	70%	70%	70%	71%	71%	71%	72%	72%	72%	72%
e. Beban Puncak Bruto	MW	25	27	28	30	31	33	34	35	37	38,3
f. Beban Puncak Neto	MW	25	26	28	29	31	32	33	35	36	37,6
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	37	37	33	33	33	33	33	33	33	33
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	35	35	33	33	33	33	33	33	33	33
1) Milik Sendiri:	MW	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
PLTMG	MW	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
PLTMG NABIRE (MPP NABIRE)		23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
PLTMG NABIRE 2		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	2	2	-	-	-	-	-	-	-	
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-
Kalibumi I	PLTM	-	-	6,4	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Nabire 3	PLTMG	-	-	-	-	-	10	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nabire (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	-	10*	-	-	-	-	10*	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	35	35	33	33	33	33	33	33	33	33
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	-	6	-	-	10	-	-	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	35	35	40	40	40	50	50	50	50	50
- Pembangkit Fosil	MW	35	35	33	33	33	43	43	43	43	43
- Pembangkit EBT	MW	-	-	6	16	16	16	16	16	26	26
d. LOLP	%	0,02	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	10	9	12	11	9	18	17	15	14	12
f. *Reserve Margin*	%	41,6	34,2	43,4	36,6	30,4	56,1	49,6	43,5	37,8	32,5
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	-	-	18	25	24	23	22	21	27	25
b. Gas	%	-	-	-	-	-	77	78	79	73	75
c. BBM	%	100	100	82	75	76	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	-	-	-	-	88	93	99	96	101
c. Batubara	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. BBM	Ribu Ton	110	116	101	97	103	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**3.663**	**3.442**	**3.217**	**3.088**	**3.090**	**3.166**	**3.164**	**3.162**	**3.063**	**3.065**

Tabel 5.113 Neraca Daya Sistem Nabire Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	133	141	149	157	165	174	182	191	200	209
b. Pertumbuhan Penjualan	%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
c. Produksi	GWh	153	162	171	181	190	199	209	219	228	238
d. Faktor Beban	%	70%	70%	70%	71%	71%	71%	72%	72%	72%	72%
e. Beban Puncak Bruto	MW	25	27	28	30	31	33	34	35	37	38,3
f. Beban Puncak Neto	MW	25	26	28	29	31	32	33	35	36	37,6
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	37	37	33	33	33	33	33	33	33	33
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	35	35	33	33	33	33	33	33	33	33
1) Milik Sendiri:	MW	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
PLTMG	MW	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
PLTMG NABIRE (MPP NABIRE)		23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
PLTMG NABIRE 2		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	2	2	-	-	-	-	-	-	-	
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-
Kalibumi I (ex APBN)	PLTM	-	-	6,4	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Nabire 3	PLTMG	-	-	-	-	-	10	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nabire (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	-	10*	-	-	-	-	10*	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	35	35	33	33	33	33	33	33	33	33
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	-	6	-	-	10	-	-	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	35	35	40	40	40	50	50	50	50	50
- Pembangkit Fosil	MW	35	35	33	33	33	43	43	43	43	43
- Pembangkit EBT	MW	-	-	6	16	16	16	16	16	26	26
d. LOLP	%	0,02	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	10	9	12	11	9	18	17	15	14	12
f. *Reserve Margin*	%	41,6	34,2	43,4	36,6	30,4	56,1	49,6	43,5	37,8	32,5
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	-	-	18	25	24	23	22	21	27	25
b. Gas	%	-	-	-	-	-	77	78	79	73	75
c. BBM	%	100	100	82	75	76	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	-	-	-	-	88	93	99	96	101
c. Batubara	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. BBM	Ribu Ton	110	116	101	97	103	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**3.663**	**3.442**	**3.217**	**3.088**	**3.090**	**3.166**	**3.164**	**3.162**	**3.063**	**3.065**



Gambar 5.25 Grafik Neraca Daya Sistem Nabire Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Selain itu, akan dibangun pembangkit *dual fuel* yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang. maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.

V.5.7.6.6 Neraca Daya Sistem Wamena

Sistem Wamena merupakan sistem kelistrikan yang melayani daerah Jayawijaya. ibu kota provinsi Papua Pegunungan. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Wamena periode tahun 2025-2034 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.114 dan 5.115.

Selama periode 2025-2034 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 21,3 MW. Penambahan pembangkit di Sistem Wamena akan berfokus pada pengembangan potensi EBT setempat seperti PLTA. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Wamena akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Wamena dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup.

Tabel 5.114 Neraca Daya Sistem Wamena Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*

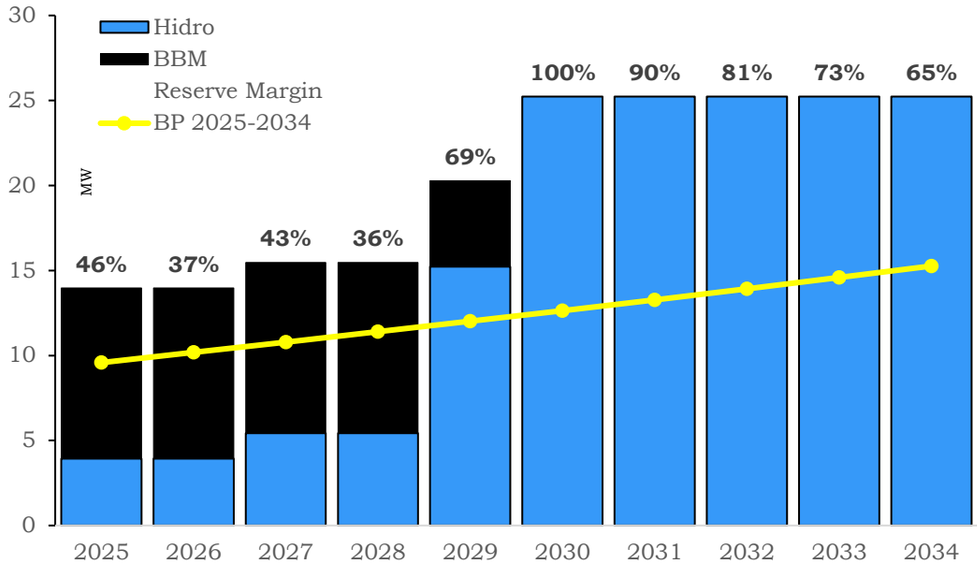
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	45	48	51	55	58	62	65	69	73	76
b. Pertumbuhan Penjualan	%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	5%
c. Produksi	GWh	52	56	59	63	67	71	75	79	83	87
d. Faktor Beban	%	62%	62%	63%	63%	63%	64%	64%	65%	65%	65%
e. Beban Puncak Bruto	MW	10	10	11	12	12	13	14	14	15	16
f. Beban Puncak Neto	MW	10	10	11	11	12	13	13	14	15	15
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	7%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	15	15	15	15	10	10	10	10	10	5
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	14	14	14	14	9	4	4	4	4	4
1) Milik Sendiri:	MW	9	9	9	9	9	4	4	4	4	4
PLTM	MW	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
PLTD	MW	5	5	5	5	5	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	5	5	5	5	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	5	5	5	5	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	-	-	-	5	5	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	-	2	-	10	10	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	1,5	-	10	10	-	-	-	-
Baliem	PLTA	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Walesi Blok II	PLTM	-	-	-	-	3,8	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Cascade Walesi	PLTM	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-
Uwe	PLTM	-	-	1,5	-	-	-	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	14	14	14	14	9	4	4	4	4	4
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	-	2	-	10	10	-	-	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	14	14	15	15	20	25	25	25	25	25
- Pembangkit Fosil	MW	10	10	10	10	5	-	-	-	-	-
- Pembangkit EBT	MW	4	4	5	5	15	25	25	25	25	25
d. LOLP	%	0,02	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	4	4	5	4	8	13	12	11	11	10
f. *Reserve Margin*	%	45,9	37,2	43,4	35,7	68,7	99,6	90,1	81,2	73,0	65,3
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	32	37	55	58	87	100	100	100	100	100
b. Gas	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c. BBM	%	68	63	45	42	13	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**	**25**	**25**	**19**	**19**	**6**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c. Batubara	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. BBM	Ribu Ton	25	25	19	19	6	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**2.391**	**2.244**	**1.786**	**1.718**	**1.709**	**1.041**	**1.024**	**1.002**	**976**	**947**

Tabel 5.115 Neraca Daya Sistem Wamena Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	45	48	51	55	58	62	65	69	73	76
b. Pertumbuhan Penjualan	%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	5%
c. Produksi	GWh	52	56	59	63	67	71	75	79	83	87
d. Faktor Beban	%	62%	62%	63%	63%	63%	64%	64%	65%	65%	65%
e. Beban Puncak Bruto	MW	10	10	11	12	12	13	14	14	15	16
f. Beban Puncak Neto	MW	10	10	11	11	12	13	13	14	15	15
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	7%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	15	15	15	15	10	10	10	10	10	5
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	14	14	14	14	9	4	4	4	4	4
1) Milik Sendiri:	MW	9	9	9	9	9	4	4	4	4	4
PLTM	MW	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
PLTD	MW	5	5	5	5	5	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	5	5	5	5	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	5	5	5	5	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	-	-	-	5	5	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	-	2	-	10	10	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	1,5	-	10	10	-	-	-	-
Baliem	PLTA	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Walesi Blok II	PLTM	-	-	-	-	3,8	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Cascade Walesi	PLTM	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-
Uwe	PLTM	-	-	1,5	-	-	-	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	14	14	14	14	9	4	4	4	4	4
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	-	2	-	10	10	-	-	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	14	14	15	15	20	25	25	25	25	25
- Pembangkit Fosil	MW	10	10	10	10	5	-	-	-	-	-
- Pembangkit EBT	MW	4	4	5	5	15	25	25	25	25	25
d. LOLP	%	0,02	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	4	4	5	4	8	13	12	11	11	10
f. *Reserve Margin*	%	45,9	37,2	43,4	35,7	68,7	99,6	90,1	81,2	73,0	65,3
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	32	37	55	58	87	100	100	100	100	100
b. Gas	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c. BBM	%	68	63	45	42	13	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**	**25**	**25**	**19**	**19**	**6**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c. Batubara	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. BBM	Ribu Ton	25	25	19	19	6	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**2.391**	**2.244**	**1.786**	**1.718**	**1.709**	**1.041**	**1.024**	**1.002**	**976**	**947**



Gambar 5.26 Grafik Neraca Daya Sistem Wamena Tahun 2025-2034 Skenario ARED

V.5.7.6.7 Neraca Daya Sistem Manokwari

Sistem Manokwari merupakan sistem interkoneksi 150 kV yang menghubungkan Manokwari dengan daerah-daerah di sekitarnya. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Manokwari periode tahun 2025-2034 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.116 dan 5.117.

Selama periode 2025-2034 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 91 MW. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Manokwari akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Manokwari dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup. Di Sistem Manokwari terdapat juga potensi pengembangan pembangkit EBT melalui PLTS + baterai Manokwari sebesar 26 MW.

Untuk memanfaatkan potensi EBT serta meningkatkan bauran EBT di Sistem Manokwari, telah dibuka kuota PLTS dengan baterai sebesar 25 MWac pada rentang tahun 2028 hingga tahun 2031. Pembangkit PLTS dan PLTB tersebut akan dilengkapi dengan *Battery Energy Storage System* (BESS). BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak intermiten dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas baterai dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTG/GU/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari

PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Tabel 5.116 Neraca Daya Sistem Manokwari Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*

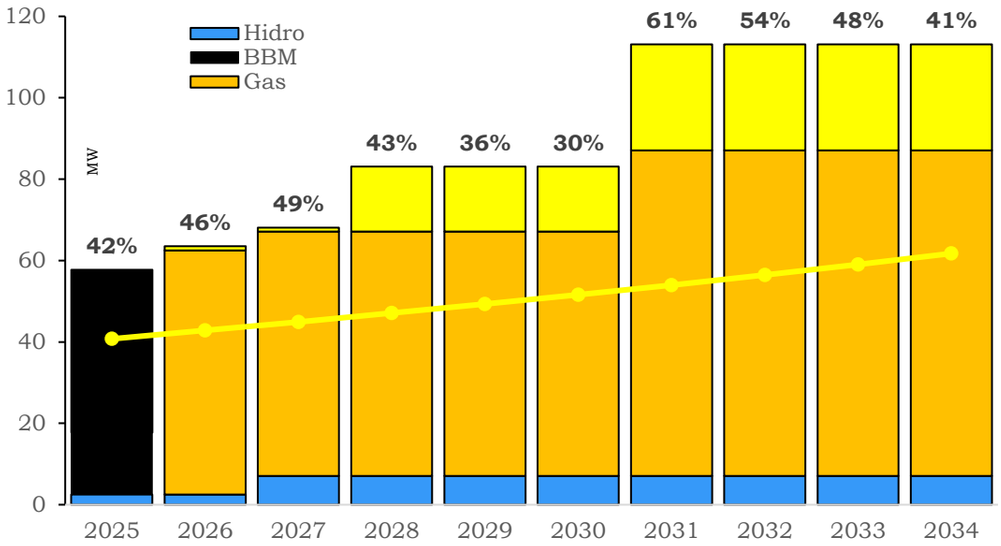
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	231	243	256	269	282	296	311	326	342	359
b. Pertumbuhan Penjualan	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
c. Produksi	GWh	261	274	288	303	318	333	349	366	384	402
d. Faktor Beban	%	73%	73%	73%	73%	74%	74%	74%	74%	74%	74%
e. Beban Puncak Bruto	MW	42	44	46	48	50	53	55	58	60	63
f. Beban Puncak Neto	MW	41	43	45	47	49	52	54	56	59	62
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	46	28	28	28	28	28	28	28	28	28
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	38	23	23	23	23	23	23	23	23	23
1) Milik Sendiri:	MW	31	23	23	23	23	23	23	23	23	23
PLTMH	MW	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
PLTG	MW	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PLTD	MW	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	15	-	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MPP Manokwari	PLTMG	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	20	5	-	-	-	20	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	20	5	-	-	-	20	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Manokwari 3	PLTMG	-	20	-	-	-	-	-	-	-	
Warnasi Warkapi	PLTM	-	-	4,6	-	-	-	-	-	-	
Manokwari	PLTS + BESS	-	-	-	15*	-	-	-	-	-	
Manokwari 4	PLTMG	-	-	-	-	-	-	20	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Manokwari (eks APBN)	PLTS + BESS	-	1*	-	-	-	-	-	-	-	
Manokwari (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	-	-	-	-	10*	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	38	23	23	23	23	23	23	23	23	23
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	20	20	5	-	-	-	20	-	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	58	63	67	67	67	67	87	87	87	87
- Pembangkit Fosil	MW	55	60	60	60	60	60	80	80	80	80
- Pembangkit EBT	MW	3	4	8	23	23	23	33	33	33	7
d. LOLP	%	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	17	20	22	20	18	16	33	31	28	25
f. *Reserve Margin*	%	41,7	46,0	49,4	42,5	36,1	30,1	61,4	54,3	47,5	41,1
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	4	5	8	18	17	16	20	19	18	17
b. Gas	%	-	-	61	64	61	84	80	81	82	83
c. BBM	%	96	95	31	18	22	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	-	100	110	110	159	159	169	179	189
c. Batubara	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. BBM	Ribu Ton	179	188	65	40	50	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**3.309**	**3.322**	**2.773**	**2.592**	**2.612**	**2.452**	**2.381**	**2.398**	**2.419**	**2.437**

Tabel 5.117 Neraca Daya Sistem Manokwari Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	231	243	256	269	282	296	311	326	342	359
b. Pertumbuhan Penjualan	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
c. Produksi	GWh	261	274	288	303	318	333	349	366	384	402
d. Faktor Beban	%	73%	73%	73%	73%	74%	74%	74%	74%	74%	74%
e. Beban Puncak Bruto	MW	42	44	46	48	50	53	55	58	60	63
f. Beban Puncak Neto	MW	41	43	45	47	49	52	54	56	59	62
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	46	28	28	28	28	28	28	28	28	28
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	38	23	23	23	23	23	23	23	23	23
1) Milik Sendiri:	MW	31	23	23	23	23	23	23	23	23	23
PLTMH	MW	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
PLTG	MW	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PLTD	MW	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	15	-	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MPP Manokwari	PLTMG	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	20	5	-	-	-	20	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	20	5	-	-	-	20	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Manokwari 3	PLTMG	-	20	-	-	-	-	-	-	-	
Ransiki (Warnasi Warkapi)	PLTM	-	-	4,6	-	-	-	-	-	-	
Manokwari	PLTS + BESS	-	-	-	15*	-	-	-	-	-	
Manokwari 4	PLTMG	-	-	-	-	-	-	20	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Manokwari (eks APBN)	PLTS + BESS	-	1*	-	-	-	-	-	-	-	
Manokwari (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	-	-	-	-	10*	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	38	23	23	23	23	23	23	23	23	23
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	20	20	5	-	-	-	20	-	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	58	63	67	67	67	67	87	87	87	87
- Pembangkit Fosil	MW	55	60	60	60	60	60	80	80	80	80
- Pembangkit EBT	MW	3	4	8	23	23	23	33	33	33	7
d. LOLP	%	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	17	20	22	20	18	16	33	31	28	25
f. *Reserve Margin*	%	41,7	46,0	49,4	42,5	36,1	30,1	61,4	54,3	47,5	41,1
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	4	5	8	18	17	16	20	19	18	17
b. Gas	%	-	-	61	64	61	84	80	81	82	83
c. BBM	%	96	95	31	18	22	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	-	100	110	110	159	159	169	179	189
c. Batubara	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. BBM	Ribu Ton	179	188	65	40	50	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**3.309**	**3.322**	**2.773**	**2.592**	**2.612**	**2.452**	**2.381**	**2.398**	**2.419**	**2.437**



Gambar 5.27 Grafik Neraca Daya Sistem Manokwari Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Selain itu, akan dibangun pembangkit *dual fuel* yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.

V.5.7.6.8 Neraca Daya Sistem Sorong

Sistem Sorong merupakan sistem interkoneksi 150 kV yang melayani daerah ibu kota Provinsi Papua Barat Daya dengan daerah-daerah di sekitarnya. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Sorong periode tahun 2025-2034 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.118 dan 5.119.

Selama periode 2025-2034 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 138 MW yang terdiri dari 28 MW PLTU, 70 MW PLTMG serta 40 MW PLTS + BESS untuk meningkatkan pengembangan pembangkit EBT. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Sorong akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Sorong dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup.

Pembangkit PLTS yang akan dikembangkan akan dilengkapi dengan *Battery Energy Storage System* (BESS). BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak intermiten dari PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas baterai dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTG/GU/MG) apabila memperhatikan regulasi

(TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Tabel 5.118 Neraca Daya Sistem Sorong Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*

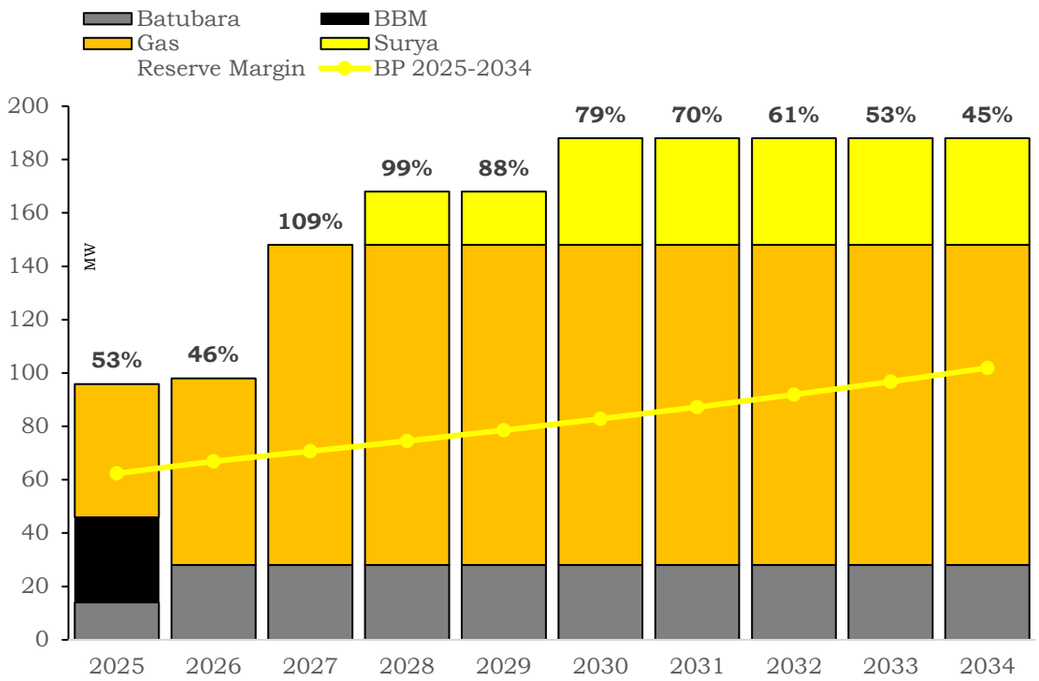
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	342	364	386	409	433	458	485	513	542	573
b. Pertumbuhan Penjualan	%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
c. Produksi	GWh	387	411	436	461	488	516	545	575	608	642
d. Faktor Beban	%	71%	70%	70%	71%	71%	71%	71%	71%	72%	72%
e. Beban Puncak Bruto	MW	63	67	71	75	79	83	87	92	97	102
f. Beban Puncak Neto	MW	62	67	71	75	79	83	87	92	97	102
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	7%	7%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	82	50	50	50	50	50	50	50	50	50
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	82	50	50	50	50	50	50	50	50	50
1) Milik Sendiri:	MW	62	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTMG	MW	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTD	MW	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	20	-	-	-	-	-	-	-	-	
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	32	-	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	14	14	50	-	-	-	-	-	-	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	14	14	50	-	-	-	-	-	-	-
Sorong (*Ex* Timika)	PLTU	14	14	-	-	-	-	-	-	-	
Sorong 2	PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	20	-	-	-	-	-	-	-	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-
IPP Sorong	PLTMG	-	20	-	-	-	-	-	-	-	
Sorong (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	-	20*	-	20*	-	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	82	50	50	50	50	50	50	50	50	50
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	14	34	50	-	-	-	-	-	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	96	98	148	148	148	148	148	148	148	148
- Pembangkit Fosil	MW	96	98	148	148	148	148	148	148	148	148
- Pembangkit EBT	MW	-	-	-	20	20	40	40	40	40	40
d. LOLP	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,08	0,23
e. *Reserve Margin*	MW	33,1	31,1	77,4	73,5	69,4	65,2	60,8	56,1	51,2	46,1
f. *Reserve Margin*	%	53,0	46,5	109,5	98,6	88,4	78,7	69,6	61,1	52,9	45,2
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	-	-	-	6	5	10	10	9	9	8
b. Gas	%	80	82	83	78	80	66	68	70	71	73
c. BBM	%	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	10	18	17	16	15	24	23	21	20	19
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	176	193	207	206	221	194	211	228	247	266
c. Batubara	Ribu Ton	60	119	119	119	119	199	199	199	199	199
d. BBM	Ribu Ton	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**1.392**	**1.235**	**1.297**	**1.320**	**1.309**	**1.391**	**1.377**	**1.364**	**1.351**	**1.339**

Tabel 5.119 Neraca Daya Sistem Sorong Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	342	364	386	409	433	458	485	513	542	573
b. Pertumbuhan Penjualan	%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
c. Produksi	GWh	387	411	436	461	488	516	545	575	608	642
d. Faktor Beban	%	71%	70%	70%	71%	71%	71%	71%	71%	72%	72%
e. Beban Puncak Bruto	MW	63	67	71	75	79	83	87	92	97	102
f. Beban Puncak Neto	MW	62	67	71	75	79	83	87	92	97	102
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	7%	7%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	62	50	50	50	50	50	50	50	50	50
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	82	50	50	50	50	50	50	50	50	50
1) Milik Sendiri:	MW	62	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTMG	MW	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTD	MW	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	20	-	-	-	-	-	-	-	-	
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	-	32	-	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	14	14	50	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	14	14	50	-	-	-	-	-	-	-
Timika - Ketapang (Relokasi Ke Sorong)	PLTU	14	14	-	-	-	-	-	-	-	
Sorong 2	PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-
IPP Sorong	PLTMG	-	20	-	-	-	-	-	-	-	
Sorong (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	-	20*	-	20*	-	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	82	50	50	50	50	50	50	50	50	50
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	14	34	50	-	-	-	-	-	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	96	98	148	148	148	148	148	148	148	148
- Pembangkit Fosil	MW	96	98	148	148	148	148	148	148	148	148
- Pembangkit EBT	MW	-	-	-	20	20	40	40	40	40	40
d. LOLP	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,08	0,23
e. *Reserve Margin*	MW	33,1	31,1	77,4	73,5	69,4	65,2	60,8	56,1	51,2	46,1
f. *Reserve Margin*	%	53,0	46,5	109,5	98,6	88,4	78,7	69,6	61,1	52,9	45,2
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	-	-	-	6	5	10	10	9	9	8
b. Gas	%	80	82	83	78	80	66	68	70	71	73
c. BBM	%	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	10	18	17	16	15	24	23	21	20	19
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	176	193	207	206	221	194	211	228	247	266
c. Batubara	Ribu Ton	60	119	119	119	119	199	199	199	199	199
d. BBM	Ribu Ton	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**1.392**	**1.235**	**1.297**	**1.320**	**1.309**	**1.391**	**1.377**	**1.364**	**1.351**	**1.339**



Gambar 5.28 Grafik Neraca Daya Sistem Sorong Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Selain itu, akan dibangun pembangkit *dual fuel* yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.

V.5.7.6.9 Neraca Daya Sistem Lombok

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Lombok periode tahun 2025-2034 terdapat pada neraca daya di Tabel 5.120 dan 5.121.

Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 641 MW. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Lombok akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Lombok dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup. Di Sistem Lombok terdapat juga rencana pengembangan pembangkit EBT melalui beberapa PLTM, PLTB, PLTAL dan PLTS.

Untuk memanfaatkan potensi EBT serta meningkatkan bauran EBT di Sistem Lombok. telah dibuka kuota PLTS dengan baterai sebesar 100 MWac dan PLTB dengan baterai sebesar 60 MW pada rentang tahun 2027 hingga tahun 2033. Pembangkit PLTS dan PLTB tersebut akan dilengkapi dengan *Battery Energy Storage System* (BESS). BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak intermiten dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas baterai dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan

mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTG/GU/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Tabel 5.120 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*

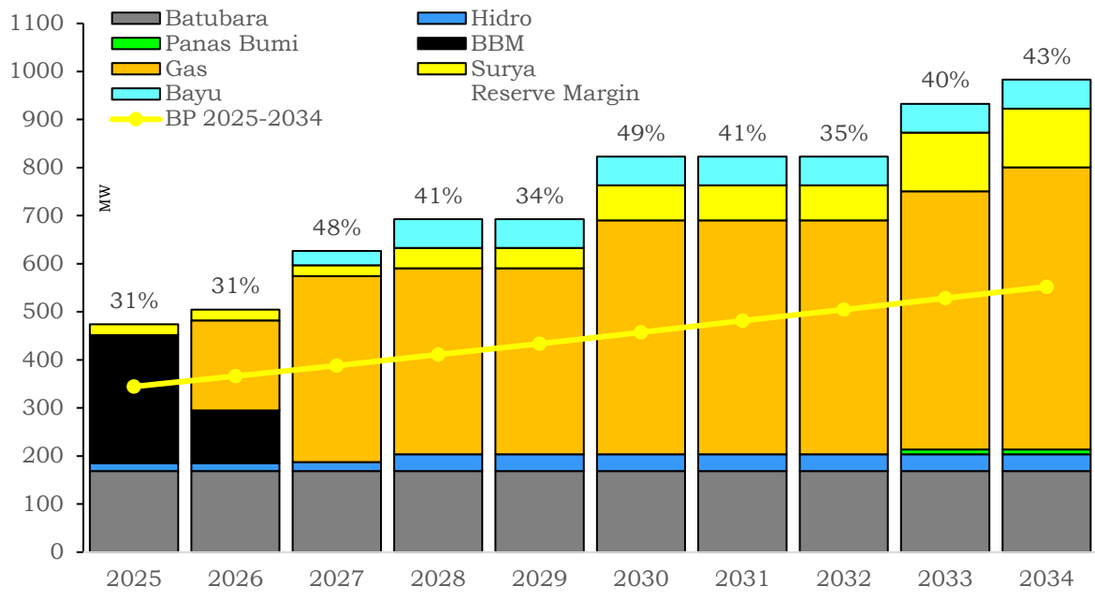
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	2.025	2.152	2.282	2.414	2.549	2.685	2.824	2.965	3.111	3.259
b. Pertumbuhan Penjualan	%	7%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%
c. Produksi	GWh	2.343	2.494	2.642	2.803	2.955	3.119	3.286	3.446	3.609	3.776
d. Faktor Beban	%	73%	73%	73%	73%	73%	72%	72%	72%	72%	72%
e. Beban Puncak Bruto	MW	367	392	414	441	464	491	519	543	569	595
f. Beban Puncak Neto	MW	345	367	388	411	433	457	481	504	528	552
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	7%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	430	350	350	350	350	350	350	350	350	350
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	350	280	270	270	270	270	270	270	270	270
1) Milik Sendiri:	MW	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257
PLTMH	MW	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1
PLTU	MW	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
PLTG	MW	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
PLTMH	MW	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
PLTS	MW	22*	22*	22*	22*	22*	22*	22*	22*	22*	22*
3) Mesin Sewa:	MW	80	10	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	80	10	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	48	70	10	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	102	100	2	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	100	100	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombok (FTP2)	PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombok 2	PLTMG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-
Kokok Babak	PLTM	-	-	2,3	-	-	-	-	-	-	-
Sedau Kumbi	PLTM	1,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Pandanduri	PLTM	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	-	100	6	-	100	-	-	60	50
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	100	-	-	100	-	-	50	50
Lombok 3	PLTMG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Lombok 4	PLTMG	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-
Lombok 5	PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	50	50
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	6	-	-	-	-	10	-
Lombok (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	6,3	-	-	-	-	-	-
Lombok (Kuota) Tersebar	PLTB + BESS	-	-	30*	30*	-	-	-	-	-	-
Lombok (Kuota) Tersebar	PLTAL	-	-	-	10*	-	-	-	-	-	-
Lombok (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	-	20*	-	30*	-	-	50*	-
Lombok (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	350	280	270	270	270	270	270	270	270	270
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	102	100	102	6	-	100	-	-	60	50
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	452	482	574	580	580	680	680	680	740	790
- Pembangkit Fosil	MW	436	466	556	556	556	656	656	656	706	756
- Pembangkit EBT	MW	38	38	71	127	127	157	157	157	217	35
d. LOLP	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	107	115	186	169	147	223	199	176	212	238
f. *Reserve Margin*	%	31,1	31,5	48,0	41,1	33,9	48,8	41,4	34,9	40,2	43,2
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	4,7	4,4	7,6	13,0	12,4	13,1	12,5	11,9	15,4	14,7
b. Gas	%	-	36,3	50,4	47,4	50,1	51,3	53,7	55,9	53,9	55,9
c. BBM	%	47,9	14,8	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	47,4	44,5	42,0	39,6	37,6	35,6	33,8	32,2	30,8	29,4
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	517	759	757	844	912	1.007	1.098	1.109	1.204
c. Batubara	Ribu Ton	1.802	1.802	1.802	1.802	1.802	1.802	1.802	1.802	1.802	1.802
d. BBM	Ribu Ton	805	264	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**1.990**	**1.956**	**2.041**	**2.016**	**2.053**	**2.136**	**2.169**	**2.192**	**2.198**	**2.261**

Tabel 5.121 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	2.025	2.152	2.282	2.414	2.549	2.685	2.824	2.965	3.111	3.259
b. Pertumbuhan Penjualan	%	7%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%
c. Produksi	GWh	2.343	2.494	2.642	2.803	2.955	3.119	3.286	3.446	3.609	3.776
d. Faktor Beban	%	73%	73%	73%	73%	73%	72%	72%	72%	72%	72%
e. Beban Puncak Bruto	MW	367	392	414	441	464	491	519	543	569	595
f. Beban Puncak Neto	MW	345	367	388	411	433	457	481	504	528	552
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	7%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	430	350	350	350	350	350	350	350	350	350
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	350	280	270	270	270	270	270	270	270	270
1) Milik Sendiri:	MW	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257
PLTMH	MW	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1
PLTU	MW	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
PLTG	MW	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
PLTMH	MW	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
PLTS	MW	22*	22*	22*	22*	22*	22*	22*	22*	22*	22*
3) Mesin Sewa:	MW	80	10	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	80	10	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	48	70	10	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	102	100	2	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	100	100	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombok (FTP2)	PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombok 2	PLTMG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-
Kokok Babak	PLTM	-	-	2,3	-	-	-	-	-	-	-
Sedau Kumbi	PLTM	1,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Pandanduri	PLTM	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	-	-	100	6	-	100	-	-	60	50
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	100	-	-	100	-	-	50	50
Lombok 3	PLTMG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Lombok 4	PLTMG	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-
Lombok 5	PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	50	50
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	6	-	-	-	-	10	-
Lombok (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	6,3	-	-	-	-	-	-
Lombok (Kuota) Tersebar	PLTB + BESS	-	-	30*	30*	-	-	-	-	-	-
Lombok (Kuota) Tersebar	PLTAL	-	-	-	10*	-	-	-	-	-	-
Lombok (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	-	20*	-	30*	-	-	50*	-
Lombok (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	350	280	270	270	270	270	270	270	270	270
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	102	100	102	6	-	100	-	-	60	50
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	452	482	574	580	580	680	680	680	740	790
- Pembangkit Fosil	MW	436	466	556	556	556	656	656	656	706	756
- Pembangkit EBT	MW	38	38	71	127	127	157	157	157	217	35
d. LOLP	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	107	115	186	169	147	223	199	176	212	238
f. *Reserve Margin*	%	31,1	31,5	48,0	41,1	33,9	48,8	41,4	34,9	40,2	43,2
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	4,7	4,4	7,6	13,0	12,4	13,1	12,5	11,9	15,4	14,7
b. Gas	%	-	36,3	50,4	47,4	50,1	51,3	53,7	55,9	53,9	55,9
c. BBM	%	47,9	14,8	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	47,4	44,5	42,0	39,6	37,6	35,6	33,8	32,2	30,8	29,4
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	517	759	757	844	912	1.007	1.098	1.109	1.204
c. Batubara	Ribu Ton	1.802	1.802	1.802	1.802	1.802	1.802	1.802	1.802	1.802	1.802
d. BBM	Ribu Ton	805	264	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**1.990**	**1.956**	**2.041**	**2.016**	**2.053**	**2.136**	**2.169**	**2.192**	**2.198**	**2.261**



Gambar 5.29 Grafik Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Pada RUPTL 2021-2030 terdapat penambahan PLT EBT *Base* 200 MW di Sistem Kelistrikan Lombok. PLT EBT *Base* tersebut digantikan dengan penambahan kuota PLTB, PLTS, PLTAL serta PLTMG sesuai dengan potensi yang tersedia di Provinsi Nusa Tenggara Barat. Selain itu, akan dibangun pembangkit *dual fuel* yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.

V.5.7.6.10 Neraca Daya Sistem Timor

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Timor periode tahun 2025-2034 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.122 dan 5.123.

Pada Sistem Timor akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar. Selama periode 2025-2034 di Sistem Timor, direncanakan penambahan pasokan dengan kapasitas total sekitar 295 MW. Hal ini untuk memberikan kepastian kepada masyarakat setempat bahwa ke depan di Timor dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup.

Untuk memanfaatkan potensi EBT serta meningkatkan bauran EBT di Sistem Lombok, telah dibuka kuota PLTS dengan baterai sebesar 90 MWac dan PLTB dengan baterai sebesar 44 MW pada rentang tahun 2027 hingga tahun 2033. Pembangkit PLTS dan PLTB tersebut akan dilengkapi dengan *Battery Energy Storage System* (BESS). BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak intermiten dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas baterai dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah

termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTG/GU/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu. ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Tabel 5.122 Neraca Daya Sistem Timor Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*

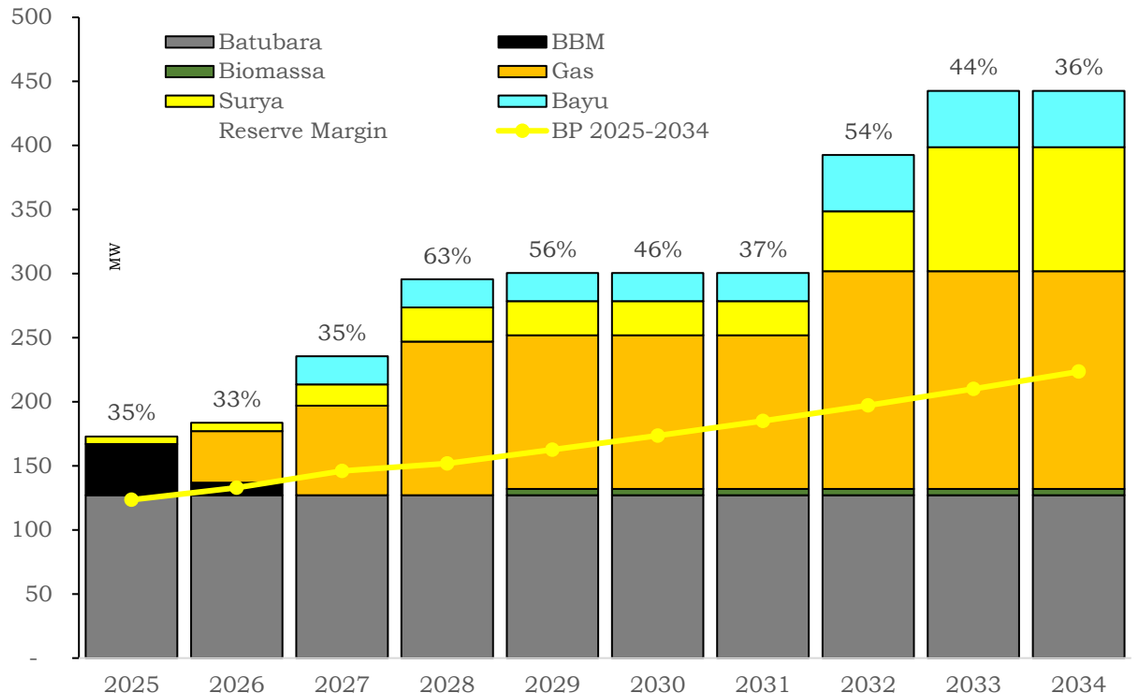
Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	675	725	804	864	926	992	1.061	1.133	1.209	1.288
b. Pertumbuhan Penjualan	%	8%	8%	11%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
c. Produksi	GWh	776	833	922	989	1.059	1.133	1.209	1.290	1.376	1.467
d. Faktor Beban	%	69%	69%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%
e. Beban Puncak Bruto	MW	128	137	147	158	169	180	192	204	218	232
f. Beban Puncak Neto	MW	124	133	146	152	163	174	185	197	210	224
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	2%	8%	10%	4%	7%	7%	7%	7%	7%	6%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	234	204	194	194	194	194	194	194	194	194
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	167	177	167	167	167	167	167	167	167	167
1) Milik Sendiri:	MW	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
PLTU	MW	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
PLTG	MW	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PLTD	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTS	MW	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*
PLTD	MW	40*	10	-	-	-	-	-	-	-	
3) Mesin Sewa:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	11	30	10	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Atambua	PLTU	-	-	-	-	-	24*	-	-	-	
b. Rencana Tambahan:	MW	-	-	30	50	6	-	-	50	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	30	50	-	-	-	50	-	-
Kupang 2	PLTMG	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-
Timor 2	PLTMG	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Timor 3	PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	50	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTB + BESS	-	-	22*	-	-	-	-	22*	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTBio	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	-	1,4	-	-	-	-	
Timor (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	10*	10*	-	-	-	20*	50*	-
Betun	PLTS + BESS	-	0.6*	-	-	-	-	-	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	167	177	167	167	167	167	167	167	167	167
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	-	30	50	6	-	-	50	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	167	177	197	247	253	253	253	303	303	303
- Pembangkit Fosil	MW	167	167	197	247	247	247	247	297	297	297
- Pembangkit EBT	MW	6	17	39	49	55	55	55	97	147	147
d. LOLP	%	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	43	44	51	95	91	80	68	106	93	80
f. *Reserve Margin*	%	35,2	33,2	35,0	62,6	55,9	46,0	36,9	53,9	44,5	35,7
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	1,2	1,2	8,9	9,9	12,1	11,3	10,6	12,3	21,1	19,8
b. Gas	%	-	14,1	18,2	25,0	26,6	27,9	32,5	36,9	32,2	33,9
c. BBM	%	27,4	5,2	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	71,5	79,5	73,0	65,1	61,3	60,8	56,9	50,9	46,7	46,3
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	68	96	141	161	180	224	271	253	284
c. Batubara	Ribu Ton	901	1.081	1.100	1.045	1.053	1.117	1.117	1.065	1.043	1.101
d. BBM	Ribu Ton	152	31	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**2.229**	**1.825**	**1.713**	**2.057**	**2.084**	**2.067**	**2.141**	**2.229**	**2.231**	**2.229**

Tabel 5.123 Neraca Daya Sistem Timor Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	675	725	804	864	926	992	1.061	1.133	1.209	1.288
b. Pertumbuhan Penjualan	%	8%	8%	11%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
c. Produksi	GWh	776	833	922	989	1.059	1.133	1.209	1.290	1.376	1.467
d. Faktor Beban	%	69%	69%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%
e. Beban Puncak Bruto	MW	128	137	147	158	169	180	192	204	218	232
f. Beban Puncak Neto	MW	124	133	146	152	163	174	185	197	210	224
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	2%	8%	10%	4%	7%	7%	7%	7%	7%	6%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	233	203	193	193	193	193	193	193	193	193
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	167	177	167	167	167	167	167	167	167	167
1) Milik Sendiri:	MW	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
PLTU	MW	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
PLTG	MW	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PLTD	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTS	MW	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*
PLTD	MW	40*	10	-	-	-	-	-	-	-	
3) Mesin Sewa:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired*	MW	11	-	10	-	-	-	-	-	-	-
7) *Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Atambua	PLTU	-	-	-	-	-	24*	-	-	-	
b. Rencana Tambahan:	MW	-	-	30	50	6	-	-	50	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	30	50	-	-	-	50	-	-
Kupang 2	PLTMG	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-
Timor 2	PLTMG	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Timor 3	PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	50	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTB + BESS	-	-	22*	-	-	-	-	22*	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTBio	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	-	1,4	-	-	-	-	
Timor (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	10*	10*	-	-	-	20*	50*	-
Betun	PLTS + BESS	-	0.6*	-	-	-	-	-	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	167	177	167	167	167	167	167	167	167	167
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	-	30	50	6	-	-	50	-	-
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	167	177	197	247	253	253	253	303	303	303
- Pembangkit Fosil	MW	167	167	197	247	247	247	247	297	297	297
- Pembangkit EBT	MW	6	17	39	49	55	55	55	97	147	147
d. LOLP	%	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	43	44	51	95	91	80	68	106	93	80
f. *Reserve Margin*	%	35,2	33,2	35,0	62,6	55,9	46,0	36,9	53,9	44,5	35,7
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	1,2	1,2	8,9	9,9	12,1	11,3	10,6	12,3	21,1	19,8
b. Gas	%	-	14,1	18,2	25,0	26,6	27,9	32,5	36,9	32,2	33,9
c. BBM	%	27,4	5,2	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	71,5	79,5	73,0	65,1	61,3	60,8	56,9	50,9	46,7	46,3
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	68	96	141	161	180	224	271	253	284
c. Batubara	Ribu Ton	901	1.081	1.100	1.045	1.053	1.117	1.117	1.065	1.043	1.101
d. BBM	Ribu Ton	152	31	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**2.229**	**1.825**	**1.713**	**2.057**	**2.084**	**2.067**	**2.141**	**2.229**	**2.231**	**2.229**



Gambar 5.30 Grafik Neraca Daya Sistem Timor Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Pada RUPTL 2021-2030 terdapat penambahan PLT EBT *Base* 100 MW di Sistem Kelistrikan Timor. PLT EBT *Base* tersebut digantikan dengan penambahan kuota PLTB, PLTS, PLTBio, PLTM serta PLTMG sesuai dengan potensi yang tersedia di Provinsi Nusa Tenggara Timur. Terkait pengoperasian PLTU Kupang Baru 2x15 MW yang saat ini mengalami kendala, PLN sedang menyusun kajian opsi atau alternatif yang dapat dilakukan. Beberapa opsi yang dapat dilakukan yaitu penambahan perjanjian atau kontrak; akuisisi aset; akuisisi saham; dan lain-lain. Beberapa opsi tersebut dibutuhkan untuk memastikan pembangkit PLTU Kupang Baru 2x15 MW dapat beroperasi. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Timor dengan tetap beroperasinya PLTU Kupang Baru periode tahun 2025-2034 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.124 dan 5.125.

Tabel 5.124 Neraca Daya Sistem Timor dengan beroperasinya PLTU Kupang Baru Tahun 2025-2034 Skenario RE *Base*

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	675	725	804	864	926	992	1.061	1.133	1.209	1.288
b. Pertumbuhan Penjualan	%	8%	8%	11%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
c. Produksi	GWh	776	833	922	989	1.059	1.133	1.209	1.290	1.376	1.467
d. Faktor Beban	%	72%	72%	72%	74%	74%	74%	75%	75%	75%	72%
e. Beban Puncak Bruto	MW	128	137	147	158	169	180	192	204	218	232
f. Beban Puncak Neto	MW	124	133	146	152	163	174	185	197	210	224
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	2%	8%	10%	4%	7%	7%	7%	7%	7%	6%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197
1) Milik Sendiri:	MW	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
PLTU	MW	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
PLTG	MW	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PLTD	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTS	MW	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*
PLTU	MW	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
3) Mesin Sewa:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired	MW	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7) Mothballed	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Atambua	PLTU	-	-	-	-	-	24*	-	-	-	
b. Rencana Tambahan:	MW	-	-	-	30	6	-	50	-	-	50
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	30	-	-	50	-	-	50
Kupang 2	PLTMG	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-
Timor 2	PLTMG	-	-	-	-	-	-	50	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Timor 3	PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTB + BESS	-	-	22*	-	-	-	-	22*	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTBio	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	-	1,4	-	-	-	-	
Timor (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	10*	10*	-	-	-	20*	50*	-
Betun	PLTS + BESS	-	0.6*	-	-	-	-	-	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	-	-	30	6	-	50	-	-	50
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	197	197	197	227	233	233	283	283	283	333
- Pembangkit Fosil	MW	157	197	197	227	227	227	277	277	277	327
- Pembangkit EBT	MW	46	7	39	49	55	55	55	97	147	147
d. LOLP	%	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	73	64	51	75	71	60	98	86	73	110
f. *Reserve Margin*	%	59,5	48,3	35,0	49,4	43,6	34,4	53,1	43,8	34,9	49,1
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	1,2	1,2	8,9	9,9	12,1	11,3	10,6	16,7	21,1	19,8
b. Gas	%	-	14,1	18,2	25,0	26,6	27,9	32,5	32,4	32,2	33,9
c. BBM	%	12,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	86,2	84,7	73,0	65,1	61,3	60,8	56,9	50,9	46,7	46,3
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	68	96	141	161	180	224	238	253	284
c. Batubara	Ribu Ton	1.086	1.152	1.100	1.045	1.053	1.117	1.117	1.065	1.043	1.101
d. BBM	Ribu Ton	71	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**1.878**	**1.852**	**1.964**	**2.145**	**2.166**	**2.144**	**2.278**	**2.294**	**2.292**	**2.341**

Tabel 5.125 Neraca Daya Sistem Timor dengan beroperasinya PLTU Kupang Baru Tahun 2025-2034 Skenario ARED

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	675	725	804	864	926	992	1.061	1.133	1.209	1.288
b. Pertumbuhan Penjualan	%	8%	8%	11%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
c. Produksi	GWh	776	833	922	989	1.059	1.133	1.209	1.290	1.376	1.467
d. Faktor Beban	%	72%	72%	72%	74%	74%	74%	75%	75%	75%	72%
e. Beban Puncak Bruto	MW	128	137	147	158	169	180	192	204	218	232
f. Beban Puncak Neto	MW	124	133	146	152	163	174	185	197	210	224
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	2%	8%	10%	4%	7%	7%	7%	7%	7%	6%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	MW	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197
1) Milik Sendiri:	MW	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
PLTU	MW	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
PLTG	MW	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PLTD	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTS	MW	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*	6*
PLTU	MW	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
3) Mesin Sewa:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired	MW	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7) Mothballed	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
a. *On Going* dan *Committed*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Atambua	PLTU	-	-	-	-	-	24*	-	-	-	
b. Rencana Tambahan:	MW	-	-	-	30	6	-	50	-	-	50
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	30	-	-	50	-	-	50
Kupang 2	PLTMG	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-
Timor 2	PLTMG	-	-	-	-	-	-	50	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Timor 3	PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTB + BESS	-	-	22*	-	-	-	-	22*	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTBio	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	-	1,4	-	-	-	-	
Timor (Kuota) Tersebar	PLTS + BESS	-	-	10*	10*	-	-	-	20*	50*	-
Betun	PLTS + BESS	-	0.6*	-	-	-	-	-	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	MW	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	-	-	30	6	-	50	-	-	50
c. Total Daya Mampu Sistem	MW	197	197	197	227	233	233	283	283	283	333
- Pembangkit Fosil	MW	157	197	197	227	227	227	277	277	277	327
- Pembangkit EBT	MW	46	7	39	49	55	55	55	97	147	147
d. LOLP	%	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e. *Reserve Margin*	MW	73	64	51	75	71	60	98	86	73	110
f. *Reserve Margin*	%	59,5	48,3	35,0	49,4	43,6	34,4	53,1	43,8	34,9	49,1
5. BAURAN ENERGI											
a. EBT	%	1,2	1,2	8,9	9,9	12,1	11,3	10,6	16,7	21,1	19,8
b. Gas	%	-	14,1	18,2	25,0	26,6	27,9	32,5	32,4	32,2	33,9
c. BBM	%	12,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Batubara	%	86,2	84,7	73,0	65,1	61,3	60,8	56,9	50,9	46,7	46,3
6. EMISI GRK	**Ribu Ton**										
a. EBT	Ribu Ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Gas	Ribu Ton	-	68	96	141	161	180	224	238	253	284
c. Batubara	Ribu Ton	1.086	1.152	1.100	1.045	1.053	1.117	1.117	1.065	1.043	1.101
d. BBM	Ribu Ton	71	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7. ESTIMASI BPP PEMBANGKITAN RATA-RATA	**Rp/kWh**	**1.878**	**1.852**	**1.964**	**2.145**	**2.166**	**2.144**	**2.278**	**2.294**	**2.292**	**2.341**

Selain itu, akan dibangun pembangkit *dual fuel* yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.

V.5.7.6.11 Penambahan Pembangkit dan *Storage* di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban periode tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel 5.126 untuk Skenario RE *Base* dan Tabel 5.127 untuk Skenario ARED. Dari tabel tersebut terlihat bahwa:

1. Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2025-2034 adalah 4.713 MW atau penambahan kapasitas rata-rata 471 MW per tahun;
2. Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTMG 2.215 MW (47,00%), PLTS 1.470 MW (31,20%), PLTP 332 MW (7,05%), PLTU 190 MW (4,03%), PLT Lain 181 MW (3,83%), PLTB 140 MW (2,98%), PLTM 87 MW (1,85%), PLTA 92 MW (1,95%) dan PLTD 5 MW (0,11%);
3. Rencana pengembangan PLTS pada Tabel 5.126 dan 5.127 sudah termasuk PLTS Lisdes, PLTS Dedieselisasi dan PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem).

Strategi Pengembangan *Supply Driven*

Dalam merencanakan penambahan pembangkit khususnya di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara. PLN menggunakan Konsep *Supply Driven*, di mana pembangunan pembangkit akan dilakukan terlebih dahulu untuk mendorong pertumbuhan kebutuhan listrik. Salah satu keuntungan utama dari Pendekatan *Supply Driven* adalah kemampuannya untuk mendorong pertumbuhan ekonomi. khususnya di daerah yang tertinggal. Dengan membangun kapasitas pembangkit yang lebih besar dari kebutuhan saat ini, daerah-daerah ini dapat menarik investasi, meningkatkan infrastruktur, dan menciptakan peluang bisnis baru. Pertumbuhan ekonomi yang dihasilkan dapat membantu mengurangi kemiskinan dan meningkatkan kualitas hidup masyarakat.

Pembangkit yang memiliki kapasitas lebih dari kebutuhan saat ini tidak akan menjadi masalah karena dapat berfungsi sebagai cadangan energi dan memberikan fleksibilitas dalam mengelola permintaan di masa depan. Hal ini juga memungkinkan daerah untuk menjadi pusat produksi energi yang dapat mengekspor surplus listrik ke daerah lain, meningkatkan konektivitas dan integrasi ekonomi.

Namun pengembangan pembangkit listrik dengan Konsep *Supply Driven* juga harus diimbangi dengan strategi pengelolaan permintaan. Hal ini untuk memastikan bahwa produksi listrik dapat disesuaikan dengan kebutuhan konsumen secara efektif. Oleh karena itu, kolaborasi antara berbagai pemangku kepentingan, termasuk pemerintah, sektor swasta dan masyarakat sangatlah penting.

Dengan konsep pengembangan pembangkit *supply driven* memungkinkan kriteria *reserve margin* yang tinggi bagi lokasi-lokasi di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara. Hal ini akan memberikan

mitigasi berbagai permasalahan pasokan yang selama ini terjadi seperti keterlambatan eksekusi proyek.
Infrastruktur yang dibangun dengan Konsep *Supply Driven* di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara akan memberikan keuntungan keekonomian karena dapat menjadi pemicu *multiplier effect* pengembangan sektor-sektor lain di luar sektor ketenagalistrikan. Oleh karena itu, dalam evaluasi kelayakan proyek, sudut pandang tinjauan kelayakan harus bergeser dari kelayakan finansial korporasi ke kelayakan keekonomian.

Tabel 5.126 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (MW) Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	120	34	-	-	6	24	-	6	-	-	190
PLTMG	100	70	-	-	-	-	-	-	-	-	170
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	-	-	12	3	23	-	-	1	1	-	41
PLTA	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTS+BESS	23	13	245	-	-	-	5	-	-	-	286
BESS (MWh)	5	3	49	-	-	-	1	-	-	-	57
Jumlah	**243**	**122**	**257**	**3**	**29**	**34**	**5**	**7**	**1**	**-**	**701**
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	40	40	20	15	-	115
PLTMG	100	365	530	130	30	120	80	90	80	150	1.675
PLTM	-	-	-	-	8	9	-	-	-	-	17
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	54	-	-	54
PLTS+BESS	-	41	20	16	-	5	10	-	10	-	102
PLTB	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3
BESS (MWh)	-	8	4	3	1	1	2	-	2	-	21
Jumlah	**100**	**406**	**550**	**146**	**41**	**174**	**130**	**164**	**105**	**150**	**1.966**
IPP											
PLTP	-	-	-	31	36	-	-	110	40	-	217
PLTG	-	-	-	350	-	-	-	-	-	-	350
PLTMG	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	20
PLTM	5	2	9	13	2	-	-	-	-	-	30
PLTA	-	-	-	-	16	12	-	-	-	-	28
PLTS+BESS	15	25	162	356	117	127	64	20	147	50	1.082
PLTB	-	3	52	30	-	-	30	22	-	-	137
PLTBM	-	-	-	-	86	40	10	5	-	-	141
PLTAL	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	40
BESS (MWh)	3	6	43	77	23	25	19	8	29	10	244
Jumlah	**20**	**50**	**222**	**820**	**256**	**179**	**104**	**157**	**187**	**50**	**2.045**
Total											
PLTU	120	34	-	-	6	24	-	6	-	-	190
PLTP	-	-	-	31	36	40	40	130	55	-	332
PLTG	-	-	-	350	-	-	-	-	-	-	350
PLTMG	200	455	530	130	30	120	80	90	80	150	1.865
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	5	2	21	16	32	9	-	1	1	-	87
PLTA	-	-	-	-	16	22	-	54	-	-	92
PLTS+BESS	38	78	426	372	117	132	79	20	157	50	1.470
PLTB	-	3	52	30	3	-	30	22	-	-	140
PLTBM	-	-	-	-	86	40	10	5	-	-	141
PLTAL	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	40
BESS (MWh)	8	16	96	80	24	26	22	8	31	10	322
Jumlah	**363**	**577**	**1.029**	**969**	**326**	**387**	**239**	**328**	**293**	**200**	**4.713**

Tabel 5.127 Rencana Penambahan Pembangkit dan *Storage* Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (MW) Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	120	34	-	-	6	24	-	6	-	-	190
PLTMG	100	70	-	-	-	-	-	-	-	-	170
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	-	-	12	3	23	-	-	1	1	-	41
PLTA	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTS+BESS	23	13	245	-	-	-	5	-	-	-	286
BESS (MWh)	5	3	49	-	-	-	1	-	-	-	57
Jumlah	**243**	**122**	**257**	**3**	**29**	**34**	**5**	**7**	**1**	**-**	**701**
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	40	40	20	15	-	115
PLTMG	100	365	530	130	30	120	80	90	80	150	1.675
PLTM	-	-	-	-	8	9	-	-	-	-	17
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	54	-	-	54
PLTS+BESS	-	41	20	16	-	5	10	-	10	-	102
PLTB	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3
BESS (MWh)	-	8	4	3	1	1	2	-	2	-	21

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
Jumlah	**100**	**406**	**550**	**146**	**41**	**174**	**130**	**164**	**105**	**150**	**1.966**
IPP											
PLTP	-	-	-	31	36	-	-	110	40	-	217
PLTG	-	-	-	350	-	-	-	-	-	-	350
PLTMG	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	20
PLTM	5	2	9	13	2	-	-	-	-	-	30
PLTA	-	-	-	-	16	12	-	-	-	-	28
PLTS+BESS	15	25	162	356	117	127	64	20	147	50	1.082
PLTB	-	3	52	30	-	-	30	22	-	-	137
PLTBM	-	-	-	-	86	40	10	5	-	-	141
PLTAL	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	40
BESS (MWh)	3	6	43	77	23	25	19	8	29	10	244
Jumlah	**20**	**50**	**222**	**820**	**256**	**179**	**104**	**157**	**187**	**50**	**2.045**
Total											
PLTU	120	34	-	-	6	24	-	6	-	-	190
PLTP	-	-	-	31	36	40	40	130	55	-	332
PLTG	-	-	-	350	-	-	-	-	-	-	350
PLTMG	200	455	530	130	30	120	80	90	80	150	1.865
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	5	2	21	16	32	9	-	1	1	-	87
PLTA	-	-	-	-	16	22	-	54	-	-	92
PLTS+BESS	38	78	426	372	117	132	79	20	157	50	1.470
PLTB	-	3	52	30	3	-	30	22	-	-	140
PLTBM	-	-	-	-	86	40	10	5	-	-	141
PLTAL	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	40
BESS (MWh)	8	16	96	80	24	26	22	8	31	10	322
Jumlah	**363**	**577**	**1.029**	**969**	**326**	**387**	**239**	**328**	**293**	**200**	**4.713**

V.5.7.6.12 Proyek-Proyek Strategis Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara

Beberapa proyek pembangkit tenaga listrik strategis di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara antara lain:

1. Proyek PLTU skala kecil tersebar di Indonesia Timur untuk memenuhi kebutuhan beban dasar dan mengurangi penggunaan BBM pada sistem yang masih relatif kecil dan *isolated* di Maluku dan Papua. Proyek-proyek PLTU tersebut dalam tahap konstruksi, sebagian masuk di dalam proyek pembangkit FTP2 dan sebagian lagi masuk proyek reguler;
2. Proyek-proyek pembangkit *dual fuel* skala kecil tersebar di Maluku dan Papua untuk memenuhi kebutuhan beban sebelum pembangkit non-BBM beroperasi. Pembangkit *dual fuel* tersebar di Maluku dan Maluku Utara antara lain di Ambon, Seram, Namlea, Ternate, Tidore, Tual, Buru, Saumlaki, Bula, Saparua, Tobelo, Bacan, Sanana dan Morotai. Sedangkan pembangkit *dual fuel* tersebar di Papua dan Papua Barat antara lain di Jayapura, Sarmi, Biak, Serui, Merauke, Nabire, Timika, Sorong, Manokwari, Fakfak, Kaimana dan Bintuni;
3. Proyek pembangkit FTP2 PLTU Lombok (2x50 MW) untuk memenuhi kebutuhan beban yang terus meningkat;
4. Proyek pembangkit PLTMG Lombok 2, PLTMG Sumbawa 2, PLTMG Sumbawa 3, PLTMG Rangko 2, PLTMG Ambon 2, PLTMG Jayapura, MPP Manokwari dan PLTMG Sorong 2 untuk memenuhi kebutuhan sistem dengan bahan bakar LNG;
5. Pembangkit EBT tersebar diharapkan dapat memberikan kontribusi untuk menyuplai sistem *isolated* maupun sistem besar sesuai dengan potensi masing-masing daerah.

V.6 Proyeksi Bauran Energi (*Energy Mix*) Pembangkitan

Dalam menyusun proyeksi neraca energi dan kebutuhan bahan bakar, diasumsikan bahwa pasokan batubara selalu tersedia, pasokan gas/LNG tersedia sesuai dengan potensi dan kontrak berjalan. Sedangkan untuk pembangkit EBT diasumsikan memiliki *capacity factor* (CF) yang optimal sesuai dengan potensi, kajian (FS) atau kebutuhan sistem. Di samping itu diasumsikan pula jadwal penyelesaian proyek-proyek pembangkit, transmisi dan gardu induk selesai tepat waktu sesuai dengan target COD yang tercantum dalam RUPTL ini.

V.6.1 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia

V.6.1.1 Bauran Energi Tahun 2025 – 2034

Dalam RUPTL ini disusun 2 skenario bauran energi, yaitu Skenario RE *Base* dan Skenario ARED sesuai dengan penjelasan pada bab V.5.6.1. Skenario RE *Base* pengaturan *energy mix* didasarkan pada optimasi operasional dan keekonomian sistem, namun tetap mengutamakan energi EBT sebagai pemasok utamanya.

Pada Skenario ARED, dilakukan usaha peningkatan/percepatan bauran energi di tahun 2030 serta menjaga emisi total tidak naik lagi setelah tahun 2030. Strategi-strategi yang dilakukan untuk mencapainya adalah percepatan interkoneksi Sumatera-Jawa, program *scale-up* VRE (11,9 GW Tahun 2030 terdiri dari PLTS, PLTS+BESS, PLTB dan PLTS Atap), serta peningkatan porsi *co-firing* secara bertahap sampai dengan 20%.

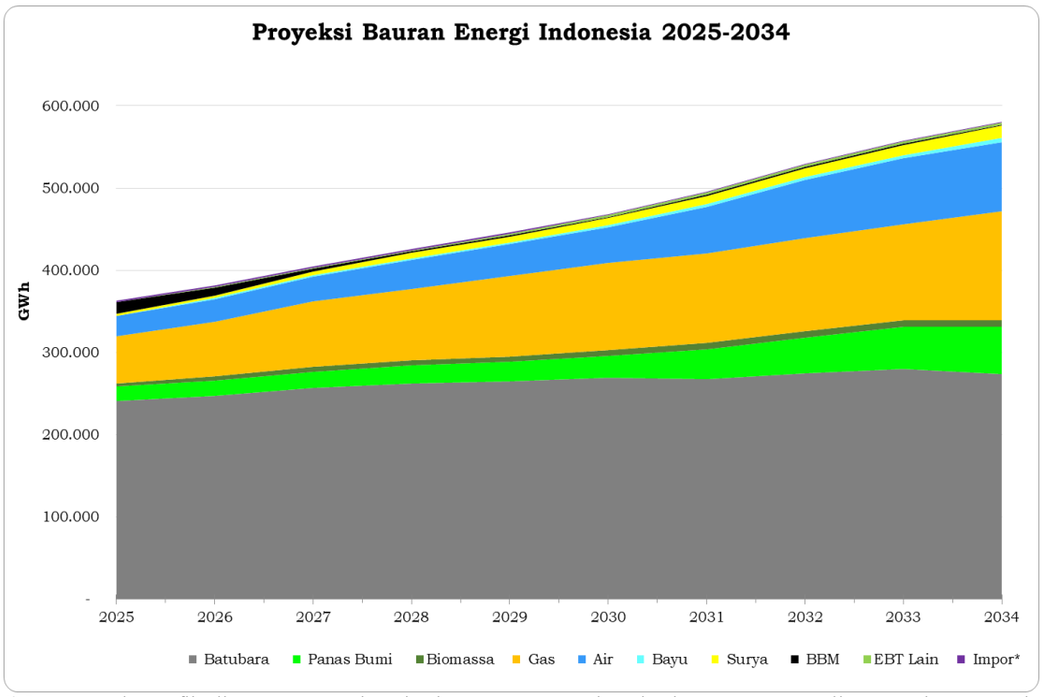
Skenario RE *Base*

Bauran energi pada Tahun 2034 diproyeksikan terdiri atas batubara 47,1%, gas alam (termasuk LNG) 22,8%, EBT 29,7%, dan BBM 0,2%.

Skenario ini disusun dengan mengoptimalkan kebutuhan sistem, kondisi *oversupply* (TOP IPP dan kontrak gas), biaya pembangkitan, penyelesaian pembangkit sesuai target pemerintah (FTP-1, FTP-2, 35 GW), dan kemampuan penyelesaian (anggaran dan konstruksi) pembangkit EBT.

Tabel 5.128 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario RE *Base*

No	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	49.244	55.075	61.333	72.893	80.364	90.435	117.182	138.820	159.170	172.219
	Air	24.742	27.339	30.154	35.833	38.822	42.826	56.772	70.897	80.670	84.447
	Panas Bumi	17.122	18.154	19.473	21.941	23.791	26.635	36.768	42.717	51.475	57.470
	Biomass	3.871	5.001	5.622	5.927	6.915	7.151	7.979	8.153	8.083	8.103
	Sampah	98	119	183	712	1.495	2.216	2.385	2.391	2.485	2.485
	Surya	2.357	2.843	3.937	6.363	7.000	9.027	10.144	11.010	12.374	14.394
	Bayu	477	1.057	1.582	1.864	2.191	2.428	2.970	3.493	3.931	5.200
	Lainnya	578	561	382	254	150	154	164	159	153	119
2	Gas	56.912	67.008	80.044	86.513	97.606	106.620	108.351	113.056	116.112	132.318
	Gas	30.932	33.851	32.582	33.324	34.984	36.271	35.405	35.275	36.432	45.703
	LNG	25.980	33.157	47.462	53.189	62.622	70.348	72.945	77.780	79.680	86.615
3	BBM	14.035	10.319	4.113	2.231	1.692	1.368	1.404	1.376	1.333	1.337
	HSD	13.976	10.281	4.070	2.189	1.692	1.368	1.404	1.376	1.333	1.337
	MFO	58	38	43	42	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Batubara	241.418	247.629	257.342	262.556	264.648	268.983	267.428	274.877	279.861	273.773
5	Impor	1.306	1.333	1.375	1.408	1.427	843	868	921	980	1.040
Total		**362.916**	**381.363**	**404.207**	**425.602**	**445.737**	**468.249**	**495.233**	**529.049**	**557.456**	**580.687**

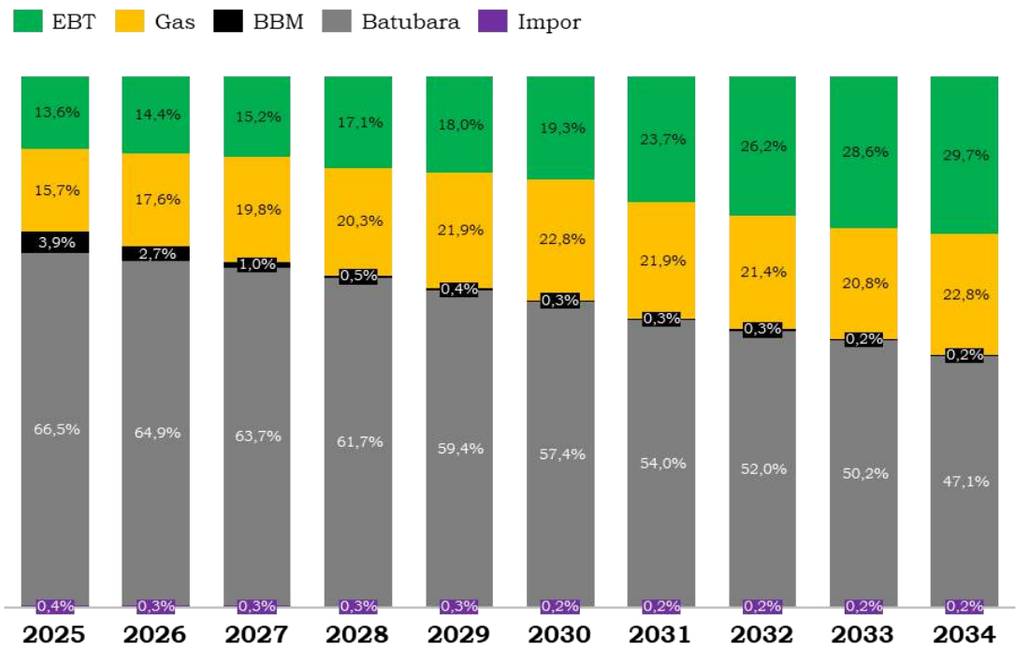


*) Impor pada grafik di atas merupakan kerja sama merupakan kerja sama antar wilus untuk memasok *demand* di sistem kelistrikan Bintan dari PLN Batam serta di sistem kelistrikan Kalimantan Barat dari Sesco.

Gambar 5.31 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario RE *Base*

Tabel 5.129 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) – Skenario RE *Base*

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	13,6%	14,4%	15,2%	17,1%	18,0%	19,3%	23,7%	26,2%	28,6%	29,7%
	Air	6,8%	7,2%	7,5%	8,4%	8,7%	9,1%	11,5%	13,4%	14,5%	14,5%
	Panas Bumi	4,7%	4,8%	4,8%	5,2%	5,3%	5,7%	7,4%	8,1%	9,2%	9,9%
	Biomassa	1,1%	1,3%	1,4%	1,4%	1,6%	1,5%	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%
	Sampah	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,3%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%
	Surya	0,6%	0,7%	1,0%	1,5%	1,6%	1,9%	2,0%	2,1%	2,2%	2,5%
	Bayu	0,1%	0,3%	0,4%	0,4%	0,5%	0,5%	0,6%	0,7%	0,7%	0,9%
	Lainnya	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	Gas	15,7%	17,6%	19,8%	20,3%	21,9%	22,8%	21,9%	21,4%	20,8%	22,8%
	Gas	8,5%	8,9%	8,1%	7,8%	7,8%	7,7%	7,1%	6,7%	6,5%	7,9%
	LNG	7,2%	8,7%	11,7%	12,5%	14,0%	15,0%	14,7%	14,7%	14,3%	14,9%
3	BBM	3,9%	2,7%	1,0%	0,5%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
	HSD	3,9%	2,7%	1,0%	0,5%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
	MFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Batubara	66,5%	64,9%	63,7%	61,7%	59,4%	57,4%	54,0%	52,0%	50,2%	47,1%
5	Impor	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Total		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%



Gambar 5.32 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) – Skenario RE *Base*

Skenario ARED

Bauran energi pada tahun 2034 diproyeksikan terdiri atas batubara 46,8%, gas alam (termasuk LNG) 18,4%, EBT 34,3%, dan BBM 0,2%.

Kunci pencapaian target penurunan emisi di tahun 2030 adalah dari pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Panas bumi (PLTP) dan Air (PLTA) di mana dapat menghasilkan energi dalam jumlah besar. Namun, target tersebut tidak mudah untuk dicapai karena keterlambatan pengembangan PLTP dan PLTA. Perlu upaya dari Pemerintah dan berbagai pihak untuk dapat mengatasi kendala-kendala yang selama ini mengakibatkan PLTP dan PLTA tersebut tidak dapat diimplementasikan sesuai jadwal, antara lain kendala pembebasan lahan, eksplorasi, lingkungan, sosial dan keekonomian. Apabila PLTP dan PLTA tersebut tidak dapat beroperasi.

Total penambahan PLTS/PLTB hingga tahun 2034 yang sangat besar merupakan sebuah tantangan bagi PLN untuk dapat meningkatkan kesiapan sistem dalam menerima sifat intermitensi PLTS/PLTB dalam jumlah yang sangat besar, Selain itu, dari investasi diharapkan PLTS/PLTB dapat semakin murah sehingga secara keekonomian dapat lebih layak. Dengan kondisi keekonomian saat ini, PLTS belum dapat bersaing dengan beban dasar.

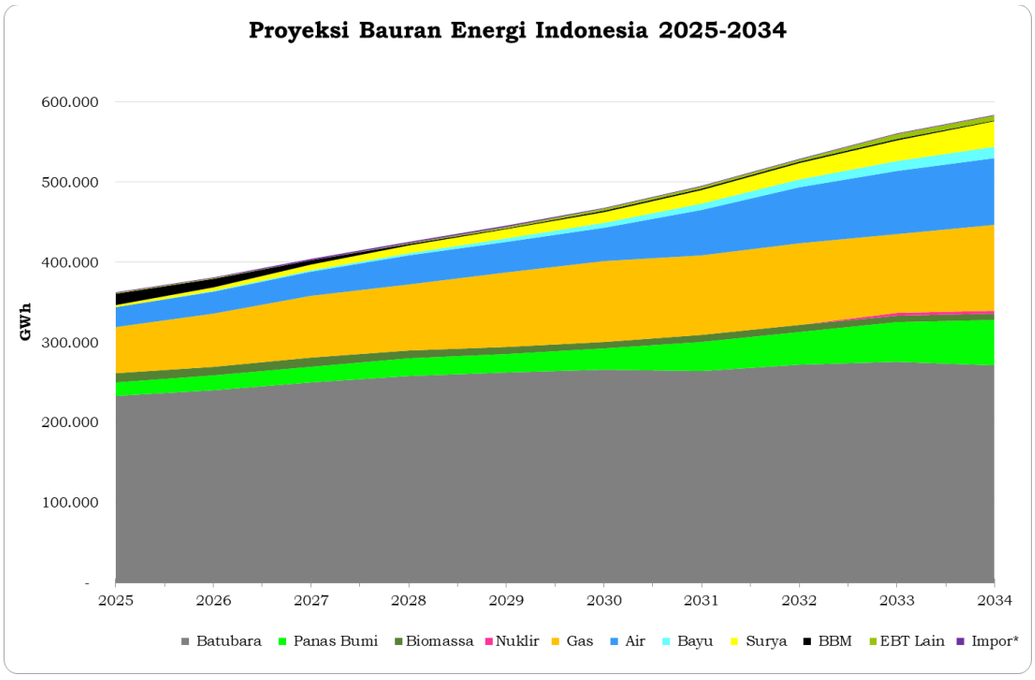
Mempertimbangkan peningkatan utilisasi pembangkit eksisting, maka salah satu strategi pemenuhan target penurunan emisi adalah tidak menambah *capex*, namun hanya membutuhkan *opex*, seperti program *co-firing* biomassa pada PLTU. Tantangan program *co-firing* adalah pemenuhan *feedstock* biomassa, maka PLN bersama Pemerintah dan swasta bekerja sama untuk membangun hutan industri sehingga tidak mengganggu kelestarian hutan. Perlu tahap persiapan ekosistem bisnis baik dari sisi komersial, regulasi maupun kerja sama antara *stakeholder* terkait untuk implementasi industri *feedstock* biomassa, kesiapan teknologi, dan lain sebagainya sehingga program *co-firing* dapat dilaksanakan secara menyeluruh. Jumlah biomassa untuk *co-firing* dalam jumlah yang sangat besar, hingga mencapai 10,1 juta ton pada Tahun 2030 dan rata-rata 10,7 juta ton pada tahun selanjutnya. Hal ini menjadi tantangan bagi Pemerintah maupun *stakeholder* terkait untuk dapat memastikan keberlangsungan/ketersediaan *feedstock*

biomassa dalam jangka panjang. Selain itu, pemerintah harus dapat mengendalikan harga biomassa tetap kompetitif sehingga tidak berdampak pada peningkatan BPP tenaga listrik. *Co-firing* biomassa pada PLTU akan berdampak pada penurunan efisiensi pembangkit serta potensi peningkatan BPP. Saat ini uji coba *co-firing* yang telah dilakukan dengan porsi maksimal 5% biomassa (tanpa penambahan investasi). Sedangkan untuk mencapai porsi biomassa sebesar 10%-20% maka masih diperlukan pengujian lebih lanjut dan kemungkinan penambahan investasi.

Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia seperti diperlihatkan pada Tabel 5.130 dan Gambar 5.33.

Tabel 5.130 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario *ARED*

No	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	57.595	62.657	70.002	81.161	87.678	98.334	129.141	153.535	180.952	199.439
	Air	24.742	27.339	30.157	35.835	38.825	42.303	56.775	70.593	78.920	83.048
	Panas Bumi	17.122	18.173	19.473	21.941	23.791	26.577	36.163	41.145	49.094	55.850
	Biomass	11.908	10.919	10.902	9.576	8.273	7.684	8.490	8.637	8.474	8.497
	Sampah	98	119	183	712	1.448	2.169	2.338	2.344	2.438	2.485
	Surya	2.671	4.490	7.051	9.926	11.485	13.800	17.510	20.925	26.350	31.149
	Bayu	477	1.057	1.855	2.917	3.707	5.648	7.700	9.294	12.019	14.678
	Nuklir	-	-	-	-	-	-	-	438	3.504	3.614
	Lainnya	578	561	382	254	150	154	164	159	153	119
2	Gas	56.912	66.304	77.535	82.728	92.701	100.917	99.160	101.188	98.131	106.931
	Gas	30.938	33.851	32.574	32.034	34.682	35.350	32.672	33.746	34.044	37.210
	LNG	25.974	32.454	44.962	50.694	58.019	65.567	66.487	67.442	64.087	69.721
3	BBM	14.035	10.147	4.629	2.078	1.585	1.367	1.402	1.375	1.333	1.337
	HSD	13.976	10.109	4.586	2.035	1.585	1.367	1.402	1.375	1.333	1.337
	MFO	58	38	43	42	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Batubara	233.068	240.922	250.665	258.227	262.346	266.158	264.662	272.030	276.060	271.940
5	Impor	1.306	1.333	1.375	1.408	1.427	1.474	868	921	980	1.040
	Total	**362.916**	**381.363**	**404.207**	**425.602**	**445.737**	**468.249**	**495.233**	**529.049**	**557.456**	**580.687**

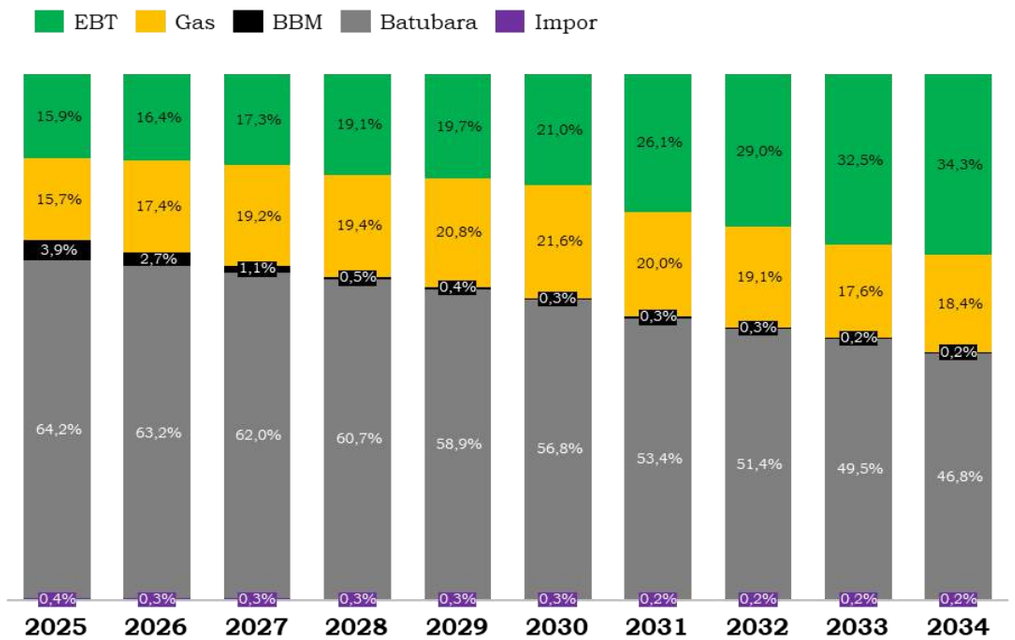


*) Impor pada grafik di atas merupakan kerja sama merupakan kerja sama antar wilus untuk memasok *demand* di sistem kelistrikan Bintan dari PLN Batam serta di sistem kelistrikan Kalimantan Barat dari Sesco.

Gambar 5.33 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario *ARED*

Tabel 5.131 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) – Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	15,9%	16,4%	17,3%	19,1%	19,7%	21,0%	26,1%	29,0%	32,5%	34,3%
	Air	6,8%	7,2%	7,5%	8,4%	8,7%	9,0%	11,5%	13,3%	14,2%	14,3%
	Panas Bumi	4,7%	4,8%	4,8%	5,2%	5,3%	5,7%	7,3%	7,8%	8,8%	9,6%
	Biomassa	3,3%	2,9%	2,7%	2,2%	1,9%	1,6%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%
	Sampah	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,3%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%
	Surya	0,7%	1,2%	1,7%	2,3%	2,6%	2,9%	3,5%	4,0%	4,7%	5,4%
	Bayu	0,1%	0,3%	0,5%	0,7%	0,8%	1,2%	1,6%	1,8%	2,2%	2,5%
	Nuklir	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,6%	0,6%
	Lainnya	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	Gas	15,7%	17,4%	19,2%	19,4%	20,8%	21,6%	20,0%	19,1%	17,6%	18,4%
	Gas	8,5%	8,9%	8,1%	7,5%	7,8%	7,5%	6,6%	6,4%	6,1%	6,4%
	LNG	7,2%	8,5%	11,1%	11,9%	13,0%	14,0%	13,4%	12,7%	11,5%	12,0%
3	BBM	3,9%	2,7%	1,1%	0,5%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
	HSD	3,9%	2,7%	1,1%	0,5%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
	MFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Batubara	64,2%	63,2%	62,0%	60,7%	58,9%	56,8%	53,4%	51,4%	49,5%	46,8%
5	Impor	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Total		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%



Gambar 5.34 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) – Skenario ARED

V.6.1.2 Kebutuhan Bahan Bakar Tahun 2025 – 2034

Skenario RE *Base*

Proyeksi kebutuhan bahan bakar Indonesia dari tahun 2025 sampai dengan tahun 2034 diberikan pada Tabel 5.132.

Tabel 5.132 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Indonesia Skenario RE *Base*

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Biodiesel	ribu kL	762	612	258	144	111	94	98	97	95	90
2	Biomassa	kilo ton	3.068	4.073	4.517	5.252	6.438	7.358	8.147	8.278	8.275	8.290
3	Gas	TBTU	472	552	661	698	754	806	806	839	858	987
4	BBM	ribu kL	3.435	2.523	1.052	570	400	328	336	326	311	307
5	Batubara	juta ton	139	142	148	150	152	155	154	158	161	158

Tabel 5.132 menunjukkan bahwa konsumsi BBM (termasuk Biodiesel) pada Skenario RE *Base* akan semakin menurun, sedangkan volume kebutuhan batubara masih meningkat karena proyek PLTU batubara yang sudah *on-going* dan *committed* tetap dijalankan. Penggunaan batubara menurun saat pembangkit EBT pengganti beroperasi. Selain itu kebutuhan gas akan cenderung meningkat karena sistem ketenagalistrikan tetap membutuhkan *firm capacity* untuk menjaga kestabilan sistem dengan alternatif energi primer yang lebih ramah lingkungan. Pada skenario ini, kebutuhan biomassa yang berasal dari program *co-firing* memiliki kecenderungan stabil menyesuaikan dengan kondisi *real* kemampuan PLTU Batubara dan ketersediaan energi primer biomassa.
Konsumsi BBM masih terdapat di beberapa sistem khususnya di sistem kecil *isolated*. Sesuai dengan hasil pelaksanaan Program Dedieselisasi menggunakan *hybrid* pembangkit, didapatkan bahwa masih terdapat konsumsi BBM yang dibutuhkan. Kenaikan volume konsumsi BBM di atas tahun 2030 terjadi karena pertumbuhan beban di sistem *isolated* tersebut. Konsumsi BBM di daerah tersebut akan diupayakan mendekati nol, dengan program biodiesel sesuai dengan kebijakan Pemerintah serta teknologi lain yang memungkinkan dan efisien.

Skenario *ARED*

Proyeksi kebutuhan bahan bakar Indonesia dari tahun 2025 sampai dengan tahun 2034 diberikan pada Tabel 5.133.

Tabel 5.133 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Indonesia Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Biodiesel	ribu kL	762	611	263	134	105	94	98	97	95	90
2	Biomassa	kilo ton	8.682	8.234	8.255	7.836	7.458	7.747	8.521	8.629	8.556	8.614
3	Gas	TBTU	472	548	639	669	719	762	737	755	731	791
4	BBM	ribu kL	3.435	2.456	1.070	533	375	327	336	325	311	307
5	Batubara	juta ton	135	138	144	148	150	152	152	157	159	157

Tabel 5.133 menunjukkan bahwa konsumsi BBM (termasuk Biodiesel) akan semakin menurun. Selain itu kebutuhan gas akan cenderung meningkat karena sistem ketenagalistrikan tetap membutuhkan *firm capacity* untuk menjaga kestabilan sistem dengan alternatif energi primer yang lebih ramah lingkungan. Pada skenario ini, kebutuhan biomassa yang berasal dari program *co-firing* memiliki kecenderungan lebih tinggi untuk berkontribusi meningkatkan bauran EBT dan menurunkan emisi GRK.
Konsumsi BBM masih terdapat di beberapa sistem khususnya di sistem kecil *isolated*. Sesuai dengan hasil pelaksanaan Program Dedieselisasi menggunakan *hybrid* pembangkit, didapatkan bahwa

masih terdapat konsumsi BBM yang dibutuhkan. Kenaikan volume konsumsi BBM di atas tahun 2030 terjadi karena pertumbuhan beban di sistem *isolated* tersebut. Konsumsi BBM di daerah tersebut akan diupayakan mendekati nol, dengan program biodiesel sesuai dengan kebijakan Pemerintah serta teknologi lain yang memungkinkan dan efisien.

Rencana Kontingensi Penyediaan Bahan Bakar Skenario *ARED*

Upaya maksimal untuk menurunkan penggunaan BBM dan mengutamakan pemakaian energi yang lebih bersih di seluruh sistem di Indonesia akan dilaksanakan dan menjadi komitmen bersama baik PLN maupun pemerintah. Target bauran energi yang lebih ramah lingkungan dan penurunan emisi GRK dalam RUPTL 2025-2034 sejalan dengan ketetapan yang dicanangkan pemerintah dalam RUKN. Untuk itu, PLN akan berusaha memenuhi target yang ditetapkan.

Namun, sebagai langkah pengamanan operasi untuk kecukupan pasokan dalam jangka pendek 2025-2026, diperlukan rencana kontingensi jika terdapat kendala penyediaan bahan bakar non BBM ataupun keterlambatan COD proyek yang harus disikapi segera dengan pembangkit sewa berbahan bakar BBM dan penyiapan tambahan alokasi BBM. Oleh karena itu, pada Tabel 5.134 di bawah diperlihatkan rencana kontingensi penyediaan BBM untuk jangka pendek 2025-2026 yang tertuang dalam RAPBN.

Tabel 5.134 Proyeksi Kebutuhan BBM RUPTL Skenario ARED dengan Sensitivitas RAPBN

No	Dokumen	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Proyeksi Kebutuhan BBM Skenario ARED	ribu kL	4.197	3.067	1.333	668	480	421	434	422	406	397
2	Proyeksi Kebutuhan BBM Skenario ARED Sensitivitas RAPBN	ribu kL	4.064	4.425	1.333	668	480	421	434	422	406	397

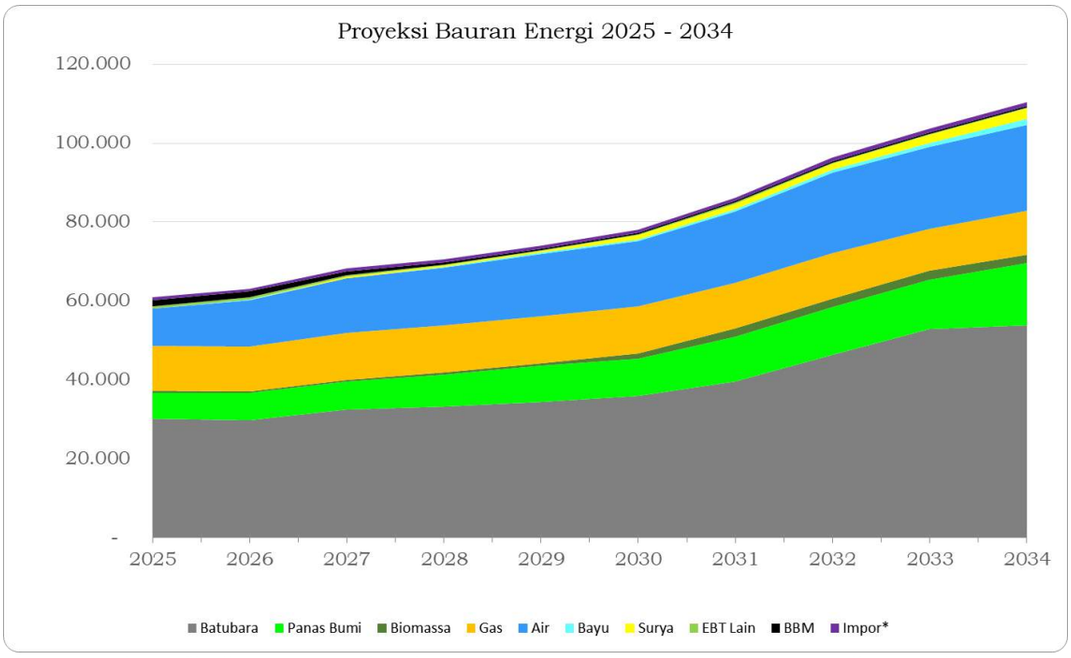
V.6.2 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Sumatera

Dengan perbedaan proyek pembangkit dan porsi *co-firing* dari kedua skenario, maka komposisi *energi mix* pun akan berbeda baik di porsi batubara, gas dan EBT. Pada Skenario RE *Base* porsi bauran di Sumatera EBT sudah tinggi (40,2%), namun pada Skenario ARED porsi bauran EBT diproyeksikan lebih tinggi lagi (mencapai 42,2%).

Tabel 5.135 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sumatera (GWh) – Skenario RE *Base*

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	17.121	20.012	22.259	24.066	26.603	29.051	33.798	37.211	38.729	44.370
	Air	9.440	11.911	13.809	14.537	15.709	16.507	18.116	20.436	20.737	21.787
	Panas Bumi	6.544	6.869	7.076	8.090	9.232	9.566	11.373	12.023	12.588	15.747
	Biomassa	471	473	510	573	603	1.243	1.993	2.171	2.193	2.298
	Sampah	-	21	85	85	85	85	85	85	85	85
	Surya	88	134	229	315	486	1.074	1.392	1.663	2.091	2.755
	Bayu	-	42	169	211	337	422	675	675	881	1.579
	Lainnya	578	561	382	254	150	154	164	159	153	119
2	Gas	11.366	11.190	11.859	12.026	12.049	11.969	11.556	11.505	10.713	11.005
	Gas	6.392	6.104	6.277	6.133	5.712	5.739	5.755	5.794	6.149	6.405
	LNG	4.974	5.086	5.582	5.893	6.337	6.230	5.801	5.711	4.564	4.600
3	BBM	1.476	1.444	891	592	349	359	384	370	356	278
	HSD	1.476	1.444	891	592	349	359	384	370	356	278
	MFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Batubara	30.225	29.804	32.404	33.169	34.286	35.862	39.594	46.367	52.846	53.760
5	Impor	655	691	745	777	796	843	868	921	980	1.040
Total		**60.844**	**63.141**	**68.157**	**70.630**	**74.082**	**78.083**	**86.200**	**96.374**	**103.624**	**110.453**

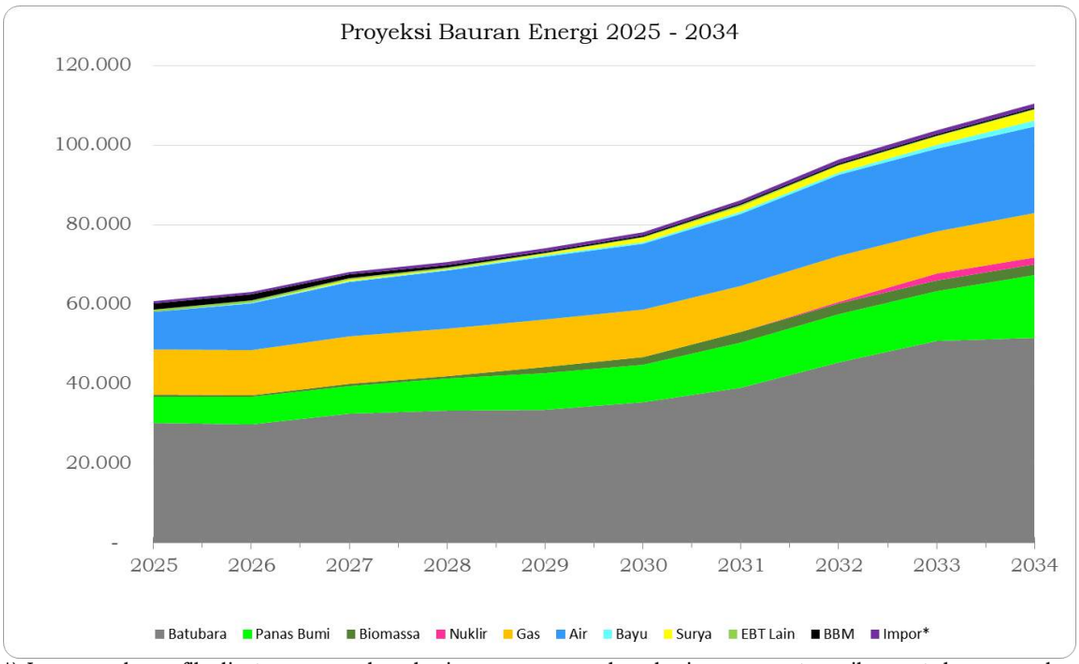


*) Impor pada grafik di atas merupakan kerja sama merupakan kerja sama antar wilus untuk memasok *demand* di sistem kelistrikan Bintan dari PLN Batam.

Gambar 5.35 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sumatera (GWh) – Skenario RE *Base*

Tabel 5.136 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sumatera (GWh) – Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	17.121	20.012	22.259	24.066	27.450	29.616	34.363	38.177	40.897	46.559
	Air	9.440	11.911	13.809	14.537	15.709	16.507	18.116	20.436	20.737	21.787
	Panas Bumi	6.544	6.869	7.076	8.090	9.232	9.566	11.373	12.023	12.588	15.747
	Biomassa	471	473	510	573	1.450	1.808	2.558	2.699	2.609	2.734
	Sampah	-	21	85	85	85	85	85	85	85	85
	Surya	88	134	229	315	486	1.074	1.392	1.663	2.091	2.755
	Bayu	-	42	169	211	337	422	675	675	881	1.579
	Nuklir	-	-	-	-	-	-	-	438	1.752	1.752
	Lainnya	578	561	382	254	150	154	164	159	153	119
2	Gas	11.366	11.190	11.859	12.026	12.049	11.969	11.556	11.505	10.713	11.005
	Gas	6.392	6.104	6.277	6.133	5.712	5.739	5.755	5.794	6.149	6.405
	LNG	4.974	5.086	5.582	5.893	6.337	6.230	5.801	5.711	4.564	4.600
3	BBM	1.476	1.444	891	592	349	359	384	370	356	278
	HSD	1.476	1.444	891	592	349	359	384	370	356	278
	MFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Batubara	30.225	29.804	32.404	33.169	33.438	35.297	39.029	45.401	50.679	51.571
5	Impor	655	691	745	777	796	843	868	921	980	1.040
Total		**60.844**	**63.141**	**68.157**	**70.630**	**74.082**	**78.083**	**86.200**	**96.374**	**103.624**	**110.453**

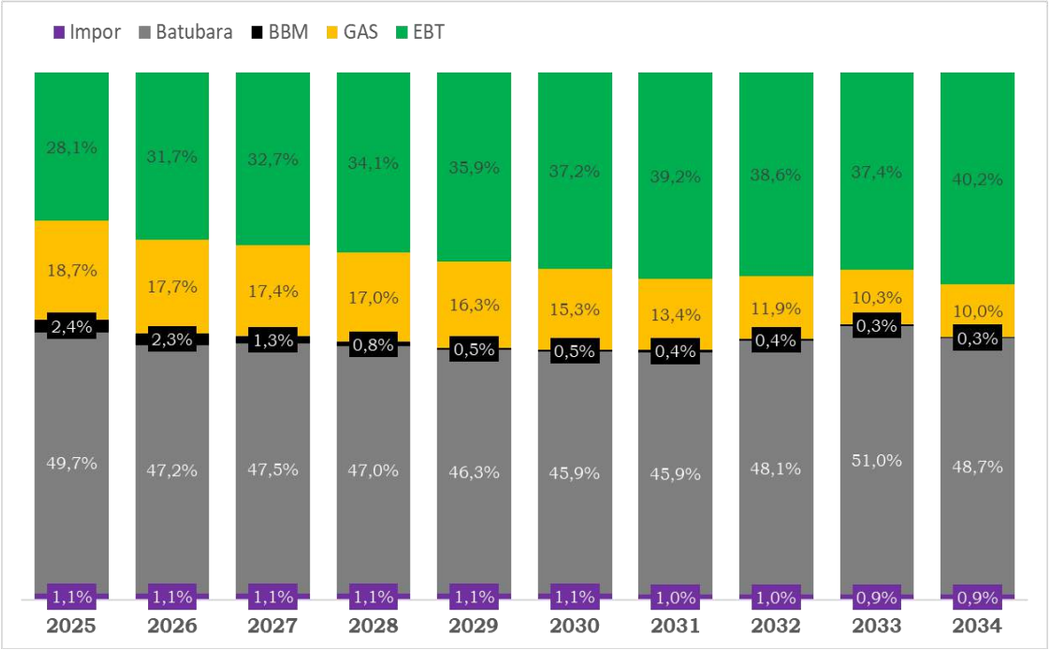


*) Impor pada grafik di atas merupakan kerja sama merupakan kerja sama antar wilus untuk memasok *demand* di sistem kelistrikan Bintan dari PLN Batam.

Gambar 5.36 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sumatera (GWh) – Skenario ARED

Tabel 5.137 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sumatera (%) – Skenario RE *Base*

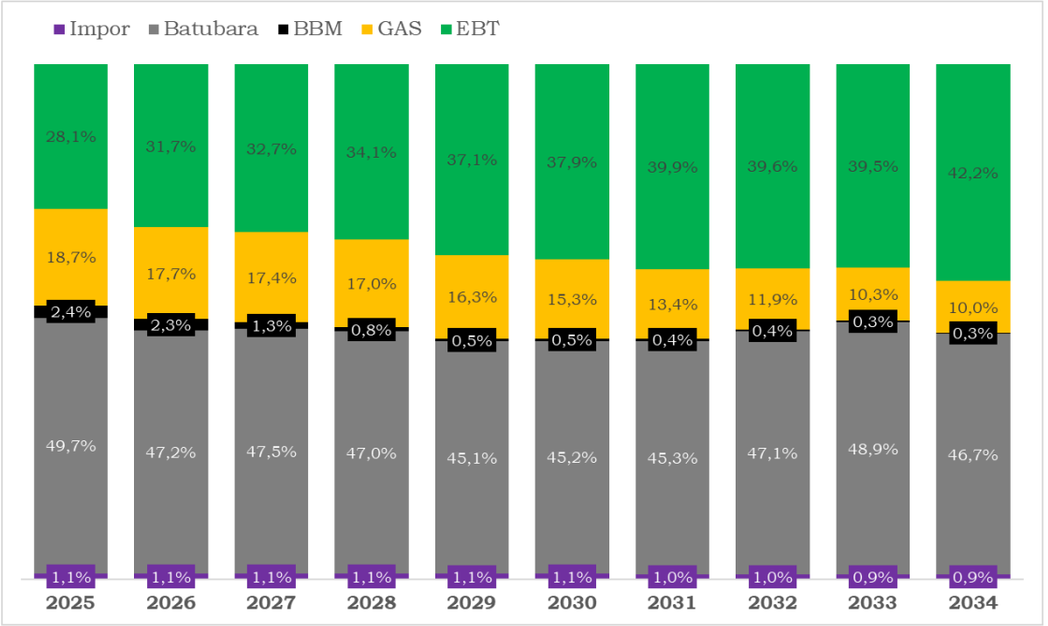
No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	28,1%	31,7%	32,7%	34,1%	35,9%	37,2%	39,2%	38,6%	37,4%	40,2%
	Air	15,5%	18,9%	20,3%	20,6%	21,2%	21,1%	21,0%	21,2%	20,0%	19,7%
	Panas Bumi	10,8%	10,9%	10,4%	11,5%	12,5%	12,3%	13,2%	12,5%	12,1%	14,3%
	Biomassa	0,8%	0,7%	0,7%	0,8%	0,8%	1,6%	2,3%	2,3%	2,1%	2,1%
	Sampah	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
	Surya	0,1%	0,2%	0,3%	0,4%	0,7%	1,4%	1,6%	1,7%	2,0%	2,5%
	Bayu	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,5%	0,5%	0,8%	0,7%	0,9%	1,4%
	Lainnya	0,9%	0,9%	0,6%	0,4%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%
2	Gas	18,7%	17,7%	17,4%	17,0%	16,3%	15,3%	13,4%	11,9%	10,3%	10,0%
	Gas	10,5%	9,7%	9,2%	8,7%	7,7%	7,3%	6,7%	6,0%	5,9%	5,8%
	LNG	8,2%	8,1%	8,2%	8,3%	8,6%	8,0%	6,7%	5,9%	4,4%	4,2%
3	BBM	2,4%	2,3%	1,3%	0,8%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%
	HSD	2,4%	2,3%	1,3%	0,8%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%
	MFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Batubara	49,7%	47,2%	47,5%	47,0%	46,3%	45,9%	45,9%	48,1%	51,0%	48,7%
5	Impor	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%
Total		**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**



Gambar 5.37 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sumatera (%) – Skenario RE *Base*

Tabel 5.138 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sumatera (%) – Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	28,1%	31,7%	32,7%	34,1%	37,1%	37,9%	39,9%	39,6%	39,5%	42,2%
	Air	15,5%	18,9%	20,3%	20,6%	21,2%	21,1%	21,0%	21,2%	20,0%	19,7%
	Panas Bumi	10,8%	10,9%	10,4%	11,5%	12,5%	12,3%	13,2%	12,5%	12,1%	14,3%
	Biomassa	0,8%	0,7%	0,7%	0,8%	2,0%	2,3%	3,0%	2,8%	2,5%	2,5%
	Sampah	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
	Surya	0,1%	0,2%	0,3%	0,4%	0,7%	1,4%	1,6%	1,7%	2,0%	2,5%
	Bayu	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,5%	0,5%	0,8%	0,7%	0,9%	1,4%
	Nuklir	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	1,7%	1,6%
	Lainnya	0,9%	0,9%	0,6%	0,4%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%
2	Gas	18,7%	17,7%	17,4%	17,0%	16,3%	15,3%	13,4%	11,9%	10,3%	10,0%
	Gas	10,5%	9,7%	9,2%	8,7%	7,7%	7,3%	6,7%	6,0%	5,9%	5,8%
	LNG	8,2%	8,1%	8,2%	8,3%	8,6%	8,0%	6,7%	5,9%	4,4%	4,2%
3	BBM	2,4%	2,3%	1,3%	0,8%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%
	HSD	2,4%	2,3%	1,3%	0,8%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%
	MFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Batubara	49,7%	47,2%	47,5%	47,0%	45,1%	45,2%	45,3%	47,1%	48,9%	46,7%
5	Impor	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%
Total		**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**



Gambar 5.38 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sumatera (%) – Skenario ARED

Selain terdapat perbedaan di bauran EBT, pada Skenario RE *Base* juga porsi bauran batubara lebih tinggi di banding Skenario ARED. Pada porsi batubara perbedaan terjadi karena adanya perbedaan porsi *co-firing*. Kebutuhan bahan bakar di Regional Sumatera dari tahun 2025 sampai dengan tahun 2034 diberikan pada Tabel 5.139 dan 5.140.

Tabel 5.139 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Sumatera – Skenario RE *Base*

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Biodiesel	ribu kL	176,9	173,5	105,4	70,1	41,3	42,4	45,4	43,8	42,1	32,9
2	Biomassa	kilo ton	369,8	369,8	396,8	444,8	466,0	972,1	1.551,3	1.688,6	1.704,9	1.784,9
3	Gas	TBTU	115,6	113,0	118,7	120,2	118,1	117,0	113,6	113,2	107,3	110,6
4	BBM	ribu kL	412,8	404,9	245,8	163,5	96,3	99,0	105,9	102,1	98,3	76,7
5	Batubara	juta ton	20,4	19,9	21,5	22,0	22,6	23,6	26,0	30,2	34,2	34,9

Tabel 5.140 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Sumatera – Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Biodiesel	ribu kL	176,9	173,5	105,4	70,1	41,3	42,4	45,4	43,8	42,1	32,9
2	Biomassa	kilo ton	369,8	369,8	396,8	444,8	1.163,9	1.437,4	2.016,6	2.125,0	2.054,6	2.150,5
3	Gas	TBTU	115,6	113,0	118,7	120,2	118,1	117,0	113,6	113,2	107,3	110,6
4	BBM	ribu kL	412,8	404,9	245,8	163,5	96,3	99,0	105,9	102,1	98,3	76,7
5	Batubara	juta ton	20,4	19,9	21,5	22,0	22,0	23,2	25,6	29,5	32,8	33,3

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di Sumatera diperlihatkan pada Tabel 5.141 dan 5.142. Kebutuhan pasokan gas di Sumatera mulai signifikan menurun pada tahun 2025, hal ini karena memprioritaskan pembangkit EBT.

Tabel 5.141 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Sumatera – Skenario RE *Base*

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	PLTMG Arun	LNG Tangguh PSC	9,6	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,6	9,7	9,7

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
2	PLTMG Arun Ekspansi	LNG Tangguh PSC	12,4	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
3	PLTGU Belawan	LNG Tangguh PSC. PTGN Blok A	97,2	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	87,1	83,5	54,2	54,2
4	PLTMG Nias	LNG Tangguh PSC	4,4	4,4	6,6	6,6	6,5	6,3	6,2	6,6	6,9	7,4
5	PLTGU Riau MRPR	COPI. EMP Bentu. PHE JM	27,8	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5
6	PLTMG Balai Pungut	COPI. EMP Bentu. PHE JM	19,2	16,4	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	14,0	14,0
7	PLTMG Riau *Peaker*	COPI. EMP Bentu. PHE JM	-	1,4	5,8	5,8	5,8	6,7	7,2	8,5	13,2	17,3
8	MPP Balai Pungut	COPI. EMP Bentu. PHE JM	3,4	2,4	2,4	3,7	2,4	2,4	2,4	2,4	3,7	4,8
9	PLTMG Sungai Gelam	EHK. PHE JM	4,5	5,6	4,7	8,2	5,0	5,0	5,0	5,0	6,2	7,2
10	PLTG(GU) Payoselincah BOT	EHK. PHE JM	1,9	2,4	3,3	6,7	4,1	4,1	4,1	4,1	6,2	7,4
11	PLTGU Borang (IPP)	WK Pertamina EP	4,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	PLTGU Gunung Megang	WK Lematang & South Sumatera	15,6	15,6	13,4	-	-	-	-	-	-	-
13	PLTGU Indralaya	Medco	6,5	6,1	6,1	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
14	PLTGU Keramasan	Medco. Pertamina EP	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
15	PLTGU Musi II	WK South Sumatera	4,0	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-
16	PLTMG Musirawas (Jayaloka)	WK Pertamina EP	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
17	PLTMG Palembang (PLPJ)	WK Pertamina EP	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
18	PLTMG Prabumulih	WK Pertamina EP	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	PLTMG Sako	WK Pertamina EP	2,4	2,4	2,4	-	-	-	-	-	-	-
20	PLTG(GU) Borang BOT	Medco	4,8	4,9	4,9	4,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,8	4,6
21	MPP Tarahan	PGN	3,2	1,7	1,7	2,0	-	-	-	-	-	-
22	PLTMG Sutami (Sewa)	PGN	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
23	MPP Belitung	LNG Tangguh PSC	-	-	4,8	5,1	4,4	4,7	5,0	5,0	5,1	4,9
24	PLTMG Belitung	LNG Tangguh PSC	-	-	3,0	4,3	6,7	7,1	8,0	9,0	9,6	10,2
25	PLTMG SW Lirik	COPI. EMP Bentu. PHE JM	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	PLTMG SW Siberida	COPI. EMP Bentu. PHE JM	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	PLTMG SW Purwodadi	EHK	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	MPP Bangka	LNG Tangguh PSC	-	-	1,9	6,0	4,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
29	MPP Bangka (Relokasi Balai Pungut)	LNG Tangguh PSC	-	-	0,6	2,0	1,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
30	PLTGU Sumbagsel 1	COPI. EMP Bentu. PHE JM	-	6,1	12,1	13,6	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
31	PLTG Sumbagsel 2	COPI. EMP Bentu. PHE JM	-	-	-	-	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
32	PLTMG Sumbagteng	COPI. EMP Bentu. PHE JM	-	-	-	1,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
33	PLTG/GU Sumbagut	COPI. EMP Bentu. PHE JM	-	-	-	3,6	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8
34	PLTG Sumbagut/ Banda Aceh (Sewa)	COPI. EMP Bentu. PHE JM	-	0,5	1,9	-	-	-	-	-	-	-
35	PLTGU Cogen MCTN*	COPI. EMP Bentu. PHE JM	74,85	74,85	74,85	74,85	74,85	74,85	74,85	74,85	74,85	74,85

Tabel 5.142 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Sumatera – Skenario ARED

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	PLTMG Arun	LNG Tangguh PSC	9,6	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,6	9,7	9,7
2	PLTMG Arun Ekspansi	LNG Tangguh PSC	12,4	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
3	PLTGU Belawan	LNG Tangguh PSC. PTGN Blok A	97,2	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	87,1	83,5	54,2	54,2
4	PLTMG Nias	LNG Tangguh PSC	4,4	4,4	6,6	6,6	6,5	6,3	6,2	6,6	6,9	7,4
5	PLTGU Riau MRPR	COPI. EMP Bentu. PHE JM	27,8	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5
6	PLTMG Balai Pungut	COPI. EMP Bentu. PHE JM	19,2	16,4	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	14,0	14,0

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
7	PLTMG Riau *Peaker*	COPI. EMP Bentu. PHE JM	-	1,4	5,8	5,8	5,8	6,7	7,2	8,5	13,2	17,3
8	MPP Balai Pungut	COPI. EMP Bentu. PHE JM	3,4	2,4	2,4	3,7	2,4	2,4	2,4	2,4	3,7	4,8
9	PLTMG Sungai Gelam	EHK. PHE JM	4,5	5,6	4,7	8,2	5,0	5,0	5,0	5,0	6,2	7,2
10	PLTG(GU) Payoselincah BOT	EHK. PHE JM	1,9	2,4	3,3	6,7	4,1	4,1	4,1	4,1	6,2	7,4
11	PLTGU Borang (IPP)	WK Pertamina EP	4,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	PLTGU Gunung Megang	WK Lematang & South Sumatera	15,6	15,6	13,4	-	-	-	-	-	-	-
13	PLTGU Indralaya	Medco	6,5	6,1	6,1	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
14	PLTGU Keramasan	Medco. Pertamina EP	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
15	PLTGU Musi II	WK South Sumatera	4,0	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-
16	PLTMG Musirawas (Jayaloka)	WK Pertamina EP	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
17	PLTMG Palembang (PLPJ)	WK Pertamina EP	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
18	PLTMG Prabumulih	WK Pertamina EP	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	PLTMG Sako	WK Pertamina EP	2,4	2,4	2,4	-	-	-	-	-	-	-
20	PLTG(GU) Borang BOT	Medco	4,8	4,9	4,9	4,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,8	4,6
21	MPP Tarahan	PGN	3,2	1,7	1,7	2,0	-	-	-	-	-	-
22	PLTMG Sutami (Sewa)	PGN	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	MPP Belitung	LNG Tangguh PSC	-	-	4,8	5,1	4,4	4,7	5,0	5,0	5,1	4,9
24	PLTMG Belitung	LNG Tangguh PSC	-	-	3,0	4,3	6,7	7,1	8,0	9,0	9,6	10,2
25	PLTMG SW Lirik	COPI. EMP Bentu. PHE JM	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	PLTMG SW Siberida	COPI. EMP Bentu. PHE JM	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	PLTMG SW Purwodadi	EHK	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	MPP Bangka	LNG Tangguh PSC	-	-	1,9	6,0	4,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
29	MPP Bangka (Relokasi Balai Pungut)	LNG Tangguh PSC	-	-	0,6	2,0	1,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
30	PLTGU Sumbagsel 1	COPI. EMP Bentu. PHE JM	-	6,1	12,1	13,6	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
31	PLTG Sumbagsel 2	COPI. EMP Bentu. PHE JM	-	-	-	-	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
32	PLTMG Sumbagteng	COPI. EMP Bentu. PHE JM	-	-	-	1,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
33	PLTG/GU Sumbagut	COPI. EMP Bentu. PHE JM	-	-	-	3,6	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8
34	PLTG Sumbagut/ Banda Aceh (Sewa)	COPI. EMP Bentu. PHE JM	-	0,5	1,9	-	-	-	-	-	-	-
35	PLTGU Cogen MCTN*	COPI. EMP Bentu. PHE JM	74,85	74,85	74,85	74,85	74,85	74,85	74,85	74,85	74,85	74,85

*) kebutuhan gas untuk MCTN yang tertulis hanya untuk kebutuhan gas untuk *output* listrik.

V.6.3 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali

Rencana penyediaan energi dan kebutuhan bahan bakar untuk Skenario RE *Base* pada periode tahun 2025-2034 berdasarkan jenis bahan bakarnya diberikan pada Tabel 5.143, Tabel 5.145 dan Gambar 5.39.

Rencana penyediaan energi dan kebutuhan bahan bakar untuk Skenario ARED pada periode tahun 2025-2034 berdasarkan jenis bahan bakarnya diberikan pada Tabel 5.144, Tabel 5.146 dan Gambar 5.40.

Pada Skenario RE *Base*, produksi energi tahun 2034 meningkat dibandingkan 2025 di mana gas meningkat 2,44 kali, batubara meningkat sebesar 1,03 kali, dan EBT meningkat 3,23 kali. Sementara pemakaian BBM sangat minimal mulai tahun 2029 dan seterusnya.

Sementara itu pada Skenario ARED produksi energi 2034 meningkat terhadap 2025, di mana gas meningkat 1,85 kali, batubara meningkat sebesar 1,10 kali, dan EBT meningkat 3,12 kali. Pada 2031, terjadi penurunan produksi batubara dan peningkatan EBT disebabkan oleh peningkatan pembangkit EBT dan penerapan *phase down* (penurunan pembebanan PLTU Batubara untuk menurunkan emisi).

Produksi energi BBM mengalami penurunan dengan selesainya proyek FSRU Benoa pada 2026 dan Program Dedieselisasi di sistem *isolated*. Produksi BBM akan hilang di tahun 2033 setelah sistem *isolated* dipasok *full* dari EBT dan BESS. Meskipun demikian, pada kondisi operasional penggunaan BBM masih dimungkinkan untuk kondisi emergensi.

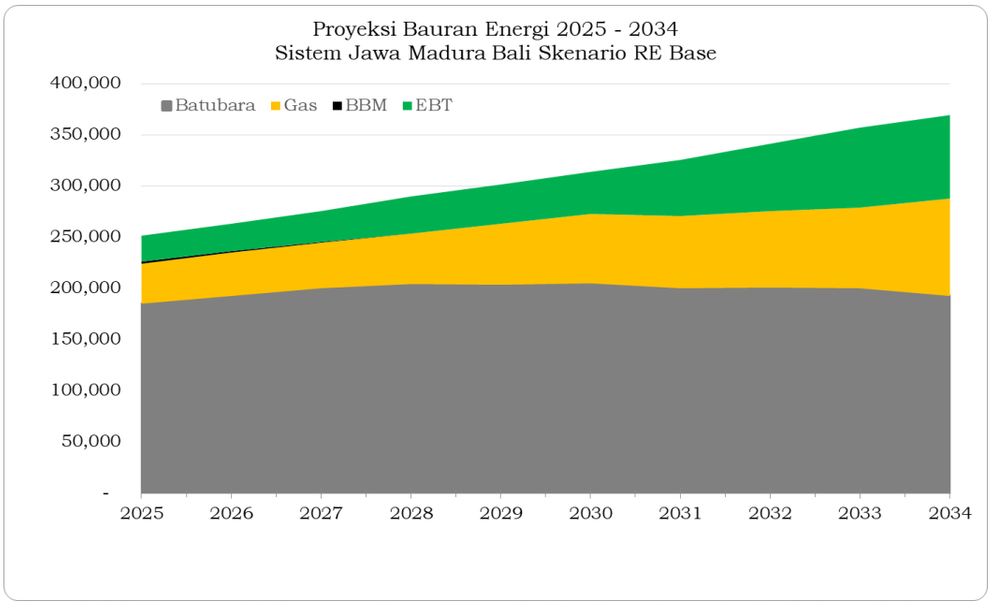
Perencanaan dalam RUPTL ini telah sejalan dengan kebijakan Pemerintah mengenai diversifikasi energi, yaitu mengurangi pemakaian BBM, mengoptimalkan pemakaian batubara dan gas serta meningkatkan porsi energi baru dan terbarukan.

Tabel 5.143 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (GWh) – Skenario RE *Base*

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	25.311	26.952	29.733	35.969	38.033	40.838	54.998	66.076	77.736	81.973
	Air*)	11.191	11.263	11.852	14.817	14.908	15.058	20.324	26.252	29.598	29.600
	Panas Bumi*)	9.682	10.389	11.341	12.289	13.078	15.252	23.262	27.529	35.043	37.613

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	Biomassa	2.333	2.731	3.357	3.366	3.357	1.937	1.870	1.875	1.870	1.798
	Sampah	98	98	98	627	1.409	1.973	2.142	2.148	2.242	2.242
	Surya**)	2.008	2.294	2.832	4.455	4.671	5.855	6.400	6.834	7.315	8.478
	Bayu	-	177	254	415	611	763	1.000	1.438	1.669	2.242
	Lainnya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Gas	38.983	43.072	44.957	49.309	59.724	67.717	70.802	74.782	79.013	95.231
	Gas	19.225	21.317	18.254	19.099	21.150	22.610	22.929	22.967	23.909	33.384
	LNG	19.759	21.755	26.703	30.210	38.573	45.107	47.874	51.815	55.104	61.846
3	BBM	1.904	967	561	319	79	80	65	37	-	-
	HSD	1.846	929	519	277	79	80	65	37	-	-
	MFO	58	38	43	42	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Batubara	185.202	192.173	199.830	203.950	203.592	205.012	199.905	200.453	199.905	192.216
5	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		251.401	263.164	275.082	289.547	301.428	313.646	325.770	341.349	356.655	369.420

*) Termasuk energi air dan panas bumi dari Interkoneksi Sumatera Jawa (ISJ)
**) Termasuk energi PLTS Atap



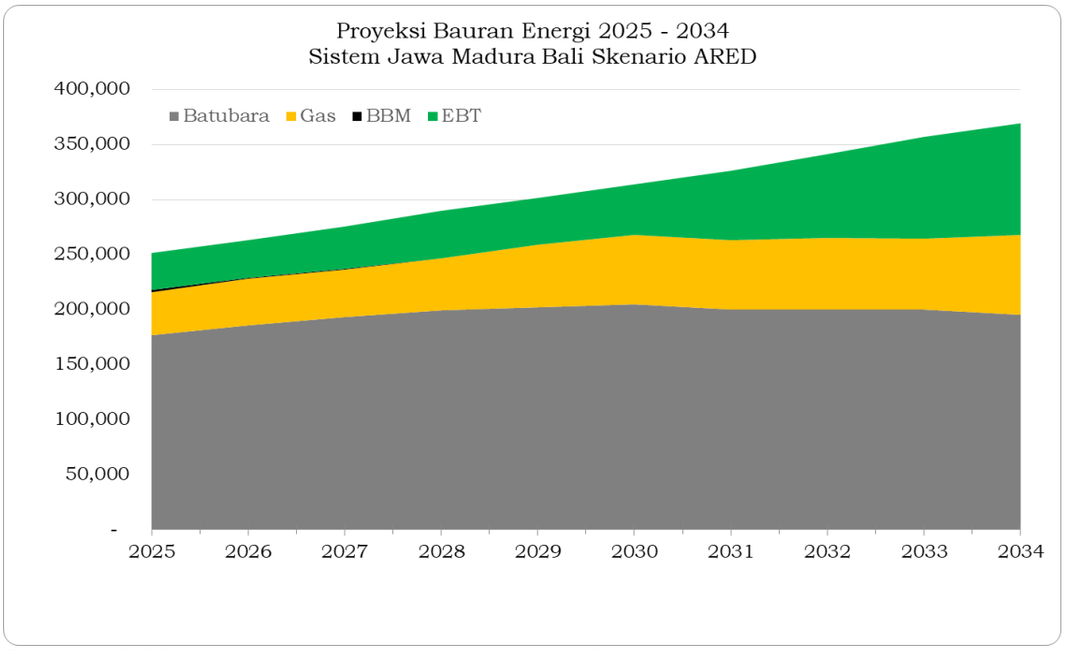
Gambar 5.39 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (GWh) – Skenario RE *Base*

Tabel 5.144 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (GWh) – Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	33.642	34.507	38.054	42.775	42.369	45.806	62.704	76.431	92.342	101.539
	Air *)	11.191	11.263	11.852	14.817	14.908	15.058	20.324	26.252	29.598	29.600
	Panas Bumi*)	9.682	10.408	11.341	12.289	13.078	15.194	22.658	25.957	32.661	35.993
	Biomassa	10.370	8.648	8.632	7.011	3.863	1.937	1.870	1.875	1.870	1.798
	Sampah	98	98	98	627	1.362	1.926	2.095	2.101	2.195	2.242
	Surya**)	2.302	3.913	5.604	7.090	7.767	8.706	11.551	14.531	18.572	22.499
	Bayu	-	177	528	942	1.391	2.985	4.206	5.715	7.446	9.406
	Lainnya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Gas	38.983	42.369	43.552	46.926	56.688	62.911	63.284	64.632	64.645	72.495
	Gas	19.231	21.317	18.241	17.809	20.979	21.552	19.937	21.157	21.767	24.692
	LNG	19.753	21.051	25.311	29.117	35.709	41.359	43.347	43.476	42.878	47.803
3	BBM	1.904	803	561	319	79	80	65	37	-	-
	HSD	1.846	765	519	277	79	80	65	37	-	-

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	MFO	58	38	43	42	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Batubara	176.871	185.486	192.915	199.527	202.293	204.849	199.718	200.247	199.668	195.386
5	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		251.401	263.164	275.082	289.547	301.428	313.646	325.770	341.349	356.655	369.420

*) Termasuk energi air dan panas bumi dari Interkoneksi Sumatera Jawa (ISJ)
**) Termasuk energi PLTS Atap

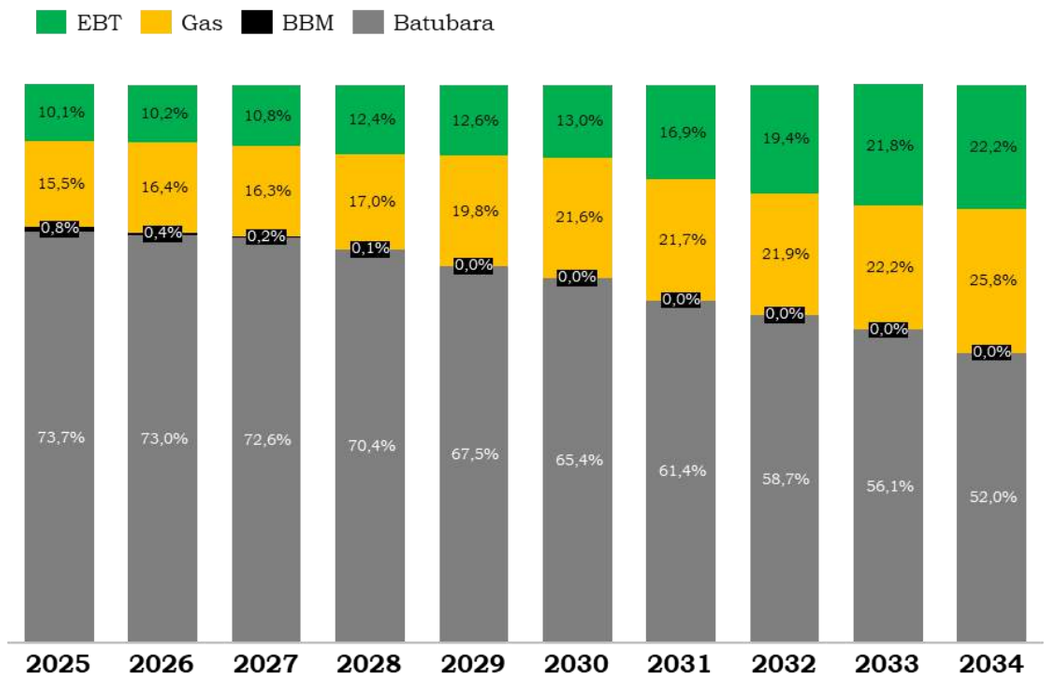


Gambar 5.40 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (GWh) – ARED

Tabel 5.145 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (%) – Skenario RE *Base*

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	10,1%	10,2%	10,8%	12,4%	12,6%	13,0%	16,9%	19,4%	21,8%	22,2%
	Air *)	4,5%	4,3%	4,3%	5,1%	4,9%	4,8%	6,2%	7,7%	8,3%	8,0%
	Panas Bumi *)	3,9%	3,9%	4,1%	4,2%	4,3%	4,9%	7,1%	8,1%	9,8%	10,2%
	Biomassa	0,9%	1,0%	1,2%	1,2%	1,1%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%
	Sampah	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,5%	0,6%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%
	Surya **)	0,8%	0,9%	1,0%	1,5%	1,5%	1,9%	2,0%	2,0%	2,1%	2,3%
	Bayu	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%	0,4%	0,5%	0,6%
	Lainnya	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	Gas	15,5%	16,4%	16,3%	17,0%	19,8%	21,6%	21,7%	21,9%	22,2%	25,8%
	Gas	7,6%	8,1%	6,6%	6,6%	7,0%	7,2%	7,0%	6,7%	6,7%	9,0%
	LNG	7,9%	8,3%	9,7%	10,4%	12,8%	14,4%	14,7%	15,2%	15,5%	16,7%
3	BBM	0,8%	0,4%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HSD	0,7%	0,4%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	MFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Batubara	73,7%	73,0%	72,6%	70,4%	67,5%	65,4%	61,4%	58,7%	56,1%	52,0%
5	Impor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

*) Termasuk energi air dan panas bumi dari Interkoneksi Sumatera Jawa (ISJ)
**) Termasuk energi PLTS Atap

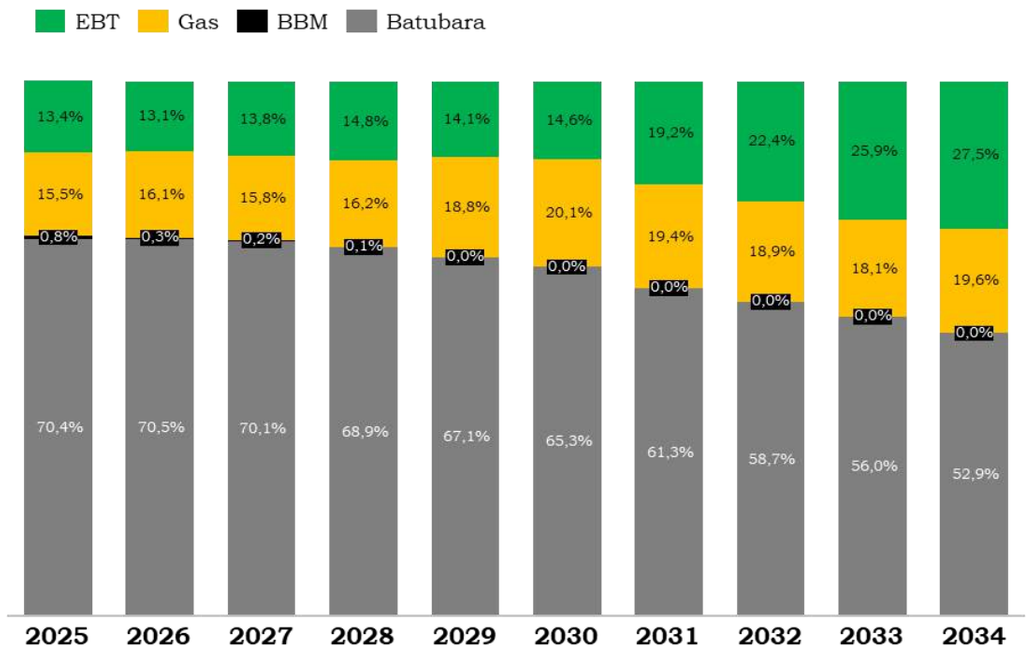


Gambar 5.41 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (%) – Skenario RE *Base*

Tabel 5.146 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa. Madura dan Bali (%) – Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	13,4%	13,1%	13,8%	14,8%	14,1%	14,6%	19,2%	22,4%	25,9%	27,5%
	Air *)	4,5%	4,3%	4,3%	5,1%	4,9%	4,8%	6,2%	7,7%	8,3%	8,0%
	Panas Bumi *)	3,9%	4,0%	4,1%	4,2%	4,3%	4,8%	7,0%	7,6%	9,2%	9,7%
	Biomassa	4,1%	3,3%	3,1%	2,4%	1,3%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%
	Sampah	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,5%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
	Surya	0,9%	1,5%	2,0%	2,4%	2,6%	2,8%	3,5%	4,3%	5,2%	6,1%
	Bayu	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,5%	1,0%	1,3%	1,7%	2,1%	2,5%
	Lainnya	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	Gas	15,5%	16,1%	15,8%	16,2%	18,8%	20,1%	19,4%	18,9%	18,1%	19,6%
	Gas	7,6%	8,1%	6,6%	6,2%	7,0%	6,9%	6,1%	6,2%	6,1%	6,7%
	LNG	7,9%	8,0%	9,2%	10,1%	11,8%	13,2%	13,3%	12,7%	12,0%	12,9%
3	BBM	0,8%	0,3%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HSD	0,7%	0,3%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	MFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Batubara	70,4%	70,5%	70,1%	68,9%	67,1%	65,3%	61,3%	58,7%	56,0%	52,9%
5	Impor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

*) Termasuk energi air dan panas bumi dari Interkoneksi Sumatera Jawa (ISJ)
**) Termasuk energi PLTS Atap



Gambar 5.42 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (%) – Skenario ARED

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Jawa, Madura dan Bali pada Skenario RE *Base* diproyeksikan pada tahun 2034 akan menjadi 52,0% batubara, 25,8% Gas (termasuk LNG), dan 22,2% EBT seperti diperlihatkan pada Tabel 5.145. Porsi pembangkit EBT di Jawa. Madura, dan Bali akan meningkat dari 10,1% di tahun 2025 menjadi 22,2 % di tahun 2034.
Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Jawa, Madura dan Bali pada Skenario ARED diproyeksikan pada tahun 2034 akan menjadi 52,9% batubara, 19,6% Gas (termasuk LNG), dan 27,5% EBT seperti diperlihatkan pada Tabel 5.146. Porsi pembangkit EBT di Jawa, Madura. dan Bali akan meningkat dari 13,4% di tahun 2025 menjadi 28,1% di tahun 2034.
Proyeksi kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit pada Skenario RE *Base* dapat dilihat pada Tabel 5.147, dan untuk Skenario ARED dapat dilihat pada Tabel 5.148. Volume kebutuhan batubara terus meningkat sampai tahun 2030 dan akan menurun di 2031 setelah semakin banyaknya EBT yang beroperasi dan adanya *phase-down* PLTU Batubara.

Tabel 5.147 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Jawa, Madura dan Bali – Skenario RE *Base*

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Biodiesel	ribu kL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Biomassa	kilo ton	1.720	2.005	2.461	2.922	3.589	3.068	3.166	3.175	3.252	3.201
3	Gas	TBTU	293	318	324	343	395	438	450	476	505	634
4	BBM	ribu kL	681	365	195	112	23	23	19	11	-	-
5	Batubara	juta ton	100	103	108	110	110	110	108	108	108	103

Tabel 5.148 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Jawa, Madura dan Bali – Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Biodiesel	ribu kL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Biomassa	kilo ton	7.334	6.166	6.195	5.503	3.907	3.027	3.126	3.134	3.211	3.201

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
3	Gas	TBTU	293	314	315	331	381	411	404	415	417	467
4	BBM	ribu kL	681	300	195	112	23	23	19	11	-	-
5	Batubara	juta ton	95	100	104	107	109	110	107	108	107	105

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di Jawa, Madura dan Bali diperlihatkan pada Tabel 5.149 dan 5.150.

Tabel 5.149 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Jawa, Madura dan Bali Skenario RE *Base*

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025*)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	PLTGU Muara Karang, PLTGU Priok, PLTGU Jawa 2, PLTGU Muara Tawar	PHE ONWJ PEP Muara Tawar LNG Tangguh PGN (KGT 4) WK Coridor LNG Bontang (Tambahan ke Jawa Barat) LNG Bontang via NR WK ONWJ WK Jambi Merang	362	353	353	354	384	430	430	430	477	543
2	PLTGU Jawa 1	LNG Tangguh	94	106	106	118	118	118	118	118	118	118
3	PLTGU Cilegon	PGN Cilegon PHE OSES WK Corridor	26	62	62	62	62	62	62	62	62	62
4	PLTGU/ PLTU Tambaklorok, PLTGU Jawa Bali 1	PGN Saka Kepodang SPP Gundih Pertamina JTB WK Muriah	92	96	96	120	120	120	120	120	120	120
5	PLTGU/ PLTU Gresik, PLTGU Jawa-3	Saka Pangkah (SIPL) KEI Medco Peluang PJU Bukit Tua Pertamina JTB PHE WMO HCML (4M) PJU Bukit Tua (volume *interuptible*) WK Ketapang HCML (4M) IAE (*interuptible* s.d 40 BBTUD) LNG (Tangguh/Bontang/Masela) KEI	173	118	125	146	150	150	150	150	172	172
6	PLTGU Grati	KEI Medco Oyong Medco Wortel Medco Peluang HCML (4M) IAE (*interuptible* s.d 40 BBTUD) WK Sampang (Oyong. Wortel.Paus Biru) HCML (4M) WK South East Madura (EML) LNG (Tangguh/Bontang/Masela)	44	59	59	59	78	78	78	78	78	78

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025*)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
7	PLTDG Pesanggaran. PLTGU Bali, PLTMG Bali	LNG (Tangguh/Bontang)	40	85	55	38	38	38	38	38	113	38
8	PLTMG Madura Sewa/Relokasi, PLTGU Madura Relokasi	EML WK South East Madura (EML LNG	5	5	5	8	20	30	31	32	32	32
9	PLTGU Jawa-4	LNG	0	0	0	0	75	75	75	75	75	75
10	PLTGU Jawa-5	LNG	0	0	0	0	0	38	57	75	75	75
11	PLTGU Jawa-6	LNG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19
12	PLTGU Jawa-Bali 2	LNG	0	0	38	34	19	26	26	26	26	38
13	PLTGU Jawa-Bali 3	LNG	0	0	0	26	19	26	26	26	26	37
14	PLTGU Jawa-Bali 4	LNG	0	0	0	0	24	24	24	24	24	26
15	PLTGU Jawa-Bali 5	LNG	0	0	0	0	24	24	24	24	24	26
16	PLTGU Jawa-Bali 6	LNG	0	0	0	0	19	30	30	30	30	42
17	PLTGU Jawa-Bali 7	LNG	0	0	0	0	0	30	30	30	30	42

*) Kebutuhan Gas 2025 merupakan kebutuhan operasional dengan mempertimbangkan kesiapan infrastruktur Transmisi dan Gardu Induk

Tabel 5.150 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Jawa, Madura dan Bali Skenario ARED

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025*)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	PLTGU Muara Karang, PLTGU Priok, PLTGU Jawa 2, PLTGU Muara Tawar	PHE ONWJ PEP Muara Tawar LNG Tangguh PGN (KGT 4) WK Coridor LNG Bontang (Tambahan ke Jawa Barat) LNG Bontang via NR WK ONWJ WK Jambi Merang	362	353	353	354	358	382	382	382	420	552
2	PLTGU Jawa 1	LNG Tangguh	94	106	106	109	117	117	117	118	118	118
3	PLTGU Cilegon	PGN Cilegon PHE OSES WK Corridor	26	62	62	62	62	62	62	62	62	62
4	PLTGU/ PLTU Tambaklorok, PLTGU Jawa Bali 1	PGN Saka Kepodang SPP Gundih Pertamina JTB WK Muriah	92	96	96	120	120	120	120	120	120	120
5	PLTGU/ PLTU Gresik, PLTGU Jawa-3	Saka Pangkah (SIPL) KEI Medco Peluang PJU Bukit Tua Pertamina JTB PHE WMO HCML (4M) PJU Bukit Tua (volume *interuptible*) WK Ketapang HCML (4M) IAE (*interuptible* s.d 40 BBTUD) LNG (Tangguh/Bontang/Masela) KEI	173	118	125	132	150	150	150	150	172	172

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025*)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
6	PLTGU Grati	KEI Medco Oyong Medco Wortel Medco Peluang HCML (4M) IAE (*interuptible* s.d 40 BBTUD) WK Sampang (Oyong. Wortel.Paus Biru) HCML (4M) WK South East Madura (EML) LNG (Tangguh/Bontang/Masela)	44	59	59	59	78	78	78	78	78	78
7	PLTDG Pesanggaran. PLTGU Bali, PLTMG Bali	LNG (Tangguh/Bontang)	40	85	85	38	38	91	91	91	91	38
8	PLTMG Madura Sewa/Relokasi, PLTGU Madura Relokasi	EML WK South East Madura (EML LNG	5	5	5	8	20	30	31	32	32	32
9	PLTGU Jawa-4	LNG	0	0	0	0	64	64	64	64	75	75
10	PLTGU Jawa-5	LNG	0	0	0	0	0	38	71	75	75	75
11	PLTGU Jawa-6	LNG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	PLTGU Jawa-Bali 2	LNG	0	0	38	26	18	26	26	26	26	38
13	PLTGU Jawa-Bali 3	LNG	0	0	0	26	18	26	26	26	26	38
14	PLTGU Jawa-Bali 4	LNG	0	0	0	0	24	24	24	24	26	26
15	PLTGU Jawa-Bali 5	LNG	0	0	0	0	24	24	24	24	26	26
16	PLTGU Jawa-Bali 6	LNG	0	0	0	0	18	30	30	30	30	44
17	PLTGU Jawa-Bali 7	LNG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

*) Kebutuhan Gas 2025 merupakan kebutuhan operasional dengan mempertimbangkan kesiapan infrastruktur Transmisi dan Gardu Induk

Kebutuhan gas di Priok, Muarakarang dan Muaratawar turun pada 2026 dengan selesainya sebagian proyek *looping* Jakarta. Kebutuhan gas naik kembali seiring dengan kenaikan beban.

Kebutuhan gas di Gresik mengalami penurunan di 2026 dengan beroperasinya GITET Waru, dan kembali naik di tahun 2027 dengan beroperasinya PLTGU Jawa 3 untuk memenuhi kebutuhan sistem.

Kebutuhan gas di Bali juga meningkat sampai 2028, dengan tambahan pembangkit di Bali akibat mundurnya COD JBC. Kebutuhan gas di Bali setelah COD JBC adalah untuk memenuhi kebutuhan sistem (*follower* dan *peaker*).

Kebutuhan gas cenderung meningkat menyesuaikan dengan kebutuhan sistem Jawa-Bali, seiring dengan beroperasinya pembangkit EBT intermiten skala besar dan perbaikan *reserve margin* secara bertahap.

Dalam rangka mendukung kebutuhan *demand* gas sesuai Tabel 5.150 di atas, maka dibutuhkan tambahan infrastruktur FSRU dengan peran sebagai peningkatan kebutuhan *swing*/fleksibilitas untuk pembangkit eksisting dengan lokasi Cilegon, Jawa Bagian Barat, Jawa Timur, Bali dan kemungkinan lokasi eksisting lainnya. Selain itu tambahan FSRU baru juga diperlukan untuk memenuhi kebutuhan gas dari rencana PLTGU Baru.

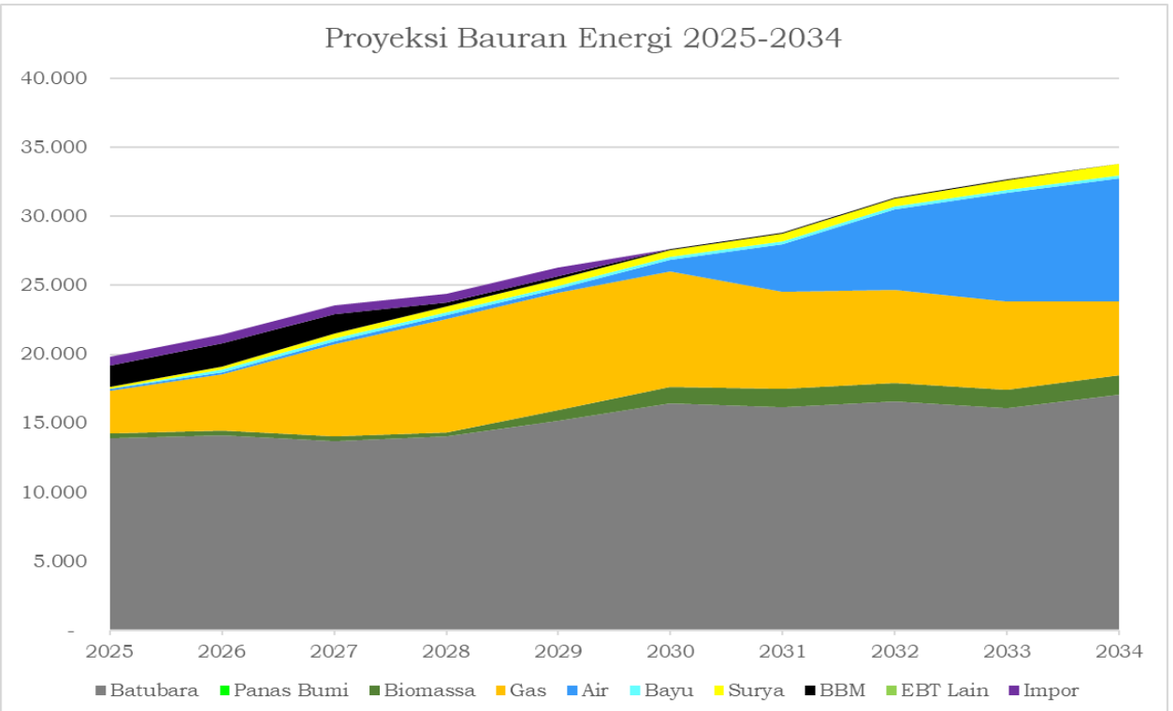
V.6.4 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Kalimantan

Pada saat ini pencapaian bauran EBT Tahun 2025 adalah sekitar 3,3%, namun dalam pengembangan sistem ke depannya porsi bauran energi ini akan terus ditingkatkan sampai menjadi 38,4% di tahun 2034.

Peningkatan porsi EBT yang signifikan adalah pada saat beroperasinya PLTA di Sistem Kalseltengtimra dengan total porsi 22,3%. Potensi terbesar PLTA tersebut adalah di provinsi Kalimantan Utara sehingga dalam merencanakan target COD selain harus memperhatikan *workability project*, juga harus memperhatikan target penyelesaian SUTET 500 kV Kalimantan (dari Kalimantan Utara sampai ke Kalimantan Timur).

Tabel 5.151 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Kalimantan (GWh) (Skenario RE *Base*)

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	625	873	1.090	1.257	1.807	2.764	5.522	7.952	10.185	11.372
	Air	146	146	203	281	304	829	3.457	5.796	7.868	8.932
	Panas Bumi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	BBN										
	Biomassa	344	334	326	333	836	1.207	1.323	1.346	1.388	1.409
	Surya	135	197	364	446	471	531	545	612	732	834
	Bayu	-	196	196	197	196	196	196	197	196	196
	Lainnya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Gas	3.128	4.081	6.695	8.191	8.477	8.389	7.046	6.763	6.399	5.387
	Gas	2.918	3.871	5.377	5.422	5.422	5.269	4.035	3.794	3.619	3.122
	LNG	210	210	1.318	2.769	3.055	3.120	3.011	2.969	2.780	2.265
3	BBM	1.504	1.687	1.390	278	207	79	71	46	23	25
	HSD	1.504	1.687	1.390	278	207	79	71	46	23	25
	MFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Batubara	13.908	14.157	13.717	14.036	15.151	16.423	16.192	16.605	16.075	17.056
5	Impor	651	642	631	631	631	-	-	-	-	-
	Total	**19.816**	**21.439**	**23.522**	**24.393**	**26.272**	**27.654**	**28.832**	**31.365**	**32.682**	**33.839**

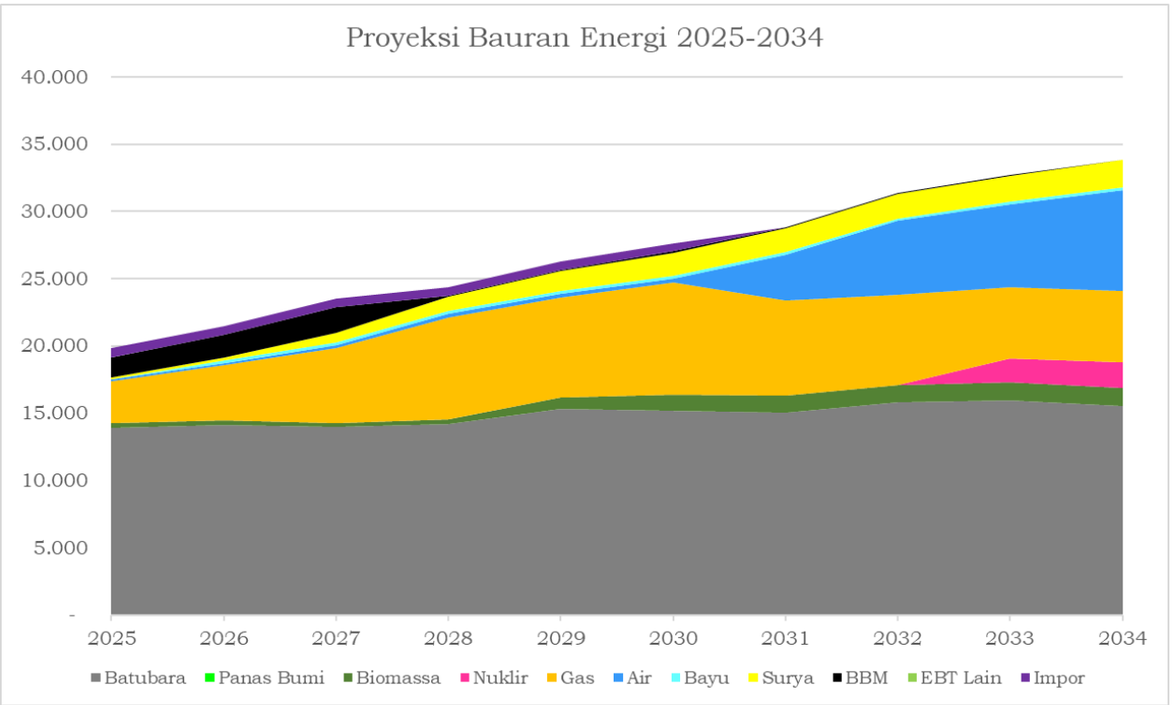


Gambar 5.43 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Kalimantan (GWh) (Skenario RE *Base*)

Tabel 5.152 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Kalimantan (GWh) (Skenario ARED)

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	644	900	1.439	1.881	2.799	3.424	6.686	8.819	11.376	12.986
	Air	146	146	206	284	306	306	3.460	5.492	6.119	7.533
	Panas Bumi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	BBN										
	Biomassa	344	334	331	337	840	1.176	1.270	1.303	1.364	1.366
	Surya	155	225	705	1.064	1.456	1.745	1.759	1.827	1.945	2.029
	Bayu	-	196	196	197	196	196	196	197	196	196
	Nuklir	-	-	-	-	-	-	-	-	1.752	1.862
	Lainnya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Gas	3.128	4.081	5.591	7.578	7.449	8.346	7.016	6.688	5.349	5.297
	Gas	2.918	3.871	5.381	5.422	5.292	5.405	4.294	4.075	3.373	3.322
	LNG	210	210	210	2.156	2.156	2.941	2.722	2.613	1.976	1.976
3	BBM	1.504	1.679	1.906	124	100	77	70	44	23	25
	HSD	1.504	1.679	1.906	124	100	77	70	44	23	25
	MFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Batubara	13.889	14.137	13.955	14.178	15.293	15.177	15.060	15.815	15.935	15.531
5	Impor	651	642	631	631	631	631	-	-	-	-
	Total	**19.816**	**21.439**	**23.522**	**24.393**	**26.272**	**27.654**	**28.832**	**31.365**	**32.682**	**33.839**

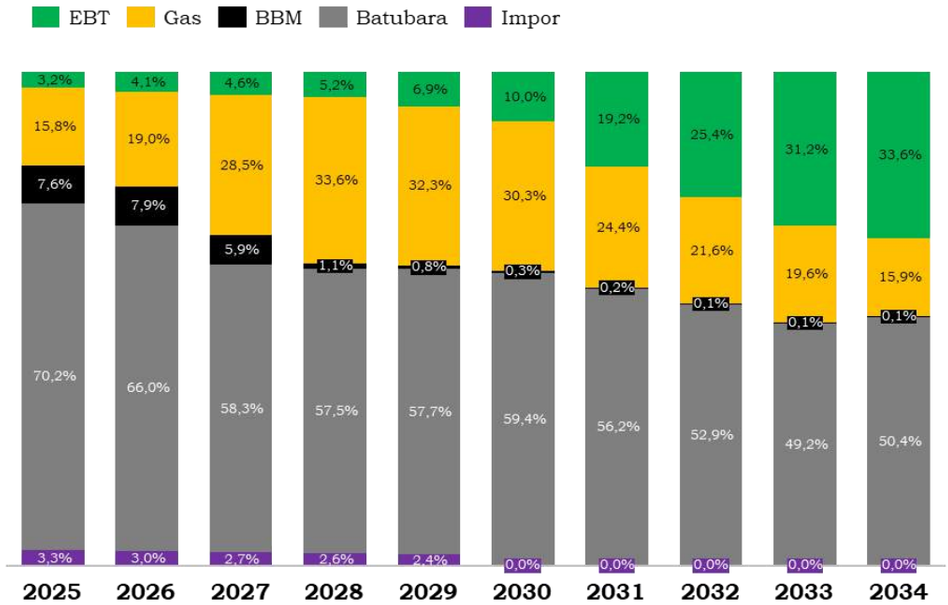


Gambar 5.44 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Kalimantan (GWh) (Skenario ARED)

Tabel 5.153 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Kalimantan (%) (Skenario RE *Base*)

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	3,2%	4,1%	4,6%	5,2%	6,9%	10,0%	19,2%	25,4%	31,2%	33,6%
	Air	0,7%	0,7%	0,9%	1,2%	1,2%	3,0%	12,0%	18,5%	24,1%	26,4%
	Panas Bumi	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	BBN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Biomassa	1,7%	1,6%	1,4%	1,4%	3,2%	4,4%	4,6%	4,3%	4,2%	4,2%
	Surya	0,7%	0,9%	1,5%	1,8%	1,8%	1,9%	1,9%	2,0%	2,2%	2,5%
	Bayu	0,0%	0,9%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%
	Lainnya	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	Gas	15,8%	19,0%	28,5%	33,6%	32,3%	30,3%	24,4%	21,6%	19,6%	15,9%
	Gas	14,7%	18,1%	22,9%	22,2%	20,6%	19,1%	14,0%	12,1%	11,1%	9,2%
	LNG	1,1%	1,0%	5,6%	11,4%	11,6%	11,3%	10,4%	9,5%	8,5%	6,7%
3	BBM	7,6%	7,9%	5,9%	1,1%	0,8%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%
	HSD	7,6%	7,9%	5,9%	1,1%	0,8%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%

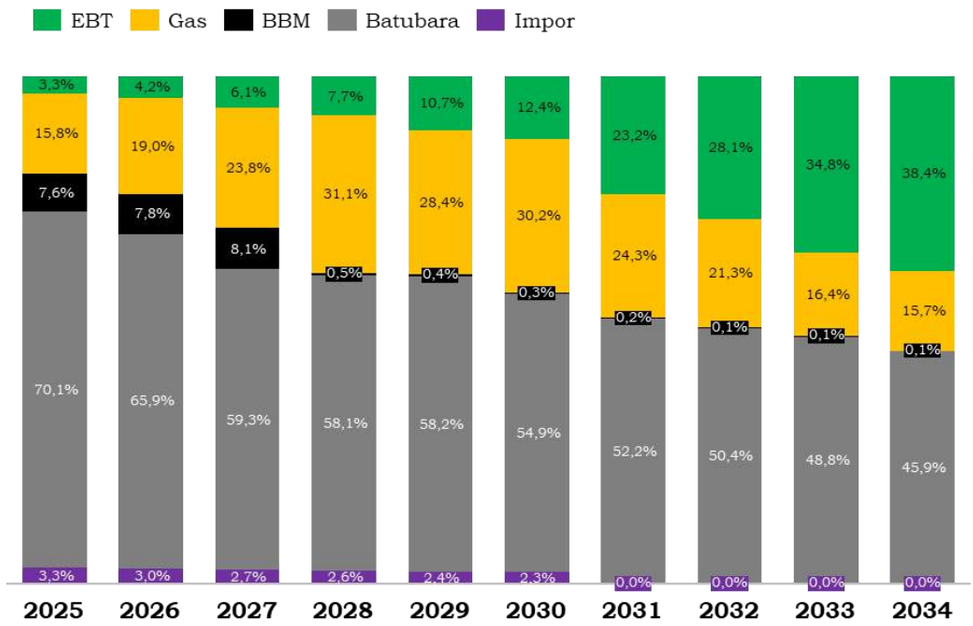
No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	MFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Batubara	70,2%	66,0%	58,3%	57,5%	57,7%	59,4%	56,2%	52,9%	49,2%	50,4%
5	Impor	3,3%	3,0%	2,7%	2,6%	2,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%



Gambar 5.45 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Kalimantan (%) (Skenario RE *Base*)

Tabel 5.154 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Kalimantan (%) (Skenario ARED)

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	3,3%	4,2%	6,1%	7,7%	10,7%	12,4%	23,2%	28,1%	34,8%	38,4%
	Air	0,7%	0,7%	0,9%	1,2%	1,2%	1,1%	12,0%	17,5%	18,7%	22,3%
	Panas Bumi	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	BBN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Biomassa	1,7%	1,6%	1,4%	1,4%	3,2%	4,3%	4,4%	4,2%	4,2%	4,0%
	Surya	0,8%	1,0%	3,0%	4,4%	5,5%	6,3%	6,1%	5,8%	6,0%	6,0%
	Bayu	0,0%	0,9%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%
	Nuklir	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	5,4%	5,5%
	Lainnya	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	Gas	15,8%	19,0%	23,8%	31,1%	28,4%	30,2%	24,3%	21,3%	16,4%	15,7%
	Gas	14,7%	18,1%	22,9%	22,2%	20,1%	19,5%	14,9%	13,0%	10,3%	9,8%
	LNG	1,1%	1,0%	0,9%	8,8%	8,2%	10,6%	9,4%	8,3%	6,0%	5,8%
3	BBM	7,6%	7,8%	8,1%	0,5%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%
	HSD	7,6%	7,8%	8,1%	0,5%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%
	MFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Batubara	70,1%	65,9%	59,3%	58,1%	58,2%	54,9%	52,2%	50,4%	48,8%	45,9%
5	Impor	3,3%	3,0%	2,7%	2,6%	2,4%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%



Gambar 5.46 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Kalimantan (%) (Skenario ARED)

Porsi bauran batubara pada skenario ARED adalah sekitar 45,9% dan porsi bauran gas adalah sekitar 15,7%. Kebutuhan bahan bakar di Kalimantan dari tahun 2025 sampai dengan tahun 2034 diberikan pada Tabel 5.155 dan Tabel 5.156.

Tabel 5.155 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Kalimantan (Skenario RE *Base*)

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Biodiesel	ribu kL	91,2	102,3	84,1	17,4	13,2	5,4	5,1	3,2	1,5	1,7
2	Biomassa	kilo ton	267,1	259,8	254,5	259,3	301,1	601,5	685,6	701,4	731,9	748,5
3	Gas	TBTU	32,5	40,6	63,7	75,2	77,6	76,5	64,4	61,2	57,8	48,0
4	BBM	ribu kL	364,8	409,2	336,4	69,6	52,6	21,7	20,3	12,8	6,2	6,7
5	Batubara	juta ton	9,8	10,0	9,7	9,9	10,7	11,7	11,6	11,1	10,7	11,4

Tabel 5.156 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Kalimantan (Skenario ARED)

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Biodiesel	ribu kL	91,2	101,8	88,6	8,1	6,7	5,3	5,0	3,1	1,5	1,7
2	Biomassa	kilo ton	267,1	259,8	257,9	262,4	304,6	566,0	634,8	657,1	703,6	707,9
3	Gas	TBTU	32,5	40,6	50,1	66,0	64,4	67,7	56,5	54,1	43,0	42,5
4	BBM	ribu kL	364,8	407,3	354,5	32,5	26,8	21,2	19,8	12,4	6,2	6,7
5	Batubara	juta ton	9,8	10,0	9,8	10,0	10,8	10,7	10,6	11,2	11,4	11,1

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di Kalimantan diperlihatkan pada Tabel 5.157 dan Tabel 5.158.

Tabel 5.157 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Kalimantan (Skenario RE *Base*)

NO	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	PLTG Kaltim *Peaker* (Peaking)	East Kal. PEP	11,1	14,8	22,2	22,2	22,2	24,0	16,6	14,8	14,8	12,9
2	PLTGU Tanjung Batu	East Kal. PEP	3,6	4,8	6,0	7,2	7,2	7,8	5,5	5,5	3,6	3,6
3	PLTMG Bontang. Wartsila	East Kal. PEP	0,7	2,2	2,2	3,7	3,7	3,7	3,7	3,0	3,0	2,2
4	PLTMG MPP Kaltim Bontang	East Kal. PEP	0,4	1,3	1,7	2,2	2,2	2,2	2,2	1,7	1,7	1,3
5	PLTG Kaltim *Peaker* 2	East Kal. PEP	-	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	3,5
6	PLTGU Kaltim-1	East Kal. PEP	-	10,2	24,6	24,6	24,6	25,0	14,3	14,3	14,3	14,3

NO	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
7	Embalut Ex Sambera	East Kal. PEP	1,6	1,6	1,6	1,6	1,0	1,0	1,0	0,6	0,6	0,6
8	PLTG Sewa Kalimantan	East Kal. PEP	9,8	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	4,4	-	-	-
9	PLTMG Nunukan 2	PEP	1,5	1,5	1,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,3
10	PLTMG Sewa/Baru Sembakung	PEP	0,6	0,5	0,6	-	-	-	-	-	-	-
11	PLTMG Gunung Belah	Medco	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	0,7	0,7	0,5	0,5	0,4
12	Sewa Tarakan	Medco	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	-	-	-	-	-
13	PLTMG Sewa/Baru Bunyu	PEP	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
14	PLTMG Tarakan	Medco	-	-	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,1
15	PLTMG Tanjung Selor	PLN EPI	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,5	0,5	0,5
16	Tanjung Selor Ex Sambera	PLN EPI	1,6	1,6	1,6	1,6	1,0	1,0	1,0	0,6	0,6	0,6
17	PLTG Kaltara	PLN EPI	-	-	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	7,0	3,5
18	PLTMG Bangkanai Tahap 1	Medco	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	13,2	8,3
19	PLTMG Bangkanai Tahap 2	Medco	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	10,1	8,4
20	PLTG Kalsel	LNG Tangguh	-	-	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	3,5
21	PLTG Kalteng	LNG Tangguh	-	-	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	3,5
22	PLTG Senipah	PHM	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	22,5	21,1
23	PLTGU Kalbar-1	LNG Tangguh	-	-	-	20,5	20,5	20,5	18,4	18,4	16,4	16,4
24	Kalbar-2	LNG Tangguh	-	-	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
25	Kalbar-3	LNG Tangguh	-	-	-	-	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
26	Kalimantan-1	LNG Tangguh	-	-	-	10,5	10,5	12,3	12,3	12,3	12,3	10,5
27	Kalimantan-2	LNG Tangguh	-	-	-	-	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	3,5
	TOTAL		**89,8**	**113,1**	**167,4**	**200,1**	**206,6**	**203,1**	**172,8**	**164,1**	**154,9**	**128,1**

Tabel 5.158 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Kalimantan (Skenario ARED)

NO	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	PLTG Kaltim *Peaker* (Peaking)	East Kal. PEP	11,1	14,8	22,2	22,2	22,2	24,0	18,5	16,6	14,8	14,8
2	PLTGU Tanjung Batu	East Kal. PEP	3,6	4,8	6,6	7,2	7,2	7,8	6,0	5,5	4,8	4,8
3	PLTMG Bontang, wartsila	East Kal. PEP	0,1	0,4	0,4	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,4	0,4
4	PLTMG MPP Kaltim Bontang	East Kal. PEP	0,4	1,3	1,3	2,2	2,2	2,2	1,8	1,8	1,5	1,5
5	PLTG Kaltim *Peaker* 2	East Kal. PEP	-	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	4,9	4,9	3,5	3,5
6	PLTGU Kaltim-1	East Kal. PEP	-	10,2	24,6	24,6	24,6	26,6	20,5	18,4	16,4	16,4
7	Embalut Ex Sambera	East Kal. PEP	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	0,8	0,8	0,6	0,6
8	PLTG Sewa Kalimantan	East Kal. PEP	9,8	9,8	12,2	12,2	8,3	4,4	-	-	-	-
9	PLTMG Nunukan 2	PEP	1,5	1,5	1,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,3	0,3
10	PLTMG Sewa/Baru Sembakung	PEP	0,6	0,5	0,6	-	-	-	-	-	-	-
11	PLTMG Gunung Belah	Medco	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	0,6	0,6	0,5	0,5
12	Sewa Tarakan	Medco	7,2	7,2	7,2	7,2	6,7	6,7	-	-	-	-
13	PLTMG Sewa/Baru Bunyu	PEP	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
14	PLTMG Tarakan	Medco	-	-	-	1,8	1,8	1,5	1,5	1,5	1,1	1,1
15	PLTMG Tanjung Selor	PLN EPI	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,5	0,5
16	Tanjung Selor Ex Sambera	PLN EPI	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	0,8	0,8	0,7	0,7
17	PLTG Kaltara	PLN EPI	-	-	-	9,1	9,1	15,2	9,4	9,4	8,2	8,2
18	PLTMG Bangkanai Tahap 1	Medco	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	8,3	8,3
19	PLTMG Bangkanai Tahap 2	Medco	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	8,4	8,4
20	PLTG Kalselteng	LNG Tangguh	-	-	-	5,9	5,9	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
22	PLTG Senipah	PHM	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	21,1	19,7
23	PLTGU Kalbar-1	LNG Tangguh	-	-	-	20,5	20,5	22,5	24,6	20,5	14,3	14,3
24	MPP Kalbar	LNG Tangguh	-	-	-	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	4,1	4,1

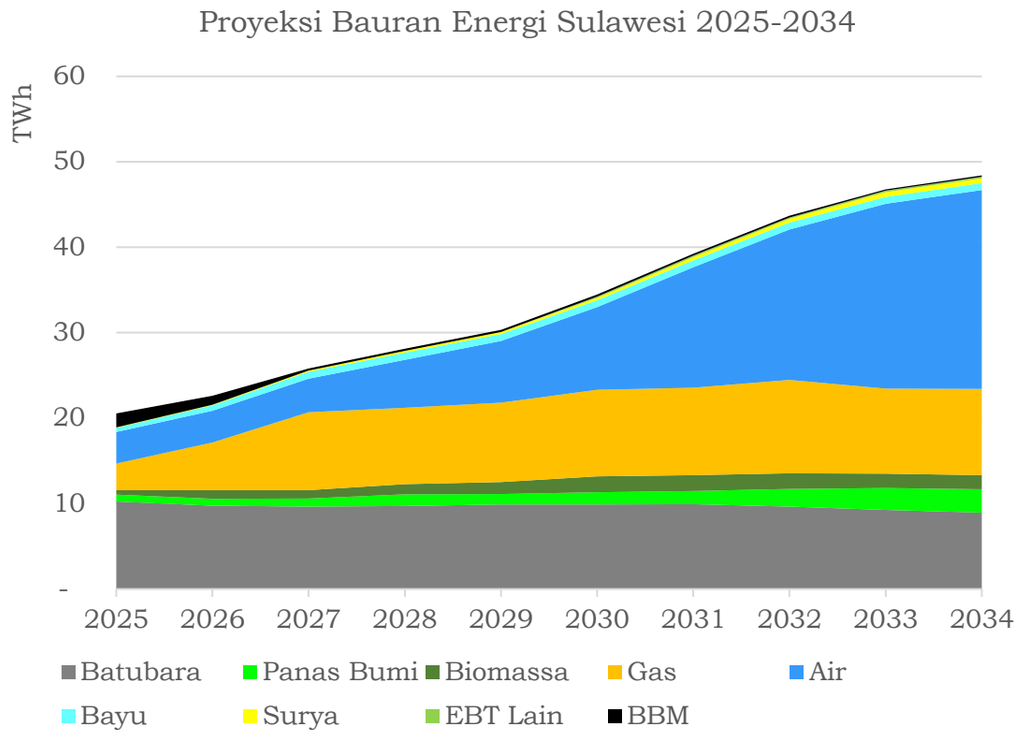
NO	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	TOTAL		**89,1**	**111,2**	**137,2**	**180,8**	**176,4**	**185,5**	**154,7**	**148,2**	**117,8**	**116,4**

V.6.5 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Sulawesi

Pada Skenario RE *Base*, komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Sulawesi diproyeksikan pada tahun 2025 sebesar 49,9% batubara, 18,0% tenaga air, 15,2% gas alam termasuk LNG, 7,9% BBM, 4,0% panas bumi dan 5,0% EBT lainnya. Sedangkan pada tahun 2034 diproyeksikan akan menjadi 18,5% batubara, 48,1% tenaga air, 20,9% gas alam termasuk LNG, 5,7% panas bumi, 0,4% BBM dan 6,6% EBT lainnya. Porsi pembangkit EBT di Sulawesi akan meningkat dari 27,1% pada 2025 menjadi 60,3% pada 2034. Peningkatan bauran energi baru dan terbarukan di Sulawesi didorong oleh pemanfaatan PLTA.

Tabel 5.159 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sulawesi Skenario RE *Base* (GWh)

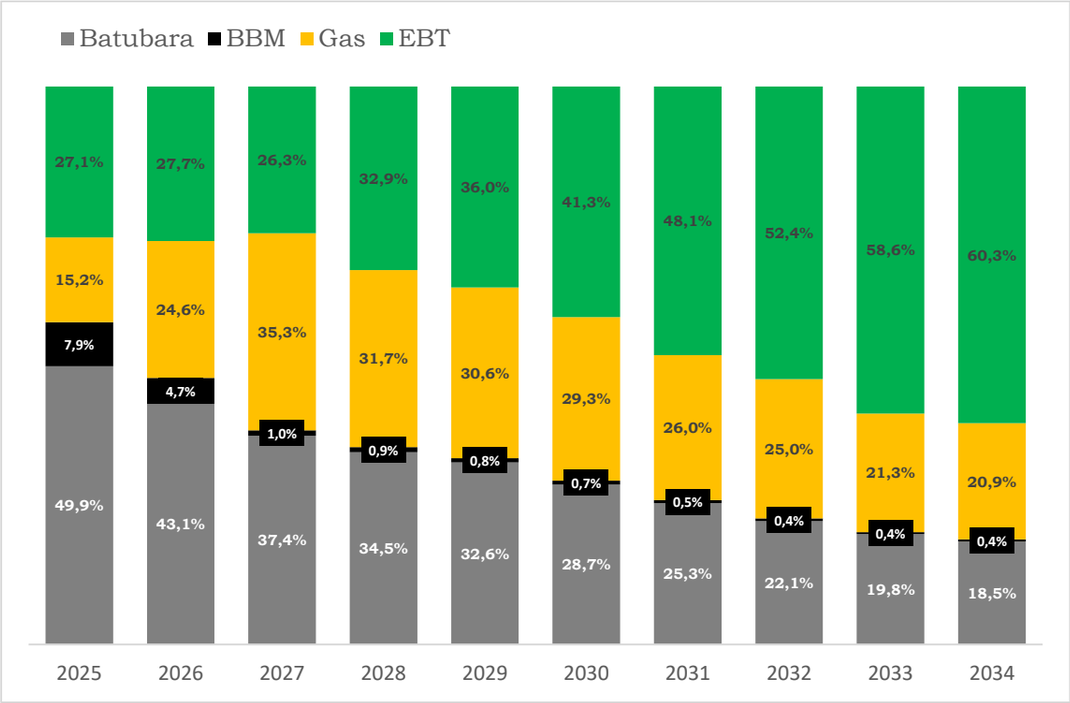
No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	5.557	6.265	6.789	9.261	10.929	14.236	18.882	22.899	27.417	29.204
	Air	3.705	3.745	3.921	5.634	7.222	9.683	14.115	17.604	21.638	23.271
	Panas Bumi	817	817	949	1.369	1.238	1.448	1.552	2.065	2.554	2.750
	Biomassa	505	1.012	981	1.213	1.394	1.861	1.863	1.822	1.694	1.644
	Sampah	-	-	-	-	-	158	158	158	158	158
	Surya	54	57	120	226	257	268	376	433	555	563
	Bayu	477	634	818	818	818	818	818	818	818	818
	Lainnya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Gas	3.118	5.554	9.109	8.924	9.274	10.112	10.204	10.924	9.952	10.096
	Gas	2.081	2.212	2.267	2.267	2.267	2.267	2.267	2.267	2.267	2.267
	LNG	1.037	3.342	6.842	6.658	7.008	7.845	7.937	8.657	7.685	7.829
3	BBM	1.621	1.054	251	252	239	233	215	193	166	176
	HSD	1.621	1.054	251	252	239	233	215	193	166	176
	MFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Batubara	10.246	9.750	9.658	9.702	9.894	9.883	9.931	9.665	9.258	8.934
5	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		**20.542**	**22.623**	**25.807**	**28.139**	**30.337**	**34.464**	**39.232**	**43.681**	**46.791**	**48.410**



Gambar 5.47 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sulawesi Skenario RE *Base* (TWh)

Tabel 5.160 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sulawesi Skenario RE *Base* (%)

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	27,1%	27,7%	26,3%	32,9%	36,0%	41,3%	48,1%	52,4%	58,6%	60,3%
	Air	18,0%	16,6%	15,2%	20,0%	23,8%	28,1%	36,0%	40,3%	46,2%	48,1%
	Panas Bumi	4,0%	3,6%	3,7%	4,9%	4,1%	4,2%	4,0%	4,7%	5,5%	5,7%
	Biomassa	2,5%	4,5%	3,8%	4,3%	4,6%	5,4%	4,7%	4,2%	3,6%	3,4%
	Sampah	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%
	Surya	0,3%	0,3%	0,5%	0,8%	0,8%	0,8%	1,0%	1,0%	1,2%	1,2%
	Bayu	2,3%	2,8%	3,2%	2,9%	2,7%	2,4%	2,1%	1,9%	1,7%	1,7%
	Lainnya	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	Gas	15,2%	24,6%	35,3%	31,7%	30,6%	29,3%	26,0%	25,0%	21,3%	20,9%
	Gas	10,1%	9,8%	8,8%	8,1%	7,5%	6,6%	5,8%	5,2%	4,8%	4,7%
	LNG	5,0%	14,8%	26,5%	23,7%	23,1%	22,8%	20,2%	19,8%	16,4%	16,2%
3	BBM	7,9%	4,7%	1,0%	0,9%	0,8%	0,7%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%
	HSD	7,9%	4,7%	1,0%	0,9%	0,8%	0,7%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%
	MFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Batubara	49,9%	43,1%	37,4%	34,5%	32,6%	28,7%	25,3%	22,1%	19,8%	18,5%
5	Impor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

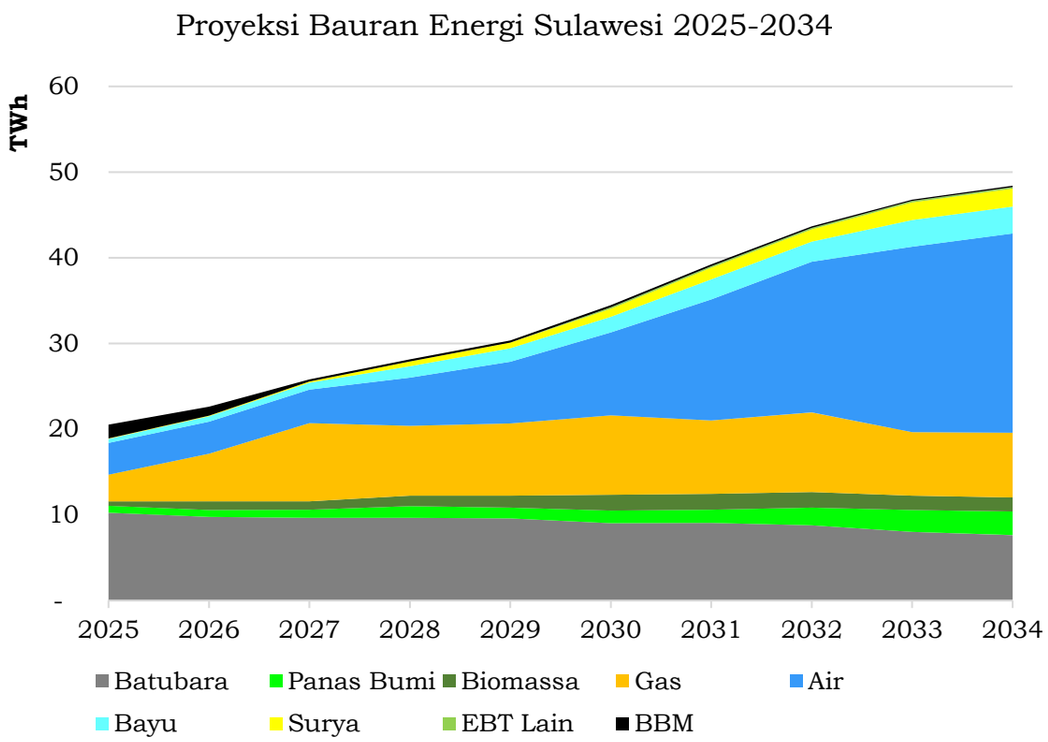


Gambar 5.48 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sulawesi Skenario RE *Base* (%)

Pada Skenario ARED, komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Sulawesi diproyeksikan pada tahun 2025 sebesar 49,9% batubara, 18,0% tenaga air, 15,2% gas alam termasuk LNG, 7,9% BBM, 4,0% panas bumi dan 5,0% EBT lainnya. Sedangkan pada tahun 2034 diproyeksikan akan menjadi 15,8% batubara, 48,1% tenaga air, 15,6% gas alam termasuk LNG, 5,7% panas bumi, 0,4% BBM dan 14,5% EBT lainnya. Porsi pembangkit EBT di Sulawesi akan meningkat dari 27,1% pada 2025 menjadi 68,3% pada 2034. Peningkatan bauran energi baru dan terbarukan di Sulawesi didorong oleh pemanfaatan PLTA.

Tabel 5.161 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sulawesi Skenario ARED (GWh)

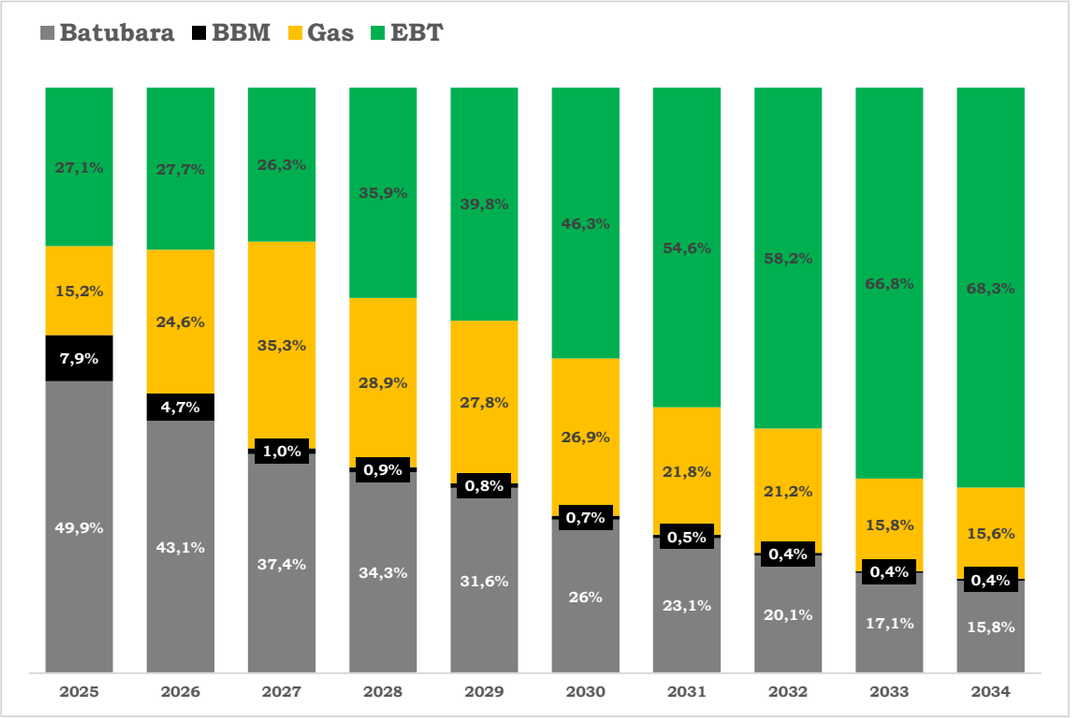
No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	5.557	6.265	6.789	10.098	12.068	15.941	21.406	25.427	31.235	33.055
	Air	3.705	3.745	3.921	5.634	7.222	9.683	14.115	17.604	21.638	23.271
	Panas Bumi	817	817	949	1.369	1.238	1.448	1.552	2.065	2.554	2.750
	Biomassa	505	1.012	981	1.213	1.394	1.861	1.863	1.822	1.694	1.644
	Sampah	-	-	-	-	-	158	158	158	158	158
	Surya	54	57	120	537	660	975	1.376	1.436	2.061	2.102
	Bayu	477	634	818	1.344	1.554	1.817	2.342	2.342	3.131	3.131
	Lainnya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Gas	3.118	5.554	9.109	8.136	8.433	9.258	8.561	9.281	7.389	7.534
	Gas	2.081	2.212	2.267	2.267	2.267	2.267	2.267	2.267	2.267	2.267
	LNG	1.037	3.342	6.842	5.869	6.167	6.991	6.294	7.015	5.122	5.267
3	BBM	1.621	1.054	251	252	239	233	215	193	166	176
	HSD	1.621	1.054	251	252	239	233	215	193	166	176
	MFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Batubara	10.246	9.750	9.658	9.653	9.596	9.032	9.049	8.779	8.001	7.645
5	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		**20.542**	**22.623**	**25.807**	**28.139**	**30.337**	**34.464**	**39.232**	**43.681**	**46.791**	**48.410**



Gambar 5.49 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sulawesi Skenario ARED (TWh)

Tabel 5.162 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sulawesi Skenario ARED (%)

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	27,1%	27,7%	26,3%	35,9%	39,8%	46,3%	54,6%	58,2%	66,8%	68,3%
	Air	18,0%	16,6%	15,2%	20,0%	23,8%	28,1%	36,0%	40,3%	46,2%	48,1%
	Panas Bumi	4,0%	3,6%	3,7%	4,9%	4,1%	4,2%	4,0%	4,7%	5,5%	5,7%
	Biomassa	2,5%	4,5%	3,8%	4,3%	4,6%	5,4%	4,7%	4,2%	3,6%	3,4%
	Sampah	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%
	Surya	0,3%	0,3%	0,5%	1,9%	2,2%	2,8%	3,5%	3,3%	4,4%	4,3%
	Bayu	2,3%	2,8%	3,2%	4,8%	5,1%	5,3%	6,0%	5,4%	6,7%	6,5%
	Lainnya	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	Gas	15,2%	24,6%	35,3%	28,9%	27,8%	26,9%	21,8%	21,2%	15,8%	15,6%
	Gas	10,1%	9,8%	8,8%	8,1%	7,5%	6,6%	5,8%	5,2%	4,8%	4,7%
	LNG	5,0%	14,8%	26,5%	20,9%	20,3%	20,3%	16,0%	16,1%	10,9%	10,9%
3	BBM	7,9%	4,7%	1,0%	0,9%	0,8%	0,7%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%
	HSD	7,9%	4,7%	1,0%	0,9%	0,8%	0,7%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%
	MFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Batubara	49,9%	43,1%	37,4%	34,3%	31,6%	26,2%	23,1%	20,1%	17,1%	15,8%
5	Impor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%



Gambar 5.50 Komposisi *Energy mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sulawesi Skenario ARED (%)

Kebutuhan bahan bakar di Sulawesi dari tahun 2025 sampai dengan tahun 2034 diberikan pada Tabel 5.163 dan Tabel 5.164.

Tabel 5.163 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Sulawesi Skenario RE *Base*

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Biodiesel	ribu kL	88	57	14	14	13	13	12	10	9	10
2	Biomassa	kilo ton	496	995	964	1.193	1.370	1.829	1.831	1.791	1.665	1.616
3	Gas	TBTU	29	51	86	84	87	95	96	103	94	95
4	BBM	ribu kL	350	228	54	54	52	50	47	42	36	38
5	Batubara	juta ton	7,8	7,4	7,3	7,4	7,5	7,5	7,5	7,3	7,0	6,8

Tabel 5.164 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Sulawesi Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Biodiesel	ribu kL	88	57	14	14	13	13	12	10	9	10
2	Biomassa	kilo ton	496	995	964	1.193	1.370	1.829	1.831	1.791	1.665	1.616
3	Gas	TBTU	29	51	86	77	79	87	81	87	70	71
4	BBM	ribu kL	350	228	54	54	52	50	47	42	36	38
5	Batubara	juta ton	7,8	7,4	7,3	7,3	7,3	6,8	6,9	6,7	6,1	5,8

Tabel 5.165 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Sulawesi Skenario RE *Base*

No	Pembangkit	BBTUD									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	PLTMG Luwuk	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
2	PLTMG Nii Tanasa	4,3	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
3	MPP Sulselbar	10,1	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
4	PLTG/MG/GU MPP Indonesia 1	12,2	12,6	16,8	16,8	16,8	-	-	-	-	-
5	PLTG/MG/GU MPP Indonesia 2	5,9	16,8	16,8	16,8	16,8	-	-	-	-	-
6	PLTG/MG/GU MPP Indonesia 3	2,7	7,1	8,4	9,8	8,4	-	-	-	-	-
7	PLTG/GU/MG Kluster Poci	-	-	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
8	PLTG/GU/MG Sulbagsel	-	-	39,5	17,6	16,6	32,4	31,2	34,8	23,3	19,9
9	PLTMG Bau-Bau	4,4	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
10	PLTMG Baubau 2	-	1,3	2,5	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1

No	Pembangkit	BBTUD									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
11	PLTGU Sengkang	45,6	48,8	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1
12	MPP Paya Pasir	9,7	5,8	-	-	-	-	-	-	-	-
13	PLTG/GU/MG Sulbagsel 2			20,0	33,2	44,8	30,7	31,3	36,1	32,2	34,2
14	PLTG/GU/MG Sulbagsel 3			-	-	-	61,5	62,7	72,2	64,5	68,5
15	PLTG Maleo	4,6	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
16	PLTMG Minahasa	-	2,7	8,5	11,3	11,2	8,1	9,5	8,7	8,4	9,1
17	PLTMG Sulbagut	-	-	6,7	6,4	5,6	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
18	PLTMG Selayar	-	1,1	1,2	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8
19	PLTMG Selayar 2	-	-	-	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
20	PLTMG Tahuna	-	0,8	0,9	0,7	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
21	PLTMG Tahuna 2	-	-	-	0,3	0,3	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8
	Jumlah	**103,7**	**127,7**	**218,8**	**214,7**	**223,0**	**242,8**	**245,0**	**262,2**	**238,9**	**242,4**

Tabel 5.166 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Sulawesi Skenario ARED

No	Pembangkit	BBTUD									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	PLTMG Luwuk	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
2	PLTMG Nii Tanasa	4,3	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
3	MPP Sulselbar	10,1	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
4	PLTG/MG/GU MPP Indonesia 1	12,2	12,6	16,8	16,8	16,8	-	-	-	-	-
5	PLTG/MG/GU MPP Indonesia 2	5,9	16,8	16,8	16,8	16,8	-	-	-	-	-
6	PLTG/MG/GU MPP Indonesia 3	2,7	7,1	8,4	9,8	8,4	-	-	-	-	-
7	PLTG/GU/MG Kluster Poci	-	-	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
8	PLTG/GU/MG Sulbagsel	-	-	39,5	17,6	16,6	32,4	31,2	34,8	23,3	19,9
9	PLTMG Bau-Bau	4,4	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
10	PLTMG Baubau 2	-	1,3	2,5	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
11	PLTGU Sengkang	45,6	48,8	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1
12	MPP Paya Pasir	9,7	5,8	-	-	-	-	-	-	-	-
13	PLTG/GU/MG Sulbagsel 2	-	-	20,0	14,4	25,9	24,5	18,7	23,5	12,3	14,3
14	PLTG/GU/MG Sulbagsel 3	-	-	-	-	-	48,9	37,5	47,0	24,6	28,6
15	PLTG Maleo	4,6	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
16	PLTMG Minahasa	-	2,7	8,5	11,3	11,2	8,1	9,5	8,7	8,4	9,1
17	PLTMG Sulbagut	-	-	6,7	6,4	4,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
18	PLTMG Selayar	-	1,1	1,2	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8
19	PLTMG Selayar 2	-	-	-	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
20	PLTMG Tahuna	-	0,8	0,9	0,7	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
21	PLTMG Tahuna 2	-	-	-	0,3	0,3	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8
	Jumlah	**103,7**	**127,7**	**218,8**	**195,8**	**202,9**	**222,3**	**205,7**	**222,9**	**177,6**	**181,1**

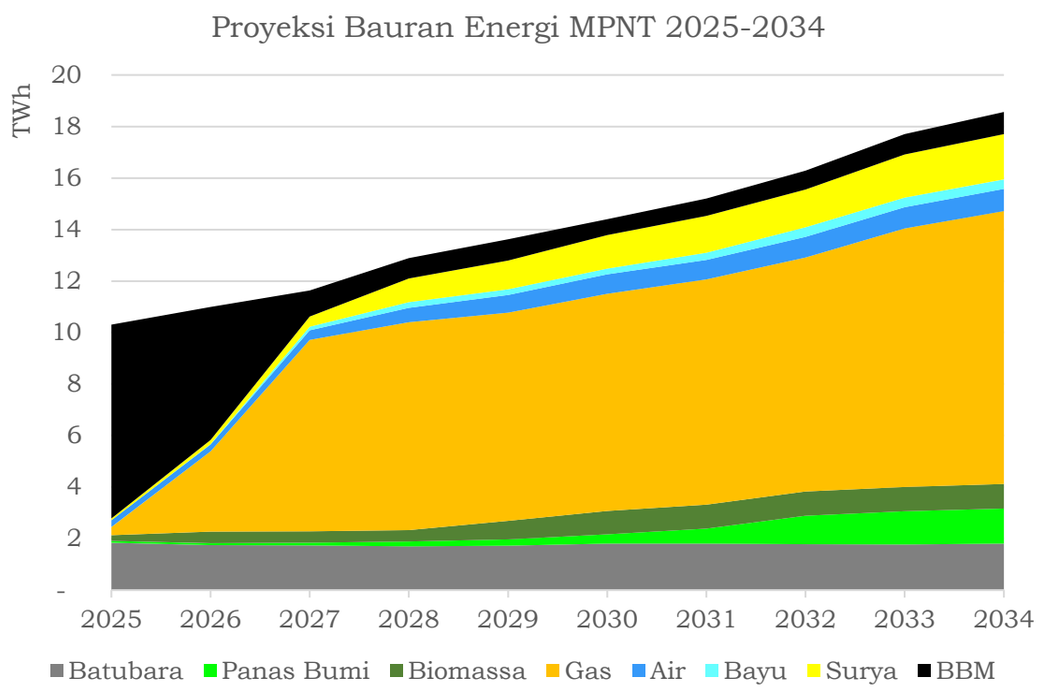
V.6.6 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara

Pada Skenario RE *Base*, komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara diproyeksikan pada tahun 2025 dengan rincian batubara sebesar 17,8%, tenaga air sebesar 2,5%, gas alam termasuk LNG sebesar 3,1%, panas bumi sebesar 0,8%, BBM sebesar 73,0% dan EBT lainnya sebesar 2,8%. Sedangkan pada tahun 2034 proyeksi komposisinya akan berubah menjadi 9,7% dari batubara, 4,6% dari tenaga air, 57,1% dari gas alam termasuk LNG, 7,3% dari panas bumi, 4,6% dari BBM dan 16,6% dari EBT lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 5.167. Tabel 5.168 dan Gambar 5.51. Porsi

pembangkit EBT di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara akan meningkat dari 6,1% pada 2025 menjadi 28,5% pada 2034.
Kenaikan volume konsumsi BBM di atas tahun 2030 terjadi karena pertumbuhan beban di sistem *isolated* tersebut. Konsumsi BBM akan diupayakan mendekati nol hingga tahun 2034 khususnya di daerah *isolated*. Selain itu, sesuai dengan hasil pelaksanaan Program Dedieselisasi menggunakan *hybrid* pembangkit, didapatkan bahwa masih terdapat konsumsi BBM yang dibutuhkan.

Tabel 5.167 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* (GWh)

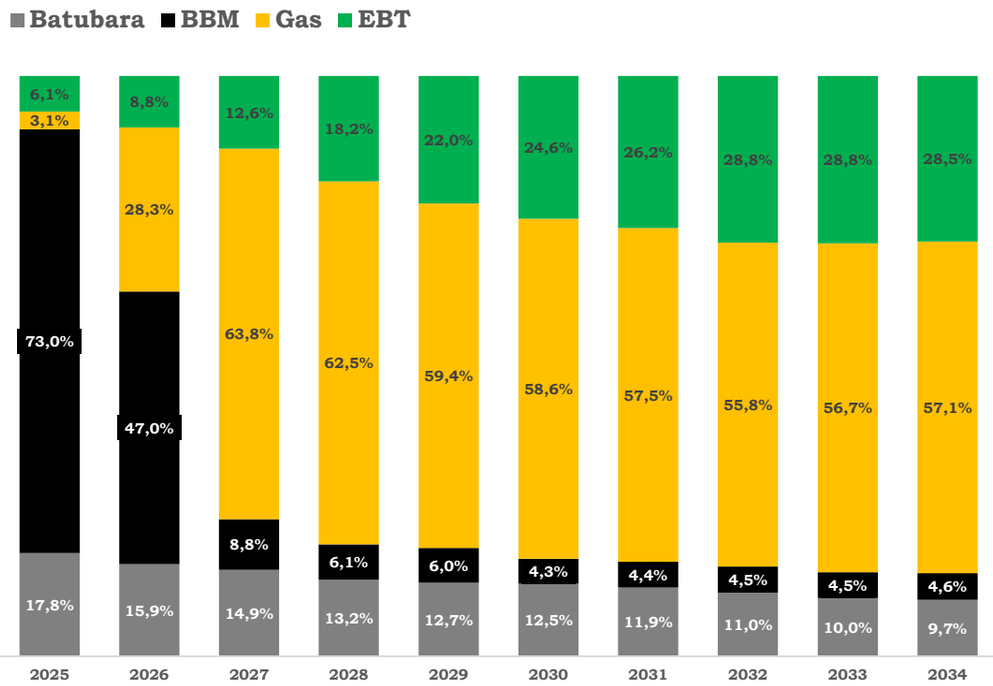
No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	630	973	1.461	2.341	2.991	3.548	3.982	4.681	5.103	5.300
	Air	261	274	369	564	678	749	760	809	829	857
	Panas Bumi	79	79	107	193	243	368	580	1.100	1.291	1.360
	Biomassa	219	452	449	441	725	902	929	939	937	955
	Sampah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Surya	72	161	392	921	1.116	1.299	1.431	1.468	1.681	1.764
	Bayu	-	8	145	223	229	229	281	365	365	365
	Lainnya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Gas	317	3.111	7.425	8.062	8.082	8.433	8.743	9.082	10.035	10.600
	Gas	317	346	408	404	433	388	420	453	488	525
	LNG	-	2.764	7.017	7.659	7.650	8.046	8.323	8.629	9.547	10.074
3	BBM	7.529	5.168	1.020	790	817	618	669	730	789	858
	HSD	7.529	5.168	1.020	790	817	618	669	730	789	858
	MFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Batubara	1.836	1.744	1.733	1.699	1.726	1.804	1.806	1.787	1.777	1.807
5	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		**10.312**	**10.995**	**11.639**	**12.893**	**13.617**	**14.403**	**15.199**	**16.280**	**17.704**	**18.564**



Gambar 5.51 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* (TWh)

Tabel 5.168 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* (%)

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	6,1%	8,8%	12,6%	18,2%	22,0%	24,6%	26,2%	28,8%	28,8%	28,5%
	Air	2,5%	2,5%	3,2%	4,4%	5,0%	5,2%	5,0%	5,0%	4,7%	4,6%
	Panas Bumi	0,8%	0,7%	0,9%	1,5%	1,8%	2,6%	3,8%	6,8%	7,3%	7,3%
	Biomass	2,1%	4,1%	3,9%	3,4%	5,3%	6,3%	6,1%	5,8%	5,3%	5,1%
	Sampah	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Surya	0,7%	1,5%	3,4%	7,1%	8,2%	9,0%	9,4%	9,0%	9,5%	9,5%
	Bayu	0,0%	0,1%	1,2%	1,7%	1,7%	1,6%	1,9%	2,2%	2,1%	2,0%
	Lainnya	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	Gas	3,1%	28,3%	63,8%	62,5%	59,4%	58,6%	57,5%	55,8%	56,7%	57,1%
	Gas	3,1%	3,1%	3,5%	3,1%	3,2%	2,7%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
	LNG	0,0%	25,1%	60,3%	59,4%	56,2%	55,9%	54,8%	53,0%	53,9%	54,3%
3	BBM	73,0%	47,0%	8,8%	6,1%	6,0%	4,3%	4,4%	4,5%	4,5%	4,6%
	HSD	73,0%	47,0%	8,8%	6,1%	6,0%	4,3%	4,4%	4,5%	4,5%	4,6%
	MFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Batubara	17,8%	15,9%	14,9%	13,2%	12,7%	12,5%	11,9%	11,0%	10,0%	9,7%
5	Impor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%



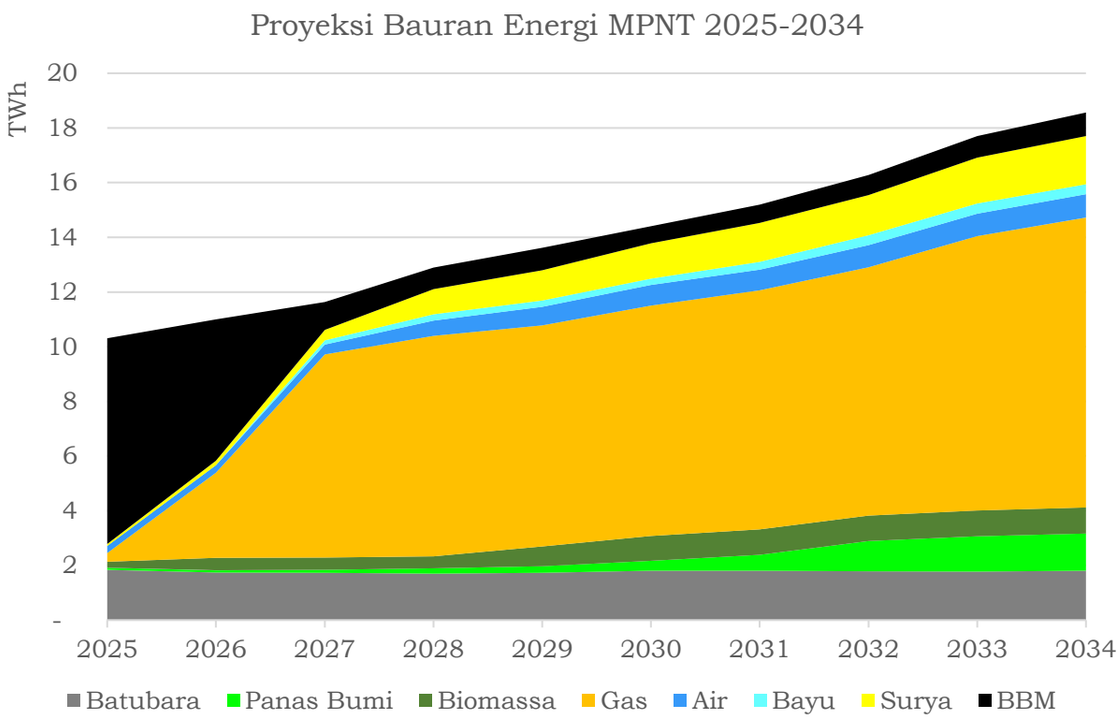
Gambar 5.52 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* (%)

Pada Skenario ARED, komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara diproyeksikan pada tahun 2025 dengan rincian batubara sebesar 17,8%, tenaga air sebesar 2,5%, gas alam termasuk LNG sebesar 3,1%, panas bumi sebesar 0,8%, BBM sebesar 73,0% dan EBT lainnya sebesar 2,8%. Sedangkan pada tahun 2034 proyeksi komposisinya akan berubah menjadi 9,7% dari batubara, 4,6% dari tenaga air, 57,1% dari gas alam termasuk LNG, 7,3% dari panas bumi, 4,6% dari BBM dan 16,6% EBT lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 5.169. Tabel 5.170 dan Gambar 5.53. Porsi

pembangkit EBT di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara akan meningkat dari 6,1% pada 2025 menjadi 28,5% pada 2034.
Konsumsi BBM belum dapat dihilangkan seluruhnya hingga tahun 2034 khususnya di daerah *isolated*. Selain itu, sesuai dengan hasil pelaksanaan Program Dedieselisasi menggunakan *hybrid* pembangkit, didapatkan bahwa masih terdapat konsumsi BBM yang dibutuhkan. Kenaikan volume konsumsi BBM di atas tahun 2030 terjadi karena pertumbuhan beban di sistem *isolated* tersebut.

Tabel 5.169 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario ARED (GWh) dan Nusa Tenggara Skenario ARED (GWh)

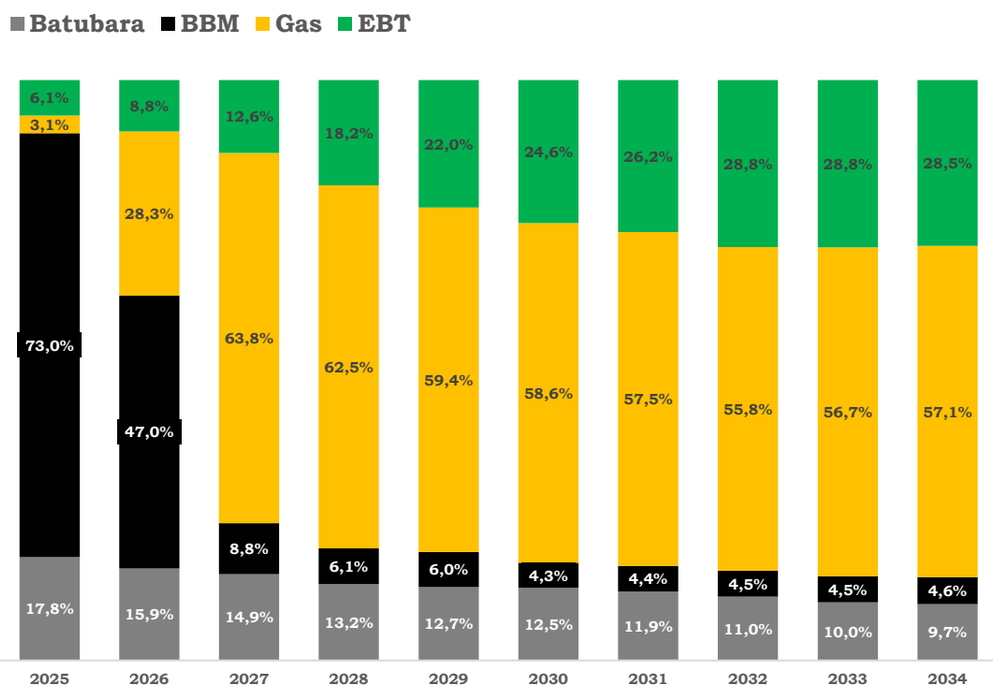
No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	630	973	1.461	2.341	2.991	3.548	3.982	4.681	5.103	5.300
	Air	261	274	369	564	678	749	760	809	829	857
	Panas Bumi	79	79	107	193	243	368	580	1.100	1.291	1.360
	Biomassa	219	452	449	441	725	902	929	939	937	955
	Sampah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Surya	72	161	392	921	1.116	1.299	1.431	1.468	1.681	1.764
	Bayu	-	8	145	223	229	229	281	365	365	365
	Lainnya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Gas	317	3.111	7.425	8.062	8.082	8.433	8.743	9.082	10.035	10.600
	Gas	317	346	408	404	433	388	420	453	488	525
	LNG	-	2.764	7.017	7.659	7.650	8.046	8.323	8.629	9.547	10.074
3	BBM	7.529	5.168	1.020	790	817	618	669	730	789	858
	HSD	7.529	5.168	1.020	790	817	618	669	730	789	858
	MFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Batubara	1.836	1.744	1.733	1.699	1.726	1.804	1.806	1.787	1.777	1.807
5	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		**10.312**	**10.995**	**11.639**	**12.893**	**13.617**	**14.403**	**15.199**	**16.280**	**17.704**	**18.564**



Gambar 5.53 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario ARED (TWh)

Tabel 5.170 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario ARED (%)

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	EBT	6,1%	8,8%	12,6%	18,2%	22,0%	24,6%	26,2%	28,8%	28,8%	28,5%
	Air	2,5%	2,5%	3,2%	4,4%	5,0%	5,2%	5,0%	5,0%	4,7%	4,6%
	Panas Bumi	0,8%	0,7%	0,9%	1,5%	1,8%	2,6%	3,8%	6,8%	7,3%	7,3%
	Biomass	2,1%	4,1%	3,9%	3,4%	5,3%	6,3%	6,1%	5,8%	5,3%	5,1%
	Sampah	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Surya	0,7%	1,5%	3,4%	7,1%	8,2%	9,0%	9,4%	9,0%	9,5%	9,5%
	Bayu	0,0%	0,1%	1,2%	1,7%	1,7%	1,6%	1,9%	2,2%	2,1%	2,0%
	Lainnya	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	Gas	3,1%	28,3%	63,8%	62,5%	59,4%	58,6%	57,5%	55,8%	56,7%	57,1%
	Gas	3,1%	3,1%	3,5%	3,1%	3,2%	2,7%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
	LNG	0,0%	25,1%	60,3%	59,4%	56,2%	55,9%	54,8%	53,0%	53,9%	54,3%
3	BBM	73,0%	47,0%	8,8%	6,1%	6,0%	4,3%	4,4%	4,5%	4,5%	4,6%
	HSD	73,0%	47,0%	8,8%	6,1%	6,0%	4,3%	4,4%	4,5%	4,5%	4,6%
	MFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Batubara	17,8%	15,9%	14,9%	13,2%	12,7%	12,5%	11,9%	11,0%	10,0%	9,7%
5	Impor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%



Gambar 5.54 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario ARED (%)

Kebutuhan bahan bakar di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara dari tahun 2025 sampai dengan tahun 2034 diberikan pada Tabel 5.171 dan Tabel 5.172.

Tabel 5.171 Prakiraan Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base*

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Biodiesel	ribu kL	406,6	279,0	55,1	42,7	44,1	33,4	36,1	39,4	42,6	46,3

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
2	Biomassa	kilo ton	215,0	443,8	441,3	433,4	712,5	886,9	913,6	922,6	920,9	938,6
3	Gas	TBTU	3,0	29,2	69,8	75,7	75,9	79,2	82,1	85,2	94,2	99,5
4	BBM	ribu kL	1.626,3	1.116,2	220,3	170,6	176,6	133,5	144,4	157,6	170,4	185,3
5	Batubara	juta ton	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,5	1,5	1,6

Tabel 5.172 Prakiraan Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Biodiesel	ribu kL	406,6	279,0	55,1	42,7	44,1	33,4	36,1	39,4	42,6	46,3
2	Biomassa	kilo ton	215,0	443,8	441,3	433,4	712,5	886,9	913,6	922,6	920,9	938,6
3	Gas	TBTU	3,0	29,2	69,8	75,7	75,9	79,2	82,1	85,2	94,2	99,5
4	BBM	ribu kL	1.626,3	1.116,2	220,3	170,6	176,6	133,5	144,4	157,6	170,4	185,3
5	Batubara	juta ton	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,5	1,5	1,6

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara diperlihatkan pada Tabel 5.173.

Tabel 5.173 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base*

No	Pembangkit	BBTUD									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	PLTMG Relokasi MPP Sambelia	-	1,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
2	PLTMG Ambon 2	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
3	PLTMG Ambon *Peaker*	6,2	5,3	4,6	5,1	5,3	5,8	1,9	1,8	1,9	2,5
4	PLTMG Seram	2,1	2,2	2,1	2,4	2,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,0
5	PLTMG Seram 2	-	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
6	PLTMG Namlea	1,3	1,5	1,4	0,7	0,6	0,5	0,7	0,5	0,5	0,7
7	PLTMG Namrole	-	0,4	0,8	0,8	0,5	0,5	0,7	0,4	0,4	0,5
8	PLTMG Langgur	2,0	2,1	2,2	2,3	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
9	PLTMG Saumlaki	1,0	1,1	1,2	1,2	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
10	PLTMG Dobo	1,1	1,2	1,2	1,3	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	0,9
11	PLTMG Bula	-	-	0,5	0,5	0,5	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
12	PLTMG Masela	-	-	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
13	PLTMG Wetar	-	-	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
14	MPP Ternate	4,7	4,0	3,7	3,4	3,5	4,0	4,3	4,0	3,5	4,1
15	PLTMG Ternate 2	-	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,4	2,4	2,4	2,4
16	PLTMG Tidore	-	-	0,9	1,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
17	PLTMG Ternate 3	-	-	-	-	-	-	-	0,9	2,0	2,0
18	PLTMG Tobelo	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,9	0,5	0,5	0,5
19	PLTMG Tobelo 2	2,7	2,9	2,1	2,6	1,9	2,8	3,2	1,9	1,7	2,4
20	PLTMG Sofifi	-	0,5	0,5	0,5	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
21	PLTMG Halmahera 1	-	-	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	2,2	2,2
22	PLTMG Jakabaring (Relokasi)	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
23	PLTMG Batanghari (Relokasi)	8,8	8,7	8,7	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
24	PLTG/GU/MG Halmahera 2	-	-	-	8,7	6,8	4,3	4,6	4,1	19,1	19,3
25	PLTMG Weda	-	-	-	1,3	1,5	1,7	1,9	1,8	2,0	2,3
26	PLTMG Bacan	-	1,1	1,2	1,3	1,2	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6
27	PLTMG Sanana	-	0,8	0,9	0,9	1,0	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8

No	Pembangkit	BBTUD									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
28	PLTMG Morotai	-	0,6	0,7	0,4	0,4	0,6	0,9	0,5	0,7	1,0
29	PLTMG Morotai 2	-	-	-	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
30	PLTMG Morotai 4	-	-	-	-	-	-	-	0,9	0,9	0,9
31	MPP Jayapura	8,0	6,9	5,8	2,5	3,1	2,5	3,5	3,3	4,3	3,1
32	PLTMG Jayapura *Peaker*	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
33	PLTMG Jayapura	-	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	6,1	6,1	6,1
34	PLTMG Jayapura 2	-	-	2,2	5,0	5,5	5,5	5,5	6,1	6,1	6,1
35	PLTMG Jayapura 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,2
36	PLTMG Biak 1	2,1	1,5	1,7	1,3	1,1	1,1	1,3	1,2	1,2	1,3
37	PLTMG Biak 2	1,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1,1	1,1	1,1
38	PLTMG Biak 3	-	1,1	1,1	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6
39	PLTMG Serui	1,1	1,1	1,0	0,7	0,7	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8
40	PLTMG Serui 2	-	-	-	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
41	PLTMG Merauke	2,5	3,1	2,9	2,4	1,3	1,2	1,5	1,6	1,9	2,3
42	PLTMG Merauke 2	2,2	1,9	1,9	1,9	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
43	PLTMG Merauke 4	-	-	0,4	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	1,1
44	MPP Nabire	2,5	3,0	2,4	2,3	2,5	2,3	2,1	2,3	2,0	2,2
45	PLTMG NABIRE 2	1,1	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
46	PLTMG Nabire 3	-	-	-	-	-	0,4	0,9	0,9	1,1	1,1
47	PLTMG TIMIKA	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
48	PLTMG Timika 2	-	4,3	3,6	3,2	3,6	3,9	3,2	3,5	3,4	3,7
49	PLTMG Timika 3	-	-	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2
50	PLTMG Timika 4	-	-	-	-	-	-	1,1	1,1	1,1	1,1
51	PLTMG Sorong	7,7	6,9	4,2	4,2	4,9	3,7	4,4	5,2	4,9	5,7
52	PLTMG Sorong 2	-	-	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	4,4	4,4
53	PLTMG IPP Sorong	-	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
54	PLTMG Manokwari 2	1,7	2,6	2,3	1,4	1,8	2,1	1,3	1,1	1,5	1,7
55	MPP Manokwari	2,2	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,2	2,2	2,2	2,2
56	PLTMG Manokwari 3	-	1,3	1,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
57	PLTMG Manokwari 4	-	-	-	-	-	-	1,3	2,0	2,0	2,2
58	MPP Fak-Fak	1,0	1,1	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8
59	PLTMG Fak-Fak	-	-	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
60	PLTMG Kaimana	-	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	0,6	0,7	0,7	0,8
61	PLTMG Bintuni	-	0,9	0,9	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3
62	PLTMG Raja Ampat	-	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9
63	MPP Jeranjang	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
64	PLTMG Lombok Peaker	10,3	16,0	11,2	10,2	13,4	9,5	12,0	15,4	12,6	11,0
65	PLTMG Lombok 2	-	7,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
66	PLTMG Lombok 3	-	-	7,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
67	PLTMG Lombok 4	-	-	-	-	-	7,4	8,4	8,4	8,4	8,4
68	PLTMG Lombok 5	-	-	-	-	-	-	-	-	3,7	9,5
69	PLTMG Sumbawa	7,8	7,5	7,9	8,4	6,5	7,3	5,7	5,8	7,1	5,7
70	PLTMG Bima	7,4	7,4	5,3	5,3	4,2	4,2	4,2	5,3	5,3	5,3
71	PLTMG Sumbawa 2	4,4	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
72	PLTMG Sumbawa 3	-	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
73	PLTMG Bima 2	-	-	-	-	1,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
74	PLTMG Sumbawa 4	-	-	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	5,3	5,3
75	PLTMG Sumbawa 5	-	-	-	-	-	-	2,1	3,2	3,2	3,2
76	PLTMG Sumbawa 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,1
77	PLTMG Kupang *Peaker*	2,2	2,7	2,0	1,8	1,6	2,4	4,1	2,7	1,8	3,1
78	PLTMG Kupang 2	-	-	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
79	PLTMG Timor 2	-	-	-	2,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
80	PLTMG Timor 3	-	-	-	-	-	-	-	2,0	3,5	3,5

No	Pembangkit	BBTUD									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
81	PLTMG Maumere	5,2	6,2	5,3	4,9	3,0	2,4	2,1	1,3	0,6	1,1
82	MPP Flores (Labuan Bajo)	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
83	PLTMG Rangko 2	-	-	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
84	PLTMG Flores	-	-	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
85	PLTMG Flores 2	-	-	-	1,1	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
86	PLTMG Waingapu	0,6	1,5	0,9	1,3	1,3	1,8	1,6	1,9	1,3	1,4
87	PLTMG Waingapu 2	-	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
88	PLTMG Sumba	-	-	1,2	1,2	1,5	1,5	1,5	1,8	1,8	1,8
89	PLTMG Sumba 2	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	1,8
90	PLTMG Shrimp Farming	-	-	1,9	2,4	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
91	PLTMG Alor	-	0,9	1,0	1,1	1,2	0,9	0,9	0,6	0,8	0,8
92	PLTMG Alor 2	-	-	-	-	-	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7

Tabel 5.174 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara Skenario ARED

No	Pembangkit	BBTUD									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	PLTMG Relokasi MPP Sambelia	-	1,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
2	PLTMG Ambon 2	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
3	PLTMG Ambon *Peaker*	6,2	5,3	4,6	5,1	5,3	5,8	1,9	1,8	1,9	2,5
4	PLTMG Seram	2,1	2,2	2,1	2,4	2,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,0
5	PLTMG Seram 2	-	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
6	PLTMG Namlea	1,3	1,5	1,4	0,7	0,6	0,5	0,7	0,5	0,5	0,7
7	PLTMG Namrole	-	0,4	0,8	0,8	0,5	0,5	0,7	0,4	0,4	0,5
8	PLTMG Langgur	2,0	2,1	2,2	2,3	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
9	PLTMG Saumlaki	1,0	1,1	1,2	1,2	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
10	PLTMG Dobo	1,1	1,2	1,2	1,3	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	0,9
11	PLTMG Bula	-	-	0,5	0,5	0,5	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
12	PLTMG Masela	-	-	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
13	PLTMG Wetar	-	-	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
14	MPP Ternate	4,7	4,0	3,7	3,4	3,5	4,0	4,3	4,0	3,5	4,1
15	PLTMG Ternate 2	-	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,4	2,4	2,4	2,4
16	PLTMG Tidore	-	-	0,9	1,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
17	PLTMG Ternate 3	-	-	-	-	-	-	-	0,9	2,0	2,0
18	PLTMG Tobelo	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,9	0,5	0,5	0,5
19	PLTMG Tobelo 2	2,7	2,9	2,1	2,6	1,9	2,8	3,2	1,9	1,7	2,4
20	PLTMG Sofifi	-	0,5	0,5	0,5	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
21	PLTMG Halmahera 1	-	-	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	2,2	2,2
22	PLTMG Jakabaring (Relokasi)	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
23	PLTMG Batanghari (Relokasi)	8,8	8,7	8,7	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
24	PLTG/GU/MG Halmahera 2	-	-	-	8,7	6,8	4,3	4,6	4,1	19,1	19,3
25	PLTMG Weda	-	-	-	1,3	1,5	1,7	1,9	1,8	2,0	2,3
26	PLTMG Bacan	-	1,1	1,2	1,3	1,2	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6
27	PLTMG Sanana	-	0,8	0,9	0,9	1,0	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
28	PLTMG Morotai	-	0,6	0,7	0,4	0,4	0,6	0,9	0,5	0,7	1,0
29	PLTMG Morotai 2	-	-	-	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
30	PLTMG Morotai 4	-	-	-	-	-	-	-	0,9	0,9	0,9
31	MPP Jayapura	8,0	6,9	5,8	2,5	3,1	2,5	3,5	3,3	4,3	3,1
32	PLTMG Jayapura *Peaker*	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
33	PLTMG Jayapura	-	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	6,1	6,1	6,1
34	PLTMG Jayapura 2	-	-	2,2	5,0	5,5	5,5	5,5	6,1	6,1	6,1
35	PLTMG Jayapura 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,2

No	Pembangkit	BBTUD									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
36	PLTMG Biak 1	2,1	1,5	1,7	1,3	1,1	1,1	1,3	1,2	1,2	1,3
37	PLTMG Biak 2	1,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1,1	1,1	1,1
38	PLTMG Biak 3	-	1,1	1,1	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6
39	PLTMG Serui	1,1	1,1	1,0	0,7	0,7	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8
40	PLTMG Serui 2	-	-	-	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
41	PLTMG Merauke	2,5	3,1	2,9	2,4	1,3	1,2	1,5	1,6	1,9	2,3
42	PLTMG Merauke 2	2,2	1,9	1,9	1,9	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
43	PLTMG Merauke 4	-	-	0,4	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	1,1
44	MPP Nabire	2,5	3,0	2,4	2,3	2,5	2,3	2,1	2,3	2,0	2,2
45	PLTMG NABIRE 2	1,1	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
46	PLTMG Nabire 3	-	-	-	-	-	0,4	0,9	0,9	1,1	1,1
47	PLTMG TIMIKA	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
48	PLTMG Timika 2	-	4,3	3,6	3,2	3,6	3,9	3,2	3,5	3,4	3,7
49	PLTMG Timika 3	-	-	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2
50	PLTMG Timika 4	-	-	-	-	-	-	1,1	1,1	1,1	1,1
51	PLTMG Sorong	7,7	6,9	4,2	4,2	4,9	3,7	4,4	5,2	4,9	5,7
52	PLTMG Sorong 2	-	-	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	4,4	4,4
53	PLTMG IPP Sorong	-	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
54	PLTMG Manokwari 2	1,7	2,6	2,3	1,4	1,8	2,1	1,3	1,1	1,5	1,7
55	MPP Manokwari	2,2	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,2	2,2	2,2	2,2
56	PLTMG Manokwari 3	-	1,3	1,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
57	PLTMG Manokwari 4	-	-	-	-	-	-	1,3	2,0	2,0	2,2
58	MPP Fak-Fak	1,0	1,1	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8
59	PLTMG Fak-Fak	-	-	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
60	PLTMG Kaimana	-	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	0,6	0,7	0,7	0,8
61	PLTMG Bintuni	-	0,9	0,9	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3
62	PLTMG Raja Ampat	-	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9
63	MPP Jeranjang	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
64	PLTMG Lombok *Peaker*	10,3	16,0	11,2	10,2	13,4	9,5	12,0	15,4	12,6	11,0
65	PLTMG Lombok 2	-	7,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
66	PLTMG Lombok 3	-	-	7,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
67	PLTMG Lombok 4	-	-	-	-	-	7,4	8,4	8,4	8,4	8,4
68	PLTMG Lombok 5	-	-	-	-	-	-	-	-	3,7	9,5
69	PLTMG Sumbawa	7,8	7,5	7,9	8,4	6,5	7,3	5,7	5,8	7,1	5,7
70	PLTMG Bima	7,4	7,4	5,3	5,3	4,2	4,2	4,2	5,3	5,3	5,3
71	PLTMG Sumbawa 2	4,4	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
72	PLTMG Sumbawa 3	-	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
73	PLTMG Bima 2	-	-	-	-	1,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
74	PLTMG Sumbawa 4	-	-	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	5,3	5,3
75	PLTMG Sumbawa 5	-	-	-	-	-	-	2,1	3,2	3,2	3,2
76	PLTMG Sumbawa 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,1
77	PLTMG Kupang *Peaker*	2,2	2,7	2,0	1,8	1,6	2,4	4,1	2,7	1,8	3,1
78	PLTMG Kupang 2	-	-	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
79	PLTMG Timor 2	-	-	-	2,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
80	PLTMG Timor 3	-	-	-	-	-	-	-	2,0	3,5	3,5
81	PLTMG Maumere	5,2	6,2	5,3	4,9	3,0	2,4	2,1	1,3	0,6	1,1
82	MPP Flores (Labuan Bajo)	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
83	PLTMG Rangko 2	-	-	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
84	PLTMG Flores	-	-	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
85	PLTMG Flores 2	-	-	-	1,1	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
86	PLTMG Waingapu	0,6	1,5	0,9	1,3	1,3	1,8	1,6	1,9	1,3	1,4
87	PLTMG Waingapu 2	-	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
88	PLTMG Sumba	-	-	1,2	1,2	1,5	1,5	1,5	1,8	1,8	1,8

No	Pembangkit	BBTUD									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
89	PLTMG Sumba 2	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	1,8
90	PLTMG Shrimp Farming	-	-	1,9	2,4	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
91	PLTMG Alor	-	0,9	1,0	1,1	1,2	0,9	0,9	0,6	0,8	0,8
92	PLTMG Alor 2	-	-	-	-	-	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7

V.7 Proyeksi Emisi Gas Rumah Kaca (GRK)

Proses perencanaan sistem pada RUPTL ini belum memperhitungkan biaya emisi GRK, khususnya CO_2 sebagai salah satu variabel biaya. Namun demikian RUPTL ini tidak mengabaikan upaya pengurangan emisi GRK. Hal ini dapat dilihat dari banyaknya kandidat PLTP, PLTA dan EBT lainnya yang ditetapkan masuk dalam sistem tenaga listrik walaupun mereka bukan merupakan solusi biaya terendah. Selain itu juga banyak direncanakan pengembangan energi baru dan terbarukan lainnya seperti PLTB, PLTS, PLT sampah dan biomassa. Penggunaan teknologi *high efficiency, low emission* (HELE) seperti *boiler supercritical* dan *ultra-supercritical* untuk PLTU batubara di Pulau Jawa dan Sumatera juga membuktikan bahwa PLN peduli dengan upaya pengurangan emisi GRK dari pembangkitan tenaga listrik. Selain itu juga diupayakan pengembangan pembangkit EBT yang signifikan pada setiap sistem ketenagalistrikan.

Banyaknya emisi dihitung dari jumlah bahan bakar yang digunakan dan dikonversi menjadi emisi GRK (khususnya emisi CO_2, dalam satuan ton CO_2) dengan menggunakan faktor emisi bahan bakar (*emission factor of fuel/*EF_{CO2}) yang diterbitkan oleh IPCC[24] serta Puslitbang Lemigas dan Puslitbang Tekmira yang lebih sesuai dengan kondisi di Indonesia.

Pemerintah telah menetapkan Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 mengenai percepatan pengembangan energi terbarukan sebagai intervensi kebijakan Pemerintah untuk pengembangan energi terbarukan dalam jumlah besar sebagai upaya penurunan emisi GRK.

V.7.1 Emisi GRK Indonesia

Dalam RUPTL ini disusun 2 skenario infrastruktur (RE *Base* dan ARED) yang memiliki detail perencanaan dan 1 skenario pembanding, yaitu Skenario *Business as Usual* (BAU) PLTU. Pada Skenario BAU tidak mempertimbangkan penambahan pembangkit EBT dan teknologi rendah karbon sejak Tahun 2011, Skenario RE *Base* dianggap PLN sebagai skenario *most likely to happen*, Skenario *ARED* memenuhi penurunan emisi karbon sebesar 151 Juta Ton CO_2 terhadap Skenario BAU tahun 2030.

Tabel 5.175 Proyeksi Emisi Gas Rumah Kaca Indonesia (dalam juta tCO_2) - Skenario RE *Base*

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Gas	27,9	32,6	39,3	41,0	43,3	52,3	53,9	59,5	60,5	67,8
2	BBM	9,6	7,3	3,3	1,8	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
3	Batubara	271,3	276,5	287,5	293,2	295,7	301,0	299,2	306,3	311,5	305,0
	Total	**309**	**316**	**330**	**336**	**340**	**354**	**354**	**367**	**373**	**374**

[24] IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.*

Tabel 5.176 Proyeksi Emisi Gas Rumah Kaca Indonesia (dalam juta tCO_2) - Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Gas	27,8	32,4	37,9	39,3	41,3	50,2	50,3	55,3	53,8	57,2
2	BBM	9,6	7,1	3,3	1,7	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
3	Batubara	262	269	280	288	293	297	295	304	308	303
	Total	**299**	**308**	**321**	**329**	**335**	**348**	**346**	**360**	**363**	**362**

Gambar 5.55 menunjukkan proyeksi jumlah emisi GRK yang dihasilkan oleh pembangkit listrik selama periode tahun 2025-2034.



Gambar 5.55 Proyeksi Emisi GRK untuk Berbagai Skenario

Emisi GRK yang diperoleh untuk Skenario RE *Base* tahun 2030 sebesar 354 Juta Ton dan cenderung stabil hingga tahun 2034 karena pengembangan pembangkit EBT mayoritas sudah masuk ke dalam sistem sesuai dengan kemampuan penyelesaian proyek. Skenario ARED dapat menurunkan emisi GRK sebesar 151 Juta Ton pada tahun 2030 dan menurun hingga tahun 2034, hal ini dapat dilakukan dengan percepatan COD Pembangkit EBT, VRE *Scale-up*, peningkatan *co-firing*, percepatan ISJ untuk transfer PLTA dan PLTP dari Sumatera ke Jawa.

V.7.2 Emisi GRK Sumatera

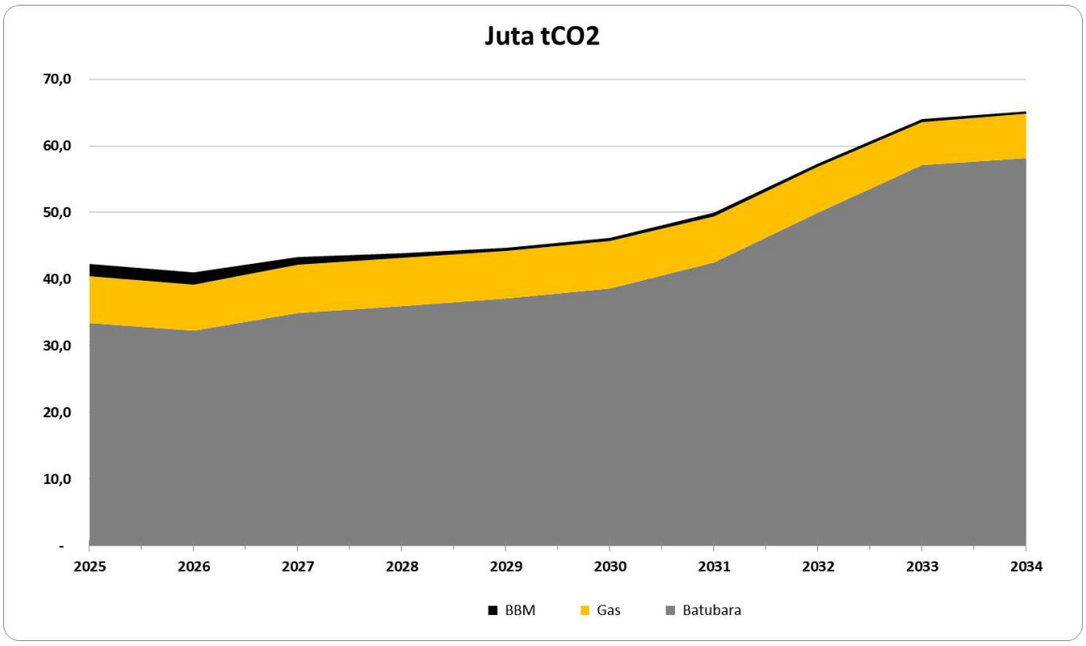
Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di Sumatera diperlihatkan pada Tabel 5.177 dan 5.178. Pada Skenario RE *Base*, emisi diproyeksikan 42,3 juta ton pada tahun 2025 menjadi 65,2 juta ton pada tahun 2034. Meskipun emisi naik, namun dengan menurunnya porsi pembangkit fosil, berdampak pada turunnya faktor emisi Sistem Sumatera yaitu 0,70 ton CO_2/MWh pada tahun 2025 menjadi 0,59 ton CO_2/MWh pada tahun 2034. Sedangkan pada Skenario ARED, emisi diproyeksikan 42,3 juta ton pada tahun 2025 menjadi 62,7 juta ton pada tahun 2034. Meskipun emisi naik, namun dengan menurunnya porsi pembangkit fosil, berdampak pada turunnya faktor emisi Sistem Sumatera yaitu 0,70 ton CO_2/MWh pada tahun 2025 menjadi 0,57 ton CO_2/MWh pada tahun 2034.

Tabel 5.177 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sumatera (dalam juta tCO_2) - Skenario RE *Base*

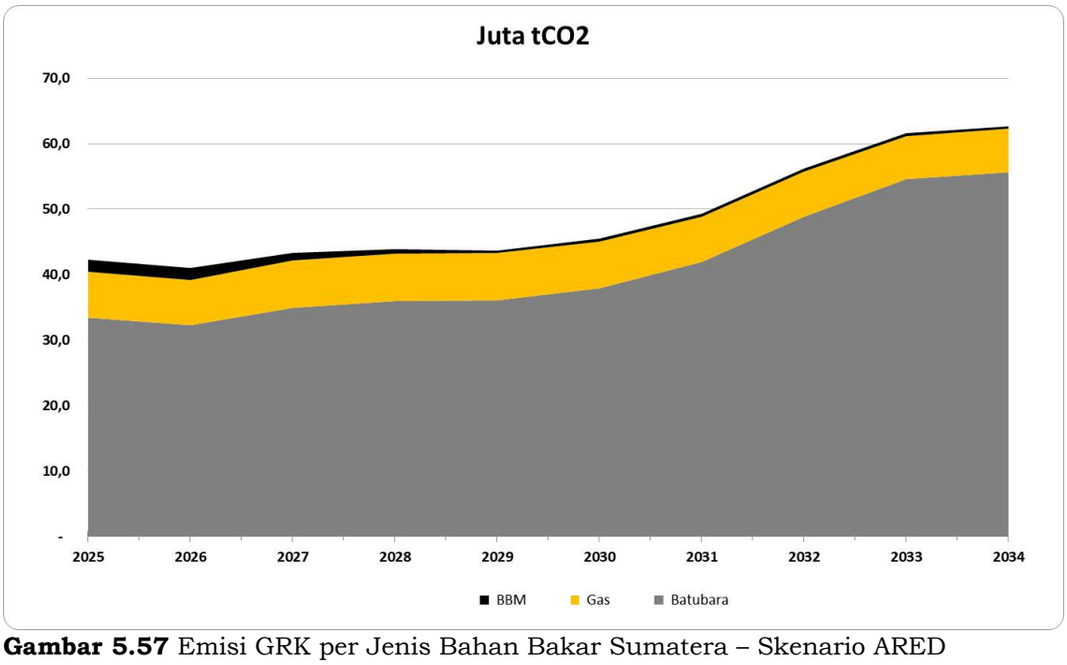
No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Gas	7,0	6,9	7,2	7,3	7,2	7,1	6,9	6,9	6,5	6,7
2	BBM	1,8	1,8	1,1	0,7	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,3
3	Batubara	33,5	32,3	34,97	35,9	37,1	38,6	42,6	50,0	57,1	58,1
	Total	**42,3**	**41,0**	**43,3**	**43,9**	**44,7**	**46,2**	**49,9**	**57,3**	**64,0**	**65,2**

Tabel 5.178 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sumatera (dalam juta tCO_2) - Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Gas	7,0	6,9	7,2	7,3	7,2	7,1	6,9	6,9	6,5	6,7
2	BBM	1,8	1,8	1,1	0,7	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,3
3	Batubara	33,5	32,3	35,0	35,9	36,1	38,0	41,9	48,9	54,7	55,6
	Total	**42,3**	**41,0**	**43,3**	**43,9**	**43,7**	**45,5**	**49,3**	**56,2**	**61,6**	**62,7**



Gambar 5.56 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sumatera – Skenario RE *Base*



Gambar 5.57 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sumatera – Skenario ARED

V.7.3 Emisi GRK Jawa, Madura dan Bali

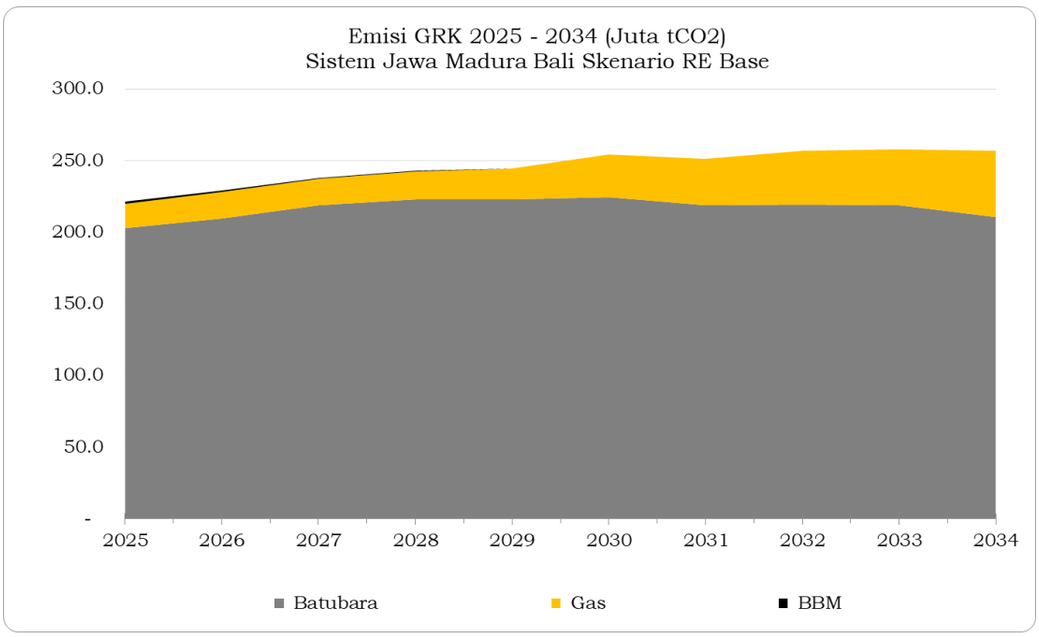
Proyeksi emisi GRK di Regional Jawa, Madura, dan Bali Skenario RE *Base* diperlihatkan pada Tabel 5.179 dan untuk Skenario ARED diperlihatkan pada Tabel 5.180. Pada Skenario RE *Base*, emisi akan meningkat dari 221,7 juta ton pada tahun 2025 menjadi 256,8 juta ton pada tahun 2034. Sedangkan pada Skenario ARED emisi GRK akan lebih rendah dibandingkan Skenario RE *Base* yaitu sebesar 251,3 juta ton pada tahun 2034 seiring dengan semakin meningkatnya tambahan EBT.

Tabel 5.179 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (dalam juta tCO_2) – Skenario RE *Base*

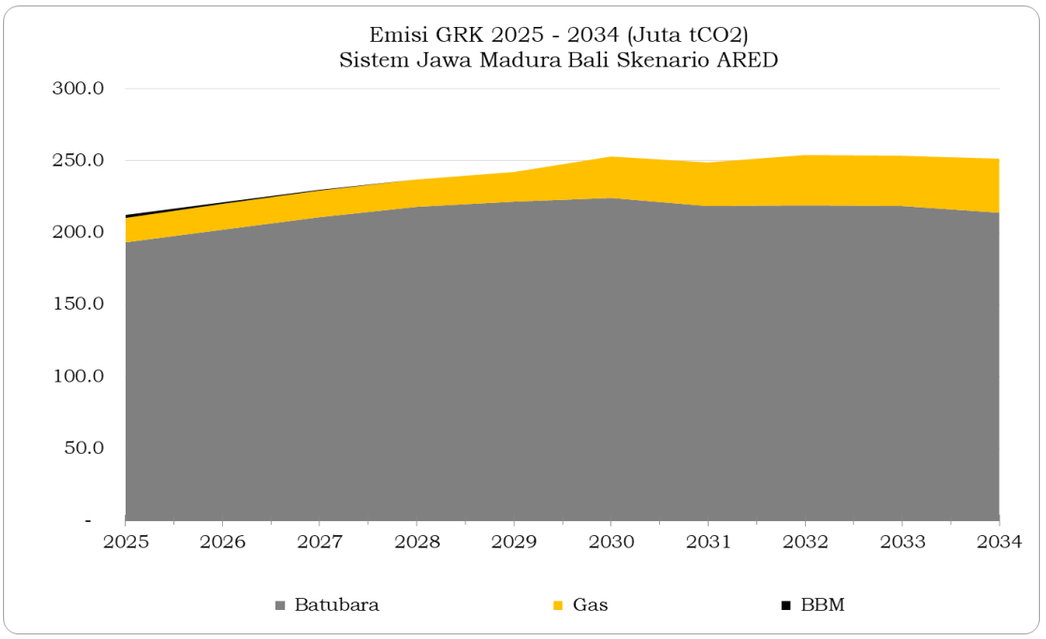
No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Gas	16,9	18,4	18,7	19,4	21,5	30,0	32,3	37,5	39,0	46,3
2	BBM	1,9	1,0	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	0,03	-	-
3	Batubara	202.8	209.8	218.8	223.2	222.8	224.5	218.9	219.5	218.9	210.5
	Jumlah	221.7	229.2	238.0	242.9	244.4	254.5	251.2	257.0	257.9	256.8

Tabel 5.180 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (dalam juta tCO_2) – Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Gas	16,9	18,1	18,3	19,0	20,7	28,5	29,7	34,3	34,4	37,5
2	BBM	1,9	0,8	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	0,03	-	-
3	Batubara	193.3	202.1	210.9	218.2	221.4	224.3	218.7	219.3	218.6	213.7
	Jumlah	212.1	221.1	229.7	237.2	242.3	253.2	248.8	253.9	253.4	251.3



Gambar 5.58 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura, dan Bali – Skenario RE *Base*



Gambar 5.59 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura, dan Bali – Skenario ARED

V.7.4 Emisi GRK Kalimantan

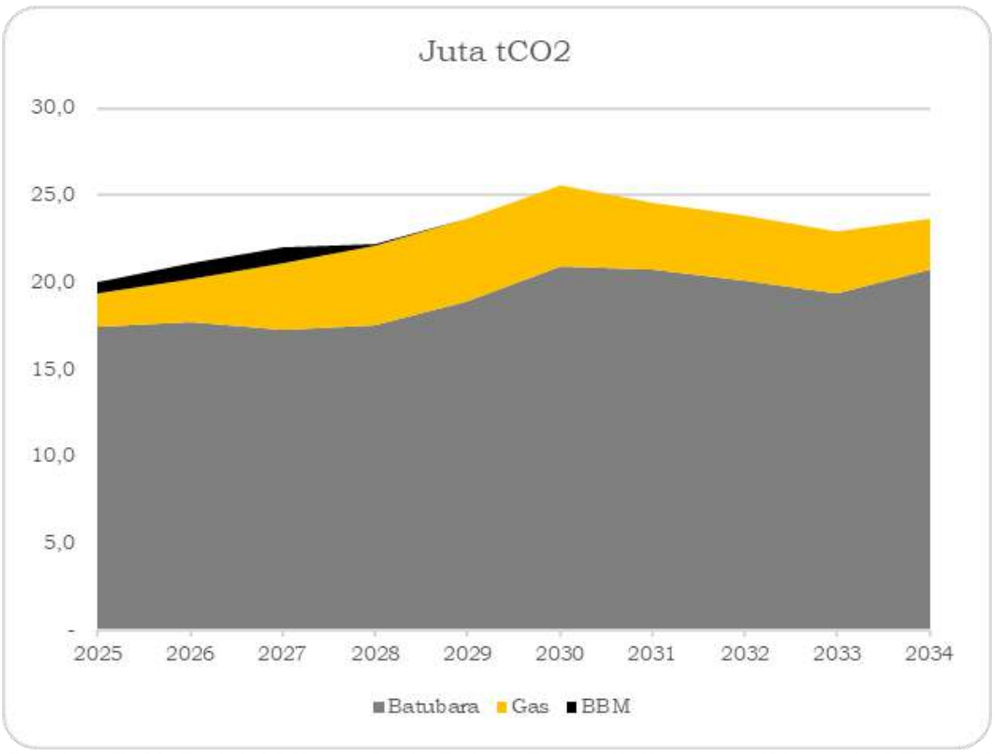
Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di Kalimantan diperlihatkan pada Gambar 5.60. Emisi diproyeksikan meningkat 1,19 kali lipat dari 20,0 juta ton pada tahun 2025 menjadi 23,6 juta ton pada tahun 2034 untuk Skenario RE *Base* dan menjadi 22,8 juta ton pada tahun 2034 untuk Skenario ARED. Faktor emisi diharapkan akan membaik melalui kontribusi positif dari pemanfaatan gas, tenaga air dan EBT lainnya di Kalimantan.

Tabel 5.181 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Kalimantan (dalam juta tCO_2) - Skenario RE *Base*

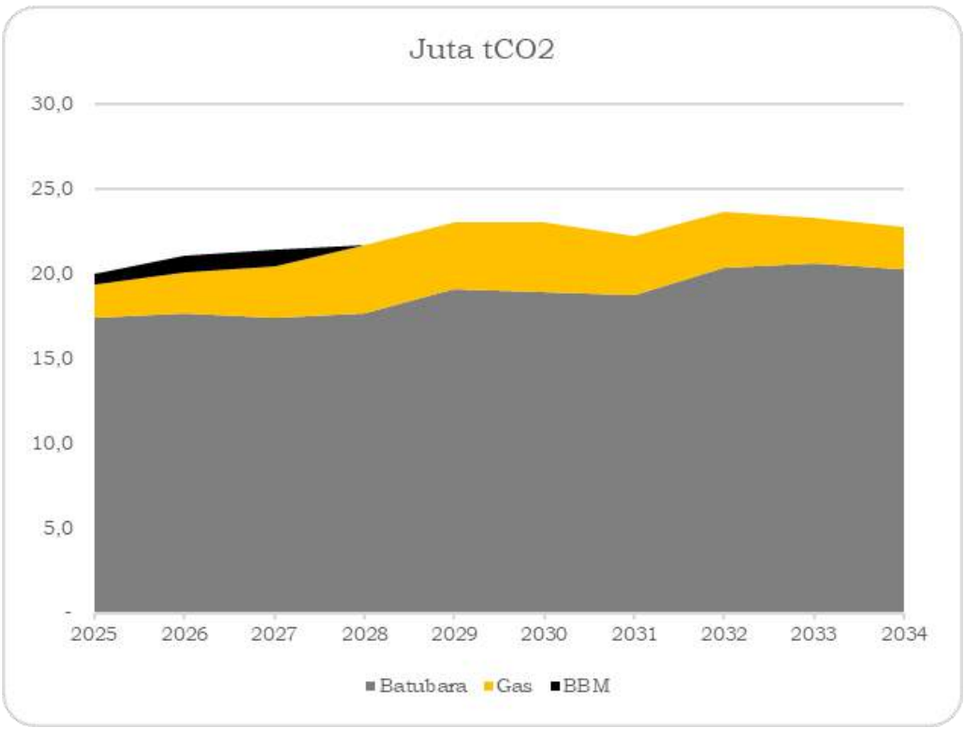
No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Gas	2,0	2,5	3,9	4,6	4,7	4,7	3,9	3,7	3,5	2,9
2	BBM	0,6	1,0	0,9	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Batubara	17,4	17,7	17,2	17,5	18,9	20,9	20,7	20,1	19,4	20,7
Total		**20,0**	**21,1**	**22,0**	**22,2**	**23,7**	**25,6**	**24,6**	**23,8**	**22,9**	**23,6**

Tabel 5.182 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Kalimantan (dalam juta tCO_2) - Skenario ARED

No.	Sumber Energi Primer	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Gas	2,0	2,5	3,0	4,0	3,9	4,1	3,4	3,3	2,6	2,6
2	BBM	0,6	0,9	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Batubara	17,4	17,7	17,4	17,6	19,1	18,9	18,8	20,4	20,7	20,2
Total		**20,0**	**21,1**	**21,4**	**21,7**	**23,0**	**23,0**	**22,2**	**23,7**	**23,3**	**22,8**



Gambar 5.60 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Kalimantan (Skenario RE *Base*)



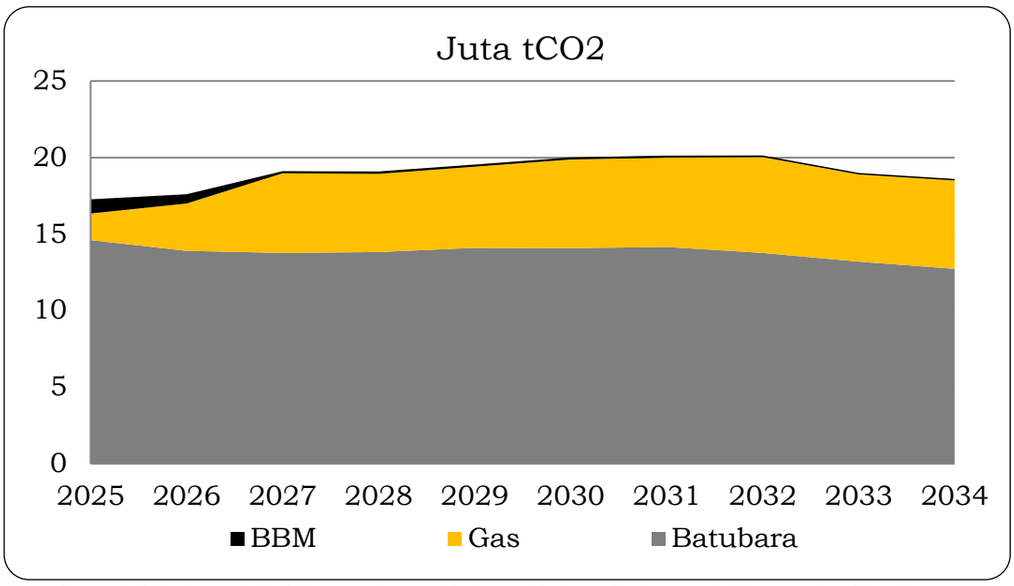
Gambar 5.61 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Kalimantan (Skenario ARED)

V.7.5 Emisi GRK Sulawesi

Proyeksi emisi GRK Skenario RE *Base* dari pembangkitan listrik di Sulawesi diperlihatkan pada Gambar 5.62. Emisi diproyeksikan meningkat sebesar 1,08 kali lipat dari 17,3 juta ton pada tahun 2025 menjadi 18,6 juta ton pada tahun 2034 seperti pada Tabel 5.183. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan turun dari 0,85 tonCO_2/MWh pada tahun 2025 menjadi 0,39 tonCO_2/MWh pada tahun 2034. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari peningkatan pemanfaatan gas, tenaga air, panas bumi, dan EBT lainnya.

Tabel 5.183 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sulawesi (dalam juta tCO_2) - Skenario RE *Base*

No	Jenis Bahan Bakar	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Gas	1,7	3,1	5,2	5,1	5,3	5,8	5,8	6,2	5,7	5,8
2	BBM	0,9	0,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
3	Batubara	14,6	13,9	13,8	13,8	14,1	14,1	14,2	13,8	13,2	12,7
Total		17,3	17,6	19,1	19,1	19,5	20,0	20,1	20,1	19,0	18,6

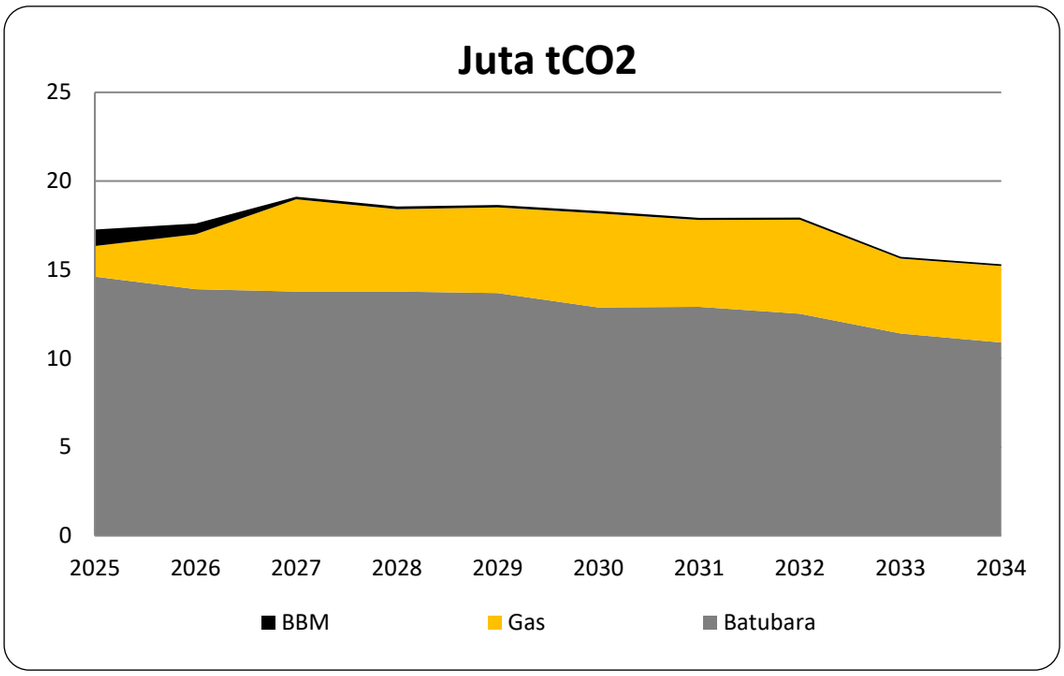


Gambar 5.62 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sulawesi Skenario RE *Base*

Proyeksi emisi GRK Skenario ARED dari pembangkitan listrik di Sulawesi diperlihatkan pada Gambar 5.63. Emisi diproyeksikan menurun sebesar 0,89 kali lipat dari 17,3 juta ton pada tahun 2025 menjadi 15,3 juta ton pada tahun 2034 seperti pada Tabel 5.184. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan turun dari 0,85 tonCO_2/MWh pada tahun 2025 menjadi 0,32 tonCO_2/MWh pada tahun 2034. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari peningkatan pemanfaatan gas, tenaga air, panas bumi, dan EBT lainnya.

Tabel 5.184 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sulawesi (dalam juta tCO_2) - Skenario ARED

No	Jenis Bahan Bakar	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Gas	1,7	3,1	5,2	4,7	4,8	5,3	4,9	5,3	4,2	4,3
2	BBM	0,9	0,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
3	Batubara	14,6	13,9	13,8	13,8	13,7	12,9	12,9	12,5	11,4	10,9
Total		17,3	17,6	19,1	18,6	18,6	18,3	17,9	17,9	15,7	15,3



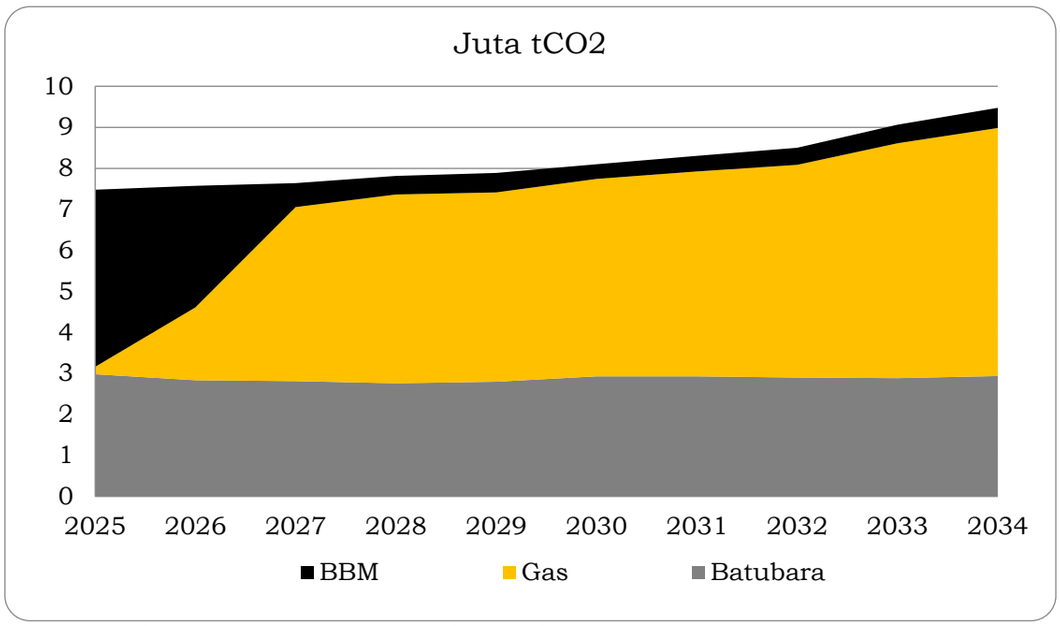
Gambar 5.63 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sulawesi Skenario ARED

V.7.6 Emisi GRK Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Proyeksi emisi GRK Skenario RE *Base* dari pembangkitan listrik di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara diperlihatkan pada Gambar 5.64. Emisi diproyeksikan meningkat sebesar 1,31 kali dari 7,5 juta ton pada tahun 2025 menjadi 9,5 juta ton pada tahun 2034 seperti pada Tabel 5.185. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan menurun dari 0,72 tonCO_2/MWh pada tahun 2025 menjadi 0,51 tonCO_2/MWh pada tahun 2034. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, tenaga air dan EBT lainnya.

Tabel 5.185 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (dalam juta tCO_2) - Skenario RE *Base*

No	Jenis Bahan Bakar	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Gas	0,2	1,8	4,2	4,6	4,6	4,8	5,0	5,2	5,7	6,0
2	BBM	4,3	3,0	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5
3	Batubara	3,0	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
	Jumlah	**7,5**	**7,6**	**7,6**	**7,8**	**7,9**	**8,1**	**8,3**	**8,5**	**9,1**	**9,5**

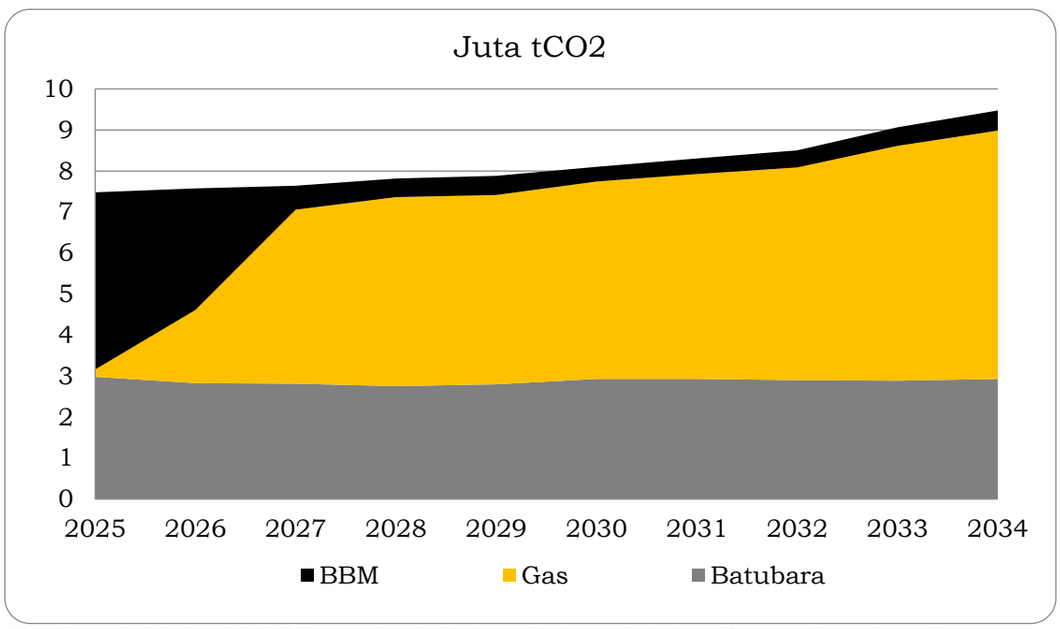


Gambar 5.64 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base*

Proyeksi emisi GRK Skenario ARED dari pembangkitan listrik di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara diperlihatkan pada Gambar 5.65. Emisi diproyeksikan meningkat sebesar 1,31 kali dari 7,5 juta ton pada tahun 2025 menjadi 9,5 juta ton pada tahun 2034 seperti pada Tabel 5.186. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan menurun dari 0,72 tonCO_2/MWh pada tahun 2025 menjadi 0,51 tonCO_2/MWh pada tahun 2034. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, tenaga air dan EBT lainnya.

Tabel 5.186 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (dalam juta tCO_2) - Skenario ARED

No	Jenis Bahan Bakar	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Gas	0,2	1,8	4,2	4,6	4,6	4,8	5,0	5,2	5,7	6,0
2	BBM	4,3	3,0	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5
3	Batubara	3,0	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
	Jumlah	**7,5**	**7,6**	**7,6**	**7,8**	**7,9**	**8,1**	**8,3**	**8,5**	**9,1**	**9,5**



Gambar 5.65 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Skenario ARED

V.8 Proyek Pendanaan Karbon

PLN memanfaatkan peluang implementasi nilai ekonomi karbon yang berasal dari kegiatan perdagangan karbon, baik melalui pasar karbon wajib maupun pasar karbon sukarela, pajak karbon, dan implementasi lainnya yang akan dikembangkan oleh pemerintah. Di samping itu, implementasi proyek pendanaan karbon akan diterapkan untuk semua kegiatan di lingkungan PLN yang berpotensi untuk memperoleh pendanaan karbon. Insentif dari pendanaan karbon (*carbon finance*) yang berasal dari pihak domestik maupun internasional akan dimanfaatkan untuk kegiatan yang tidak termasuk ke dalam target NDC, sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

Merujuk kepada Peraturan Pemerintah Nomor 46 Tahun 2017 tentang Instrumen Ekonomi Lingkungan Hidup, Peraturan Presiden No. 98 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Nilai Ekonomi Karbon untuk Pencapaian Target Kontribusi yang Ditetapkan Secara Nasional dan Pengendalian Emisi Gas Rumah Kaca dalam Pembangunan Nasional, Peraturan Menteri LHK No 21 Tahun 2022 tentang Tata Laksana Penerapan Nilai Ekonomi Karbon, dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 16 Tahun 2022 tentang Tata Cara Penyelenggaraan Nilai Ekonomi Karbon Sub sektor Pembangkit Tenaga Listrik, Pemerintah bermaksud untuk menerapkan implementasi nilai karbon melalui mekanisme perdagangan karbon yang dimulai pada tahun 2023. Perdagangan karbon terdiri dari kegiatan perdagangan emisi dan *offset* emisi GRK. Pada kegiatan perdagangan emisi, barang yang diperjualbelikan merupakan sertifikat Persetujuan Teknis Batas Atas Emisi Pelaku Usaha (PTBAE-PU) sedangkan untuk kegiatan *offset* barang yang diperjualbelikan merupakan Sertifikat Pengurangan Emisi (SPE). Untuk kegiatan perdagangan karbon ini dapat dilakukan melalui dua acara, yakni perdagangan langsung melalui web perdagangan karbon milik Kementerian ESDM (APPLE-Gatrik) atau perdagangan melalui bursa karbon yang saat ini diselenggarakan oleh PT. Bursa Efek Indonesia (BEI) atau IDX *Carbon*. Dampak finansial pelaksanaan perdagangan karbon tergantung pada nilai batas atas emisi yang ditetapkan pada masing-masing peserta dan harga unit karbon (Rp/ton) yang berlaku di pasar. Mulai tahun 2023, sub sektor pembangkit tenaga listrik akan menjadi sektor pertama yang melakukan perdagangan karbon. Perdagangan karbon ini terdiri dari tiga fase yang akan diselenggarakan bertahap hingga tahun 2030. Dalam kegiatannya, diharapkan dari perdagangan karbon ini dapat menciptakan ekosistem maupun pasar karbon yang nantinya dari hasil perdagangan tersebut dapat dimanfaatkan untuk pengembangan pembangkit energi terbarukan yang mampu mengurangi emisi karbon. Sejalan dengan peta jalan *Net Zero Emission* 2060 PLN, perdagangan karbon merupakan salah satu dari program *enablers*, yaitu pengembangan bisnis. Kredit karbon tersebut dapat diperjualbelikan oleh organisasi ataupun individu (pada pasar sukarela) yang ingin mengkompensasi jejak karbon mereka. Hingga tahun 2024, PLN memiliki beberapa proyek karbon kredit, yaitu:

1. PLTA Musi, PLTA Lau Renun, dan PLTA Sipansihaporas melalui mekanisme *Verified Carbon Standard* (VCS) pada pasar sukarela;
2. PLTP Lahendong dan PLTP Kamojang Unit 4 melalui mekanisme *Clean Development Mechanism* (CDM) pada pasar wajib;
3. PLTGU Muara Karang melalui mekanisme Sertifikat Pengurangan Emisi (SPE);
4. PLTMH Gunung Wugul melalui mekanisme Sertifikat Pengurangan Emisi (SPE);
5. Proyek terbaru (PLTMG Arun *Peaker*, PLTGU Muara Tawar *Add On*, PLTGU Priok, PLTGU Grati dan PLTGU Tambak Lorok Blok 3) yang sedang dalam proses penerbitan Sertifikat Pengurangan Emisi (SPE).

Ketiga proyek dalam mekanisme VCS memiliki nilai manfaat lain yang dapat dirasakan masyarakat sekaligus mendukung pencapaian *Sustainable Development Goals* (SDGs), seperti peningkatan akses listrik, meningkatkan kesempatan kerja, peningkatan keterampilan yang berkualitas bagi penduduk setempat, pembangunan fasilitas umum dan sosial, dan mendorong pertumbuhan ekonomi yang berkelanjutan.

V.9 Perencanaan Jaringan Transmisi dan Gardu Induk

Pada periode tahun 2025-2034 pengembangan sistem penyaluran berupa pengembangan sistem transmisi dengan tegangan 500 kV, 275 kV, dan 150 kV di Sistem Jawa-Bali serta tegangan 500 kV, 275 kV, 150 kV, dan 70 kV di Sistem Sumatera dan Indonesia Timur.

Rencana pengembangan sistem penyaluran di Indonesia hingga tahun 2034 diproyeksikan sepanjang 47.800 kms (RE *Base*) dan 47.758 kms (ARED), sedangkan untuk pengembangan Gardu Induk sebesar 107.950 MVA (RE *Base*) dan 107.950 MVA (ARED). Pengembangan jaringan transmisi dan gardu induk Indonesia dengan perincian terdapat pada Tabel 5.187 sampai Tabel 5.190.

Tabel 5.187 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Indonesia (kms) Skenario RE *Base*

No	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	500	549	542	220	1.225	15	324	1.649	311	1.618	-	6.453
2	500 DC	-	-	-	-	-	-	1.616	516	-	300	2.432
3	275	582	1.830	73	1.216	980	43	1.096	40	195	-	6.055
4	150	7.625	5.193	5.875	4.800	1.287	2.241	1.379	2.085	1.561	159	32.204
5	70	-	108	142	310	-	26	30	-	40	-	655
Total		**8.756**	**7.673**	**6.310**	**7.551**	**2.282**	**2.633**	**5.770**	**2.952**	**3.415**	**459**	**47.800**

Tabel 5.188 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Indonesia (kms) Skenario ARED

No	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	500	549	542	220	1.225	15	324	1.649	311	1.618	-	6.453
2	500 DC	-	-	-	-	-	-	1.616	516	-	300	2.432
3	275	582	1.830	73	1.216	980	43	1.096	40	195	-	6.055
4	150	7.625	5.274	5.829	4.759	1.277	2.235	1.379	2.043	1.603	139	32.162
5	70	-	108	142	310	-	26	30	-	40	-	655
Total		**8.756**	**7.754**	**6.264**	**7.510**	**2.272**	**2.627**	**5.770**	**2.910**	**3.457**	**439**	**47.758**

Tabel 5.189 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Indonesia (MVA) Skenario RE *Base*

No	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	500/275	500	-	1.500	2.500	1.000	500	-	1.500	500	-	8.000
2	500/150	7.000	6.000	8.000	8.500	-	3.000	3.500	1.250	1.000	-	38.250
3	500 DC	-	-	-	-	-	-	3.000	3.000	-	-	6.000
4	500	-	-	-	-	-	-	4.000	-	-	-	4.000
5	275/150	2.500	1.250	2.500	4.500	1.000	250	2.500	250	250	-	15.000
6	150/115	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	250
7	150/70	380	100	220	-	-	-	-	-	60	-	760
8	150/66	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
9	150/20	5.880	3.630	5.790	3.120	3.310	2.600	2.550	1.800	3.240	2.670	34.590
10	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60	60
11	70/20	180	60	50	210	30	-	150	60	60	180	980
Total		**16.500**	**11.040**	**18.310**	**18.830**	**5.340**	**6.350**	**15.700**	**7.860**	**5.110**	**2.910**	**107.950**

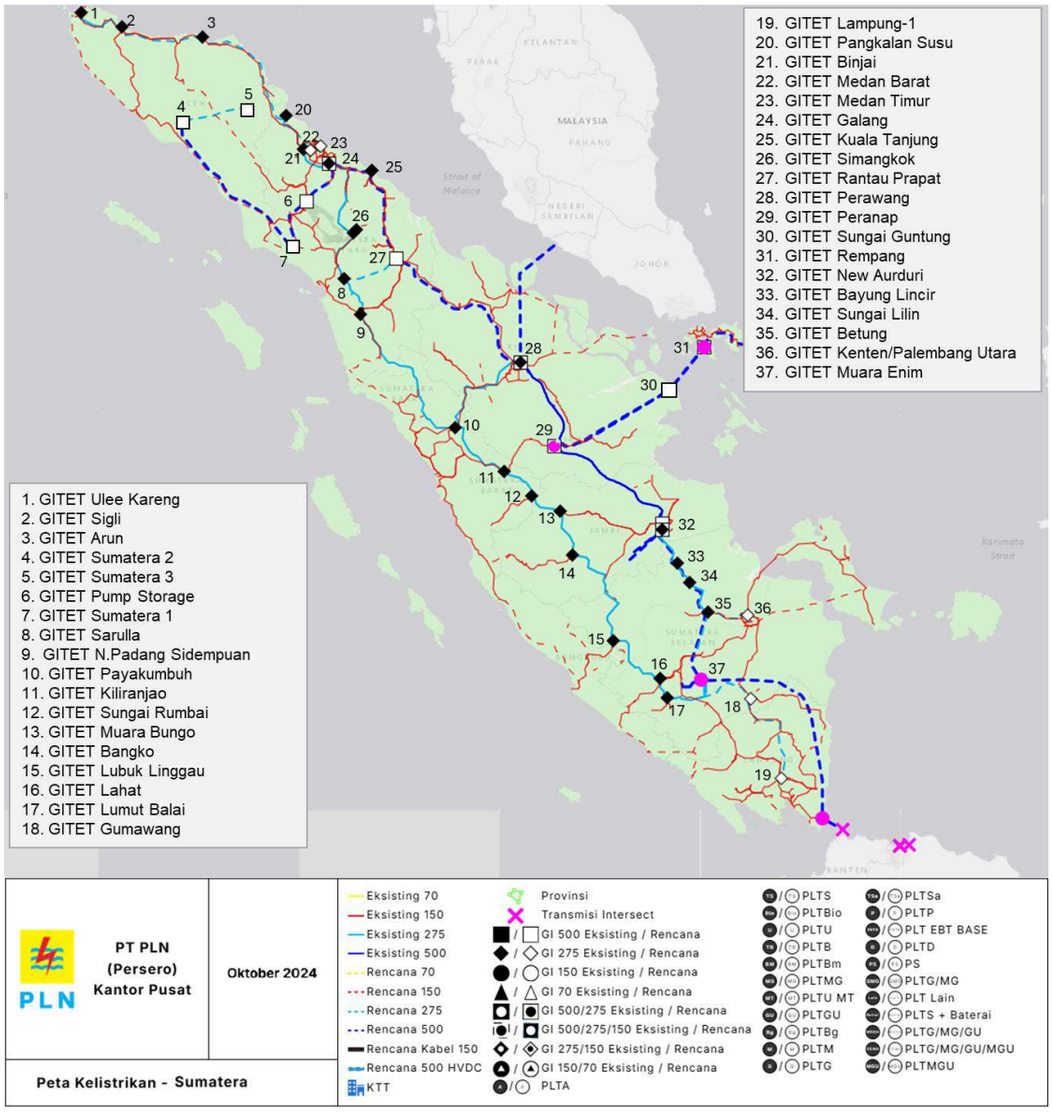
Tabel 5.190 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Indonesia (MVA) Skenario ARED

No	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	500/275	500	-	1.500	2.500	1.000	500	-	-	1.500	500	8.000
2	500/150	7.000	6.000	8.000	8.500	-	3.000	3.500	1.250	1.000	-	38.250
3	500 DC	-	-	-	-	-	-	3.000	3.000	-	-	6.000
4	500	-	-	-	-	-	-	4.000	-	-	-	4.000
5	275/150	2.500	1.250	2.500	4.500	1.000	250	2.500	250	250	-	15.000
6	150/115	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	250
7	150/70	380	100	220	-	-	-	-	-	60	-	760
8	150/66	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
9	150/20	5.880	3.630	5.790	3.120	3.310	2.600	2.550	1.800	3.240	2.730	34.650
10	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	70/20	180	60	50	210	30	-	150	60	60	180	980
Total		**16.500**	**11.040**	**18.310**	**18.830**	**5.340**	**6.350**	**15.700**	**7.860**	**5.110**	**2.910**	**107.950**

Rencana pengembangan infrastruktur transmisi dan gardu induk sebagai *outlet* evakuasi daya pembangkit tersebar diakomodir dalam daftar proyek dengan asumsi panjang transmisi dan kebutuhan infrastruktur lainnya masih berupa perkiraan sebelum ada kepastian lokasi pembangkit tersebar tersebut.

V.9.1 Pengembangan Sistem Penyaluran Sumatera

Pada Sistem Sumatera direncanakan transmisi *backbone* 500 kV pada koridor timur yang menghubungkan pusat-pusat pembangkit skala besar dan pusat-pusat beban yang besar di Sumatera. Transmisi ini akan menyalurkan tenaga listrik dari pembangkit listrik di daerah yang banyak sumber energi primer murah (Sumatera Selatan, Jambi, dan Riau) ke daerah pusat beban. Dalam jangka panjang, transmisi ini akan digunakan untuk menyalurkan *green energy* yang berasal dari pembangkit hidro dan panas bumi dari daerah Sumatera bagian utara (Aceh dan Sumatera Utara) ke sistem Sumatera dan dimungkinkan untuk transfer ke sistem yang lain. Pengembangan transmisi Sistem Sumatera sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.66.



Gambar 5.66 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2025–2034

Rencana pengembangan Sistem Transmisi Sumatera dalam RUPTL 2025-2034 menyesuaikan dengan topologi jaringan sistem interkoneksi 275 kV di koridor barat dan 500 kV di koridor timur. Pengembangan dilakukan untuk menghubungkan pembangkit baru ke Sistem Sumatera untuk memenuhi pertumbuhan beban serta Program Dedieselisasi dalam bentuk pembangunan gardu induk dan penambahan kapasitas trafo di gardu induk 275 kV, 150 kV dan 70 kV. Mempertimbangkan perubahan yang terjadi dalam proyeksi *demand* serta *reliability* penyaluran maka ruas SUTET 500 kV Perawang-Rantau Prapat-Galang yang sebelumnya direncanakan akan COD pada Tahun 2025 disesuaikan dengan kebutuhan sistem. Selain itu, untuk memaksimalkan Sumatera Bagian Utara sebagai lumbung potensi energi terbarukan hidro dan panas bumi maka jalur evakuasi *backbone* baru 500 kV koridor barat untuk potensi EBT tersebut perlu dibangun dengan tetap menyesuaikan dengan jadwal COD pembangkit.

Rencana pengembangan sistem penyaluran di Sumatera hingga tahun 2034 seperti ditunjukkan pada Tabel 5.191 sampai dengan Tabel 5.194. Beberapa proyek transmisi strategis di Sumatera antara lain:

1. Pembangunan transmisi baru 70 kV,150 kV, 275 kV dan 500 kV terkait dengan proyek pembangkit;
2. Pengembangan transmisi 70 kV dan 150 kV yang ada di lokasi tersebar di sistem Sumatera dalam rangka memenuhi kriteria keandalan (N-1) dan untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran,

perbaikan tegangan pelayanan, Dedieselisasi, dan fleksibilitas operasi;

3. Proyek transmisi 500 kV mulai dari Provinsi Sumatera Selatan sampai dengan Sumatera Utara merupakan transmisi *backbone* di sisi timur. SUTET 500 kV New Aur Duri – Peranap – Perawang sudah *energize* pada tahun 2024 namun saat ini terdapat *reroute* pada beberapa tapak tower pada ruas New Aur Duri – Peranap yang diharapkan dapat diselesaikan sesuai rencana. SUTET 500 kV Muara Enim – New Aur Duri saat ini mengalami keterlambatan dan sedang dalam tahap untuk pengadaan ulang. Sementara itu SUTET 500 kV Perawang – Rantau Prapat – Galang COD-nya akan menyesuaikan dengan kebutuhan sistem. Dengan beroperasinya SUTET 500 kV tersebut dari Sumatera Selatan sampai Sumatera Utara, maka pembangkit-pembangkit mulut tambang di selatan dapat dioptimalkan pengoperasiannya;
4. Perkuatan pasokan dan peningkatan keandalan sistem Palembang, maka direncanakan transmisi 275 kV Betung – Palembang Utara dengan target operasi pada Tahun 2025;
5. Pembangunan transmisi (SUTT/SKTT) dan gardu induk (GI/GIS) 150 kV di beberapa ibu kota provinsi yang tujuannya untuk perkuatan pasokan dan keandalan ibu kota provinsi, di antaranya:
   a. Untuk perkuatan Kota Medan, direncanakan pembangunan GITET Medan Barat yang terhubung langsung dengan sistem 275 kV serta GIS 150 kV Kesawan yang dapat membagi beban GIS Listrik dan GIS Glugur yang saat ini merupakan titik pasokan utama pusat Kota Medan;
   b. Untuk perkuatan Kota Banda Aceh, saat ini telah beroperasi GI 150 kV Ulee Kareng dan Krueng Raya serta GITET 275 kV Ulee Kareng. Dengan beroperasinya SUTET 275 kV Sigli – Ulee Kareng, maka keandalan Subsistem Banda Aceh menjadi lebih baik, sehingga potensi padam akibat gangguan sistem menjadi lebih kecil;
   c. Untuk perkuatan Kota Pekanbaru, saat ini terdapat GIS di dalam kota yaitu GIS 150 kV Kota Pekanbaru yang terkoneksi radial melalui SKTT ke GI 150 kV Garuda Sakti. Selain itu, saat ini juga sudah beroperasi SUTT 150 kV Perawang – New Garuda Sakti sebagai *incomer* Subsistem Riau dari *backbone* Sumatera;
   d. Untuk perkuatan Kota Padang, sedang dibangun GIS 150 kV Kota Padang dengan target COD tahun 2025 dan direncanakan juga GIS 150 kV Bingkuang dengan target COD tahun 2029;
   e. Untuk perkuatan Kota Jambi, akan dibangun GIS 150 kV Kota Jambi dengan koneksi radial melalui SKTT ke GI 150 kV Payo Selincah dengan COD Tahun 2027;
   f. Untuk perkuatan Kota Bandar Lampung, akan dibuat *looping* SUTT 150 kV New Tarahan – Garuntang – Teluk Betung dengan target COD Tahun 2026 dan 2027.
6. Sehubungan dengan tingginya potensi pertumbuhan beban di pulau-pulau sekitar Provinsi Riau, maka direncanakan pembangunan transmisi dan kabel laut dari Sistem Sumatera ke Pulau Bengkalis dengan target COD 2026 dan Selat Panjang yang direncanakan beroperasi pada Tahun 2026, serta pembangunan kabel laut 150 kV dari Selat Panjang – Tanjung Balai Karimun juga di Tahun 2026;
7. Interkoneksi Sistem Sumatera dengan sistem PHR yang berbeda frekuensi AC (frekuensi Sistem Sumatera 50 Hz dan Sistem Pertamina Hulu Rokan 60 Hz) direncanakan akan terkoneksi di Tahun 2027. Koneksi akan menggunakan konverter HVDC *back to back* sehingga sistem PHR tidak akan merasakan perubahan drastis jika terjadi

gangguan di Sistem Sumatera. Selain itu, dengan adanya konverter yang dapat bekerja secara elektronika daya, kebutuhan perubahan di sistem baik itu dari sisi daya ataupun frekuensi dapat diakomodir melalui konverter tersebut. Kapasitas konverter yang direncanakan adalah minimal 100 MW dengan pertimbangan bahwa terdapat pembangkit PLN di Sistem PHR yang dikelola oleh MCTN dengan kapasitas 300 MW. Namun, kapasitas konverter tersebut dapat disesuaikan kembali dengan kondisi terkini dan tetap memperhatikan keandalan dan keekonomian di kedua belah pihak;

8. Rencana Interkoneksi Sistem Sumatera ke Sistem Batam direncanakan menggunakan sistem tegangan 500 kV, di mana penentuan sistem (AC atau DC), desain, level tegangan, dan kebutuhan instalasi untuk rencana interkoneksi tersebut masih akan dikaji lebih lanjut berdasarkan kebutuhan sistem dan pertimbangan finansial. Tujuan dari interkoneksi tersebut adalah untuk membantu PLN Batam dalam memenuhi kebutuhan *demand* dan memenuhi target persentase EBT dalam RUPTL PLN Batam. Jalur ini juga dimungkinkan untuk menjangkau potensi beban KEK di Pulau Bintan dan juga potensi interkoneksi ke sistem lain. Selama keekonomian nya tercapai dan adanya kesepakatan untuk *sharing recovery investment* yang adil, maka tidak menutup kemungkinan juga dibuat *connection hub* di Sistem Bintan maupun sistem lainnya.

Tabel 5.191 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sumatera Skenario RE *Base* (kms)

No.	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	500	-	480	-	1.000	-	-	-	182	736	-	2.398
2	500 DC*)	-	-	-	-	-	-	516	516	-	300	1.332
3	275	582	862	20	240	-	3	-	40	195	-	1.942
4	150	954	1.244	997	974	275	50	72	287	418	-	5.272
5	70	-	-	140	70	-	-	-	-	-	-	210
Total		**1.536**	**2.586**	**1.157**	**2.284**	**275**	**53**	**588**	**1.025**	**1.349**	**300**	**11.155**

*) Level tegangan dapat disesuaikan dengan hasil kajian lebih lanjut.

Tabel 5.192 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sumatera Skenario RE *Base* (MVA)

No.	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	500/275 kV	500	-	500	1.500	-	500	-	1.500	500	-	5.000
2	500/150 kV	-	-	-	500	-	-	1.500	250	-	-	2.250
3	500 kV DC*)	-	-	-	-	-	-	3.000	3.000	-	-	6.000
4	275/150 kV	1.750	500	1.500	750	-	250	-	250	250	-	5.250
5	150/115 kV	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	250
6	150/20 kV	1.410	660	1.470	450	810	930	600	810	1.080	1.170	9.390
7	70/20 kV	90	-	-	90	-	-	30	-	-	60	270
Total		**3.750**	**1.160**	**3.720**	**3.290**	**810**	**1.680**	**5.130**	**5.810**	**1.830**	**1.230**	**28.410**

*) Level tegangan dapat disesuaikan dengan hasil kajian lebih lanjut.

Tabel 5.193 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sumatera Skenario ARED (kms)

No.	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	500	-	480	-	1.000	-	-	-	182	736	-	2.398
2	500 DC*)	-	-	-	-	-	-	516	516	-	300	1.332
3	275	582	862	20	240	-	3	-	40	195	-	1.942
4	150	954	1.244	997	974	275	50	72	287	418	-	5.272
5	70	-	-	140	70	-	-	-	-	-	-	210
Total		**1.536**	**2.586**	**1.157**	**2.284**	**275**	**53**	**588**	**1.025**	**1.349**	**300**	**11.155**

*) Level tegangan dapat disesuaikan dengan hasil kajian lebih lanjut.

Tabel 5.194 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sumatera Skenario ARED (MVA)

No.	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	500/275 kV	500	-	500	1.500	-	500	-	1.500	500	-	5.000
2	500/150 kV	-	-	-	500	-	-	1.500	250	-	-	2.250
3	500 kV DC*)	-	-	-	-	-	-	3.000	3.000	-	-	6.000
4	275/150 kV	1.750	500	1.500	750	-	250	-	250	250	-	5.250
5	150/115 kV	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	250
6	150/20 kV	1.410	660	1.470	450	810	930	600	810	1.080	1.170	9.390
7	70/20 kV	90	-	-	90	-	-	30	-	-	60	270
Total		**3.750**	**1.160**	**3.720**	**3.290**	**810**	**1.680**	**5.130**	**5.810**	**1.830**	**1.230**	**28.410**

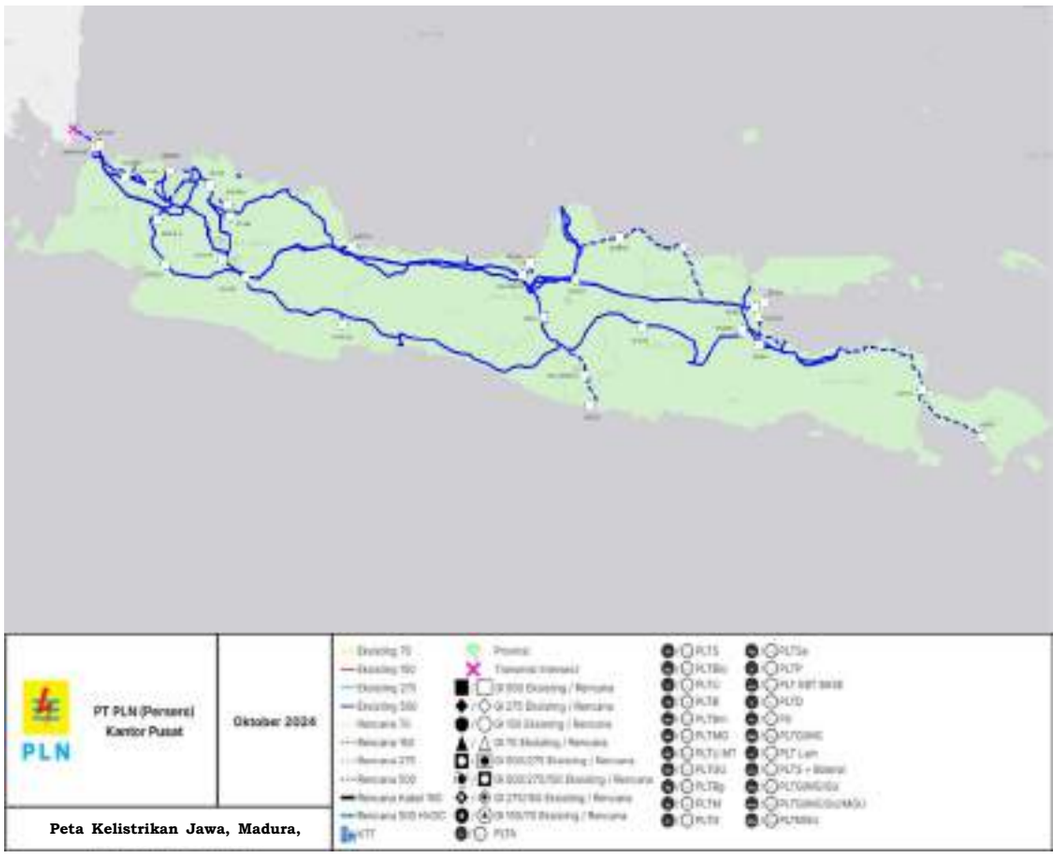
*) Level tegangan dapat disesuaikan dengan hasil kajian lebih lanjut.

V.9.2 Pengembangan Sistem Penyaluran Jawa, Madura, dan Bali

Pengembangan sistem transmisi di Sistem Jawa, Madura, dan Bali secara umum terbagi menjadi 3 (tiga) kriteria yaitu evakuasi daya, penjualan dan keandalan.

1. Kriteria evakuasi daya dimaksudkan untuk mengirimkan pasokan listrik dari pembangkit-pembangkit baru maupun ekspansi badaik yang terkoneksi ke sistem 500 kV maupun ke sistem 150 kV. Selain itu, perkuatan *backbone* di Sistem Jawa Bali juga termasuk pada kriteria ini fungsinya adalah meningkatkan kekuatan dari sistem baik kekuatan saat kondisi tunak maupun dinamik sehingga menghindari potensi pemadaman meluas. Kriteria evakuasi ini juga berfungsi untuk mengirimkan daya dari *backbone* ke sistem dengan level tegangan lebih rendah yang biasanya berlokasi di sekitar pusat beban umumnya kriteria ini dapat menurunkan BPP sistem karena pasokan energi murah dari pembangkit besar di sistem tegangan ekstra tinggi (500 kV) akan menggantikan pasokan energi dari pembangkit dengan skala lebih kecil yang terkoneksi di sistem tegangan tinggi (150 kV).
2. Kriteria penjualan dimaksudkan untuk peningkatan penjualan guna memenuhi kebutuhan beban. Penentuan lokasi GI baru secara ideal adalah di pusat beban namun terkadang akan sedikit menjauh dari pusat beban dengan mempertimbangkan kondisi non-teknis. Pengembangan transmisi sebagai koneksi ke GI yang dimaksudkan di atas disesuaikan dengan beberapa aspek lain seperti kesiapan transmisi eksisting, kesiapan GI eksisting serta rencana pengembangan ke depannya.
3. Kriteria keandalan dimaksudkan untuk menjaga atau meningkatkan keandalan penyaluran. Kriteria ini umumnya berupa pengembangan transmisi terkait *looping* dalam subsistem, *looping* antar-subsistem, peningkatan kapasitas transmisi (*reconductoring*) agar memenuhi kriteria N-1 maupun pekerjaan pra-syarat dari pekerjaan lain (*workability*).

Pengembangan transmisi 500 kV di Sistem Jawa-Bali sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.67. Pengembangan transmisi di Jawa, Madura, dan Bali lebih detail dapat dilihat pada lampiran per provinsi (Lampiran B).



Gambar 5.67 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jawa Bali Tahun 2025-2034

Memperhatikan pembangunan SUTET dan SUTT yang sering terlambat karena masalah perizinan, ROW dan sosial serta kebutuhan tambahan daya yang mendesak maka PLN perlu melakukan usaha meningkatkan kapasitas transmisi dalam waktu dekat. Pembangunan SUTET dengan menggunakan rute baru akan memerlukan waktu yang lama sehingga salah satu upaya yang dapat dilakukan adalah *reconductoring* beberapa ruas transmisi 500 kV atau 150 kV dan mulai memanfaatkan ruas transmisi 150 kV eksisting untuk dibangun menjadi transmisi 500 kV di kota-kota besar di Sistem Jawa Bali. Pada beberapa daerah yang memiliki sistem 66 kV, untuk meningkatkan kapasitas aliran daya serta keandalan pasokan maka jalur transmisi 66 kV akan dimanfaatkan untuk transmisi 150 kV.

Terdapat 2 (dua) skenario infrastruktur yaitu RE *Base* dan ARED di mana perbedaan skenario ini akan berdampak pada perbedaan COD beberapa rencana pembangkit dan transmisi. Maka diperoleh tabel rencana pembangunan jaringan untuk masing-masing skenario.

Pada Tabel 5.195 sampai Tabel 5.198 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di Jawa, Madura dan Bali. Pada Skenario RE *Base* total penambahan transmisi 2025-2034 mencapai 13,9 ribu kms termasuk pengembangan HVDC dan juga level tegangan 275 kV. Adapun rencana pengembangan trafo sebesar 59,7 ribu MVA.

Pada Skenario ARED total penambahan transmisi 2025-2034 mencapai 14,1 ribu kms termasuk pengembangan HVDC dan juga level tegangan 275 kV. Adapun rencana pengembangan trafo sebesar 59,7 ribu MVA.

Tabel 5.195 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Jawa, Madura dan Bali Skenario RE *Base* (kms)

No	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	500	549	62	220	225	15	324	262	129	882	-	2.668
2	500 DC	-	-	-	-	-	-	1.100	-	-	-	1.100
3	275	-	-	53	20	28	-	-	-	-	-	101
4	150	1.385	2.168	2.105	1.937	674	527	443	363	344	65	10.010
Total		**1.934**	**2.230**	**2.378**	**2.182**	**717**	**851**	**1.805**	**492**	**1.226**	**65**	**13.879**

Tabel 5.196 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Jawa, Madura dan Bali Skenario RE *Base* (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	7.000	6.000	8.000	8.000	-	3.000	2.000	1.000	1.000	-	36.000
500/275 kV	-	-	1.000	1.000	1.000	-	-	-	-	-	3.000
275/150 kV	-	-	1.000	1.000	-	-	-	-	-	-	2.000
150/70 kV	200	100	100	-	-	-	-	-	-	-	400
150/20 kV	3.480	2.430	3.540	1.740	1.800	900	1.200	600	1.380	1.200	18.270
70/20 kV	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
Total	**10.740**	**8.530**	**13.640**	**11.740**	**2.800**	**3.900**	**3.200**	**1.600**	**2.380**	**1.200**	**59.730**

Tabel 5.197 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Jawa, Madura dan Bali Skenario ARED (kms)

No	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	500	549	62	220	225	15	324	262	129	882	-	2.668
2	500 DC	-	-	-	-	-	-	1.100	-	-	-	1.100
3	275	-	-	53	20	28	-	-	-	-	-	101
4	150	1.385	2.249	2.085	1.906	674	527	443	363	344	45	10.020
Total		**1.934**	**2.311**	**2.358**	**2.151**	**717**	**851**	**1.805**	**492**	**1.226**	**45**	**13.889**

Tabel 5.198 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Jawa, Madura dan Bali Skenario ARED (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	7.000	6.000	8.000	8.000		3.000	2.000	1.000	1.000		36.000
500/275 kV	-	-	1.000	1.000	1.000	-	-	-	-	-	3.000
275/150 kV	-	-	1.000	1.000	-	-	-	-	-	-	2.000
150/70 kV	200	100	100	-	-	-	-	-	-	-	400
150/20 kV	3.480	2.430	3.540	1.740	1.800	900	1.200	600	1.380	1.200	18.270
70/20 kV	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
Total	**10.740**	**8.530**	**13.640**	**11.740**	**2.800**	**3.900**	**3.200**	**1.600**	**2.380**	**1.200**	**59.730**

Dari tabel di atas terlihat bahwa pengembangan transmisi 500 kV untuk mengevakuasi daya terkait dengan program percepatan pembangkit juga dimaksudkan untuk perkuatan *backbone* di Sistem Jawa Bali. Pada 2025-2034 tegangan tertinggi yang akan menjadi *backbone* sistem adalah transmisi 500 kV. Alternatif pengenalan level tegangan yang lebih tinggi dari 500 kV di Sistem Jawa Bali masih memerlukan kajian. Rencana pengembangan 275 kV menjadi opsi dalam pengembangan di daerah metropolis Jakarta dan Surabaya.

Jawa Bagian Barat

– Ruas SUTET Duri Kosambi - Muara Karang dan Priok – Muara Tawar beserta GITET Muara Karang, GITET Priok dan IBT Muara Tawar dimaksudkan untuk membagi pasokan beban-beban di sisi utara Jakarta yang saat ini dipasok dari GITET di sisi selatan Jakarta.

Secara ekonomis *looping* utara Jakarta beserta GITET terkaitnya akan mengurangi ketergantungan Sistem Jakarta ke pembangkit gas. Namun di sisi lain *looping* utara akan menaikkan arus hubung singkat untuk mitigasi hal ini diusulkan adanya pemasangan *Fault Current Limiter* (FCL) atau rekonfigurasi jaringan;
- Ruas SUTET yang harus dilakukan untuk peningkatan keandalan dan normalisasi SUTET "segi empat" Muara Tawar–Bekasi–Cawang–Cibinong adalah SUTET Muara Tawar–Bekasi yang akan menelusuri Banjir Kanal Timur dan ekstensi di GITET Bekasi Sehingga konfigurasi final dari transmisinya adalah "*double phi*" pada keempat GITET tersebut;
- Rencana GITET Cikande beserta SUTET dan *outlet* 150 kV-nya dimaksudkan untuk tambahan pasokan Sub sistem Cilegon yang didominasi oleh pelanggan KTT serta membagi sub sistem yang saat ini dipasok hanya dari sisi Barat Banten;
- SUTET Priok – Muarakarang dan SKLTET Gandul – Cawang terkait kerawanan *partial black-out* di area Jakarta dan Banten;
- Pekerjaan *uprating* SUTET Gandul – Depok; dimaksudkan untuk peningkatan kapasitas transfer daya kompleks pembangkitan Banten ke Jakarta serta meningkatkan keandalan Sub Sistem Cawang - Depok;
- Pembangunan Interkoneksi Sumatera – Jawa (HVDC) dimaksudkan untuk meningkatkan stabilitas jaringan listrik efisiensi dalam penyaluran tenaga listrik dan peningkatan kapasitas energi terbarukan;
- GITET 275 kV Sinarmas dimaksudkan untuk melayani pasokan kebutuhan *additional demand* KTT Data Center di Kota Jakarta.

Jawa Bagian Tengah
- GITET Ubrug dilakukan sebagai peningkatan keandalan di Bogor (Sub sistem Cibinong – Depok);
- Extension IBT 3,4 Tambun untuk peningkatan pasokan keandalan di Wilayah Tambun hingga Cikarang;
- Rencana GITET Karawang. extension IBT 3,4 Deltamas dan extension IBT 3,4 Sukatani dimaksudkan untuk melayani pasokan kebutuhan *additional demand* di kluster Karawang;
- Rencana GITET Cikalong dimaksudkan memperkuat keandalan di Bandung (Sub sistem Bandung Selatan – Ujungberung) dan dibutuhkan untuk fleksibilitas operasi sistem 500 kV (*Switching* Tasik – Depok);
- Penghubung *backbone* utara dan selatan di tengah Jawa saat ini hanya melalui 1 sirkit SUTET Ungaran–Pedan #1, sehingga untuk meningkatkan stabilitas dan fleksibilitas pemelihara sirkit #1 maka dibutuhkan pembangunan SUTET Ungaran–Pedan #2;
- GITET Purwodadi diperlukan untuk meningkatkan pasokan di Jawa Tengah bagian timur. GITET ini akan memasok sebagian beban yang saat ini dipasok dari GITET Tanjung Jati;
- Rencana GITET Tambaklorok dimaksudkan meningkatkan keandalan dan pasokan di Semarang.

Jawa Bagian Timur, Madura dan Bali
- Peningkatan pasokan ke Kota Surabaya Metropolis, Sidoarjo dan sekitarnya dengan pembangunan GITET Waru;
- Peningkatan pasokan ke Kota Malang melalui GITET Bangil;
- Peningkatan Pasokan ke kawasan industri di Mojokerto melalui GITET Ngoro;

- Peningkatan pasokan wilayah Kediri melalui GITET Ngawi/Madiun atau GITET Caruban;
- Transmisi 500 kV Paiton – Antosari atau yang dikenal dengan Jawa Bali *Connection* (JBC) dimaksudkan untuk antisipasi pertumbuhan beban di Pulau Bali dan meningkatkan keandalan sub sistem Bali. Alternatif penyelesaian JBC adalah penggunaan teknologi *Multi Column Tower* dan Saluran Kabel Laut Tegangan Ekstra Tinggi (SKLTET) 500 kV atau seluruhnya menggunakan SKLTET 500 kV. Pengalihan ke *level* tegangan lain akan dilakukan jika teknologi SKLTET tidak tersedia;
- Rencana SKTET 500 kV atau 275 kV sebagai solusi untuk penyelesaian ruas SUTET yang terkendala ROW-nya seperti penyelesaian GITET Surabaya Selatan melalui SKTET Tx. Kalanganyar - Tx. Gununganyar melewati rencana pengembangan Bandara Juanda sejauh 14 km dan SKTET Gandul-Cawang sejauh 22 km. Terkait *workability* opsi penggunaan sistem 275 kV dapat dipertimbangkan. Implementasi SKTET 500 kV yang menjadi SKTET pertama terpanjang di Indonesia serta opsi sistem 275 kV membutuhkan kajian lebih lanjut;
- Percepatan penyelesaian transmisi Manyar-Bungah dan Tuban-Paciran-Bungah. Untuk melayani rencana penyambungan KTT di sub sistem Ngimbang 1,2;
- *Extension* IBT 3,4 Ngimbang dan GITET Tanjung Awar Awar untuk melayani pasokan kebutuhan *additional demand* di kluster Ngimbang;
- *Intertie* SUTET Grati – Tx. Sidoarjo – Waru dan SUTET Bangil – Inc. Grati – Krian yang bertujuan untuk perkuatan Sistem Jawa bagian Timur untuk menghindari pemadaman meluas;
- GITET Watudodol / Kalipuro beserta SUTET terkait diperuntukkan untuk mengakomodir pertumbuhan beban di Jawa Timur serta menambah pasokan energi ke Bali.

Interkoneksi Sumatera Jawa

Strategi pemenuhan *supply-demand balance* adalah dengan mengoptimalkan Pembangkit EBT *Firm Capacity* (PLTA dan PLTP) yang ada di Sistem Jawa-Madura-Bali, Interkoneksi Sumatera – Jawa (ISJ) dibutuhkan untuk memenuhi *supply-demand balance* saat potensi EBT di Jawa sudah tidak dapat memenuhi kebutuhan beban di Jawa. ISJ diperlukan untuk mentransfer energi dari EBT *Base Load* dari Sumatera ke Jawa karena terbatasnya potensi pengembangan EBT di Sistem Jawa-Madura-Bali. Interkoneksi Sumatera ke Jawa direncanakan selesai pada 2031 sehingga secara bertahap dapat menyalurkan energi EBT dari Sumatera sampai mencapai 2,6 GW pada 2033.

V.9.3 Pengembangan Sistem Penyaluran Kalimantan

Pengembangan sistem transmisi tenaga listrik di Kalimantan diutamakan untuk menghubungkan sistem-sistem yang belum terinterkoneksi, pertumbuhan beban, peningkatan keandalan sistem, mitigasi *bottleneck* sistem penyaluran, *outlet* daya pembangkit baru, dan peningkatan penjualan seiring dengan tumbuhnya pelanggan-pelanggan besar di Kalimantan. *Cross-border interconnection* antara Kalimantan Barat dan Serawak yang sudah beroperasi akan meningkatkan keandalan dan efisiensi operasi sistem tenaga listrik di Kalbar.

Untuk menghubungkan Sistem Kalbar dengan Sistem Kalseltengtimra, saat ini sedang dibangun transmisi 150 kV untuk meningkatkan keandalan pasokan. Dalam jangka panjang, sistem tenaga listrik seluruh

Kalimantan direncanakan akan terhubung menjadi satu yaitu *Grid* Borneo sebagai *backbone* interkoneksi Sistem Kalimantan.
Rencana pengembangan sistem transmisi di Kalimantan sebagaimana terlihat pada tabel dan gambar berikut.

Tabel 5.199 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Kalimantan Skenario RE *Base* (kms)

No.	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	150	1.565	1.420	1.174,6	1.095,9	11	748	406	1.313	650	93,8	8.477,3
2	275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	500	0	0	0	0	0	0	1.387	0	0	0	1.387
Total		**1.565**	**1.420**	**1.174,6**	**1.095,9**	**11**	**748**	**1.793**	**1.313**	**650**	**93,8**	**9.864,3**

Tabel 5.200 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Kalimantan Skenario RE *Base* (MVA)

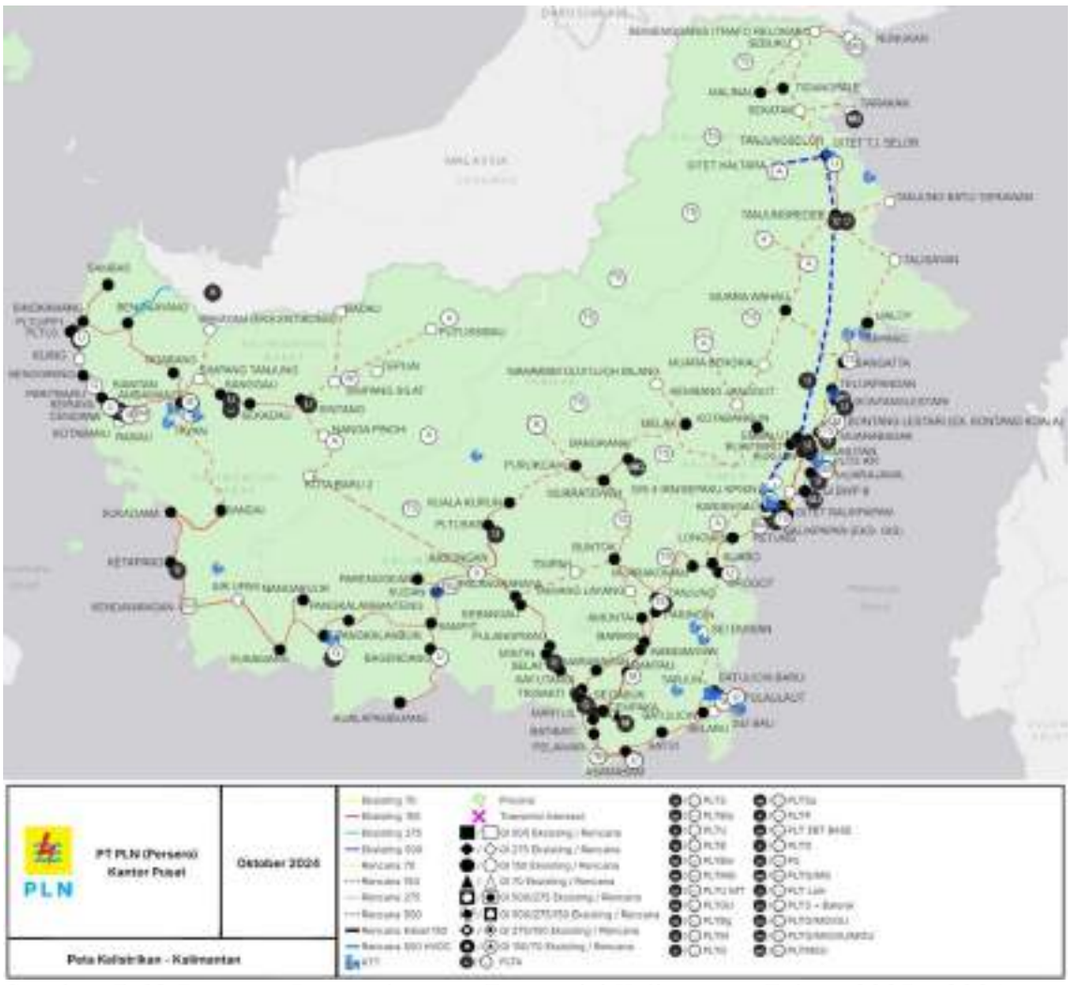
No.	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	150/20	450	360	300	720	510	540	360	240	300	300	4.080
2	500	0	0	0	0	0	0	4.000	0	0	0	4.000
3	500/275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		**450**	**360**	**300**	**720**	**510**	**540**	**4.360**	**240**	**300**	**300**	**8.080**

Tabel 5.201 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Kalimantan Skenario ARED (kms)

No.	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	150	1.565	1.420	1.148,6	1.085,9	1	742	406	1.271	692	93,8	8.425,3
2	275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	500	0	0	0	0	0	0	1.387	0	0	0	1.387
Total		**1.565**	**1.420**	**1.148,6**	**1.085,9**	**1**	**742**	**1.793**	**1.271**	**692**	**93,8**	**9.812,3**

Tabel 5.202 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Kalimantan Skenario ARED (MVA)

No.	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	150/20	450	360	300	720	510	540	360	240	300	300	4.080
2	500	0	0	0	0	0	0	4.000	0	0	0	4.000
3	500/275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		**450**	**360**	**300**	**720**	**510**	**540**	**4.360**	**240**	**300**	**300**	**8.080**



Gambar 5.68 Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Tahun 2025 – 2034

Kalimantan memiliki potensi sumber daya *hydro* lebih dari 13 GWh. Potensi *hydro* ini banyak terdapat di Kalimantan Utara dan Kalimantan Timur. Dengan mempertimbangkan besarnya daya yang akan dikirim ke pusat beban dan jarak dari lokasi rencana pusat energi hidro (PLTA) ke pusat beban yang sangat jauh, maka pengembangan transmisi Kalimantan tahun 2025 – 2034 akan dibangun *backbone* Kalimantan 500 kV. Pada tahap awal pembangunan *backcbone* 500 kV direncanakan membentang dari Kalimantan Utara ke Kalimantan Timur sejauh 1.140 kms. Gambar 5.68 menunjukkan peta rencana pengembangan transmisi Kalimantan tahun 2025 – 2034. Beberapa proyek transmisi strategis di Sistem Kalimantan antara lain:

- Interkoneksi Kalimantan Barat – Kalimantan Tengah
  Transmisi Kendawangan – Sukamara
  Pembangunan transmisi 150 kV dari Sukamara (Provinsi Kalimantan Tengah) ke Kendawangan (Provinsi Kalimantan Barat) dimaksudkan untuk menginterkoneksikan Sistem *Isolated* Ketapang (Provinsi Kalimantan Barat) dengan Sistem lnterkoneksi Kalimantan (Kalseltengtimra) melalui jaringan 150 kV yang direncanakan COD tahun 2024 sebelum dibangunnya jalur *backbone* 500 kV. Dengan terinterkoneksinya kedua sistem kelistrikan tersebut diharapkan dapat mengurangi pengoperasian pembangkit berbahan bakar HSD/MFO, menurunkan BPP, serta meningkatkan keandalan dan kontinuitas pasokan energi listrik.
- Transmisi Tayan – Sandai – Sukadana
  Pembangunan transmisi Tayan – Sandai – Sukadana bertujuan untuk menghubungkan Sistem *Isolated* Ketapang dengan Sistem Khatulistiwa. Saat ini, jaringan transmisi Sandai – Sukadana telah

selesai dibangun, sedangkan jalur transmisi Tayan – Sandai masih dalam tahap konstruksi dan diperkirakan akan COD pada tahun 2025. Dengan demikian, pada tahun 2025 Sistem Kalimantan Barat akan terinterkoneksi sepenuhnya dengan Sistem Kalseltengtimra.
Konfigurasi transmisi yang panjang memunculkan isu potensi ketidakstabilan sistem. Oleh karena itu, dibutuhkan infrastruktur yang dapat memberikan solusi untuk isu tersebut berupa infrastruktur pembangkit atau perangkat FACTS.

- Interkoneksi Kalimantan Timur – Kalimantan Utara
  Interkoneksi antara Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara terdiri dari beberapa ruas transmisi yaitu segmen Maloy – Talisayan – Tanjung Redeb – Tanjung Selor – Tidang Pale – Tarakan – Malinau yang kondisi saat ini masih terpisah dengan sistem interkoneksi Kalimantan.
- Transmisi Maloy – Talisayan – Tanjung Redeb
  Pembangunan transmisi 150 kV dari Tanjung Redeb – Talisayan – Maloy merupakan salah satu ruas yang akan menginterkoneksikan sistem *isolated* Kayan (Kaltara) dengan sistem interkoneksi Kalimantan sehingga potensi EBT pembangkit *hydro* di Kaltara dapat dievakuasi ke Sistem lnterkoneksi Kalimantan melalui jaringan 150 kV sebelum dibangunnya jalur *backbone* 500 kV. Jalur transmisi tersebut dalam tahap konstruksi dan diproyeksikan COD pada tahun 2025.
- Transmisi Tanjung Selor – Tidang Pale
  Pembangunan transmisi 150 kV Tanjung Selor – Tidang Pale akan menghubungkan Subsistem Kaltara dengan Sistem Interkoneksi Kalimantan. Beroperasinya segmen transmisi ini akan mengurangi pengoperasian PLTD dan meningkatkan keandalan sistem kelistrikan. Selain itu, dengan potensi besar PLTA di Kaltara, jalur ini ke depannya dapat berfungsi sebagai jalur evakuasi daya PLTA yang berada di Kaltara. Untuk mengatasi potensi tegangan yang melebihi standar akibat panjangnya saluran transmisi, diperlukan peralatan kompensator (reaktor) di GI Tidang Pale dan GI Talisayan. Jalur transmisi ini dalam tahap konstruksi dan diperkirakan akan beroperasi pada tahun 2025.
- Transmisi Tarakan – Sekatak
  Untuk melayani pertumbuhan beban serta menjaga kehandalan sistem kelistrikan sistem *isolated* Tarakan, maka direncanakan pembangunan gardu induk di Pulau Tarakan dan jaringan transmisi 150 kV yang akan menghubungkan sistem *isolated* Tarakan dan sistem lnterkoneksi Kalimantan. Jalur transmisi yang digunakan untuk menuju ke Tarakan adalah transmisi Tanjung Selor – Tidang Pale melalui GI Sekatak dengan konfigurasi *double phi* memotong jalur transmisi tersebut. Pembangunan GI Tarakan, GI Sekatak dan transmisi terkait bertujuan untuk menurunkan pengoperasian pembangkit PLTD di sistem Tarakan, melayani pertumbuhan kebutuhan listrik, meningkatkan citra perusahaan, serta meningkatkan mutu dan keandalan sistem tenaga listrik.

- Transmisi Ambawang – Sei Raya – Rasau – Kotabaru untuk memperkuat pasokan ke pusat beban Pontianak, direncanakan COD tahun 2028;
- Transmisi Tarjun – Sei Durian – Grogot untuk memperkuat interkoneksi Kalseltengtimra dan pasokan ke beban KTT yang banyak berada di daerah Tarjun dan Sei Durian, direncanakan COD tahun 2026;

- Transmisi 150 kV Bangkanai – Melak – Kotabangun akan membentuk *looping* di Sistem Kalseltengtimra yang akan memperkuat Sistem Kalseltengtimra, direncanakan COD tahun 2028;
- Transmisi 150 kV Kuaro – GIS 4 KIPP/Sepaku untuk memperkuat pasokan listrik ke Ibu Kota Nusantara sehingga terdapat 2 jalur transmisi yang akan menyuplai IKN, direncanakan COD tahun 2027;
- Transmisi 500 kV Kaltara – Tanjung Selor – Embalut – IKN – Balikpapan untuk mengevakuasi pembangkit PLTA yang potensinya berada di daerah Kalimantan Utara ke pusat beban, direncanakan COD tahun 2031.

Untuk lokasi GITET dan SUTET 500 kV masih dalam tahap kajian dan akan disesuaikan dengan lahan yang tersedia serta konfigurasi yang optimal dalam memasok beban.

Jaringan transmisi *backbone* Kalimantan direncanakan juga untuk memasok kebutuhan energi Ibu Kota Negara (IKN) yang baru dari PLTA di Kalimantan Utara. Dalam rangka mendukung program besar pemerintah tersebut, PLN berkomitmen untuk menyediakan infrastruktur ketenagalistrikan untuk menyuplai listrik di IKN. PLN menyelaraskan *roadmap* penyediaan listrik di IKN sesuai dengan visi *Net Zero Emmission* tahun 2045. Sistem kelistrikan di IKN dirancang mendukung *Smart City* IKN dengan menawarkan konsep *Smart* (*smart grid, zero downtime, power quality,* SCADA, AMI), *Green* (*solar/ wind/ hydro and EV infrastructure*), dan *Beautiful* (*aesthetic design, underground infrastructure,* GIS) serta dirancang untuk memenuhi aspek *resilience, affordability,* dan *sustainability.* IKN akan dipasok dari beberapa GITET yang kemudian disalurkan ke beberapa gardu induk 150 kV yang mengelilinginya. Untuk jaringan 150 kV yang menghubungkan GIS di Kawasan Inti Pusat Pemerintahan (KIPP) akan menggunakan teknologi *underground cable* (UGC).

V.9.4 Pengembangan Sistem Penyaluran Sulawesi

Pengembangan sistem penyaluran di Sulawesi direncanakan untuk jalur evakuasi daya dari pembangkitan ke pusat beban, sebagai *enabler* dan percepatan pembangunan pembangkit EBT, mendukung target penjualan energi listrik, serta meningkatkan keandalan sistem.

Rencana pengembangan infrastruktur transmisi dan GI di Sulawesi berdasarkan proyeksi kebutuhan beban yang ada (*demand driven*). Terdapat potensi pelanggan besar (Konsumen Tegangan Tinggi, KTT) yang cukup banyak di Sulawesi terutama di wilayah Provinsi Sulawesi Selatan, Provinsi Sulawesi Tenggara, dan Provinsi Sulawesi Tengah. Kebutuhan daya pelanggan besar tersebut direncanakan akan dipasok oleh pembangkit gas dan hidro. Terdapat potensi hidro sebesar ± 5,7 GW yang dapat dikembangkan menjadi PLTA berada di bagian tengah Sulawesi. Mempertimbangkan besarnya daya yang akan dikirim ke pusat beban dan jarak dari lokasi rencana PLTA skala besar ke pusat beban sangat jauh maka untuk menyalurkan energi PLTA ini akan dibangun *backbone* Sulawesi berupa transmisi Tegangan Ekstra Tinggi 275 kV.

Pengembangan sistem penyaluran di Sulawesi juga ditujukan untuk menghubungkan area-area *isolated* ke *grid* terdekat yaitu ke sistem interkoneksi Sulbagsel maupun Sistem interkoneksi Sulbagut. Interkoneksi area *isolated* ke dalam *grid* merupakan bagian dari Program Dedieselisasi yang bertujuan untuk mengurangi pengoperasian PLTD di area *isolated* tersebut dengan memanfaatkan energi yang lebih murah dan ramah lingkungan yang ada di *grid*. Selain itu, pembangunan transmisi dan GI di area *isolated* terutama yang berada di Provinsi Gorontalo dan Provinsi Sulawesi Tengah ini juga menjadi bagian dari rencana interkoneksi Sistem Sulbagsel dengan sistem Sulbagut sebagai

rencana pengembangan Sistem Sulawesi ke depannya. Untuk meningkatkan keandalan pasokan ke wilayah yang masih terhubung secara radial, pengembangan transmisi dilakukan dengan membangun jalur *looping*.
Rencana pengembangan sistem transmisi dan GI di Sulawesi sejalan juga dengan skenario rencana penambahan kapasitas pembangkit yaitu Skenario RE *Base* dan skenario ARED. Tidak terdapat perbedaan tahun COD pada kedua skenario tersebut.

Interkoneksi Sistem Sulawesi
Di Sulawesi terdapat dua sistem interkoneksi besar yang masih terpisah yaitu Sistem Sulbagut dan Sistem Sulbagsel, menggunakan level tegangan 150 kV dan 70 kV serta 275 kV di Sistem Sulbagsel. Sistem Sulbagut meliputi wilayah Provinsi Sulawesi Utara, Provinsi Gorontalo dan Sebagian Provinsi Sulawesi Tengah, dan Sistem Sulbagsel meliputi wilayah Provinsi Sulawesi Selatan, Provinsi Sulawesi Tenggara, Provinsi Sulawesi Barat dan Sebagian Sulawesi Tengah.
Rencana pengembangan sistem penyaluran ke depannya adalah membangun sistem interkoneksi Sulawesi yaitu menghubungkan Sistem Sulbagsel dengan Sistem Sulbagut melalui transmisi 150 kV Tambu – Bangkir (Provinsi Sulawesi Tengah) yang direncanakan COD tahun 2028. Interkoneksi sistem Sulawesi ini bertujuan selain untuk meningkatkan keandalan sistem kelistrikan Sulawesi juga untuk meningkatkan bauran EBT. Dengan interkoneksi ini potensi energi hidro yang banyak terdapat di Sistem Sulbagsel dapat ditransfer ke Sistem Sulbagut.
Berdasarkan KKP SUTT 150 kV Tambu – Bangkir yang sudah disahkan kajian operasinya menunjukkan transfer daya pada SUTT 150 kV Tambu – Bangkir sangat kecil. Interkoneksi Sulawesi melalui pembangunan SUTT 150 kV Tambu – Bangkir juga tidak berdampak pada penurunan BPP Sistem Sulbagut secara signifikan karena di Sistem Sulbagut juga terdapat banyak pembangkit murah PLTU sehingga *benefit* yang diperoleh tidak sepadan dengan investasi yang dikeluarkan. Sehingga, analisis finansial rencana interkoneksi Sulawesi melalui SUTT 150 kV Tambu – Bangkir yang COD 2024 hasilnya tidak layak pada Skenario *Base*. Diperlukan kajian lebih lanjut untuk menentukan waktu yang tepat membangun sistem interkoneksi Sulawesi ini. Untuk percepatan interkoneksi Sistem Sulawesi diperlukan Penugasan Pemerintah.
Rencana pengembangan sistem transmisi dan GI di Sulawesi dapat dilihat pada Gambar 5.69. dan rekapitulasi kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di Sulawesi diperlihatkan pada Tabel 5.203 sampai Tabel 5.206.

Tabel 5.203 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sulawesi Skenario *Base* (kms)

Transmisi (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275	-	968	-	956	952	40	1.096	-	-	-	4.012
150	2.648	261	952	581	52	54	367	82	4	-	5.001
70	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-	6
Jumlah	**2.648**	**1.229**	**952**	**1.537**	**1.004**	**100**	**1.463**	**82**	**4**	-	**9.019**

Tabel 5.204 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sulawesi Skenario ARED (kms)

Transmisi (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275	-	968	-	956	952	40	1.096	-	-	-	4.012
150	2.648	261	952	581	52	54	367	82	4	-	5.001
70	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-	6
Jumlah	**2.648**	**1.229**	**952**	**1.537**	**1.004**	**100**	**1.463**	**82**	**4**	-	**9.019**

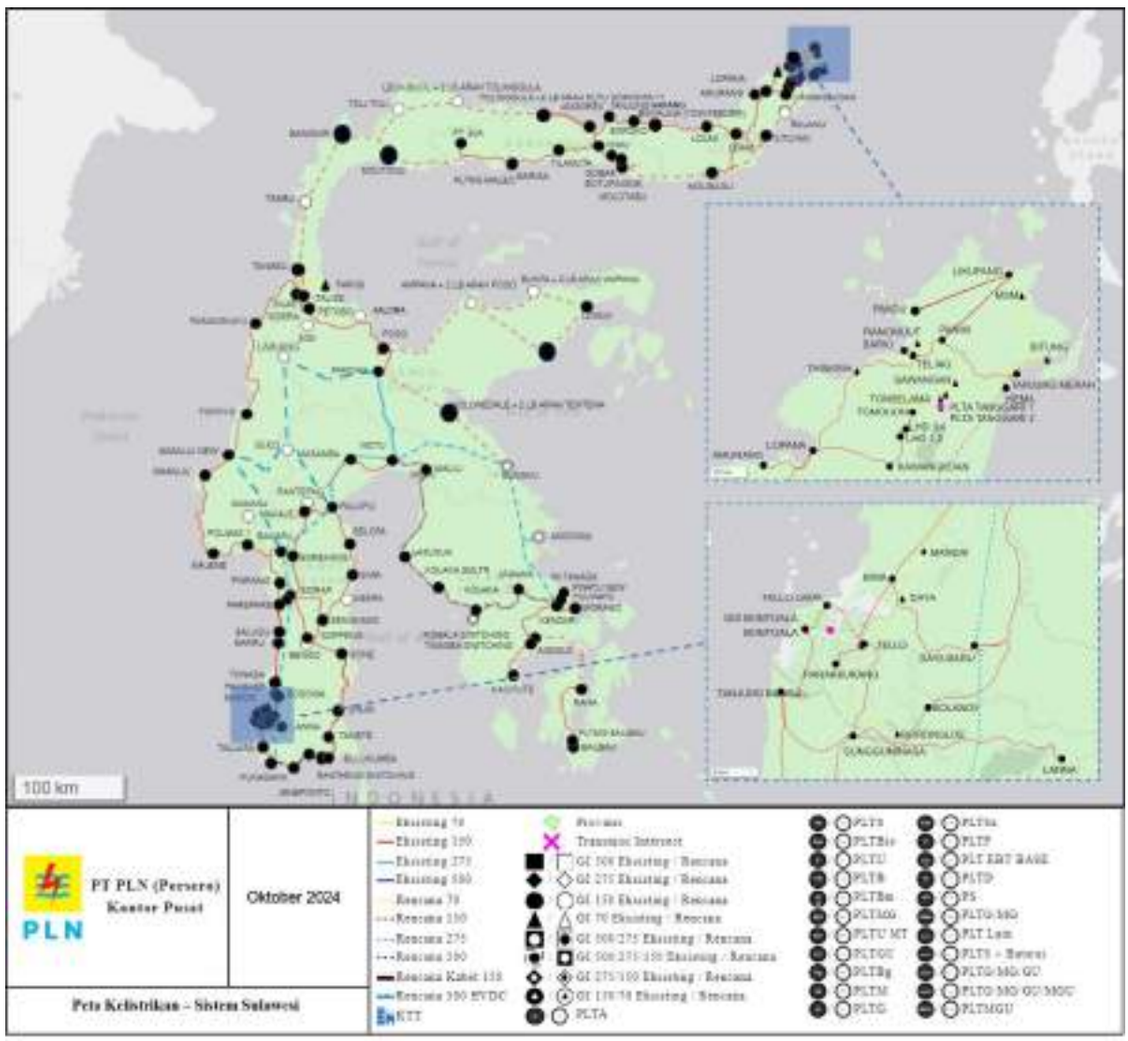
Tabel 5.205 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sulawesi Skenario *Base* (MVA)

Trafo (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275/150	750	750	-	2.750	1.000	-	2.500	-	-	-	7.750
150/70	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
150/20	390	150	150	120	120	120	330	120	300	60	1.860
Total	**1.200**	**900**	**150**	**2.870**	**1.120**	**120**	**2.830**	**120**	**300**	**60**	**9.670**

Tabel 5.206 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sulawesi ARED (MVA)

Trafo (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275/150	750	750	-	2.750	1.000	-	2.500	-	-	-	7.750
150/70	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
150/20	390	150	150	120	120	120	330	120	300	60	1.860
Total	**1.200**	**900**	**150**	**2.870**	**1.120**	**120**	**2.830**	**120**	**300**	**60**	**9.670**

Dalam kurun waktu tahun 2025-2034, panjang transmisi yang akan dibangun mencapai 9.019 kms dan trafo dengan kapasitas total mencapai 9.670 MVA.



Gambar 5.69 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2025-2034

Sistem Sulbagsel

Sistem Sulbagsel yang meliputi Provinsi Sulawesi Selatan, Sulawesi Barat, Sulawesi Tenggara serta sebagian Sulawesi Tengah beroperasi menggunakan level tegangan 70 kV, 150 kV, dan 275 kV. Transmisi 70 kV saat ini menghubungkan sebagian kecil wilayah di Kota Makassar, Kota Palu, dan Kota Kendari. Sebagian besar wilayah di Provinsi

Sulawesi Selatan, Provinsi Sulawesi Tenggara, Provinsi Sulawesi Barat dan Sebagian Sulawesi Tengah sudah terhubung melalui transmisi 150 kV. Sedangkan, transmisi 275 kV saat ini untuk mengevakuasi daya 515 MW dari PLTA Poso ke Sistem Sulbagsel.

Pusat beban Sistem Sulbagsel saat ini berada di bagian selatan yaitu di Kota Makassar dan Kabupaten Bantaeng. Ke depannya, terdapat potensi pelanggan besar/KTT yang cukup banyak di Sulawesi terutama di wilayah Provinsi Sulawesi Selatan, Provinsi Sulawesi Tenggara, dan Provinsi Sulawesi Tengah. Kebutuhan daya pelanggan besar tersebut direncanakan akan dipasok oleh pembangkit gas dan hidro. Terdapat potensi hidro sebesar ± 5,7 GW yang dapat dikembangkan menjadi PLTA berada di bagian tengah Sulawesi. Mempertimbangkan besarnya daya yang akan dikirim ke pusat beban dan jarak dari lokasi rencana PLTA skala besar ke pusat beban sangat jauh, maka untuk menyalurkan energi PLTA ini akan dibangun *backbone* Sulawesi berupa Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 275 kV sepanjang ± 4.012 kms. Pembangunan transmisi untuk menyalurkan potensi EBT ke pusat beban ini merupakan program *Green Enabling Super Grid* yang menjadi salah satu langkah strategis PLN dalam transisi energi. *Green super grid* bertujuan untuk mengatasi *mismatch supply-demand.*

Rencana pembangunan transmisi tegangan ekstra tinggi di Sistem Sulbagsel untuk *Green Enabling Super Grid* memiliki rute sebagai berikut:

1. Jalur Sulawesi Tenggara, yaitu SUTET 275 kV Wotu – Bungku – Andowia –Kendari sepanjang ± 968 kms, direncanakan COD tahun 2026;
2. Jalur Sulawesi Selatan yaitu SUTET 275 kV Palopo - GITET Bakaru 2 – Sidrap – Daya Baru – Bantaeng *Switching* sepanjang ± 956 kms direncanakan COD tahun 2028 (termasuk transmisi dari PLTA Bakaru ke GITET Bakaru 2) dan PLTA Pokko ke GITET Bakaru 2 sepanjang 40 kms direncanakan COD tahun 2030. Pembangunan SUTET 275 kV Jalur Selatan ini merupakan Program *Green Energy Corridor* Sulawesi (GECS);
3. Jalur *Looping* Sulawesi Tenggara. yaitu SUTET 275 kV Wotu – Malili – Kolaka *Smelter* – Kendari sepanjang ± 952 kms direncanakan COD tahun 2029;
4. Jalur *Looping* Sulawesi Barat, yaitu SUTET Tentena – Lariang - Seko – Mamuju Baru – PLTA Bakaru 2, dan Seko – Palopo, sepanjang ± 1.096 kms direncanakan COD tahun 2031. Penentuan level tegangan 275 kV atau 500 kV transmisi jalur ini perlu dikaji lebih lanjut.

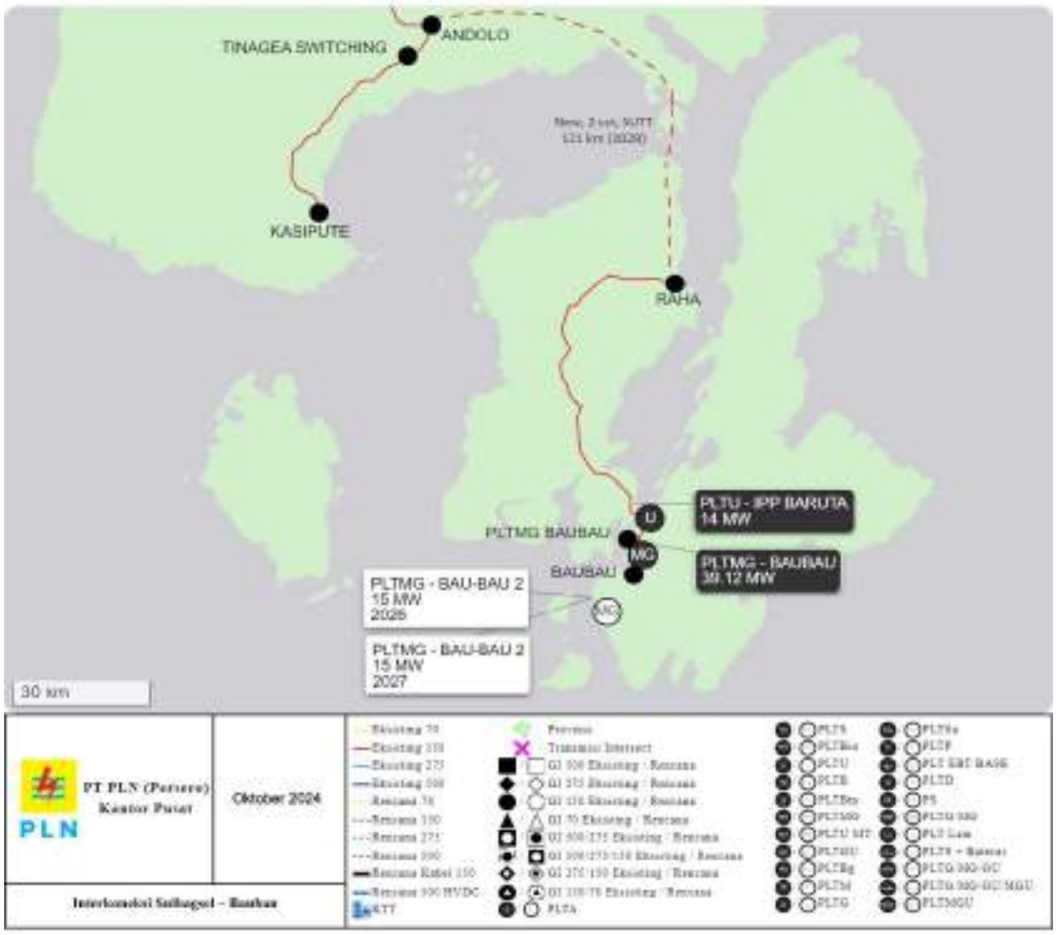
Selain itu, pengembangan transmisi di Sistem Sulbagsel juga untuk menghubungkan sistem-sistem kecil ataupun sistem yang selama ini masih *isolated* ke Sistem Sulbagsel, antara lain:

1. Interkoneksi Sistem Sulbagsel - Sistem Ampana, Bunta, Luwuk sampai Toili di Sulawesi Tengah melalui SUTT 150 kV Poso – Ampana – Bunta – Luwuk – Toili – Ampana, direncanakan COD 2025;
2. Interkoneksi Sulbagsel – Sistem Baubau-Raha;
   Dalam Kajian Kelayakan Proyek (KKP) Interkoneksi Sistem Sulbagsel – Sistem Baubau-Raha yang telah disahkan terdapat 4 opsi rencana jalur Interkoneksi sistem BauBau-Raha ke Sistem Sulbagsel, yaitu:
   - Opsi 1a : Pembangunan Jaringan Transmisi 150 kV dan Kabel Laut dari GI Kasipute ke GI Raha;
   - Opsi 1b : Pembangunan Jaringan Transmisi 150 kV dari GI Kasipute ke GI Raha dengan menggunakan Tower Penyeberangan;
   - Opsi 2 : Pembangunan Jaringan Transmisi 150 kV dari GI Andolo ke GI Raha dengan menggunakan Tower Penyeberangan;

– Opsi 3 : Pembangunan Jaringan Transmisi 150 kV dari GI Kendari ke GI Raha dengan menggunakan Tower Penyeberangan.

Berdasarkan kajian kelayakan operasional maupun finansial/keekonomian yang sudah dilakukan serta pertimbangan *timeline* COD proyek dan *workability* maka rencana Interkoneksi Sistem Sulbagsel – Sistem Baubau-Raha menggunakan opsi yang terpilih yaitu Opsi 2 dengan Pembangunan Jaringan Transmisi 150 kV dari GI Andolo ke GI Raha menggunakan Tower Penyeberangan yang ditempatkan di pulau Groot Tobea dan Groot Muna.

Namun, masih diperlukan kajian lebih lanjut terkait kondisi perairan sekitar (*hydro oceanography*) dan kedalaman untuk pembangunan *floating tower* sehingga dapat diputuskan opsi rute, jenis transmisi dan konstruksinya yang terbaik untuk interkoneksi Sistem Sulbagsel – Sistem Baubau-Raha Baubau-Raha, dan tidak menutup opsi – opsi lain yang lebih *feasible*.



Gambar 5.70 Rencana Intekoneksi Sistem Sulbagsel – BauBau-Raha Dengan SUTT Kombinasi Tower Penyeberangan

Sistem Sulbagut

Sistem Sulbagut yang meliputi Provinsi Sulawesi Utara, Gorontalo dan sebagian Sulawesi tengah beroperasi menggunakan level tegangan 70 kV, dan 150 kV, Transmisi 70 kV menghubungkan sebagian wilayah di Kota Manado dan sekitarnya. Transmisi 150 kV Sistem Sulbagut saat ini sudah menghubungkan Provinsi Sulawesi Utara dan Provinsi Gorontalo dengan konfigurasi radial.

Pengembangan sistem penyaluran di Sistem Sulbagut terutama untuk meningkatkan keandalan pasokan wilayah yang masih terhubung secara radial. Selain itu juga untuk mengurangi pengoperasian pembangkit diesel (Program Dedieselisasi) pada sistem *isolated*.

Pengembangan sistem penyaluran di Sistem Sulbagut dilakukan dengan membangun jalur *looping* sebagai berikut:

1. *Looping* Timur (Minahasa) melalui SUTT 150 kV Tanjung Merah – Bitung, direncanakan COD tahun 2025. Jalur ini akan meningkatkan keandalan evakuasi daya dari PLTU Sulut 3 dan PLTMG Minahasa *Peaker*;
2. *Looping* Selatan (Minahasa – Gorontalo), melalui SUTT 150 kV Kema (PLTU Sulut 3) – Belang – Tutuyan – Molibagu – Botupingge direncanakan COD tahun 2027. Jalur ini akan meningkatkan keandalan interkoneksi Sistem Sulbagut yang menghubungkan Provinsi Sulawesi Utara dan Provinsi Gorontalo;
3. *Looping* Barat (Gorontalo – Sulawesi Tengah), melalui SUTT 150 kV Tolinggula – Leok – Tolitoli – Moutong direncanakan COD tahun 2025. Selanjutnya, SUTT 150 kV Bangkir – *Inc 2 phi* (Moutong – Tolitoli) direncanakan tahun 2026. Jalur ini akan meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Provinsi Gorontalo. Selain itu, jalur ini akan menghubungkan sistem-sistem *isolated* yang ada di Leok, Tolitoli dan Moutong ke Sistem interkoneksi Sulbagut sehingga Dedieselisasi dapat dilakukan.

V.9.5 Pengembangan Sistem Penyaluran Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Sistem kelistrikan di Indonesia timur saat ini pada umumnya masih berupa sistem-sistem *isolated* dengan lokasi tersebar. Seiring dengan pertumbuhan beban dan penambahan pembangkit baru maka pengembangan transmisi dan gardu induk di Indonesia Timur dibangun untuk membentuk sistem interkoneksi dengan menghubungkan sistem-sistem yang selama ini masih *isolated* menghubungkan pembangkit baru ke pusat beban membentuk *backbone* transmisi untuk menyalurkan energi pembangkit ke pusat beban yang lokasinya sangat berjauhan dan untuk meningkatkan keandalan pasokan di wilayah kota, kabupaten dan ibukota provinsi.

Indonesia Timur terdapat banyak potensi energi terbarukan. Untuk memenuhi kebutuhan jangka panjang akan diprioritaskan membangun pembangkit energi terbarukan yaitu PLTP, PLTA/M, PLTBm, PLTS dan PLTB. Pengembangan transmisi dengan membentuk sistem interkoneksi antara pusat pembangkitan dan pusat beban ini akan mendukung Program Dedieselisasi dan peningkatan bauran EBT.

Selain itu. untuk mendukung program Pemerintah dalam hal hilirisasi industri berbasis mineral tambang. PLN berupaya memenuhi kebutuhan listrik konsumen industri pengolahan mineral tambang (*smelter*) baik dengan pengembangan pembangkit maupun pengembangan jaringan.

Rencana pengembangan sistem transmisi dan GI di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara sejalan dengan skenario rencana penambahan kapasitas pembangkit yaitu skenario *Base* dan skenario ARED. Tidak terdapat perbedaan tahun COD pada kedua skenario tersebut.

Pada Tabel 5.207 sampai Tabel 5.210 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di Maluku. Papua dan Nusa Tenggara.

Tabel 5.207 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* (kms)

No	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	150	1.073	100	646	212	275	862	90	40	145	-	3.443
2	70	-	108	2	240	-	20	30	-	40	-	440
Total		**1.073**	**208**	**648**	**452**	**275**	**882**	**120**	**40**	**185**	**-**	**3.883**

Tabel 5.208 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Skenario ARED (kms)

No	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	150	1.073	100	646	212	275	862	90	40	145	-	3.443
2	70	-	108	2	240	-	20	30	-	40	-	440
Total		**1.073**	**208**	**648**	**452**	**275**	**882**	**120**	**40**	**185**	**-**	**3.883**

Tabel 5.209 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Skenario RE *Base* (MVA)

No	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	150/70	180	-	120	-	-	-	-	-	60	-	360
2	150/20	150	30	330	90	70	110	60	30	180	-	1.050
3	70/20	30	60	50	120	30		120	60	60	120	650
Total		**360**	**90**	**500**	**210**	**100**	**110**	**180**	**90**	**300**	**120**	**2.060**

Tabel 5.210 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Maluku, Papua dan Nusa Tenggara Skenario ARED (MVA)

No	Tegangan (kV)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
1	150/70	180	-	120	-	-	-	-	-	60	-	360
2	150/20	150	30	330	90	70	110	60	30	180	-	1.050
3	70/20	30	60	50	120	30		120	60	60	120	650
Total		**360**	**90**	**500**	**210**	**100**	**110**	**180**	**90**	**300**	**120**	**2.060**

Dalam kurun waktu tahun 2025-2034 panjang transmisi yang akan dibangun mencapai 3.883 kms dan trafo dengan kapasitas total mencapai 2.060 MVA.

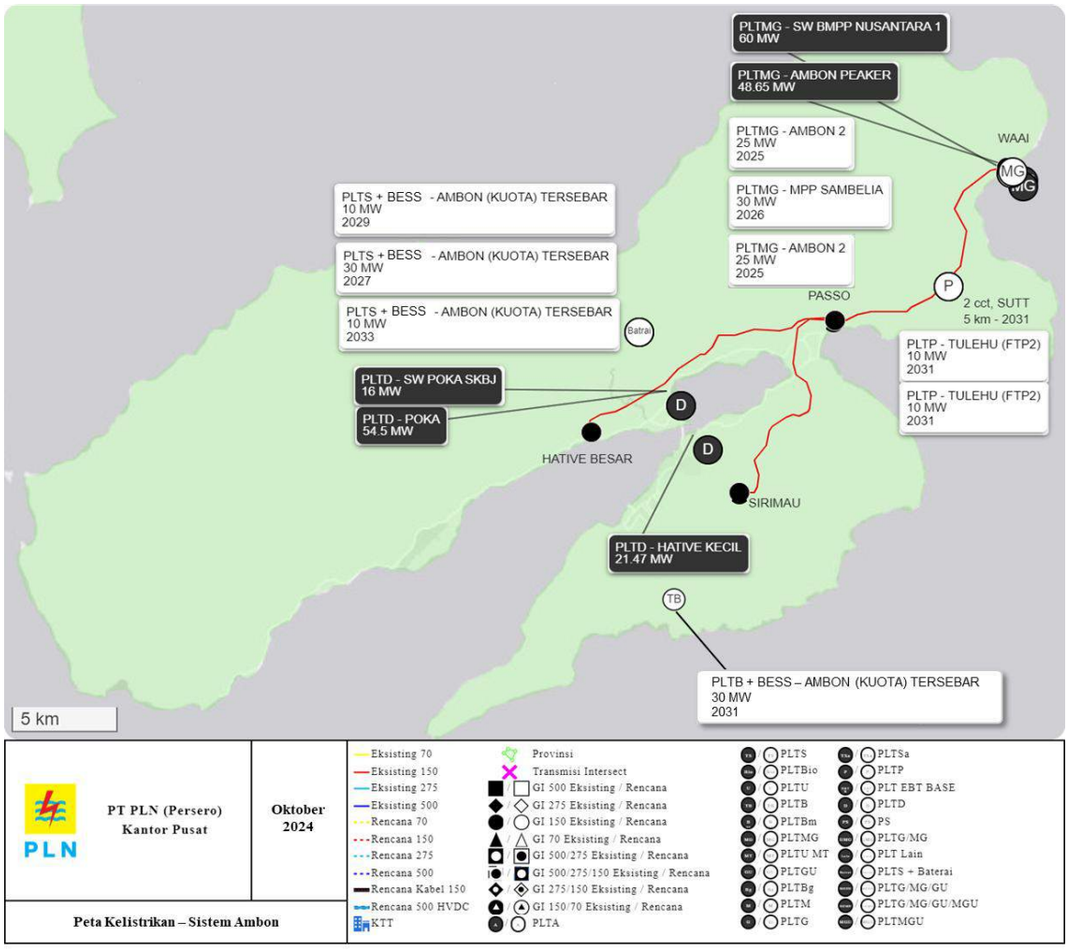
Maluku

Sistem ketenagalistrikan di Provinsi Maluku sebagian besar masih berupa sistem-sistem *isolated* terutama yang ada di Pulau Seram dan Pulau Buru. Sistem interkoneksi 150 kV sudah ada di Pulau Ambon. Rencana pengembangan sistem penyaluran di Provinsi Maluku adalah membangun sistem interkoneksi di Pulau Seram dan Pulau Buru.

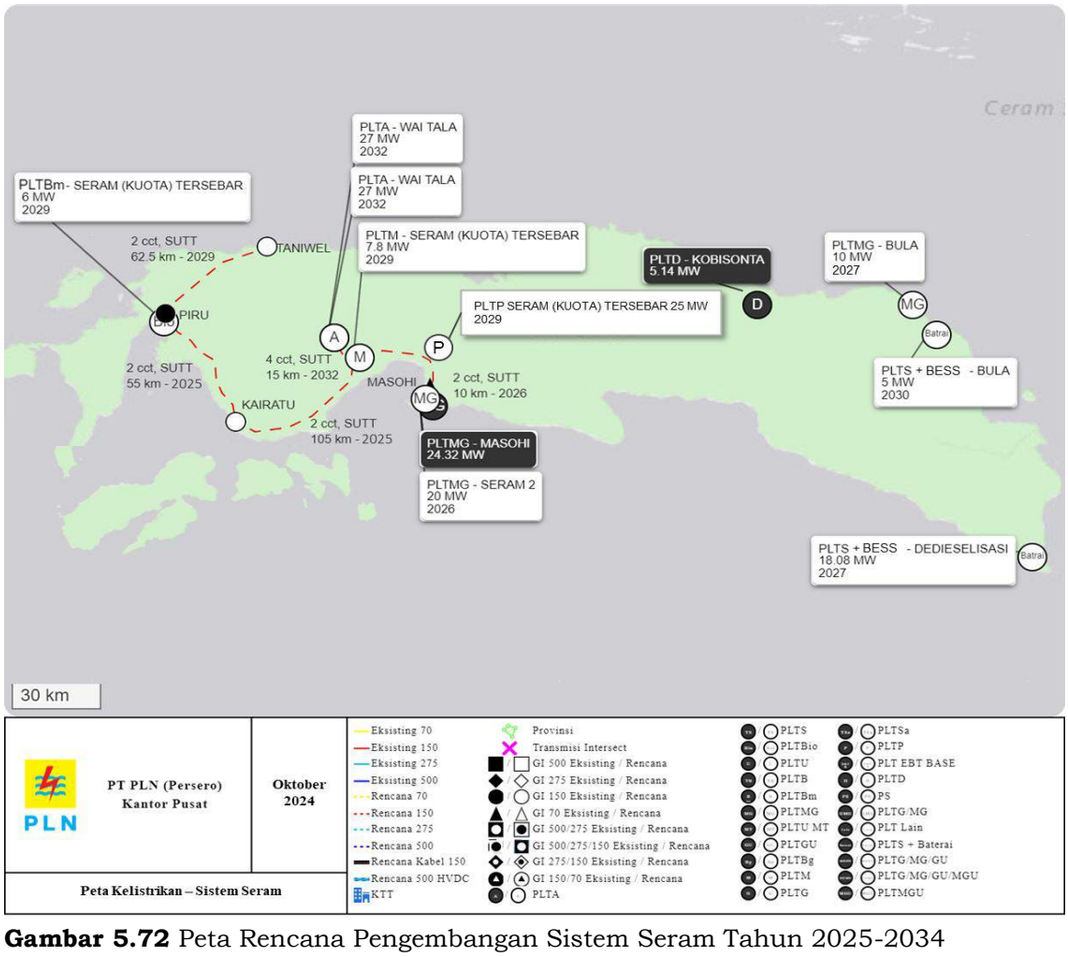
Beberapa proyek pengembangan sistem penyaluran di Provinsi Maluku antara lain:

1. Membangun Sistem interkoneksi 150 kV Seram dengan pembangunan SUTT Taniwel – Piru – Kairatu – Masohi beserta Gardu Induknya;
2. Membangun Sistem interkoneksi 70 kV Buru dengan pembangunan SUTT Namrole – Mako - Namlea beserta Gardu Induknya.

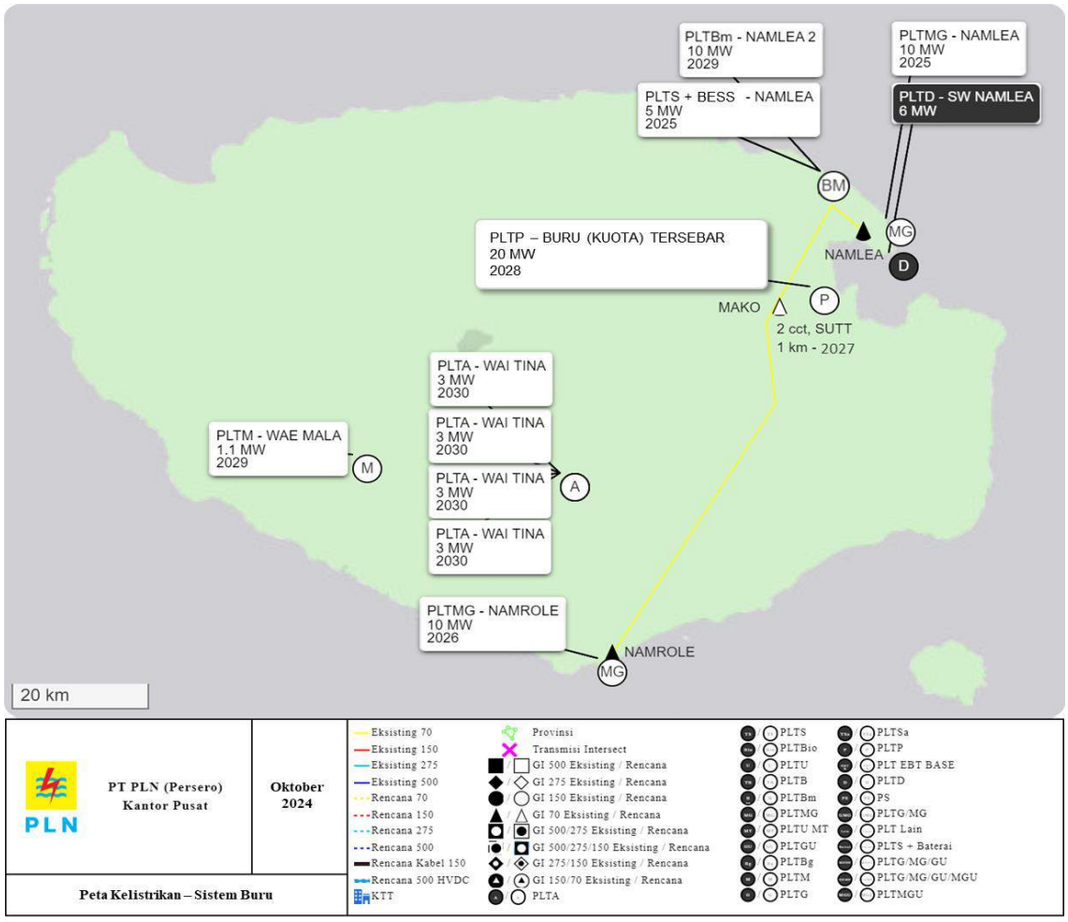
Gambar 5.71 s.d Gambar 5.73 masing-masing menunjukkan peta rencana pengembangan Sistem Ambon, Seram dan Buru.



Gambar 5.71 Peta Rencana Pengembangan Sistem Ambon Tahun 2025-2034



Gambar 5.72 Peta Rencana Pengembangan Sistem Seram Tahun 2025-2034



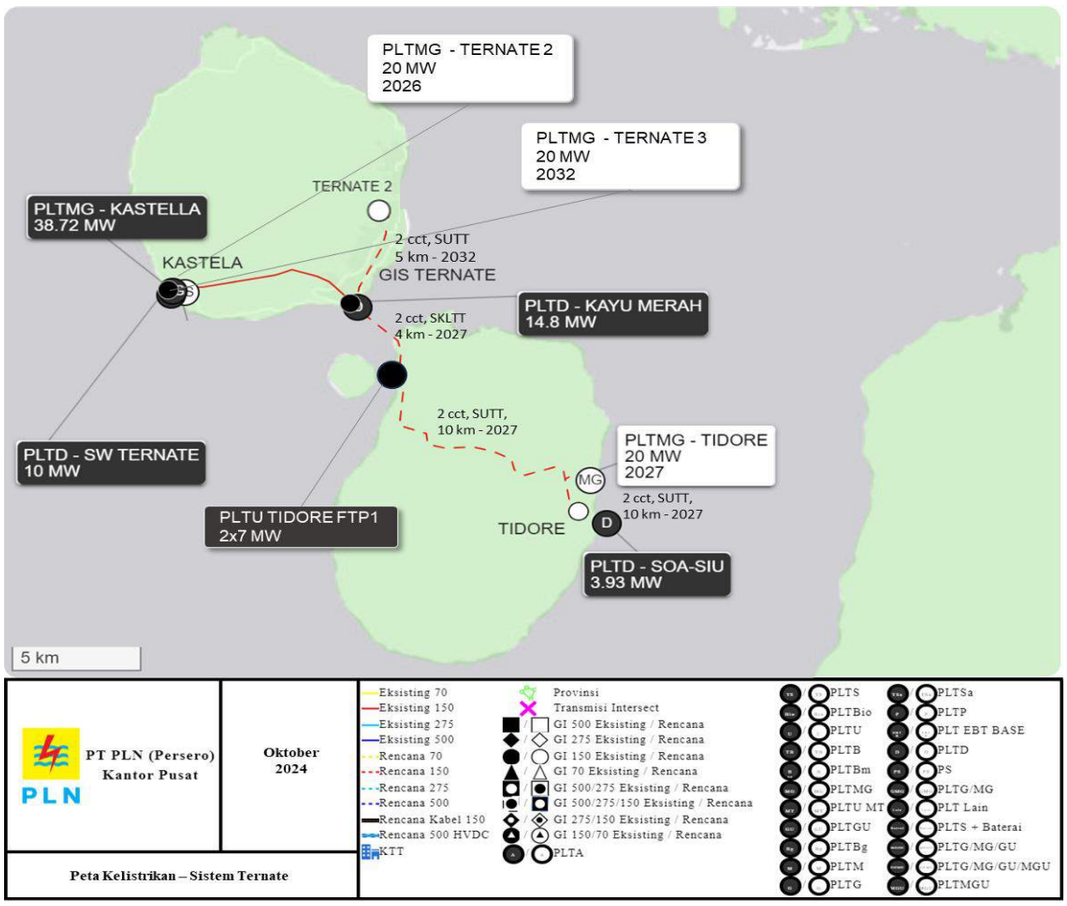
Gambar 5.73 Peta Rencana Pengembangan Sistem Buru Tahun 2025-2034

Maluku Utara

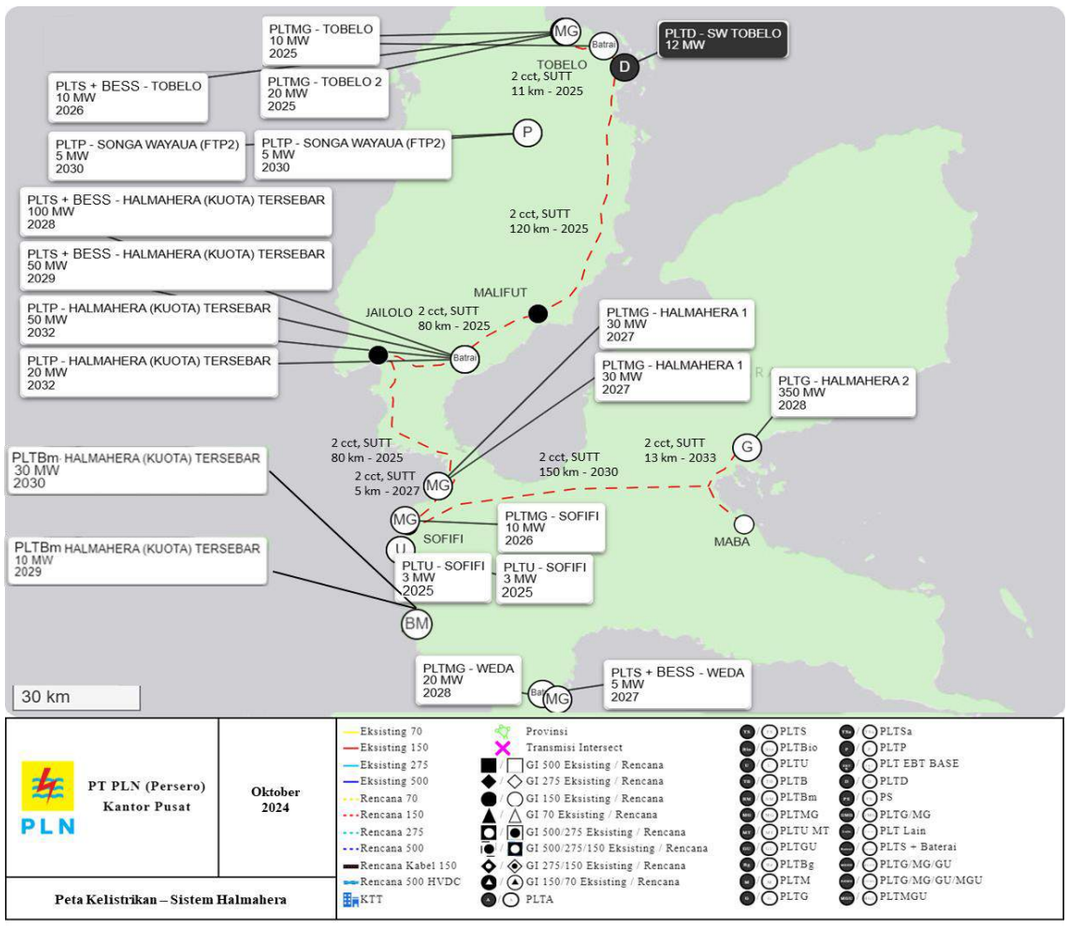
Pemenuhan kebutuhan daya di Provinsi Maluku Utara khususnya Sistem Halmahera, Sistem Ternate dan Sistem Tidore ke depannya direncanakan akan menggunakan pembangkit gas, panas bumi dan surya. Pemanfaatan energi terbarukan ini sebagai bagian dari Program Dedieselisasi untuk mengurangi penggunaan HSD di Maluku Utara. Untuk menyalurkan potensi EBT yang tersebar di Pulau Halmahera direncanakan pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Halmahera dengan pembangunan GI dan Transmisi 150 kV Tobelo – Malifut – Jailolo – Sofifi – Maba.

Untuk pengembangan sistem transmisi ke depannya terdapat rencana interkoneksi antar pulau yang bertujuan untuk keandalan yaitu interkoneksi Ternate – Tidore – Halmahera menggunakan transmisi kabel laut 150 kV. Untuk interkoneksi Ternate – Tidore dalam kajian kelayakan proyek Pembangunan GI Tidore kapasitas 30 MVA dan TL Terkait yang sudah disahkan tahun 2024 masih belum layak secara finansial jika COD di tahun 2027. Untuk rencana interkoneksi antar pulau ini masih perlu dilakukan studi kelayakan lebih lanjut untuk menentukan waktu yang tepat melakukan interkoneksi.

Gambar 5.74 dan Gambar 5.75 masing-masing menunjukkan peta pengembangan sistem 150 kV Ternate – Tidore dan sistem 150 kV Halmahera.



Gambar 5.74 Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Ternate-Tidore Tahun 2025-2034



Gambar 5.75 Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Halmahera Tahun 2025-2034

Sehubungan kebijakan Pemerintah terkait hilirisasi bahan tambang. terdapat potensi pengembangan industri *smelter* di Halmahera Timur. Rencana pengembangan transmisi untuk memasok calon pelanggan KTT akan dilaksanakan sesuai dengan tingkat kepastiannya.

Papua

Papua merupakan wilayah yang terletak di bagian paling Timur Indonesia. Wilayah tersebut membujur dari barat ke timur (Sorong – Jayapura) dan dari utara ke selatan (Jayapura – Merauke).

Pada tanggal 25 Juli 2022 telah disahkan tiga Undang-Undang (UU) terkait pembentukan provinsi baru di Papua yaitu UU No.14 Tahun 2022 tentang Pembentukan Provinsi Papua Selatan. UU No.15 Tahun 2022 tentang Pembentukan Provinsi Papua Tengah dan UU No.16 Tahun 2022 tentang Pembentukan Provinsi Papua Pegunungan. Selanjutnya pada tanggal 17 November 2022 disahkan UU No.29 Tahun 2022 tentang Pembentukan Provinsi Papua Barat Daya. Pembentukan keempat provinsi baru tersebut di Papua oleh Pemerintah sebagai salah satu usaha untuk mempercepat pemerataan pembangunan dan kesejahteraan masyarakat Papua.

Dengan disahkannya UU tersebut. maka Papua terdiri dari enam provinsi yaitu Provinsi Papua dengan ibu kota Jayapura. Provinsi Papua Barat dengan ibu kota Manokwari. Provinsi Papua Selatan dengan ibu kota Merauke. Provinsi Papua Tengah dengan ibu kota Nabire. dan Provinsi Papua Pegunungan dengan ibu kota Wamena. Provinsi Papua Barat Daya dengan ibu kota Sorong.

Papua memiliki sumber daya alam yang berlimpah seperti perkebunan, pertambangan, perikanan, hasil hutan dan eko-wisata. Untuk mendorong pertumbuhan ekonomi di Papua pemerintah telah mengembangkan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) Sorong dan ke depannya direncanakan pengembangan beberapa KEK lainnya seperti KEK Merauke, KEK Mimika serta pengembangan kawasan industri di Bintuni. Selain itu, penetapan Raja Ampat sebagai salah satu Kawasan Strategis Pariwisata Nasional (KSPN) diharapkan mampu mendorong pertumbuhan ekonomi di Papua.

Kebutuhan listrik di Papua saat ini dipasok dari pembangkit-pembangkit jenis PLTA, PLTBm, PLTS, PLTMH, PLTMG, PLTU, dan PLTD. Papua memiliki sebaran pusat-pusat beban yang cukup jauh dengan sebaran lokasi ibukota kabupaten yang saling berjauhan. Sebagian besar sistem masih *isolated* menggunakan sistem 20 kV dan sebagian lagi menggunakan jaringan tegangan rendah 220 Volt langsung ke beban.

Seiring dengan pertumbuhan beban dan untuk mendukung Pemerintah dalam pengembangan KEK, KI dan KSPN. PLN berupaya memenuhi kebutuhan listrik wilayah Papua dengan pengembangan pembangkit maupun pengembangan jaringan.

Rencana pengembangan Sistem Penyaluran di Papua antara lain:

1. **Provinsi Papua** saat ini kebutuhan daya listriknya dipasok dari sistem Jayapura yang berpusat di Holtekamp, *Skyline,* Sentani hingga Orya. Keempat wilayah tersebut terhubung secara radial melalui transmisi SUTT 150 kV dan 70 kV. Pengembangan sistem kelistrikan Jayapura saat ini melalui jaringan 20 kV sudah mencapai wilayah perbatasan Negara Indonesia (Kampung Skouw) dengan Negara *Papua New Guinea* (Kampung Wutung).

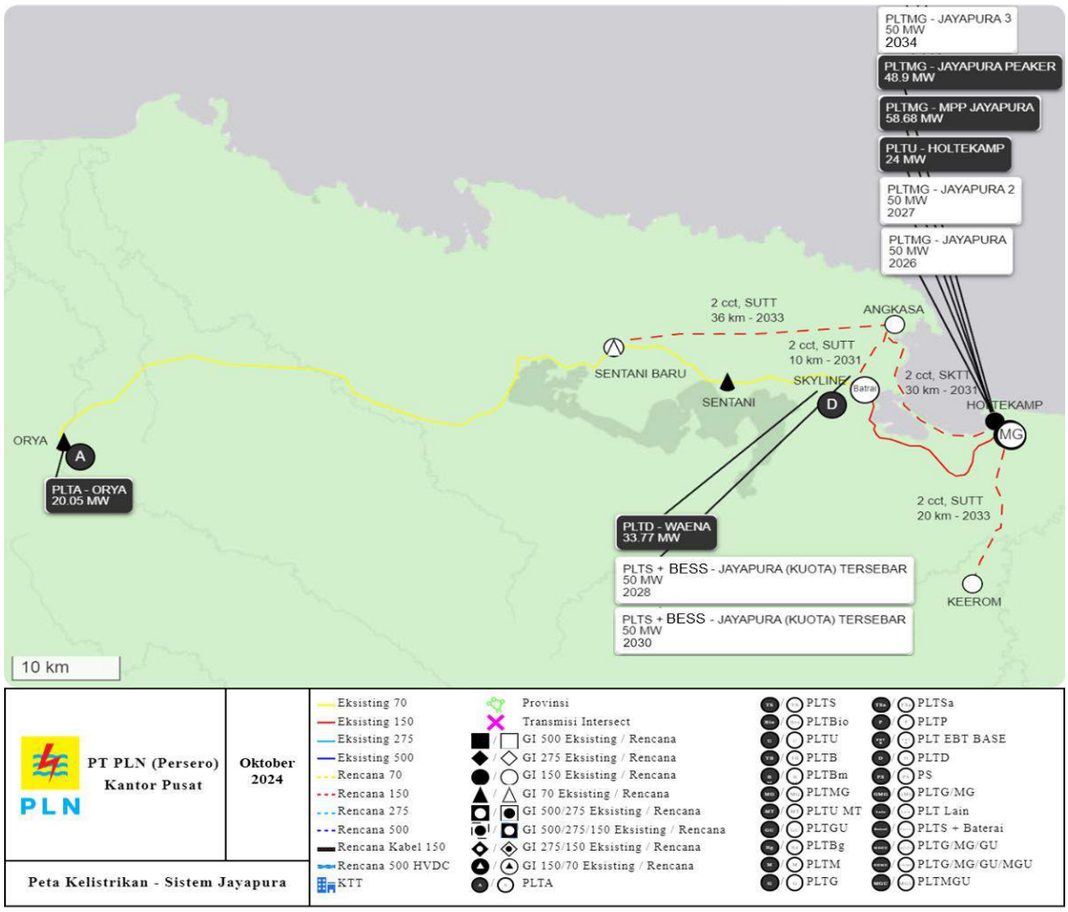
   Untuk meningkatkan keandalan pasokan listrik di Papua direncanakan pembangunan jalur alternatif untuk evakuasi daya yang di Holtekamp dan membentuk konfigurasi *looping* dengan jaringan eksisting yaitu pembangunan SUTT 150 kV Holtekamp – Angkasa – Skyline. SUTT 150 kV Angkasa – Sentani Baru serta SUTT

70 kV GI Sentani Baru Inc 2 phi (PLTA Genyem – Sentani) dan GI 150 kV Sentani Baru.

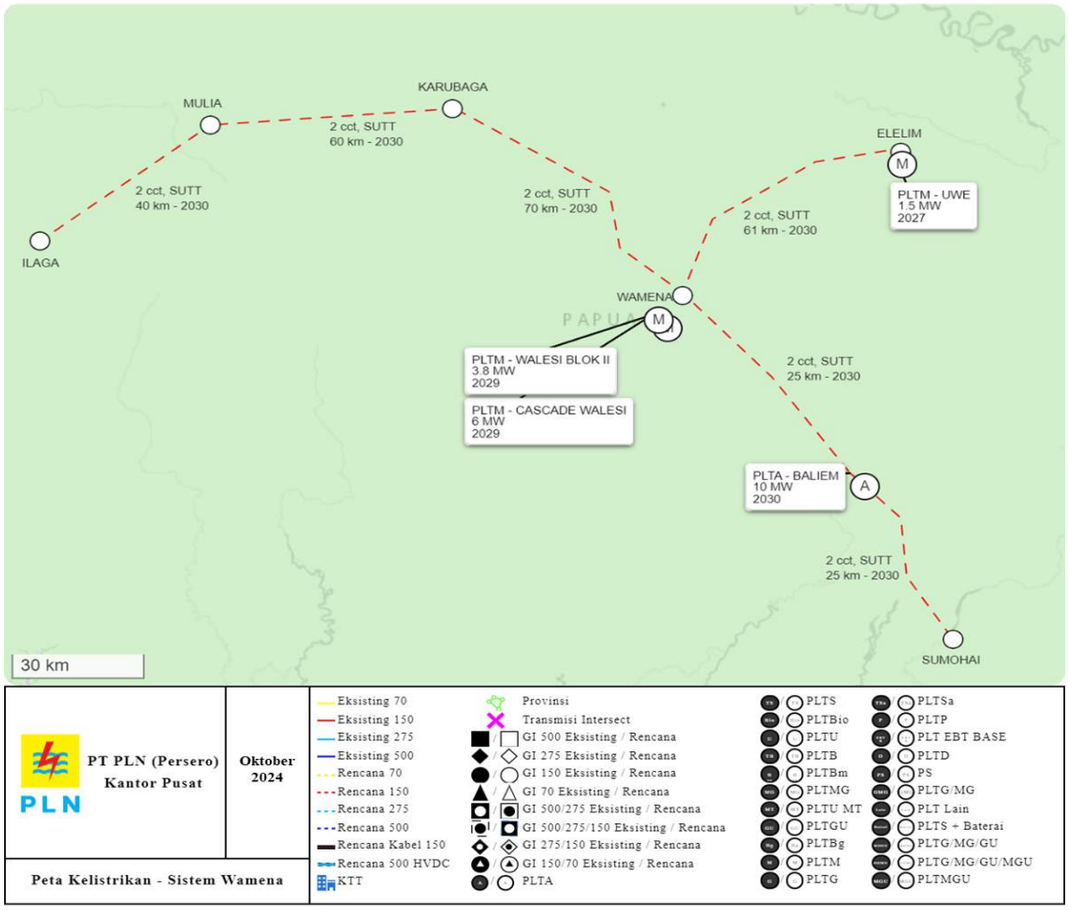
Selain itu, seiring dengan pertumbuhan beban dan untuk mengurangi pengoperasian PLTD di Keerom dalam rangka Program Dedieselisasi direncanakan pembangunan GI 150 kV Keerom dan SUTT 150 kV Keerom – Holtekamp. Ke depannya, GI Keerom dapat menyuplai kebutuhan listrik untuk rencana pengembangan *food estate* di Keerom.

2. **Provinsi Papua Selatan** saat ini kebutuhan daya listriknya dipasok langsung oleh Pembangkit PLTMG dan PLTB Merauke. Untuk memenuhi pertumbuhan kebutuhan beban di Merauke direncanakan pembangunan infrastruktur pembangkit berbasis Gas dan EBT setempat yaitu PLTMG Merauke-4 10 MW. PLTBm Merauke 3 10 MW dan PLTS Merauke (Kuota) Tersebar sebesar 20 MW. Sistem transmisi yang dibangun akan menghubungkan pusat pembangkit tersebut ke pusat-pusat beban;
3. **Provinsi Papua Tengah** saat ini kebutuhan daya listriknya dipasok langsung oleh Pembangkit PLTMG Nabire. Untuk memenuhi pertumbuhan kebutuhan beban di Nabire akan dikembangkan pembangkit PLTMG, PLTS, dan PLTM. Sistem transmisi yang dibangun akan menghubungkan pusat pembangkit tersebut ke pusat-pusat beban;
4. **Provinsi Papua Pegunungan** saat ini sistem kelistrikannya terdiri atas beberapa sistem *isolated* yang tersebar pada beberapa daerah menggunakan jaringan 20 kV. Pemenuhan kebutuhan listrik di provinsi ini direncanakan akan memanfaatkan potensi hidro yang ada didaerah tersebut terutama dari Sungai Baliem. Untuk menyalurkan potensi hidro Sungai Baliem ini direncanakan pengembangan Sistem Interkoneksi Wamena dengan membangun GI dan transmisi 150 kV yang menghubungkan beberapa pusat beban yang ada di Kabupaten Wamena, Kabupaten Yahukimo (Sumohai). Kabupaten Yalimo (Elelim), Kabupaten Tolikara (Karubaga), Kabupaten Puncak (Mulia dan Ilaga);
5. **Provinsi Papua Barat** saat ini sistem kelistrikannya dipasok oleh PLTMG Manokwari kapasitas 20 MW menggunakan jaringan 20 kV. Sebagai ibukota Provinsi Papua Barat perkembangan Kota Manokwari cukup pesat seiring dengan perkembangan pembangunan infrastruktur perkantoran, pelabuhan, gedung pemerintahan termasuk perumahan dan juga kawasan bisnis. Seiring dengan pertumbuhan beban tersebut akan dikembangkan sistem interkoneksi Manokwari dengan pembangunan GI dan transmisi 150 kV yang menghubungkan pusat pembangkit yang berada di Manokwari ke daerah di Prafi dan Ransiki;
6. **Provinsi Papua Barat Daya** saat ini sistem kelistrikannya dipasok dari sistem Sorong menggunakan transmisi 150 kV untuk menyalurkan daya dari PLTMG Sorong 50 MW ke pusat beban di kota Sorong, Aimas, dan Rufey. Seiring dengan pertumbuhan beban dan rencana penambahan pembangkit baru maka rencana pengembangan sistem penyaluran di Sistem Sorong untuk menghubungkan pembangkit baru tersebut ke Sistem Sorong;

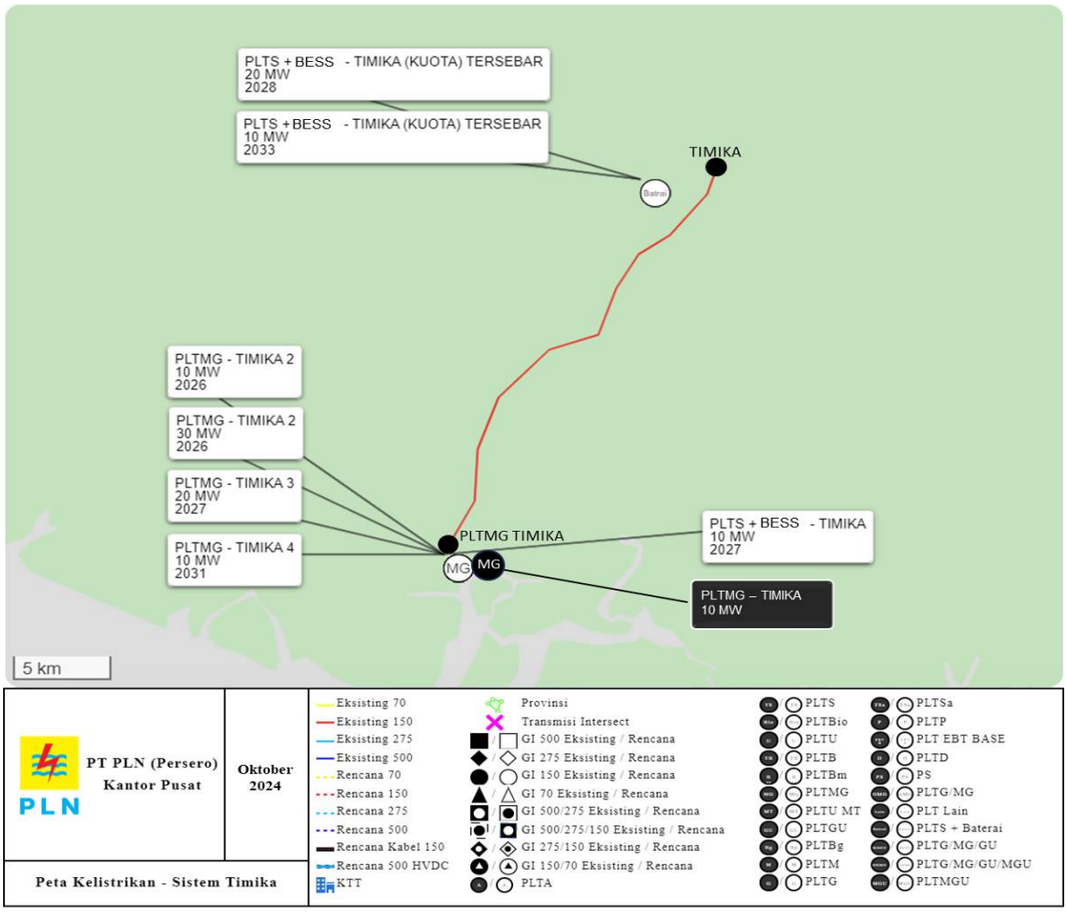
Gambar 5.76, Gambar 5.77, Gambar 5.78, Gambar 5.79, Gambar 5.80 masing-masing menunjukkan peta pengembangan Sistem di Papua.



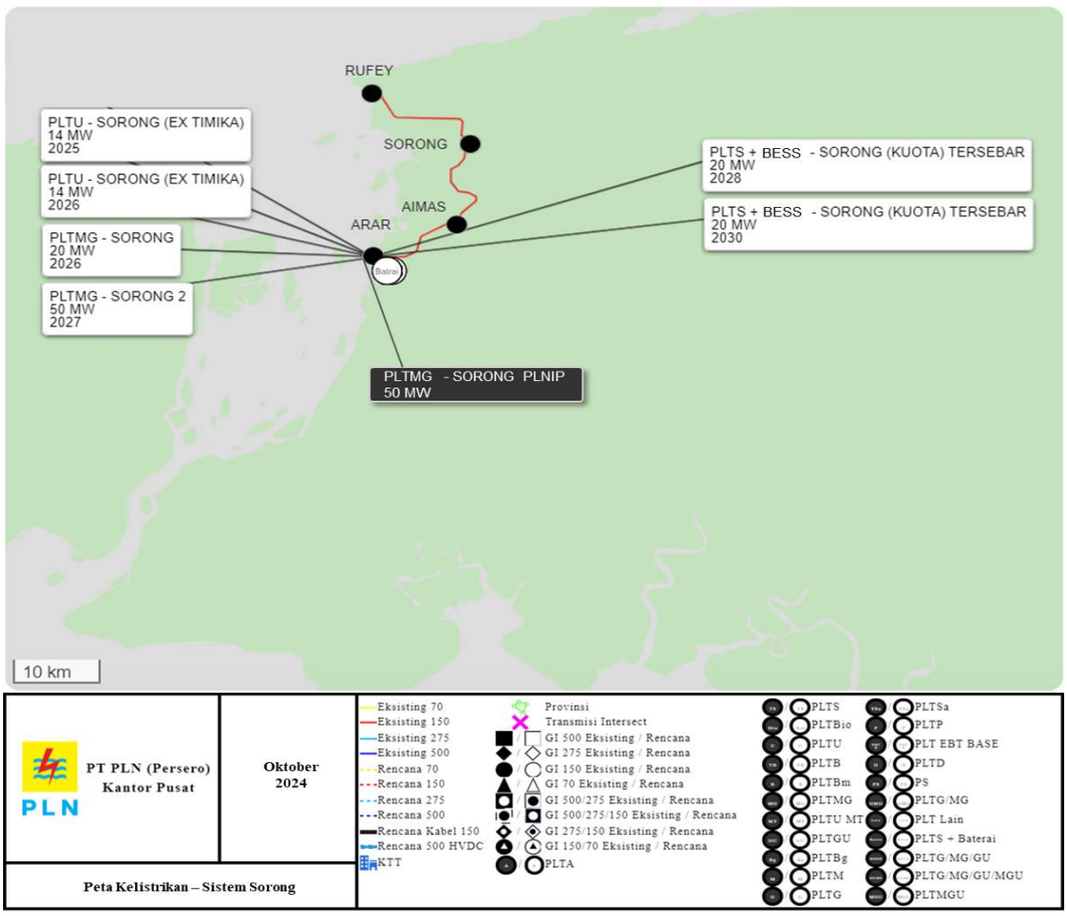
Gambar 5.76 Peta Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jayapura Tahun 2025-2034



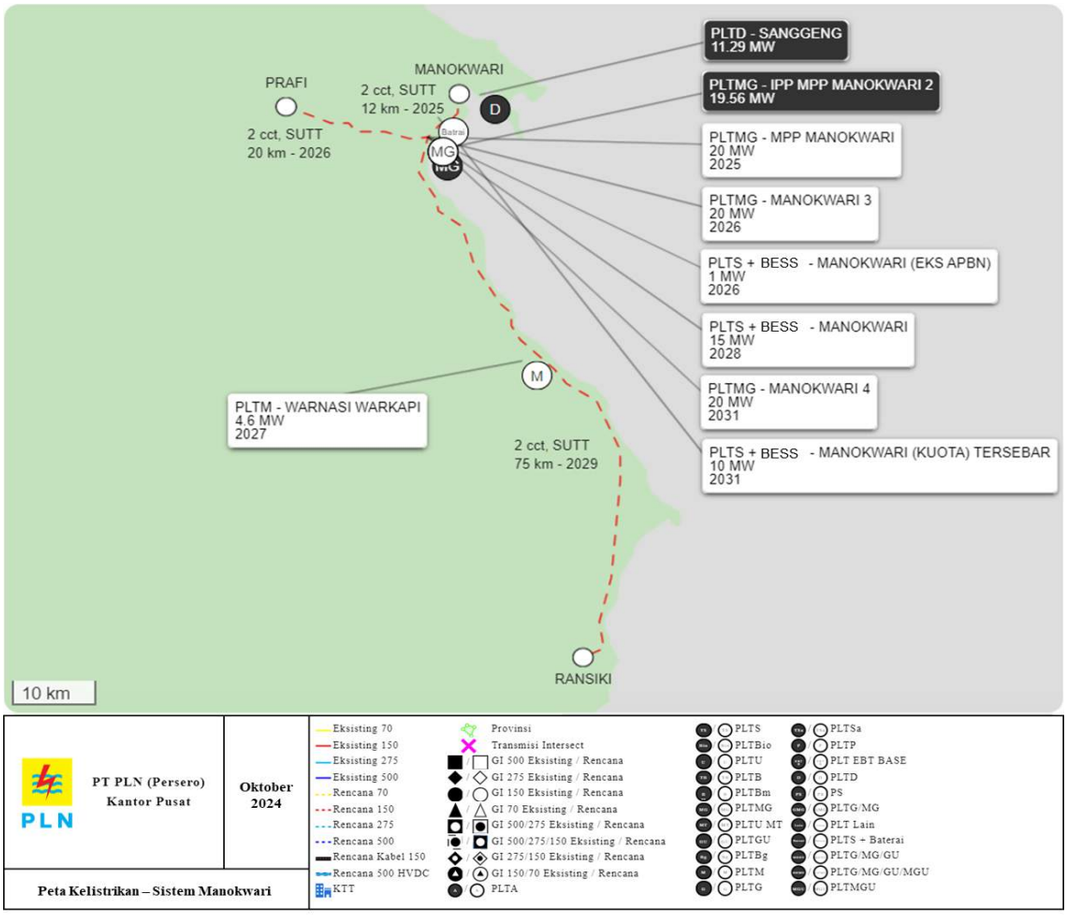
Gambar 5.77 Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Wamena Tahun 2025-2034



Gambar 5.78 Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Timika Tahun 2025-2034



Gambar 5.79 Peta Rencana Pengembangan Sistem Sorong Tahun 2025-2034



Gambar 5.80 Peta Rencana Pengembangan Sistem Manokwari Tahun 2025-2034

Nusa Tenggara

Rencana pengembangan transmisi dan GI di Provinsi NTB dilaksanakan di dua pulau besar yaitu Pulau Lombok dan Pulau Sumbawa. Sedangkan pada Provinsi NTT dilaksanakan di tiga pulau besar yaitu Pulau Flores, Pulau Timor dan Pulau Sumba.

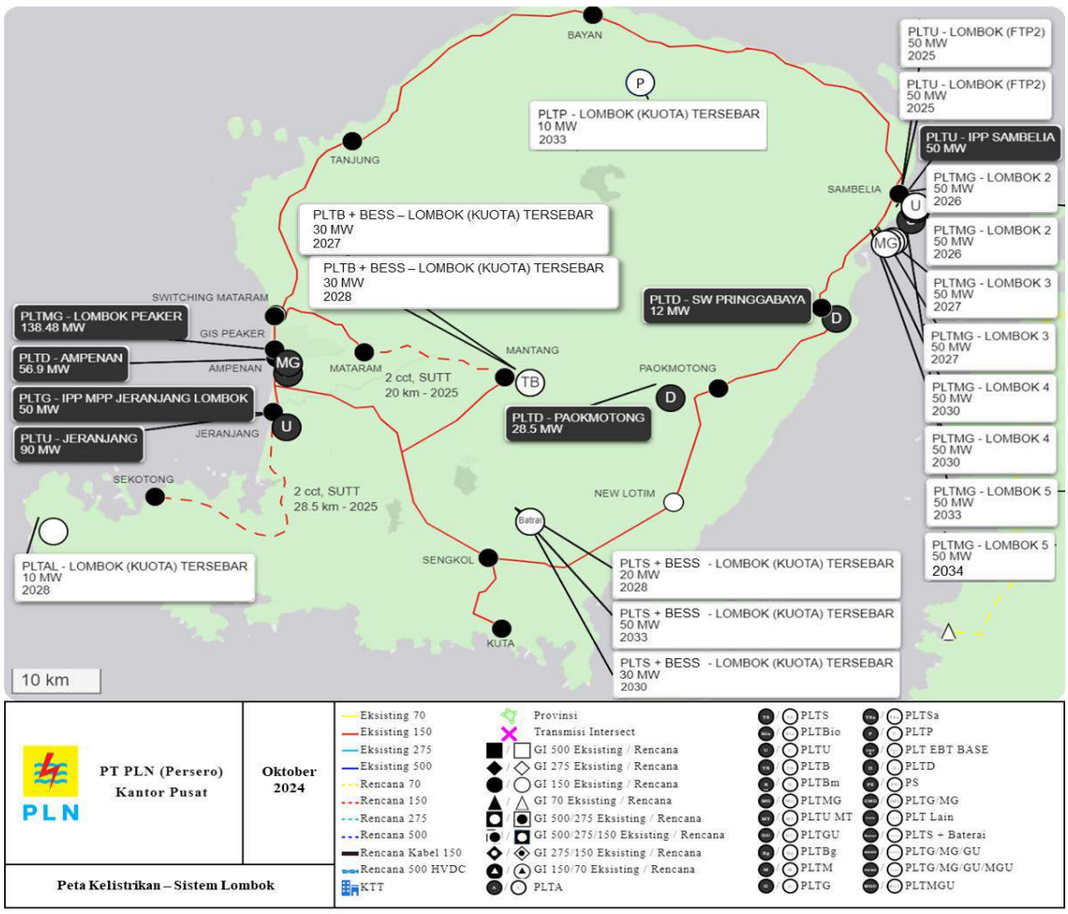
Beberapa proyek pengembangan sistem penyaluran di Provinsi Nusa Tenggara Barat dan Provinsi Nusa Tenggara Timur antara lain:

1. Pembangunan jalur *looping* atau jalur alternatif untuk meningkatkan keandalan evakuasi daya pembangkit yang terkonsentrasi di satu GI, serta keandalan pasokan GI yang konfigurasi jaringannya masih radial dan meningkatkan fleksibilitas operasi antara lain :
   - SUTT 150 kV Mataram – Mantang (Sistem Lombok);
   - SUTT 150 kV Panaf – Naibonat (Sistem Timor) ;
   - SUTT 150 kV Naibonat – Amfoang – Kefamenanu – Malaka – Atambua serta GI 150 kV Amfoang, GI 150 Malaka (Sistem Timor);
2. Pembangunan *extention* trafo IBT 150/70 kV pada GI Bolok (Sistem Timor) yang tidak memenuhi kriteria kontingensi N-1 untuk meningkatkan keandalan jalur evakuasi daya pembangkit;
3. Pembangunan jalur transmisi untuk menghubungkan sistem *isolated* menjadi sistem yang lebih besar, antara lain :
   - Sistem interkoneksi 70 kV di Pulau Sumba yaitu SUTT 70 kV Waikabubak – Tambolaka – Waingapu beserta GI nya;
   - Transmisi 150 kV PLTMG Maumere – Larantuka di Pulau Flores.

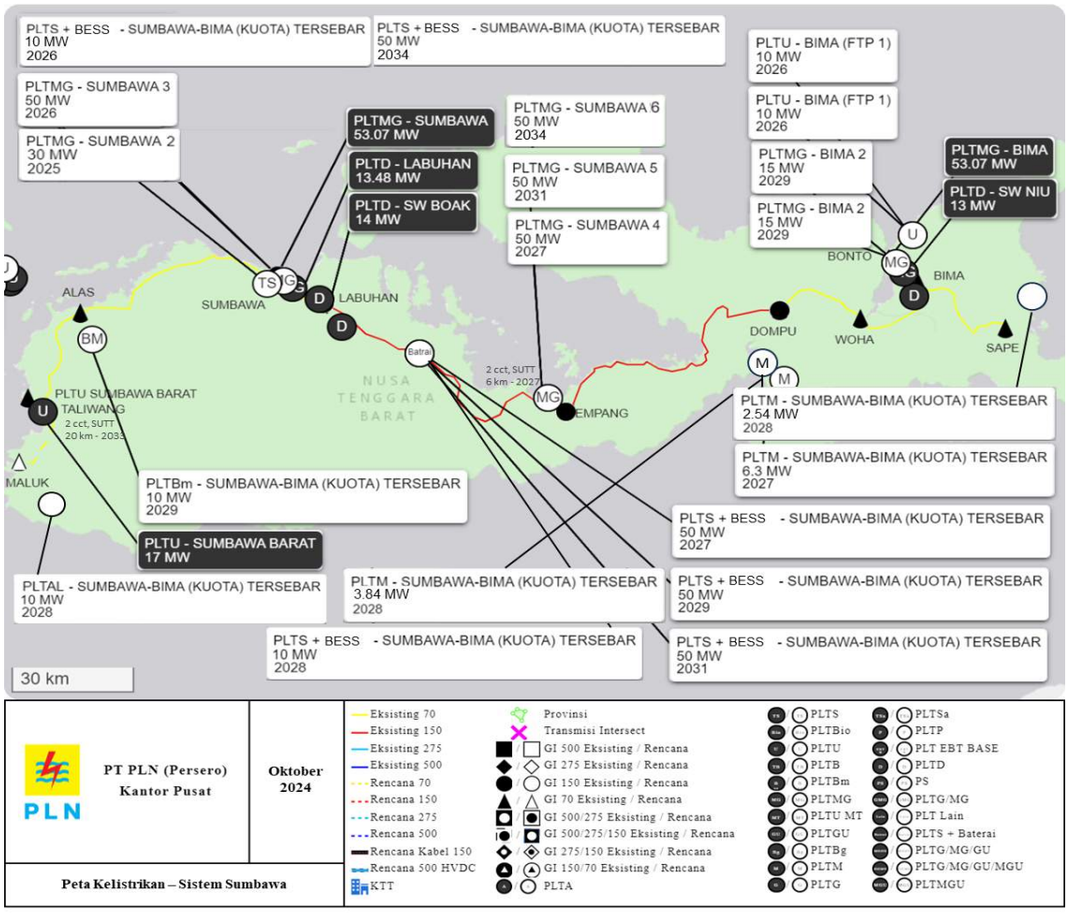
Peta rencana pengembangan Sistem Lombok, Sistem Tambora, Sistem Timor, Sistem Sumba dan Sistem Flores ditunjukkan pada Gambar 5.81, Gambar 5.82, Gambar 5.83, Gambar 5.84, dan Gambar 5.85.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Sistem Sumbawa dengan adanya rencana pengembangan pembangkit PLTU Bima (FTP-1) 2x10 MW dan PLTMG Bima-2 2x15 MW yang akan dievakuasi melalui GI

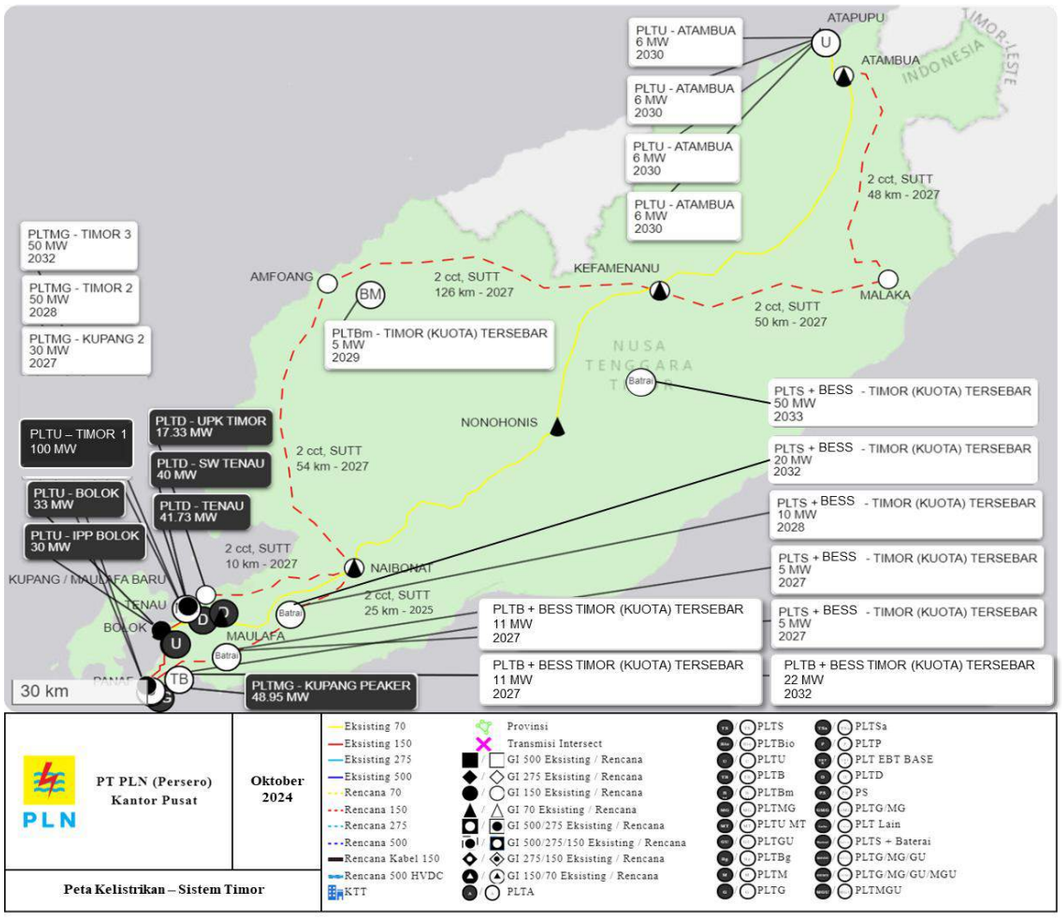
Bonto maka akan terdapat isu *bottleneck* pada SUTT 70 kV Bonto – Bima yang saat ini masih menggunakan penghantar ACSR *Single OSTRICH* dengan kapasitas hantar 490 Ampere. Untuk mitigasi risiko *bottleneck* tersebut perlu dilakukan kajian terkait opsi *uprating* transmisi ataupun opsi relokasi rencana pengembangan pembangkit PLTMG Bima-2 2x15 dari lokasi Bonto ke lokasi Empang.



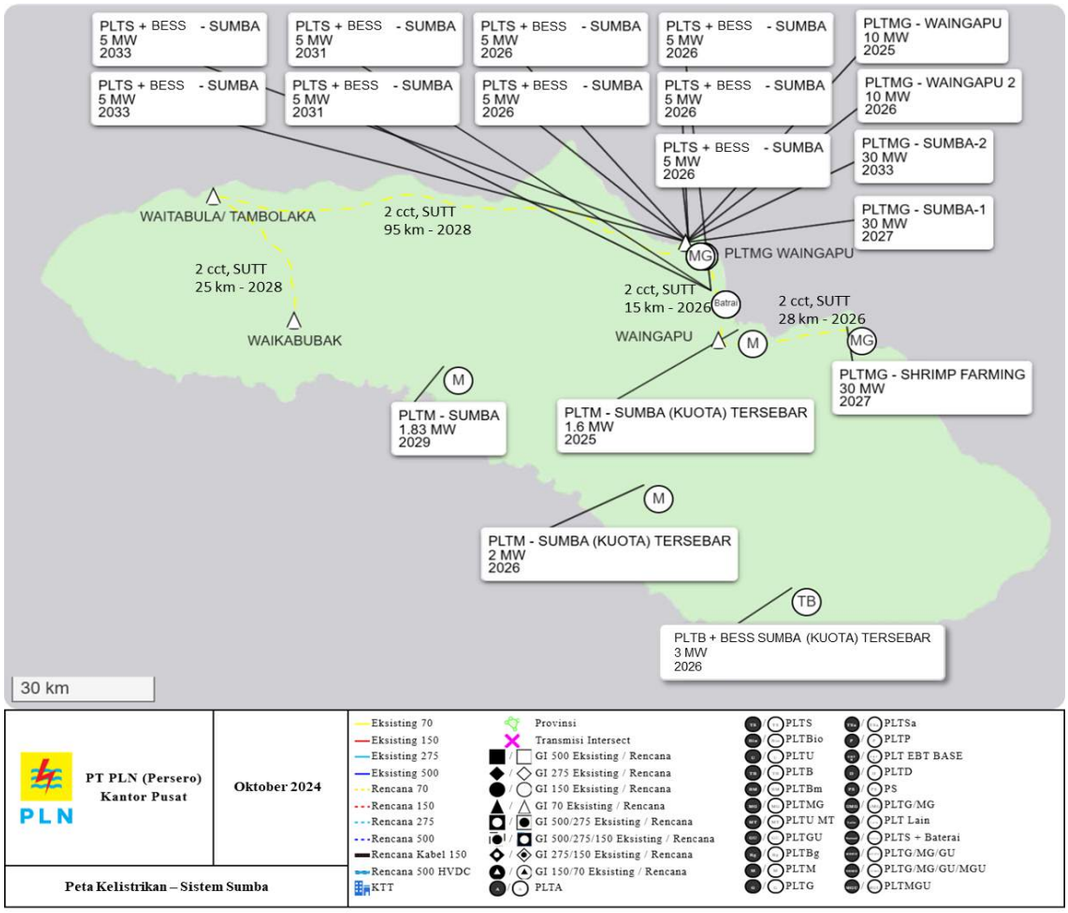
Gambar 5.81 Peta Rencana Pengembangan Sistem Lombok Tahun 2025-2034



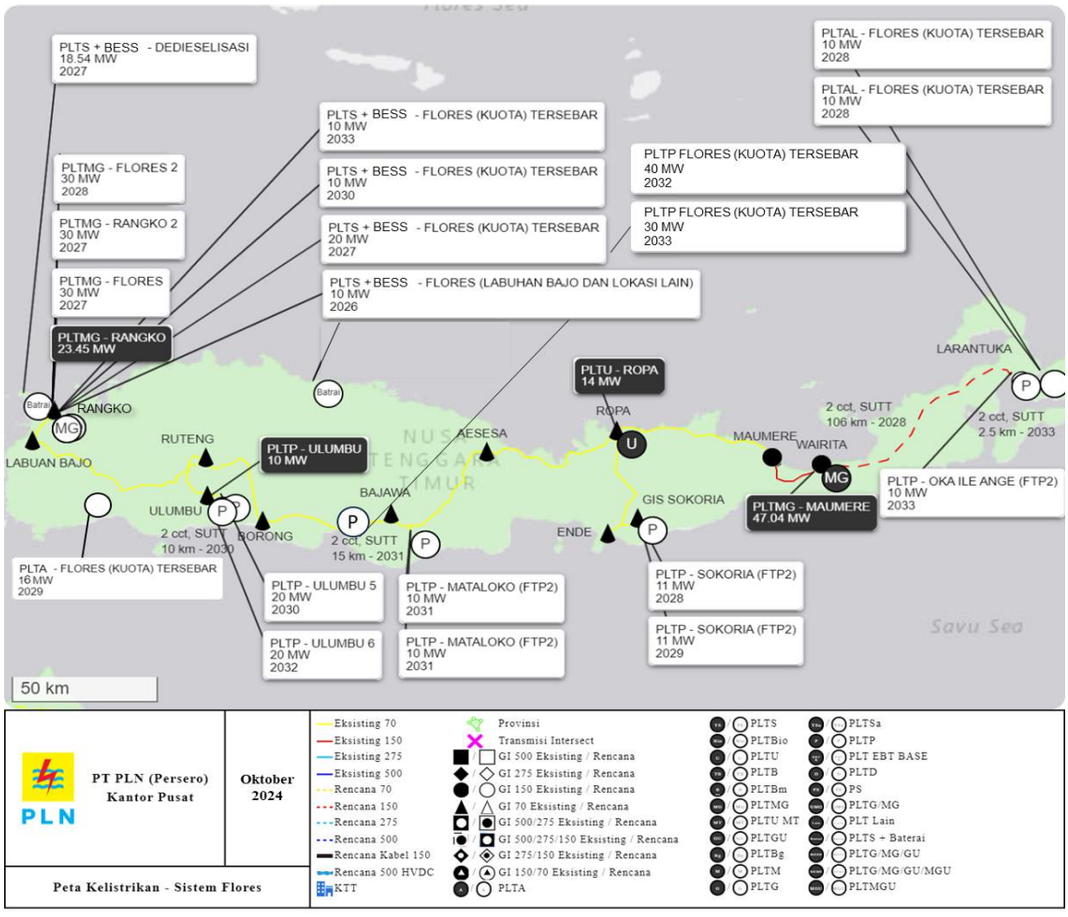
Gambar 5.82 Peta Rencana Pengembangan Sistem Tambora Tahun 2025-2034



Gambar 5.83 Rencana Pengembangan Sistem Timor Tahun 2025-2034



Gambar 5.84 Rencana Pengembangan Sistem Sumba Tahun 2025-2034



Gambar 5.85 Rencana Pengembangan Sistem Flores Tahun 2025-2034

V.9.6 *Green Enabling Project*

Seiring dengan kesadaran akan efek pemanasan global dan tren pemanfaatan pembangkit EBT yang ramah lingkungan dan *less* karbon, sistem tenaga listrik cenderung mengalami perubahan yang cukup signifikan dengan masuknya pembangkit EBT baik itu yang bersifat konvensional maupun intermiten. Tantangan terbesar dengan masuknya pembangkit EBT adalah dinamika pembangkit intermiten yang berpengaruh kepada keamanan dan kestabilan sistem.

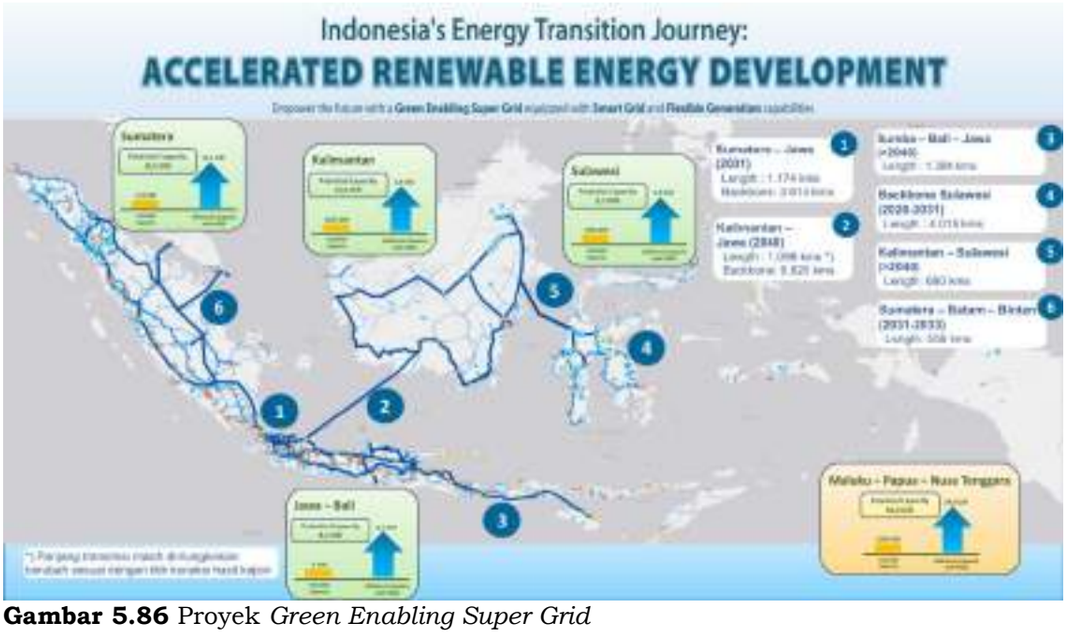
Selaras dengan target NZE 2060, PLN mencanangkan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dalam mempersiapkan kondisi masa depan untuk mempercepat penambahan *renewable energy* melalui *Green Enabling Super Grid* yang dilengkapi dengan *Smart Grid* dan *Flexible Generation*.

Green Enabling Super Grid bertujuan untuk meningkatkan efisiensi, kehandalan dan keberlangsungan pasokan listrik secara keseluruhan dan mencakup beberapa aspek, antara lain:

1. Mengintegrasikan sumber energi terbarukan;
2. Meningkatkan keandalan pasokan listrik;
3. Efisiensi energi;
4. Peningkatan interkoneksi antar pulau;
5. Menurunkan emisi karbon dengan optimalisasi pembangkit EBT.

Green Enabling Super Grid akan mengatasi *mismatch supply-demand,* mengevakuasi EBT yang tersebar di Sumatera, Kalimantan, Sulawesi dan Nusa Tenggara ke pusat-pusat *demand*.

Rencana interkoneksi dalan *Green Enabling Super Grid* terdiri dari Interkoneksi Sumatera-Jawa (ISJ), Kalimantan-Jawa (IKJ). *Backbone* Sulawesi, dan Sumba – Bali – Jawa diharapkan memitigasi *mismatch,* memenuhi potensi *demand* dan mengoptimalkan pemanfaatan EBT.



Gambar 5.86 Proyek *Green Enabling Super Grid*

1) Interkoneksi Sumatera – Jawa (ISJ)

   Potensi pembangkitan energi terbarukan di Sumatera sebesar 14,5 GW. Pembangkit EBT mayoritas terdiri dari *hydro* 7,1 GW dan panas bumi 7,3 GW.

   Permintaan *demand* Sistem Sumatera pada tahun 2033 diproyeksikan sebesar 12,4 GW. Dengan potensi pembangkitan EBT sebesar 14,5 GW dan rencana pengembangan pembangkit lainnya sebesar 5,1 GW maka kelebihan potensi tersebut dapat dievakuasi untuk memenuhi kebutuhan *demand* Sistem Jawa. Interkoneksi

Sumatera-Jawa diproyeksikan mampu menyalurkan listrik sebesar 2,6 GW untuk kebutuhan Pulau Jawa mulai tahun 2031 secara bertahap.

2) Interkoneksi Kalimantan – Jawa (IKJ)
   Potensi pembangkitan energi terbarukan di Kalimantan sebesar 14,0 GW. Pembangkit EBT mayoritas terdiri dari Hidro 13,8 GW dan panas bumi 0,2 GW.
   Permintaan *demand* Sistem Kalimantan pada tahun 2040 diproyeksikan sebesar 5,7 GW. Dengan potensi pembangkitan EBT sebesar 14,0 GW dapat digunakan untuk memenuhi *demand* Sistem Kalimantan dan kelebihannya dapat dievakuasi untuk kebutuhan Sistem Jawa. Interkoneksi Kalimantan-Jawa diproyeksikan mampu menyalurkan listrik sebesar 5 GW untuk kebutuhan Pulau Jawa mulai tahun 2040.
3) Interkoneksi Sumba – Bali – Jawa (IJBS)
   Interkoneksi Sumba – Bali – Jawa bertujuan untuk menyalurkan kelebihan energi dari potensi pembangkit EBT di Sumba ke pusat beban di Jawa. Total potensi PLTS di Sumba mencapai 2 GW.
   Evakuasi potensi PLTS 2 GW di Sumba menggunakan kombinasi *submarine cable* dan *overhead line* dengan asumsi kapasitas energi yang disalurkan sebesar 2.000 MW.
4) *Backbone* Sulawesi
   Sebagian besar potensi *demand* yang besar terletak jauh dari sumber daya terbarukan. sehingga memerlukan upaya ekstra dari PLN untuk mengevakuasi energi guna mengatasi ketidaksesuaian tersebut. Terdapat potensi hidro sebesar ± 5,7 GW yang dapat dikembangkan menjadi PLTA berada di bagian tengah Sulawesi. Untuk mengoptimalkan potensi PLTA tersebut. PLN berencana mengembangkan *backbone* transmisi 275 kV sepanjang ± 4.012 kms selama tahun 2026 – 2031 di Sistem Sulbagsel untuk mentransfer energi ke pusat beban yang berlokasi di Sulawesi Selatan, Sulawesi Tengah dan Sulawesi Tenggara.
5) Interkoneksi Kalimantan - Sulawesi (IKS)
   Kalimantan dan Sulawesi merupakan wilayah dengan potensi energi baru terbarukan yang melimpah dan mampu memenuhi *demand* sistemnya. Kebutuhan interkoneksi Kalimantan – Sulawesi perlu dikaji lebih lanjut terutama untuk melihat kelayakan secara operasi maupun finansial sehingga pemanfaatannya optimal.
6) Interkoneksi Sumatera – Batam – Bintan (ISBB)
   Potensi pembangkitan energi terbarukan di Sumatera sebesar 14,5 GW. Dengan adanya Interkoneksi Sumatera – Batam – Bintan, potensi energi terbarukan di Sumatera dapat dioptimalkan untuk memenuhi pertumbuhan *demand* hingga sekitar 3 GW di Batam dan Bintan. Pertumbuhan *demand* ini telah mempertimbangkan kebutuhan teknologi digital dan *data center* di Batam dan Bintan.

V.10 Pengembangan Sistem Distribusi

Pengembangan sistem distribusi mencakup perluasan jaringan distribusi baik untuk pemasaran maupun untuk perbaikan jaringan yang telah rusak, upaya peningkatan keandalan (*reliability*) dan kualitas pelayanan tenaga listrik pada pelanggan (*power quality*), upaya penurunan susut teknis jaringan, pengembangan dan perbaikan sarana pelayanan.

Untuk program pengembangan distribusi terdapat peluang untuk bekerja sama dengan pihak lain dalam menyelesaikan masalah kelistrikan di daerah perbatasan, di mana kerja sama tersebut harus dapat memberikan *benefit* kepada kedua belah pihak dan menurunkan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) listrik di lokasi tersebut.

Pengembangan Jaringan Distribusi Program Pemasaran

Untuk mengakomodasi kebutuhan listrik sesuai proyeksi prakiraan beban, meliputi:

1. Melayani pelanggan baru baik menambah jaringan TM, jaringan TR maupun gardu distribusi;
2. Evakuasi daya dari gardu induk baru maupun *uprating* pada gardu induk eksisting;
3. Mengembangkan SPLU, SPKLU, dan SPBKLU.

Pengembangan Jaringan Distribusi Program Peningkatan Keandalan

Program peningkatan keandalan dengan indikator penurunan angka SAIDI dan SAIFI. Prioritas program keandalan pada pekerjaan penarikan penyulang baru pada gardu induk baru maupun penambahan trafo atau *uprating* pada gardu induk eksisting, perbaikan konfigurasi sistem pada jaringan distribusi untuk kebutuhan manuver, pemasangan saklar interkoneksi antar penyulang dengan *Load Break Switch* (LBS), *recloser* atau Gardu Hubung (GH), dan penggantian jaringan yang sudah tua.

Pengembangan Jaringan Distribusi Program Efisiensi Sistem Distribusi

Program efisiensi sistem distribusi dengan indikator penurunan susut jaringan. Prioritas program efisiensi sistem distribusi pada pekerjaan pemecahan beban pada penyulang yang sudah *overload* dengan penarikan penyulang baru atau penarikan jaringan ke penyulang terdekat yang bebannya masih rendah, perbaikan tegangan ujung jaringan dapat berupa *kompensator* atau pengoperasian pembangkit EBT/BESS yang terhubung ke jaringan 20 kV, dan manajemen trafo distribusi (pembangunan gardu sisipan dan *uprating* trafo).

Rencana pengembangan sistem distribusi Indonesia dapat dilihat pada Tabel 5.210. Kebutuhan fisik sistem distribusi Indonesia hingga tahun 2034 adalah sebesar 91,8 ribu kms jaringan tegangan menengah, 106,2 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 18,4 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk melayani tambahan sekitar 16,4 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

Pengembangan jaringan distribusi juga diarahkan untuk mendukung percepatan pencapaian Rasio Elektrifikasi (RE) PLN 100%.

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel 5.210.

Tabel 5.211 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi di Indonesia

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Jaringan TM	kms	9.687	9.630	9.433	9.270	9.263
Jaringan TR	kms	11.651	11.083	10.810	10.652	10.677
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	1.901	1.956	1.891	1.816	1.815
Tambahan Pelanggan	Unit	1.730.424	1.776.354	1.713.809	1.643.695	1.621.172

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Jaringan TM	kms	9.334	9.126	8.597	8.711	8.759
Jaringan TR	kms	10.757	10.575	9.998	10.035	9.950
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	1.826	1.823	1.777	1.796	1.806
Tambahan Pelanggan	Unit	1.623.996	1.592.762	1.546.511	1.548.546	1.554.145

V.10.1 Pengembangan Sistem Distribusi Sumatera

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan sistem distribusi di Sumatera seperti pada Tabel 5.211. Kebutuhan fisik sistem distribusi Sumatera

hingga tahun 2034 adalah sebesar 15,6 ribu kms jaringan tegangan menengah, 17,7 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 4,9 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 2,9 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan. Pengembangan jaringan distribusi juga diarahkan untuk mendukung percepatan pencapaian Rasio Elektrifikasi (RE) PLN 100%.

Tabel 5.212 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Sumatera

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Jaringan TM	Kms	1.753	1.961	1.752	1.542	1.541
Jaringan TR	kms	1.984	2.226	1.989	1.750	1.724
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	487	593	525	448	456
Tambahan Pelanggan	Unit	335.450	386.142	332.262	276.031	264.035

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Jaringan TM	kms	1.486	1.460	1.416	1.404	1.315
Jaringan TR	kms	1.696	1.669	1.627	1.615	1.484
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	464	472	476	488	485
Tambahan Pelanggan	Unit	267.888	259.555	258.316	255.102	251.783

V.10.2 Pengembangan Sistem Distribusi Jawa, Madura dan Bali

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan sistem distribusi di Jawa, Madura dan Bali seperti pada Tabel 5.212. Kebutuhan fisik sistem distribusi Jawa, Madura dan Bali hingga tahun 2034 adalah sebesar 27,0 ribu kms jaringan tegangan menengah, 32,8 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 7,0 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 6,6 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan. Pengembangan jaringan distribusi juga diarahkan untuk mendukung percepatan pencapaian Rasio Elektrifikasi (RE) PLN 100%.

Tabel 5.213 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Jawa, Madura dan Bali

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Jaringan TM	Kms	2.639	2.647	2.603	2.605	2.619
Jaringan TR	kms	3.274	3.282	3.157	3.205	3.246
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	724	720	713	706	699
Tambahan Pelanggan	Unit	712.277	702.641	689.875	677.670	665.385

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Jaringan TM	kms	2.644	2.695	2.775	2.868	2.973
Jaringan TR	kms	3.246	3.284	3.341	3.401	3.463
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	692	687	687	687	689
Tambahan Pelanggan	Unit	653.300	643.248	636.217	630.341	625.359

V.10.3 Pengembangan Sistem Distribusi Kalimantan

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan sistem distribusi di Kalimantan seperti pada Tabel 5.213. Kebutuhan fisik sistem distribusi Kalimantan hingga tahun 2034 adalah sebesar 15,0 ribu kms jaringan tegangan menengah, 18,7 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 2,4 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk melayani tambahan sekitar 1,4 juta pelanggan. Pengembangan jaringan

distribusi juga diarahkan untuk mendukung percepatan pencapaian Rasio Elektrifikasi (RE) PLN 100%.

Tabel 5.214 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Kalimantan

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Jaringan TM	Kms	1.629	1.627	1.619	1.604	1.582
Jaringan TR	kms	1.919	1.967	2.000	2.019	2.022
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	250	252	253	252	251
Tambahan Pelanggan	Unit	156.921	154.681	151.898	148.683	145.115

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Jaringan TM (kms)	kms	1.553	1.538	1.352	1.294	1.228
Jaringan TR (kms)	kms	2.007	1.988	1.693	1.595	1.488
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	248	248	220	213	209
Tambahan Pelanggan	Unit	141.146	138.416	122.296	116.892	113.459

V.10.4 Pengembangan Sistem Distribusi Sulawesi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan sistem distribusi di Sulawesi seperti pada Tabel 5.214. Kebutuhan fisik sistem distribusi Sulawesi hingga tahun 2034 adalah sebesar 19,4 ribu kms jaringan tegangan menengah, 16,2 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 2,5 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk melayani tambahan sekitar 3,4 juta pelanggan. Pengembangan jaringan distribusi juga diarahkan untuk mendukung percepatan pencapaian Rasio Elektrifikasi (RE) PLN 100%.

Tabel 5.215 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Sulawesi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Jaringan TM	kms	1.716	1.753	1.790	1.823	1.855
Jaringan TR	kms	1.466	1.490	1.514	1.534	1.553
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	214	220	226	231	236
Tambahan Pelanggan	Unit	293.927	302.130	310.351	318.082	325.308

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Jaringan TM	kms	1.932	2.015	2.092	2.182	2.275
Jaringan TR	kms	1.610	1.672	1.727	1.793	1.861
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	247	259	270	283	297
Tambahan Pelanggan	Unit	341.175	358.364	374.458	393.330	413.009

V.10.5 Pengembangan Sistem Distribusi Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan sistem distribusi di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara seperti pada Tabel 5.215. Kebutuhan fisik sistem distribusi di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara hingga tahun 2034 adalah sebesar 14,7 ribu kms jaringan tegangan menengah, 20,7 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 1,6 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk melayani tambahan sekitar 2,0 juta pelanggan.

Pengembangan jaringan distribusi juga diarahkan untuk mendukung percepatan pencapaian Rasio Elektrifikasi (RE) PLN 100%.

Tabel 5.216 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Jaringan TM	kms	1.950	1.641	1.669	1.696	1.693
Jaringan TR	kms	3.008	2.118	2.151	2.181	2.173
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	226	171	175	178	173
Tambahan Pelanggan	Unit	231.849	230.762	229.423	223.229	221.330

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Jaringan TM	Kms	1.719	1.418	963	963	967
Jaringan TR	kms	2.199	1.964	1.611	1.630	1.654
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	176	156	125	125	126
Tambahan Pelanggan	Unit	220.487	193.179	155.224	152.880	150.534

V.11 Interkoneksi Antar Sistem Tenaga

V.11.1 Interkoneksi Antar Sistem Tenaga

Interkoneksi antar sistem tenaga secara teknis memiliki dampak positif antara lain untuk meningkatkan keandalan, optimasi cadangan sistem, evakuasi daya, penurunan biaya operasi dan dampak-dampak positif lainnya, namun dampak negatif secara teknis harus dipertimbangkan dan menjadi mitigasi solusi yang tidak terpisahkan dengan rencana interkoneksi terkaitnya. Dalam hal kelayakan interkoneksi antar sistem tenaga juga harus dipertimbangkan *benefit* secara finansial dan ekonomis, sehingga sistem tenaga yang beroperasi secara terpisah tidak selalu layak untuk dilakukan interkoneksi. Berdasarkan Keputusan Direktur Jenderal Ketenagalistrikan, No. 355 K/73/DJL.2/2019 perihal Tim Kajian Interkoneksi yang terdiri dari Ditjen Gatrik, KESDM, Kemenko Maritim dan Investasi, Kemenko Ekonomi, BAPPENAS dan PT PLN (Persero) maka berikut adalah rencana interkoneksi sistem tenaga listrik tersebut:

Proyek Interkoneksi antar sistem tenaga yang sedang dalam progres pekerjaan:

1. Interkoneksi 500 kV Jawa – Bali (Jawa Bali *Connection*/JBC)
   Beban puncak subsistem Bali terjadi pada Bulan Oktober 2024 sebesar 1.164 MW. Sumber pasokan subsistem Bali terdiri dari PLTU Celukan Bawang 380 MW, SKLT 150 kV 380 MW, PLTDG Pesanggran 182.2 MW, PLTG Pesanggaran 36 MW, Pembangkit BBM 336 MW dan PLTG Bali/Pesanggaran 200 MW. Mempertimbangkan mampu pasok dan potensi pertumbuhan *demand* di Bali yang masih tinggi, diperlukan sumber pasokan baru yang lebih andal dan fleksible. JBC merupkan solusi untuk memenuhi kebutuhan *demand* di Bali, meningkatkan keandalan, fleksibilitas dan stabilitas di subsistem Bali. JBC diharapkan dapat menyalurkan energi murah di Jawa ke Bali. Pembangunan JBC dibagi menjadi 2 tahap, di mana tahap 1 sudah mencapai tahap lelang;
2. Interkoneksi 20 kV Bali – Nusa Penida
   Interkoneksi ini bertujuan untuk memenuhi kebutuhan listrik, menurunkan BPP serta mendukung program Pemerintah Bali untuk mengembangkan pariwisata di Kawasan Tiga Nusa (P. Nusa Lembongan, P. Nusa Penida, dan P. Nusa Ceningan) yang saat ini beroperasi *isolated* dan dipasok oleh PLTD. Progres pekerjaan dalam tahap konstruksi dan penyelesaian permasalahan kontraktual;
3. Interkoneksi 20 kV Pulau Dabo Singkep - Pulau Selayar - Pulau Lingga

Interkoneksi ini bertujuan untuk mengoptimalkan produksi pembangkit di sistem Pulau Dabo Singkep, Pulau Selayar dan Pulau Lingga. Proyek interkoneksi ketiga sistem ini sudah beroperasi pada akhir tahun 2023;

4. Interkoneksi 150 kV Kendawangan - Sukamara dan Sandai - Tayan
   Interkoneksi ini bertujuan untuk menyatukan Sistem Khatulistiwa – Sistem *Isolated* Ketapang – Sistem Kalseltengtim. Rencana ini berfungsi untuk kemandirian energi dengan mengurangi ketergantungan suplai daya dari Serawak dan dengan Interkoneksi Kalbar dan Kalseltengtim juga bertujuan untuk memperkuat sistem di Kalimantan.

Proyek Interkoneksi antar sistem tenaga yang masih membutuhkan kajian lanjutan:

1) Interkoneksi 500 kV Sumatera – Jawa
   Pulau Sumatera yang memiliki potensi EBT melimpah, dapat digunakan untuk memenuhi target pembangkit EBT dan penurunan emisi dengan menyalurkan energi bersih ke sistem Jawa – Bali. Dengan adanya kebijakan ini, saat ini ISJ menjadi opsi yang dapat dipertimbangkan. Namun masih dibutuhkan kajian lebih lanjut secara teknis maupun keekonomian, terkait titik lokasi koneksi yang optimal dan teknologi HVDC/HVAC yang digunakan serta kebutuhan infrastruktur terkait, sehingga ISJ dipertimbangkan untuk dijadikan salah satu solusi transisi energi di PLN;
2) Interkoneksi 500 kV Kalimantan – Jawa
   Interkoneksi 500 kV Kalimantan – Jawa bertujuan untuk menyalurkan potensi pembangkit EBT di Kalimantan yang melimpah ke pusat beban di Jawa. Saat ini interkoneksi Kalimantan – Jawa dalam tahap kajian yang tergabung dalam kajian *green enabling transmission.* Penentuan titik koneksi dan teknologi yang digunakan masih dalam tahap kajian. Dengan mempertimbangkan jarak maka salah satu opsi yang bisa diimplementasikan adalah teknologi SKLTET HVDC;
3) Interkoneksi 150 kV Lombok - Sumbawa
   Berdasarkan kajian sebelumnya, Sistem Lombok akan memiliki kelebihan pasokan sehingga salah satu solusinya adalah memasok Pulau Sumbawa. Namun, saat ini Sistem Lombok dan Sistem Sumbawa dikembangkan untuk memenuhi bebannya masing-masing. Potensi Interkoneksi Lombok – Sumbawa, perlu dikaji kembali saat Interkoneksi Bali – Lombok sudah beroperasi, untuk mengalirkan energi murah di Sistem Jawa Bali serta meningkatkan keandalan sistem Sumbawa untuk peningkatan penetrasi EBT;
4) Interkoneksi 20 kV Manado – Bunaken
   Potensi interkoneksi untuk menurunkan BPP di sistem *isolated* Bunaken dan peningkatan keandalan. Namun, berdasarkan hasil kajian terdapat potensi interkoneksi ini tidak dapat dibangun karena akan melalui kawasan lindung taman laut dan rute penggelaran yang sulit, memiliki *slope* panjang dengan kemiringan 60° (sangat curam) juga memiliki arus laut yang kencang mencapai 3,7 m/s atau 7 knot;
5) Interkoneksi 20 kV Talaud – Lirung
   Potensi interkoneksi untuk menurunkan BPP di sistem *isolated* Lirung saat telah beroperasinya PLTU Talaud di Pulau Karakelang. Namun, berdasarkan hasil kajian terdapat potensi masalah sipil dalam pembangunan kabel laut karena rute penggelaran yang sulit memiliki *slope* pendek dengan kemiringan 57° (sangat curam) juga memiliki arus laut yang kencang mencapai 3 m/s atau 6 knot

sehingga selisih BPP antara kedua sistem dengan kebutuhan investasi kabel laut belum memberikan *benefit* positif;

6) Interkoneksi 150 kV Bali – Lombok
   Interkoneksi 150 kV Bali – Lombok bertujuan untuk memperkuat keandalan di kedua sistem. Opsi teknologi yang digunakan adalah menggunakan SKLT 150 kV dengan indikasi titik koneksi Amlapura (Bali) – Ampenan (Lombok) atau Gianyar (Bali) – Sekotong (Lombok). Interkoneksi ini masih memerlukan kajian lebih lanjut;
7) Interkoneksi Bangka – Belitung
   Interkoneksi Bangka – Belitung bertujuan untuk memperkuat keandalan di kedua sistem serta menghubungkan sistem Pulau Belitung dengan Interkoneksi Sumatera-Bangka (Isumba). Pada RUPTL ini, sistem Bangka – Belitung akan dikembangkan secara terpisah mengingat tidak adanya potensi energi primer setempat di kedua lokasi. Pada saat sistem Sumatera-Bangka beroperasi pada beban nominal, kondisi tegangan perlu diperhatikan terutama di GI 150 kV Toboali (Bangka Selatan) karena merupakan Gardu Induk ujung;
   Berdasarkan kajian kelayakan yang sudah dilakukan, interkoneksi Bangka – Belitung menggunakan kombinasi SKLTM dan SUTM dengan jarak 130 km antar-*landing point*, dinilai tidak layak secara finansial, di mana biaya investasi proyek tidak sebanding dengan nilai manfaatnya. Untuk itu, diperlukan kajian lebih detail, khususnya terkait dengan teknologi interkoneksi, untuk menentukan alternatif solusi interkoneksi lain dan penentuan waktu COD yang lebih tepat agar proyek interkoneksi Bangka – Belitung dikategorikan layak;
8) Interkoneksi 500 kV Sumba – Jawa
   Sumba memiliki potensi energi surya yang sangat besar, dengan rata-rata iradiasi paling tinggi dibandingkan daerah lain di seluruh Indonesia. Mempertimbangkan luasan lahan yang sangat luas, sehingga terdapat potensi pembangunan PLTS di Sumba dengan kapasitas yang sangat besar dan harga per satuan energi yang lebih murah. Pembangunan PLTS di Sumba diutamakan untuk memenuhi kebutuhan listrik setempat. Memperhatikan kebutuhan listrik di Sumba yang masih sangat kecil, maka muncul wacana pembangunan kapasitas PLTS yang sangat besar di Sumba untuk dikirimkan energinya ke daerah lain seperti Jawa-Bali melalui jaringan transmisi;
   Berdasarkan evaluasi awal, teknologi transmisi 500 kV HVDC memungkinkan untuk digunakan melakukan transfer *point-to-point* jarak jauh, dari Sumba ke Sistem Jawa-Bali. Pembangunan transmisi *Hybrid submarine cable* dan saluran udara dengan teknologi yang tersedia saat ini mampu untuk melakukan transfer daya dengan kapasitas hampir 1.000 MW per sirkit. Memperhitungkan teknologi yang digunakan dan jarak yang sangat panjang, maka biaya pembangunan transmisi Sumba – Jawa menjadi sangat mahal hingga lebih dari Rp70 triliun, sehingga masih diperlukan kajian lebih lanjut yang komprehensif terkait kelayakan pembangunan transmisi Sumba – Jawa untuk memanfaatkan PLTS dengan skala yang sangat besar tersebut. Memperhitungkan teknologi yang digunakan dan jarak yang sangat panjang, maka biaya pembangunan transmisi Sumba – Jawa menjadi sangat mahal hingga lebih dari Rp70 triliun, sehingga masih diperlukan kajian lebih lanjut yang komprehensif terkait kelayakan pembangunan transmisi Sumba-Jawa untuk memanfaatkan PLTS dengan skala yang sangat besar tersebut.

Selain lokasi-lokasi ini terdapat juga lokasi-lokasi lain yang dimungkinkan untuk di interkoneksikan selama secara teknis dan ekonomis layak diimplementasikan;

9) Interkoneksi 150 kV Ternate – Tidore
Sistem kelistrikan Pulau Ternate – Tidore saat ini sudah terhubung melalui jaringan 20 kV. Untuk peningkatan keandalan sistem kelistrikan di kedua pulau tersebut, direncanakan untuk membangun interkoneksi Ternate – Tidore menggunakan kabel laut dengan level tegangan 150 kV. Untuk interkoneksi Ternate – Tidore, dalam kajian kelayakan proyek Pembangunan GI Tidore kapasitas 30 MVA dan TL Terkait yang sudah disahkan tahun 2024 masih belum layak secara finansial jika COD di tahun 2027. Untuk rencana interkoneksi antar pulau ini masih perlu dilakukan studi kelayakan lebih lanjut untuk menentukan waktu yang tepat melakukan interkoneksi;

10) Interkoneksi 150 kV Seram - Ambon
Rencana interkoneksi Seram – Ambon untuk menyalurkan daya dari pembangkit non BBM dari sistem Seram ke sistem Ambon dengan menggunakan kabel laut sehingga dapat menurunkan BPP Sistem Ambon. Di Pulau Seram terdapat potensi gas Lofin dan gas Bula yang dapat dioptimalkan untuk perbaikan *fuel mix* di Sistem Seram – Ambon. Untuk rencana interkoneksi Seram – Ambon ini perlu dilakukan kajian lebih lanjut baik dari segi operasional, finansial, dan teknis memperhatikan kedalaman palung laut di perairan Ambon termasuk opsi pengembangan transmisi atau pipa gas dalam rencana pemanfaatan gas di Pulau Seram ini, serta penentuan waktu yang tepat untuk melakukan interkoneksi;

11) Interkoneksi 150 kV Sulbagsel - Sulbagut
Di Sulawesi terdapat dua sistem besar yang saat ini masih terpisah yaitu Sistem Sulbagut dan Sistem Sulbagsel. Sistem Sulbagut meliputi wilayah Provinsi Sulawesi Utara, Provinsi Gorontalo, dan Sebagian Provinsi Sulawesi Tengah, dan Sistem Sulbagsel meliputi wilayah Provinsi Sulawesi Selatan, Provinsi Sulawesi Tenggara, Provinsi Sulawesi Barat, dan Sebagian Sulawesi Tengah. Rencana pengembangan Sistem Sulawesi ke depannya adalah membangun sistem interkoneksi Sulawesi dengan menghubungkan Sistem Sulbagsel dengan Sistem Sulbagut melalui transmisi SUTT 150 kV Tambu – Bangkir (di Provinsi Sulawesi Tengah). Interkoneksi Sistem Sulawesi ini bertujuan selain untuk meningkatkan keandalan sistem kelistrikan Sulawesi, juga untuk meningkatkan bauran EBT. Dengan interkoneksi ini, diharapkan potensi energi hidro yang banyak terdapat di Sistem Sulbagsel dapat ditransfer ke Sistem Sulbagut.
Berdasarkan KKP pembangunan SUTT 150 kV Tambu – Bangkir yang sudah disahkan, dengan rencana COD pada tahun 2024 transfer daya pada ruas Tambu – Bangkir hanya sekitar 4,8 MW untuk 2 *line* dari Sistem Sulbagut ke Sistem Sulbagsel. Dari analisis kelayakan, pembangunan SUTT 150 kV Tambu – Bangkir layak secara operasional namun tidak layak secara finansial. Diperlukan kajian lebih lanjut untuk menentukan waktu yang tepat membangun sistem interkoneksi Sulawesi ini. Untuk percepatan interkoneksi Sistem Sulawesi diperlukan Penugasan Pemerintah.

V.11.2 Interkoneksi Antar Pulau

1) Interkoneksi 150 kV Sumatera – Bengkalis
   Interkoneksi ini bertujuan untuk menyalurkan energi murah dari Sistem Sumatera ke Sistem Bengkalis, Program Dedieselisasi dan untuk mengantisipasi pertumbuhan beban di Pulau Bengkalis. Progres pekerjaan saat ini sedang proses pra konstruksi (pembebasan lahan dan perizinan);
2) Interkoneksi 150 kV Sumatera – Selat Panjang – T. Balai Karimun
   Interkoneksi ini bertujuan untuk menyalurkan energi murah dari Sistem Sumatera ke Sistem Selat Panjang dan selanjutnya ke Pulau Tanjung Balai Karimun serta mengantisipasi pertumbuhan beban. Progres pekerjaan untuk Interkoneksi 150 kV Sumatera – Selat Panjang saat ini sedang proses pra konstruksi (pembebasan lahan dan perizinan), sedangkan progres pekerjaan interkoneksi 150 kV Selat Panjang – Tanjung Balai Karimun saat ini dalam tahap perencanaan;
3) Interkoneksi (HVDC/HVAC) Sumatera – Batam
   Rencana Interkoneksi ini bertujuan untuk menyalurkan daya dari Sistem Sumatera yang memiliki pembangkit EBT yang cukup banyak (>30,5%) ke Sistem Batam sebagai salah satu program pemenuhan kebutuhan *demand* Sistem Batam dan membantu Sistem Batam untuk meningkatkan suplai pembangkit EBT. Saat ini rencana interkoneksi Sumatera – Batam dalam tahap kajian. Pada RUPTL 2025-2034 ini interkoneksi Sistem Sumatera-Batam-Bintan masih terbuka untuk penggunaan teknologi AC atau DC, baik itu segmen transmisi di darat maupun di laut. Selanjutnya akan dilakukan kajian lebih detail dengan mempertimbangkan dari sisi teknis, *workability*, keekonomian, dan proses bisnis untuk mendapatkan skema implementasi proyek yang optimal;
4) Interkoneksi 150 kV Kalimantan – Pulau Tarakan
   Interkoneksi ini bertujuan untuk menginterkoneksikan Sistem Kalimantan dengan sistem *isolated* Pulau Tarakan. Rencana ini berfungsi sebagai Program Dedieselisasi dan menurunkan BPP Sistem *Isolated* Tarakan. Saat ini progres pelaksanaan pekerjaan sedang proses konstruksi dan ditargetkan selesai di tahun 2026;
5) Interkoneksi 150 kV Kalimantan – Pulau Nunukan
   Interkoneksi ini bertujuan untuk menyatukan sistem Kalimantan dengan sistem *isolated* Pulau Nunukan. Rencana ini berfungsi sebagai Program Dedieselisasi dan menurunkan BPP Sistem *isolated* Nunukan. Saat ini progres pekerjaan masih dalam proses perencanaan;
6) Interkoneksi 150 kV Sistem Sulbagsel – Sistem Baubau-Raha
   Interkoneksi ini akan menghubungkan Sistem Sulbagsel yang ada di pulau Sulawesi dengan Sistem Baubau-Raha yang ada di Pulau Baubau dan Raha dengan tujuan untuk menurunkan BPP Sistem Baubau-Raha. Berdasarkan kajian kelayakan baik secara operasional maupun finansial/keekonomian yang sudah dilakukan, serta pertimbangan *timeline* COD proyek dan *workability*, maka rencana Interkoneksi Sistem Sulbagsel – Sistem Baubau-Raha menggunakan opsi yang terpilih yaitu Opsi 2 dengan Pembangunan Jaringan Transmisi 150 kV dari GI Andolo ke GI Raha menggunakan Tower Penyeberangan yang ditempatkan di Pulau Groot Tobea dan Groot Muna. Namun, masih diperlukan kajian lebih lanjut terkait kondisi perairan sekitar dan kedalaman untuk pembangunan *floating tower* dalam menentukan opsi terbaik untuk interkoneksi Sistem Sulbagsel – Sistem Baubau-Raha.

V.11.3 Interkoneksi Antar Negara

1) Sumatera – Peninsular (Malaysia)
Rencana interkoneksi antara Sistem Sumatera dan Peninsular (Malaysia) merupakan salah satu potensi proyek strategis yang dapat meningkatkan keandalan pasokan serta meningkatkan utilitas pembangkit, mengingat terdapat perbedaan waktu beban puncak pada kedua sistem. Interkoneksi ini dihubungkan langsung dengan jalur *backbone* 500 kV Sumatera yang terdekat dengan Malaysia, yaitu SUTET 500 kV Perawang – Rantau Prapat atau GITET 500 kV Perawang. Berdasarkan *Asean Interconnection Masterplan Study* (AIMS) III *report* potensi interkoneksi Sumatera-Malaysia (*peninsular*) adalah 0,6 – 2,1 GW. Sebagai tindak lanjut dari kajian tersebut, saat ini PLN dan Tenaga National Berhad (TNB) sedang melakukan detail studi untuk merumuskan dan mendesain implementasi dari interkoneksi tersebut. Fokus dari kajian ini adalah merumuskan sinergi optimasi baik dari sisi teknis, ekonomis, bisnis, dan regulasi bilateral maupun multilateral di ASEAN. Studi tersebut difasilitasi oleh ASEAN *Centre for Energy* (ACE), dan sejalan juga dengan cita-cita ASEAN *Power Grid* serta penurunan emisi dari sektor ketenagalistrikan;

2) Sumatera – Singapura
Rencana ekspor listrik ke Singapura dilatarbelakangi oleh Nota Kesepahaman antara pemerintah Indonesia dan Singapura terkait pengembangan energi terbarukan dan ekspor listrik. Pada Rapat Koordinasi Lintas Kementerian dan Lembaga yang dipimpin oleh Menteri Koordinator Bidang Maritim dan Investasi pada tanggal 26 April 2024 perihal pembahasan progres proyek ekspor listrik ke Singapura, PLN diberikan penugasan untuk menjadi integrator terkait interkoneksi listrik Indonesia ke Singapura. Menindaklanjuti hal tersebut, telah dilakukan pembahasan dengan Pusat Hidro Oseanografi Angkatan Laut (Pushidrosal) untuk memastikan *subsea cable* interkoneksi berada dalam koridor laut yang aman dan optimal. Koridor tersebut dapat digunakan oleh PLN atau pun swasta sebagai jalur kabel laut interkoneksi dengan Singapura. Rencana transfer daya ke Singapura diperkirakan sebesar 2 GW, dengan *resource* dari PLTS yang akan dibangun oleh pemilik *Conditional Approval* (CA) yang sudah dikeluarkan oleh EMA *of Singapore*.
Dengan adanya kerja sama tersebut, ke depannya PLN juga dimungkinkan untuk kerja sama interkoneksi antara PLN (atau *subsidiary* PLN) dengan Singapura. Kerja sama tersebut dapat berupa penugasan dari pemerintah ataupun *B to B* PLN dengan pihak Singapura. Jalur yang dimungkinkan untuk kerja sama interkoneksi dengan Singapura adalah Sumatera-Singapura ataupun Sumatera-Batam-Singapura. Berdasarkan AIMS III juga sudah teridentifikasi potensi interkoneksi Sumatera-Singapura sebesar 0,6 – 1,1 GW;

3) Kalimantan – Sabah (Malaysia)
Selain Sumatera-Malaysia, berdasarkan AIMS III *report* juga sudah teridentifikasi potensi interkoneksi Kalimantan-Sabah adalah 0,1 – 0,2 GW. Rencana interkoneksi antara Sistem Kalimantan dan Sabah (Malaysia) merupakan bagian dari inisiatif Indonesia yang terwujud di dalam keketuaan Indonesia di ASEAN tahun 2023, sebagai kerangka *Sub-regioanal Multilateral Power Trade* dan ASEAN *Power Grid*. Sebagai tindak lanjut dari kajian tersebut, saat ini PLN dan Sabah Electricity Sdn Bhd (SESB) sedang melakukan detail studi untuk merumuskan dan mendesain implementasi dari

interkoneksi tersebut. Fokus dari kajian ini adalah merumuskan sinergi optimasi baik dari sisi teknis, ekonomis, bisnis, dan regulasi bilateral maupun multilateral di ASEAN. Studi tersebut difasilitasi oleh ASEAN *Centre for Energy* (ACE) dan sejalan juga dengan cita-cita ASEAN *Power Grid* serta penurunan emisi dari sektor ketenagalistrikan;

4) Kalimantan – Serawak (Malaysia)
Sebagai bagian dari rencana penyediaan tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Barat, PLN melakukan pembelian tenaga listrik dari Sarawak melalui transmisi interkoneksi 275 kV. Berdasarkan *Purchase Electricity Agreement* (PEA) antara PLN dan SEB terdapat dua *phase* interkoneksi, yaitu *Import Phase* (*import* energi dari Serawak ke Kalimantan Barat) dan *Exim Phase* (*eksport-Import* Sesco >< Kalbar). Kontrak ini dapat diperpanjang berdasarkan kesepakatan kedua belah pihak dengan skema *power-exchange agreement* (perjanjian ekspor-impor tenaga listrik).
Skema *power-exchange* dimungkinkan jika kedua sistem sudah memiliki kesiapan sistem baik dari sisi daya ataupun energi, sehingga dimungkinkan adanya *sharing reserve margin* ataupun *export-import* daya sesuai keekonomian dari masing-masing pihak. Dengan adanya *export-import* tersebut selain berdampak pada peningkatan keandalan Sistem Kalimantan Barat, juga membuka opsi untuk optimasi keekonomian *dispatch* yang lebih baik;

5) NTT – Timor Leste
Perbatasan darat Republik Indonesia dan Republik Demokratik Timor Leste adalah antara Kabupaten Belu dan Kabupaten Malaka, dengan daratan utama Timor Leste, sementara itu ada pula perbatasan antara Kabupaten Timor Tengah Utara dan Kabupaten Kupang, dengan eksklave Oecussi-Ambeno.
Sistem kelistrikan Indonesia di Pulau Timor saat ini adalah sistem kelistrikan yang terdiri dari Transmisi SUTT 70 kV dan GI yang menyalurkan energi listrik dari pusat pembangkitan listrik (GI Bolok) yang berada di Desa Bolok (Kabupaten Kupang) sampai dengan GI Atambua, dan GI Atapupu yang berada di Kabupaten Belu.
PLN terus berupaya melakukan perluasan jaringan kelistrikan di kawasan Pos Lintas Batas Negara (PLBN) Indonesia – Timor Leste agar kebutuhan listrik di daerah pinggiran itu terpenuhi. Di antaranya menyediakan pasokan listrik yang cukup andal, dan berkualitas bagi tiga pos PLBN seperti PLBN Motaain, PLBN Wini, dan PLBN Motamasin.
Rencana pengembangan selanjutnya di daerah perbatasan, akan dibangun GI 150 kV Malaka yang berada di Kabupaten Malaka. Diperlukan kajian lebih lanjut untuk kelayakan proyek ini;

6) Papua - Papua Nugini (PNG)
Rencana interkoneksi di daerah perbatasan Papua dengan Papua Nugini dilatarbelakangi oleh hasil kunjungan Presiden RI ke Port Moresby pada tanggal 5 Juli 2023. Dari hasil rapat bersama antara Menteri Koordinator Bidang Kemaritiman dan Investasi dengan Delegasi PNG, Menteri Koordinator Bidang Kemaritiman dan Investasi menugaskan kepada PLN untuk membantu suplai listrik ke daerah perbatasan yaitu kantor perbatasan PNG dan Kampung Wutung. Penyaluran energi listrik ke PNG dan Kampung Wutung memanfaatkan Gardu Hubung (GH) eksisting di Pos Lintas Batas Negara (PLBN) Skouw, penarikan SKTM 240 mm dari GH sampai ke batas Border, koneksi ke Unit Gardu Bergerak (UGB), lalu penyambungan JTR ke PNG dan Kampung Wutung. Telah tersedia

trafo *mobile* 400 kVA, untuk rencana transfer daya ke PNG yang diperkirakan sebesar 2 MW, menunggu kesepakatan PPA antara PLN dan PNG.

V.12 Pengembangan Listrik Perdesaan dan Desa Berlistrik

Pengembangan listrik perdesaan merupakan suatu program yang tidak layak secara komersial sehingga pemerintah perlu memberikan dukungan kepada PLN untuk mengembangkan program listrik perdesaan dalam mewujudkan keadilan sosial bagi seluruh rakyat Indonesia agar seluruh rakyat Indonesia dapat menikmati listrik. Hal ini sesuai dengan Undang-Undang Ketenagalistrikan Nomor 30 Tahun 2009 Pasal 3 ayat (1) yang berbunyi Penyediaan Tenaga Listrik dikuasai oleh negara yang penyelenggaraannya dilakukan oleh Pemerintah dan Pemerintah Daerah berlandaskan prinsip otonomi daerah dan Pasal 4 ayat (3) yang berbunyi untuk penyediaan tenaga listrik sebagaimana dimaksud dalam Pasal 3 ayat (1), Pemerintah dan Pemerintah Daerah menyediakan dana untuk :

1. Kelompok masyarakat tidak mampu;
2. Pembangunan sarana penyediaan tenaga listrik di daerah yang belum berkembang;
3. Pembangunan tenaga listrik di daerah terpencil dan perbatasan; dan
4. Pembangunan listrik perdesaan.

Untuk mewujudkan hal tersebut di atas, diperlukan dukungan Pemerintah dalam melakukan pembangunan listrik perdesaan yang pendanaannya dapat berasal dari Penyertaan Modal Negara (PMN), APBN ataupun sumber pendanaan lainya.

Tujuan pembangunan listrik perdesaan seperti yang disebutkan di atas, juga untuk:

1. Mendorong peningkatan ekonomi masyarakat perdesaan;
2. Meningkatkan kualitas bidang pendidikan dan kesehatan;
3. Mendorong produktivitas ekonomi, sosial dan budaya masyarakat perdesaan;
4. Memudahkan dan mempercepat masyarakat perdesaan memperoleh informasi dari media elektronik serta media komunikasi lainnya; dan
5. Meningkatkan keamanan dan ketertiban yang selanjutnya diharapkan juga akan meningkatkan kesejahteraan masyarakat desa.

Sasaran pembangunan listrik perdesaan adalah untuk pencapaian Rasio Desa Berlistrik PLN dan Rasio Elektrifikasi PLN 100% pada tahun 2029. Adapun rekap program listrik perdesaan dapat dilihat pada Tabel 5.216.

Tabel 5.217 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2025 – 2027

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	49	43	314
Panjang JTM	kms	10.598	5.780	12.357
Panjang JTR	kms	8.399	3.284	10.212
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	242	87	233
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	3.684	1.378	3.792

*)Catatan:

1. Pelaksanaan pembangunan listrik perdesaan sangat tergantung dari ketersediaan pendanaan sehingga *Roadmap* Listrik Perdesaan bersifat dinamis.
2. Perencanaan listrik perdesaan guna pencapaian RE PLN 100% mengacu kepada *Roadmap* Listrik Perdesaan terbaru.

Kapasitas fisik tahun 2025 adalah gabungan dari kegiatan program dari tahun 2024 yang meluncur sebesar pembangkit 29,3 MW/MWp, JTM 8.208 kms, JTR 6.700,62 kms, Kapasitas Trafo 186,95 MVA dan program murni tahun 2025 sebesar pembangkit 19,87 MW/MWp, JTM 2.389 kms, JTR 1.692 kms, Kapasitas Trafo 54,93 MVA.

Perencanaan Program listrik perdesaan disusun dengan skala prioritas:
1. Melistriki seluruh desa belum berlistrik (gelap gulita);
2. Melistriki desa/kelurahan berlistrik LTSHE yang umur teknis baterainya telah melampaui masa pakai (3 tahun);
3. Melistriki desa/kelurahan berlistrik Non PLN yang pasokan listriknya tidak andal;
4. Melistriki dusun-dusun yang belum berlistrik.

Berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 63 Tahun 2020 tentang Penetapan Daerah Tertinggal Tahun 2020-2024, terdapat 62 kabupaten yang masuk dalam kategori daerah tertinggal. Untuk rincian lokasi daerah terdepan mengacu pada Perpres No.118 Tahun 2022 tentang Rencana Induk Pengelolaan Batas Wilayah Negara dan Kawasan Perbatasan Tahun 2020-2024. Serta untuk daerah terluar, berdasarkan Keputusan Presiden No. 6 Tahun 2017 tentang Penetapan Pulau-Pulau Kecil Terluar, di mana terdapat 111 pulau-pulau kecil terluar yang meliputi 42 pulau berpenduduk dan 69 pulau tidak berpenduduk.

Desa-desa tersebut akan dilistriki oleh PLN dengan perluasan jaringan berupa pembangunan jaringan listrik dengan hantaran udara, saluran kabel laut tegangan menengah (SKLTM) 20 kV serta *tower crossing* yang melintasi pulau untuk menghubungkan antar sistem atau lokasi – lokasi desa. Pembangunan pembangkit baru yang diutamakan menggunakan sumber energi setempat, dan juga melalui kerja sama dengan pemerintah. Penyediaan pembangkit dapat berupa pembangunan PLTS dengan baterai (BESS) yang dapat berdiri sendiri *(isolated)* ataupun ke depan dapat diinterkoneksi dengan sistem *hybrid* dengan pembangkit lain. Di samping itu juga, pembangkit EBT dapat bersumber dari tenaga air, angin (bayu) atau sumber lainnya.

PLN juga menggunakan metode lain seperti pemasangan Alat Penyalur Daya Listrik (APDAL) dan Stasiun Pengisian Energi Listrik (SPEL) maupun menggunakan Peralatan Paket Kompak Daya Berbasis Baterai Untuk Konsumen Individu dengan memanfaatkan sumber energi baru terbarukan, khususnya desa yang sangat terpencil dan tidak memungkinkan untuk dibangun jaringan.

Program pengembangan listrik desa dilakukan dengan memetakan potensi desa/daerah belum berlistrik. Dalam pemetaan tersebut PLN telah membangun aplikasi geospasial berbasis *Geographic Information System* (GIS) sebagai *platform* perencanaan, eksekusi, dan monitoring progres listrik desa di seluruh Indonesia. Aplikasi ini secara detail memetakan kebutuhan pembangunan infrastruktur listrik perdesaan di setiap titik desa. Perencanaan yang telah disusun berbasis GIS tersebut juga dikonsolidasikan dalam forum listrik perdesaan dan termuat dalam Buku *Roadmap* Program Listrik Perdesaan.

Dalam pelaksanaan pembangunan listrik desa ditemui beberapa tantangan yaitu infrastruktur pendukung yang masih terbatas, akses transportasi yang terbatas (beberapa tempat hanya dapat ditempuh dengan kapal, penerbangan pesawat perintis, perahu kecil melalui sungai), jarak dengan jaringan eksisting yang sangat jauh, isu sosial pembebasan dan ketersediaan lahan khususnya di pulau kecil, perizinan, kondisi geografis dan konflik sosial/isu keamanan di beberapa tempat.

Pelaksanaan program listrik desa akan diupayakan dalam meningkatkan Rasio Elektrifikasi PLN, apabila pendanaan dapat tersedia sesuai dengan kebutuhan maka akan didorong beberapa Provinsi dapat mencapai Rasio Elektrifikasi PLN 100% seperti di Provinsi DKJ (Daerah Khusus Jakarta) dan Provinsi Bali.

Untuk memastikan tercapainya target yang telah dicantumkan dalam *Roadmap* Listrik Perdesaan maka dilakukan monitoring dan evaluasi secara triwulanan bersama Kementerian ESDM melalui Direktorat

Jenderal Ketenagalistrikan, di samping itu juga dilakukan *checkpoint* rutin.

V.13 Pengembangan Sistem Kecil Tersebar (Sampai dengan 10 MW)

Selama ini sistem kecil *isolated* sampai 10 MW dilayani oleh PLTD BBM dan sebagian di antaranya telah dibangun PLTU skala kecil untuk menurunkan penggunaan BBM dan memenuhi kebutuhan beban. Dalam perkembangannya PLTU skala kecil banyak mengalami hambatan sehingga sistem kecil ini masih mengalami kekurangan daya.

Untuk memasok sistem tersebut, diupayakan pengembangan energi baru terbarukan (EBT) yang tersedia di area setempat. Pengembangan EBT ini juga dapat dikombinasikan dengan pembangkit eksisting setempat maupun teknologi baru seperti *Battery Energy Storage System* (BESS) untuk membentuk pola *hybrid*.

Upaya jangka pendek pengembangan sistem *isolated* yang saat ini dilaksanakan PLN diprioritaskan pada upaya-upaya sebagai berikut:

1. Untuk daerah-daerah *isolated* yang sulit dijangkau, diusahakan melistriki dengan sumber daya setempat atau dari sumber-sumber energi terbarukan seperti matahari, angin, air dan sebagainya;
2. Pengembangan pola *hybrid*, *smartgrid* maupun *microgrid* untuk meningkatkan kecukupan dan keandalan pasokan di daerah-daerah terpencil;
3. Pengadaan PLTD untuk memenuhi kebutuhan listrik daerah perbatasan dan pulau-pulau terluar (daerah 3T). Pengadaan PLTD ini diperlukan jika memang tidak ada alternatif lain yang sesuai kecuali PLTD BBM;

Kondisi infrastruktur di sebagian besar pulau terluar dan daerah perbatasan Indonesia masih sangat tertinggal. Proses pembangunan yang dilakukan negara masih kurang menyentuh daerah-daerah perbatasan dan pulau-pulau terluar. Dalam hal infrastruktur ketenagalistrikan, sampai saat ini mayoritas penduduk di daerah-daerah tersebut belum menikmati layanan listrik PLN.

Selaras dengan program pemerintah, PLN telah menyusun program melistriki pulau terluar dan daerah perbatasan di mana direncanakan 90% pulau terluar berpenghuni sudah dialiri listrik PLN pada tahun 2020. PLN juga sudah memiliki program melistriki daerah Terdepan, Terluar dan Tertinggal (3T), serta daerah-daerah di Pos Lintas Batas Negara (PLBN) sesuai Instruksi Presiden No.1 Tahun 2019.

Melalui program ini diharapkan dapat diwujudkan kawasan perbatasan sebagai halaman depan negara yang berdaulat, berdaya saing, dan aman; terwujudnya pusat pertumbuhan ekonomi perbatasan negara berdasarkan karakteristik wilayah, potensi lokal, dan terciptanya peluang pasar negara tetangga yang didukung infrastruktur, transportasi, energi, sumber daya air, dan telekomunikasi; serta terlaksananya aktivitas lintas batas negara yang kondusif dan saling menguntungkan;

4. Pengadaan *Mobile Power Plant* (*barge mounted* atau *truck mounted*) atau PLTMG dengan bahan bakar *dual fuel* (BBM dan gas). *Mobile power plant* ini sangat diperlukan karena manfaatnya sangat luas, yaitu sebagai berikut :
   - Memenuhi pertumbuhan *demand*;
   - Mengurangi sewa pembangkit BBM;
   - Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit atau transmisi;
   - Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keluarnya unit pembangkit eksisting baik karena gangguan maupun pemeliharaan;

- Memenuhi *demand* sementara akibat adanya peristiwa besar (nasional atau internasional);
- Melistriki daerah dan masyarakat yang belum mendapatkan pasokan listrik (peningkatan Rasio Elektrifikasi).

V.14 Gambaran Proyeksi Transisi Energi

Pengembangan sistem ketenagalistrikan di masa yang akan datang, terutama di sisi pembangkit energi listrik, akan mengarah kepada pengembangan pembangkit dengan teknologi yang rendah emisi dan ramah lingkungan seiring dengan upaya PLN dan pemerintah untuk bertransisi menuju *Net Zero Emission*. Dengan adanya komitmen transisi energi, konsep konvensional pengembangan pembangkit energi listrik yang sebelumnya terfokus hanya pada 2 (dua) pilar yaitu *affordability* (keterjangkauan, biaya pembangkit paling rendah) dan *security of supply* (keandalan sistem), menjadi fokus pada tiga pilar dengan menambahkan kriteria *Environmental* (rendah emisi, berdampak positif bagi lingkungan) dalam pertimbangan pemilihan pembangkit energi listrik.

Pemenuhan ketiga pilar tersebut merupakan tantangan, tidak hanya bagi PLN namun bagi seluruh perusahaan utilitas ketenagalistrikan di seluruh dunia yang disebut dengan *energy trilemma*. Hal ini disebabkan karena pada kondisi teknologi pembangkit yang ada saat ini, sangat sulit untuk mendapatkan sistem pembangkitan yang dapat memenuhi ketiga kriteria tersebut. Namun demikian, seiring dengan semakin meningkatnya pemanfaatan pembangkit ramah lingkungan dan perkembangan inovasi teknologi pembangkit energi baru, sistem pembangkit yang andal dan ramah lingkungan akan dapat dibangun dengan harga yang lebih murah. Hal ini akan sangat berpengaruh pada kebutuhan biaya yang akan dikeluarkan dalam mengembangkan sistem ketenagalistrikan menuju target *Net Zero Emission* di masa yang akan datang.

PLN telah merencanakan beberapa langkah strategis dalam proses transisi energi. Sesuai dengan Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, maka selanjutnya tidak direncanakan pengembangan PLTU baru kecuali untuk PLTU yang sudah ada dalam RUPTL sebelumnya.

Percepatan pengakhiran masa operasional PLTU batubara diamanatkan dalam Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 dalam Pasal 3 ayat (5) menyebutkan bahwa dalam upaya meningkatkan proporsi Energi Terbarukan dalam bauran energi listrik, PT PLN (Persero) melakukan percepatan pengakhiran waktu: a. operasi PLTU milik sendiri; dan/atau b. kontrak PJBL PLTU yang dikembangkan oleh PPL, dengan mempertimbangkan kondisi penyediaan (*supply*) dan permintaan (*demand*) listrik.

Pada perhelatan KTT G20 yang diadakan di Bali pada November 2022, Pemerintah Indonesia bersama *Asian Development Bank* (ADB) meluncurkan Indonesia *Energy Transition Mechanism* (ETM) *Country Platform* yang bertujuan untuk peningkatan pembangunan infrastruktur energi dan percepatan transisi energi menuju *Net Zero Emission* (NZE) dengan prinsip adil dan terjangkau dimana percepatan pengakhiran masa operasional PLTU batubara menjadi salah satu inisiatif.

Pada Tahun 2022, ADB telah menginisiasi rencana pembiayaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU Cirebon 1 milik *Cirebon Electric Power* (CEP), yang ditindaklanjuti dengan *Framework Agreement* pada tahun 2023 antara ADB, CEP, PLN, dan *Indonesia Investment Authority* (INA) untuk memungkinkan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU Cirebon 1.

Dalam menindaklanjuti *Framework Agreement* tersebut, akan dilakukan rangkaian kajian yang meliputi kajian teknis, finansial, legal, dan *just transition*, termasuk di dalamnya opsi potensi pemanfaatan karbon kredit dari inisiatif *early retirement* sebagai salah satu insentif untuk mendorong kelayakan inisiatif tersebut. Hal ini diperlukan untuk memberikan gambaran yang komprehensif terkait dampak dari implementasi *early retirement* PLTU Cirebon 1 bagi berbagai pihak yang terkait, termasuk bagi Pemerintah Indonesia. Pelaksanaan *early retirement* harus mempertimbangkan prinsip *system/reliability neutral* yaitu kondisi keandalan sistem tetap dipertahankan minimal sama dengan sebelum *early retirement* dilaksanakan, serta prinsip *cost neutral* yaitu dampak kenaikan biaya akibat *early retirement* mendapat kompensasi dari lembaga internasional.

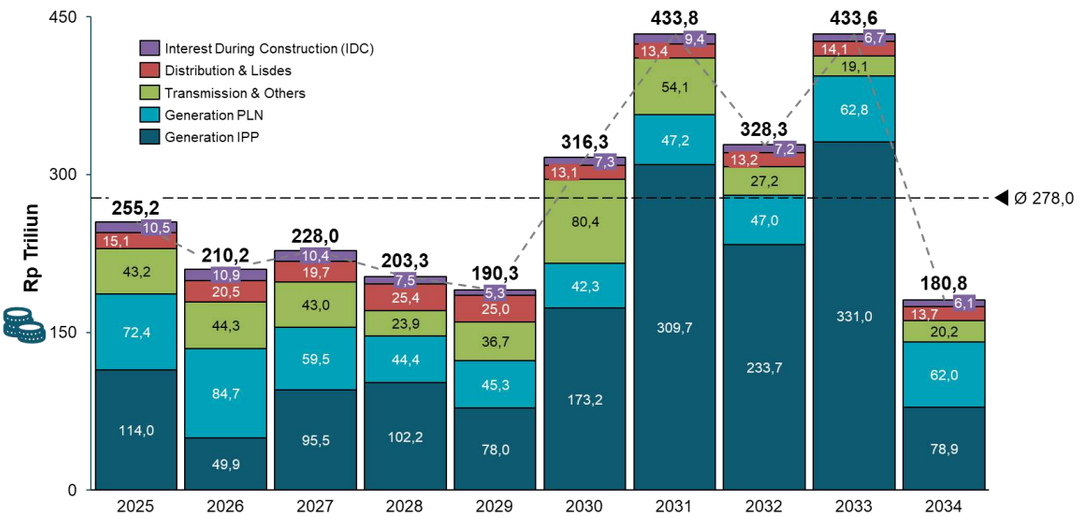
Pelaksanaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU Cirebon 1 harus memperhatikan ketentuan yang tercantum dalam Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 atau sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

VI. KEBUTUHAN INVESTASI DAN INDIKASI PENDANAAN

VI.1 Sumber Pendanaan dan Kemampuan Keuangan PLN

Dalam RUPTL 2025-2034, PLN merencanakan pengembangan investasi infrastruktur ketenagalistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, dan distribusi. Tambahan asset pembangkit sebesar 69,5 GW yang akan dikembangkan oleh PLN sebesar 20,4 GW (29%) dan sisanya dikembangkan oleh IPP sebesar 49,1 GW (71%). Adapun untuk asset transmisi, PLN akan membangun Jaringan Transmisi sepanjang 47.758 kms dan Gardu Induk sebesar 107.950 MVA. Sedangkan untuk Distribusi, PLN akan membangun Jaringan Tegangan Menengah (JTM) sepanjang 91.810 kms dan Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sepanjang 106.188 kms serta Trafo Distribusi sebesar 18.407 MVA.

Rencana investasi infrastruktur ketenagalistrikan pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi yang akan dikembangkan baik oleh PLN maupun swasta selama sepuluh tahun ke depan ditunjukkan pada Gambar 6.1.



Gambar 6.1 Perkiraan Kebutuhan Investasi Proyek Ketenagalistrikan Tahun 2025 – 2034

Tabel 6.1 Rekapitulasi Kebutuhan Investasi (*Disbursement* dalam Triliun Rupiah)

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
IDC	10,5	10,9	10,4	7,5	5,3	7,3	9,4	7,2	6,7	6,1
Distribusi & Lisdes	15,1	20,5	19,7	25,4	25,0	13,1	13,4	13,2	14,1	13,7
TL dan GI	43,2	44,3	43,0	23,9	36,7	80,4	54,1	27,2	19,1	20,2
KIT PLN	72,4	84,7	59,5	44,4	45,3	42,3	47,2	47,0	62,8	62,0
KIT IPP	114,0	49,9	95,5	102,2	78,0	173,2	309,7	233,7	331,0	78,9
TOTAL	255,2	210,2	228,0	203,3	190,3	316,3	433,8	328,3	433,6	180,8

*Belum termasuk *Maintenance Capex* rata-rata sebesar Rp 18,7 Triliun per tahun dan Lainnya sebesar Rp 0,3 Triliun per tahun.

Untuk mengembangkan infrastruktur yang direncanakan di dalam RUPTL 2025-2034, diproyeksikan akan membutuhkan investasi rata-rata sebesar Rp 278,0 triliun per tahun baik PLN maupun swasta. Rata-rata Investasi tersebut meliputi pembangkit IPP sebesar Rp 156,6 triliun per tahun, pembangkit PLN sebesar Rp56,7 triliun per tahun. Investasi rata-rata untuk transmisi dan GI sebesar Rp 39,2 triliun per tahun dan distribusi dan Lisdes sebesar Rp 17,3 triliun per tahun serta *interest during construction* (IDC) sebesar Rp 8,1 triliun per tahun. Untuk pembangkit dan distribusi sudah termasuk kebutuhan investasi listrik perdesaan sebesar 42,3 triliun untuk periode 2025 sampai 2029.

Total investasi RUPTL untuk PLN adalah sekitar Rp 1.214 triliun selama 10 tahun atau rata-rata Rp 121,4 triliun per tahun. Sementara, *total*

investasi pembangunan infrastruktur PLN dan swasta selama 10 tahun sebesar Rp 2.780 triliun (Rp 2.967 triliun termasuk biaya *Maintenance Capex* 18,7 triliun per tahun).

Kebutuhan investasi pada tahun 2025-2034 yang tinggi mengikuti kebutuhan pembangunan pembangkit untuk Skenario ARED, dimana terdapat pengembangan pembangkit EBT yang masif untuk mencapai target bauran energi dari EBT dan target emisi.

Kebutuhan investasi PLN akan dipenuhi dari berbagai sumber pendanaan, yaitu dana internal, pinjaman, dan Penyertaan Modal Negara (PMN/ekuitas). Sumber dana internal berasal dari laba usaha dan penyusutan aktiva tetap, sedangkan dana pinjaman dapat berupa pinjaman luar negeri (*Sub-Loan Agreement/*SLA*, direct lending)*, pinjaman pemerintah melalui rekening dana investasi, obligasi nasional maupun internasional, pinjaman komersial perbankan lainnya, serta hibah luar negeri. Penyertaan Modal Negara dilakukan secara tunai melalui proses penganggaran di APBN atau APBN-P.

Berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 14 Tahun 2017 tentang perubahan atas Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan, sesuai dengan pasal 6 bahwa pemerintah pusat memberikan dukungan kepada PLN terkait ketersediaan pendanaan melalui: penyertaan modal negara, penerusan pinjaman dari pinjaman pemerintah yang berasal dari luar negeri dan/atau dalam negeri, pinjaman PT PLN (Persero) dari lembaga keuangan, pemberian kemudahan dalam bentuk insentif dan fasilitas perpajakan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan, dan atau pendanaan lainnya sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

Sumber pendanaan untuk PT PLN (Persero) diperoleh dari internal maupun eksternal perusahaan untuk mendanai kebutuhan operasi dan investasi. Sumber dana internal berasal dari laba usaha dan penyusutan aktiva tetap. Laba usaha diperoleh dari margin penjualan baik dari tarif jual kepada pelanggan dan dari subsidi listrik. Sumber pendanaan untuk memenuhi kebutuhan investasi bersumber dari dana internal dan dana eksternal berupa pinjaman. Sedangkan untuk pendanaan eksternal PLN sudah mendapatkan sejumlah pinjaman *committed* namun masih terdapat *gap funding* yang harus dipenuhi dan dicari sumber pendanaannya.

Rencana investasi PLN harus ditunjang dengan meningkatnya kemampuan pendanaan sendiri dengan tetap menjaga *covenant* pinjaman PLN sehingga dapat secara terus menerus mendukung perkembangan penyediaan listrik. Terbatasnya dana internal perusahaan saat ini karena pendapatan PLN semakin berkurang yang disebabkan oleh kenaikan biaya pokok produksi dan belum adanya kenaikan tarif sejak bulan Mei tahun 2017. Sedangkan jumlah pinjaman PLN dibatasi oleh *covenant* pinjaman yang disyaratkan oleh *lenders* dan *bond holders*.

Dukungan pemerintah untuk pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan juga ditunjukkan melalui pemberian PMN dalam bentuk tunai atas proyek-proyek tertentu yang telah ditetapkan oleh Pemerintah. Suntikan modal dari Pemerintah melalui PMN juga sangat penting sehingga dapat mengurangi porsi pinjaman dan memperoleh pendanaan yang lebih murah untuk pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan, sekaligus juga menunjukkan keberpihakan pemerintah terhadap sektor ketenagalistrikan. Selain itu, oleh karena pendanaan PMN yang dalam pembukuan dicatat sebagai modal sendiri atau ekuitas maka pendanaan PMN dapat memperbaiki *rasio return on equity* yang dapat mencerminkan meningkatnya kemampuan pendanaan sendiri, sehingga dapat menunjang rencana investasi PLN. Setiap tahunnya PLN mengalokasikan

PMN dan skema pendanaan lain yang dimungkinkan salah satunya adalah berasal dari pendanaan internal PLN, cadangan investasi negara yang nilainya akan disampaikan lebih lanjut.

VI.2 Kemampuan Finansial Korporat untuk Berinvestasi

PLN telah menyusun Proyeksi Keuangan RUPTL 2025-2034 yang secara komprehensif telah mempertimbangkan aspek *Electricity System Sustainability, Environmental Sustainability, Corporate Financial Sustainability* dan *Fiscal Sustainability*.

Dalam konteks *Corporate Financial Sustainability*, maka proyeksi keuangan tersebut menggambarkan *revenue requirement* dan indikator *debt covenant* untuk mendukung kesehatan keuangan korporasi yang dapat diterima oleh PLN dan seluruh *stakeholders*. Dalam konteks *Fiscal Sustainability*, maka proyeksi keuangan tersebut menggambarkan kebutuhan dukungan fiskal dalam bentuk subsidi dan kompensasi, maupun dukungan untuk memperkuat keuangan PLN dalam bentuk PMN dan/atau penyesuaian margin usaha.

Dalam implementasi RUPTL 2025-2034, PLN menghadapi tantangan baik dari sisi Investasi maupun Operasi. Dari sisi Investasi, tantangan PLN berkaitan dengan kapasitas keuangan untuk mendanai investasi, termasuk dukungan Pemerintah untuk meningkatkan kemampuan pendanaan PLN dalam bentuk PMN dan/atau penyesuaian margin usaha. Dari sisi operasi, tantangan PLN berkaitan dengan upaya untuk terus meningkatkan efisiensi BPP sehingga tarif listrik dan besaran subsidi serta kompensasi dapat dijaga pada level yang *affordable* baik bagi pelanggan maupun beban fiskal negara.

Dalam rencana investasi infrastruktur ketenagalistrikan dalam RUPTL 2025-2034 baik pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi, PLN telah mengidentifikasi proyek-proyek yang tidak layak secara komersial (*non-commercially viable).* ntuk menutup *gap* kelayakan proyek transmisi dan Lisdes tersebut dibutuhkan dukungan fiskal dalam bentuk PMN atau kenaikan Margin PSO setara dengan Rp 240 T sehingga *rate of return* atas proyek transmisi dan Lisdes tersebut menjadi layak (9-10%).

Dalam menyusun RUPTL 2025-2034, telah dilakukan proses iterasi/simulasi proyeksi keuangan dengan opsi skenario berikut yaitu:

1. Margin usaha PSO tetap 7%
   Apabila margin usaha PSO tetap 7%, tetap diberlakukan POJK 6 (*waiver* terhadap pemberlakukan PSAK 116), dan tidak ada tambahan PMN, maka kondisi keuangan PLN pada skenario ini tidak sehat (rasio DSCR dan *Interest Bearing Debt* to EBITDA tidak sehat);
2. Margin usaha PSO tetap 7% + PMN sebesar Rp 240 Triliun
   Apabila margin usaha PSO tetap 7%, tetap diberlakukan POJK 6 (*waiver* terhadap pemberlakukan PSAK 116), dan terdapat tambahan PMN sebesar Rp 240 Triliun, maka kondisi keuangan PLN pada skenario ini sehat (rasio DSCR dan *Interest Bearing Debt* to EBITDA sehat);
3. Margin usaha PSO naik dari 7% menjadi 10%
   Apabila margin usaha PSO naik menjadi 10% sejak tahun 2025, tetap diberlakukan POJK 6 (*waiver* terhadap pemberlakukan PSAK 116), dan tidak ada tambahan PMN, maka kondisi keuangan PLN pada skenario ini sehat (rasio DSCR dan *Interest Bearing Debt* to EBITDA sehat).

Sesuai Penjelasan atas Undang-Undang 19 Tahun 2003 tentang Badan Usaha Milik Negara pasal 66 ayat 1 menyatakan bahwa jika BUMN diberikan penugasan khusus oleh Pemerintah yang secara finansial tidak *feasible* maka Pemerintah harus memberikan kompensasi atas biaya yang telah dikeluarkan termasuk *margin* yang diharapkan. Pemerintah

menugaskan PLN menyediakan tenaga listrik dan meningkatkan rasio elektrifikasi di Indonesia.

Dalam jangka panjang, PLN perlu memastikan perencanaan RUPTL yang disusun telah menggambarkan *revenue requirement* dan indikator *debt covenant* untuk mendukung kesehatan keuangan korporasi yang dapat diterima oleh PLN dan seluruh *stakeholders*. Diantara indikator yang digunakan untuk memastikan kesehatan keuangan PLN adalah rasio *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR) dan *Interest Bearing Debt* to EBITDA.

Pada periode 2025-2034, pada skenario *margin* usaha PSO tetap 7%, terdapat beberapa tahun rasio DCSR di bawah *threshold* dan rasio *Interest Bearing Debt* to EBITDA di atas *threshold*. Adapun pada skenario Margin usaha PSO 7% + PMN Rp 240 Triliun dan skenario margin usaha PSO 10%, baik rasio DSCR maupun *Interest Bearing Debt* to EBITDA dapat dijaga di level yang sehat yaitu DSCR di atas *threshold* dan *Interest Bearing Debt* to EBITDA di bawah *threshold*. Jika pencapaian DSCR kurang dari yang disyaratkan *(threshold)* akan menyebabkan kondisi *default* pada korporasi yang selanjutnya akan mentrigger *cross default* kepada Pemerintah RI sehingga apabila situasi ini terjadi Pemerintah RI perlu mengajukan *waiver* kepada *lender.*

VI.3 Proyeksi Biaya Pokok Penyediaan Tenaga Listrik serta Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi

Sebagai badan usaha milik negara yang memperoleh tugas untuk menggerakkan roda perekonomian nasional melalui penyediaan tenaga listrik dengan jumlah yang cukup, harga yang wajar dan kualitas yang baik, maka PLN terus berupaya meningkatkan efisiensi. PLN menghadapi tantangan pengembangan kapasitas dengan kesesuaian antara pertumbuhan konsumsi energi listrik dengan rencana pengembangan kapasitas, di samping itu di sisi pengamanan pasokan energi primer, volatilitas harga dan efisiensi sistem rantai pasok penyediaan tenaga listrik saat ini juga menjadi faktor kritis yang mempengaruhi biaya pokok penyediaan (BPP). Pemilihan teknologi yang tepat untuk diimplementasikan dalam pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan, pemanfaatan sumber energi yang murah (air, panas bumi, batubara mulut tambang, gas di mulut sumur), merupakan upaya PLN dalam peningkatan efisiensi BPP.

Upaya internal PLN untuk mengoptimalkan BPP antara lain dengan menjaga kontinuitas pasokan energi primer dengan harga yang ekonomis melalui pasar domestik maupun pasar internasional, merencanakan penambahan kapasitas yang optimal dan efisien, memastikan proyek yang direncanakan selesai tepat waktu, biaya non bahan bakar, mencari alternatif sumber pendanaan yang murah, dan upaya lain yang juga tetap memperhatikan kesehatan korporasi.

BPP tenaga listrik terdiri dari biaya bahan bakar dan biaya non-bahan bakar (beban pemeliharaan, beban pegawai, beban penyusutan, beban administrasi, dan beban pinjaman). Faktor-faktor yang mempengaruhi proyeksi BPP sangat tergantung pada asumsi operasi termasuk di dalamnya asumsi makro-ekonomi yang digunakan seperti kurs, inflasi, dan harga energi primer termasuk harga minyak dunia, serta tergantung pada asumsi investasi.

Untuk perhitungan BPP, asumsi makro 2025-2034 yang digunakan meliputi kurs, *International Crude Price* (ICP) dan inflasi yang sama dengan asumsi APBN/RKAP. Asumsi kurs menggunakan data APBN 2025/RKAP 2025 dengan kurs USD/IDR Rp16.000 untuk tahun 2025 dan Rp16.100 untuk tahun 2026-2034.

Pemerintah telah mengeluarkan kebijakan terkait energi primer untuk industri ketenagalistrikan terutama untuk batubara, gas alam dan Energi Baru Terbarukan (EBT).

Pemerintah mempunyai kebijakan untuk meningkatkan pemanfaatan EBT karena cadangan energi fosil (minyak, gas, batu bara) yang makin menipis dan kebutuhan masyarakat pada energi yang ramah lingkungan. Sejalan dengan salah satu misi PLN yaitu menjalankan kegiatan usaha berwawasan lingkungan, PLN merencanakan pengembangan energi baru dan terbarukan yang meliputi pengembangan panas bumi yang sangat besar, pembangkit tenaga air skala besar, menengah dan kecil, pembangkit tenaga angin skala besar dan kecil serta EBT skala kecil tersebar berupa pembangkit tenaga surya, biomassa, *biofuel*, biogas dan energi baru lainnya. Pemerintah mendorong agar harga listrik yang dihasilkan oleh EBT tetap membuat tarif listrik yang terjangkau untuk masyarakat berdasarkan prinsip usaha yang sehat. Dengan berlakunya Peraturan Menteri ESDM Nomor 04 Tahun 2020 tentang Perubahan Kedua atas Permen 50 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik yang mengatur tentang harga pembelian listrik dari pembangkit EBT, diharapkan kecenderungan kenaikan BPP akibat harga listrik dari energi terbarukan dapat dihindari.

Dukungan pemerintah terkait dengan kebijakan batubara telah dikeluarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 07 Tahun 2017 tentang tata cara penetapan harga patokan penjualan mineral logam dan batubara. Dan ditindaklanjuti dengan terbitnya Keputusan Menteri ESDM Nomor 1395K/30/MEM/2018 tentang harga batubara untuk penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum, di mana berlaku selama 2 (dua) tahun mulai tahun 2018 sampai dengan tahun 2019 di mana harga batubara maksimal sebesar USD 70/ton. Terbitnya regulasi terkait DMO batubara cukup menguntungkan dan meningkatkan daya tawar PLN untuk terus melanjutkan program optimalisasi BPP.

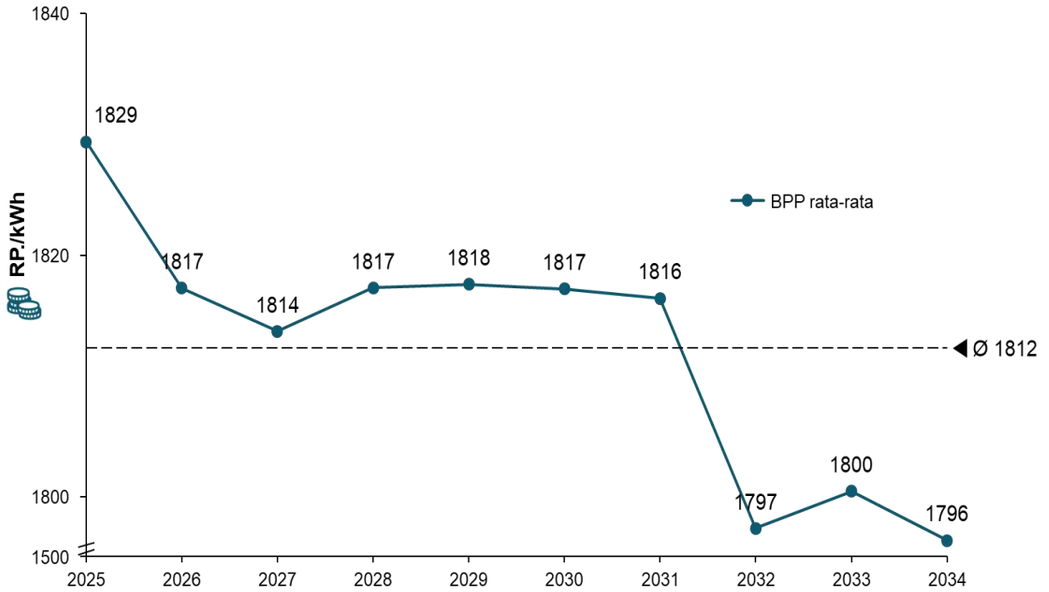
Selain itu, pemerintah telah mengeluarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 45 Tahun 2017 dalam rangka meningkatkan pemanfaatan gas bumi dalam bauran energi untuk pembangkit tenaga listrik dan menjamin ketersediaan pasokan gas bumi dengan harga yang wajar dan kompetitif untuk sektor ketenagalistrikan.

VI.3.1 Biaya Pokok Penyediaan Listrik dan Kebutuhan Subsidi Kompensasi pada Skenario Margin Usaha PSO 7%.

Skenario *margin* usaha PSO 7%, dengan asumsi kurs USD/IDR Rp16.000 (2025) dan Rp16.100 (2026-2034). Dengan demikian, rata-rata BPP pada periode 2025-2034 diperkirakan sebesar Rp 1.812 /kWh.

Tabel 6.2 Proyeksi BPP Margin PSO 7%

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Rata-Rata
BPP rata-rata (Rp/kWh)	1.829	1.817	1.814	1.817	1.818	1.817	1.816	1.797	1.800	1.796	1.812
Tarif rata-rata (Rp/kWh)	1.161	1.161	1.162	1.162	1.162	1.161	1.161	1.161	1.161	1.160	1.161



Gambar 6.2 Proyeksi BPP Margin PSO 7%

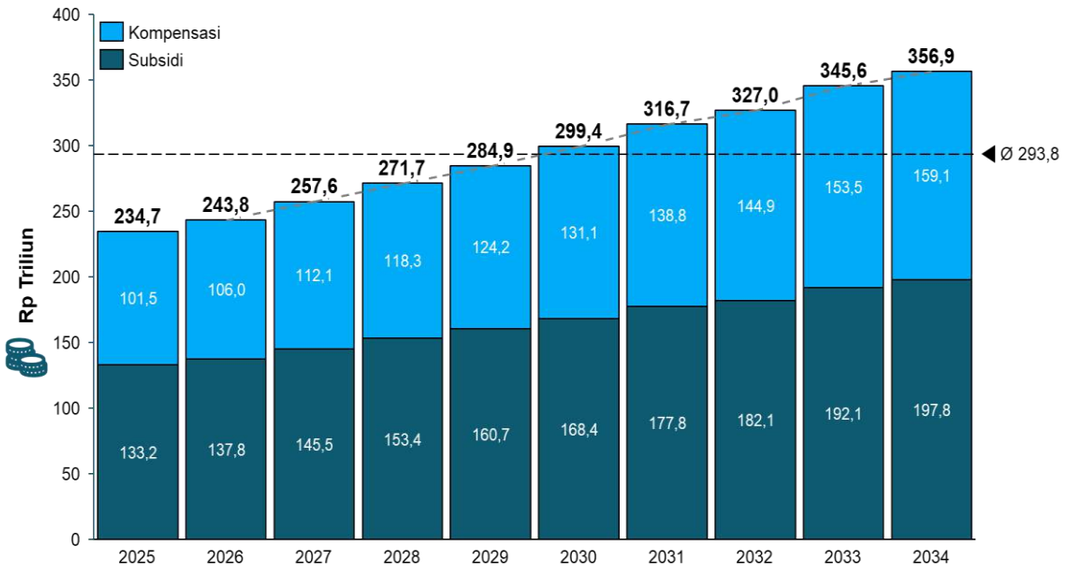
Selain berpengaruh pada BPP dan investasi, kebijakan EBT juga berpengaruh pada besarnya subsidi. Untuk perhitungan subsidi dan kompensasi, tarif listrik diasumsikan tetap tanpa pemberlakuan *Automatic Tariff Adjustment* (ATA) yang berdampak pada pembayaran kompensasi dan subsidi. Mengacu ketentuan ini, maka berlaku dua kelompok tarif, yaitu tarif bersubsidi sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM dan golongan ATA yang menggunakan angka penyesuaian tarif terakhir.

Konsekuensi kebijakan tarif yang sepenuhnya dikendalikan oleh Pemerintah adalah apabila BPP, yang terdiri dari biaya operasi dan biaya pinjaman, lebih tinggi dari pada tarif jual tenaga listrik, maka selisih tersebut akan ditanggung oleh Pemerintah dalam bentuk subsidi-kompensasi. Metode perhitungan subsidi dan tarif jual tenaga listrik menggunakan *"cost plus margin"* di mana yang dimaksud *cost* adalah *allowable costs*. *Margin* usaha tahun 2025-2034 diasumsikan 7% atas *cost*, dengan adanya *non allowable cost* penerimaan *margin* bersihnya di bawah 7%.

Pada tahun 2025 kebutuhan subsidi dan kompensasi sebesar Rp 235 Triliun dan meningkat menjadi Rp 357 Triliun pada tahun 2034. Rata-rata subsidi dan kompensasi tahun 2025-2034 sebesar Rp 294 Triliun per tahun dengan target emisi Skenario ARED sebesar 348 Juta Ton CO_2 pada tahun 2030 seperti ditunjukkan pada Gambar 6.3.

Tabel 6.3 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Margin PSO 7%

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Subsidi (Rp Triliun)	133,2	137,8	145,5	153,4	160,7	168,4	177,8	182,1	192,1	197,8	**1.649**
Kompensasi (Rp Triliun)	101,5	106,0	112,1	118,3	124,2	131,1	138,8	144,9	153,5	159,1	**1.290**
Total Subsidi+Kompensasi	234,7	243,8	257,6	271,7	284,9	299,4	316,7	327,0	345,6	356,9	**2.938**



Gambar 6.3 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Margin PSO 7%

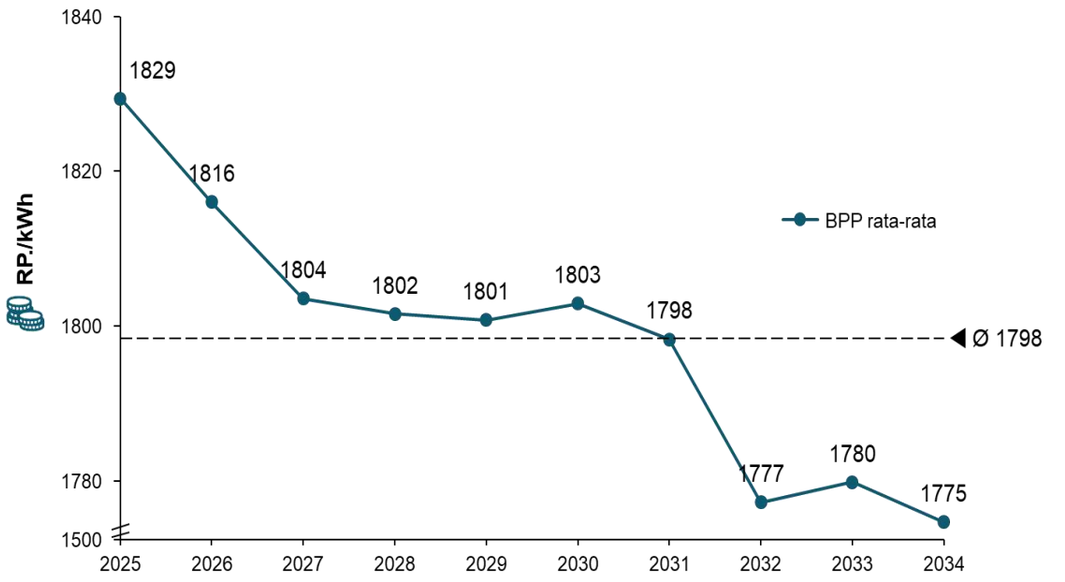
VI.3.2 Biaya Pokok Penyediaan Listrik dan Kebutuhan Subsidi Kompensasi pada Skenario Margin Usaha PSO 7% + PMN Rp 240 Triliun.

Skenario Margin Usaha PSO 7% + PMN Rp 240 Triliun, dengan asumsi kurs USD/IDR Rp16.000 (2025) dan Rp16.100 (2026-2034).

Dengan demikian, rata-rata BPP pada periode 2025-2034 diperkirakan sebesar Rp 1.798 /kWh.

Tabel 6.4 Proyeksi BPP Margin PSO 7% + PMN Rp 240 Triliun

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Rata-Rata
BPP rata-rata (Rp/kWh)	1.829	1.816	1.804	1.802	1.801	1.803	1.798	1.777	1.780	1.775	1.798
Tarif rata-rata (Rp/kWh)	1.161	1.161	1.162	1.162	1.162	1.161	1.161	1.161	1.161	1.160	1.161



Gambar 6.4 Proyeksi BPP Margin PSO 7% + PMN Rp 240 Triliun

Selain berpengaruh pada BPP dan investasi, kebijakan EBT juga berpengaruh pada besarnya subsidi. Untuk perhitungan subsidi dan kompensasi, tarif listrik diasumsikan tetap tanpa pemberlakuan *Automatic Tariff Adjustment* (ATA) yang berdampak pada pembayaran

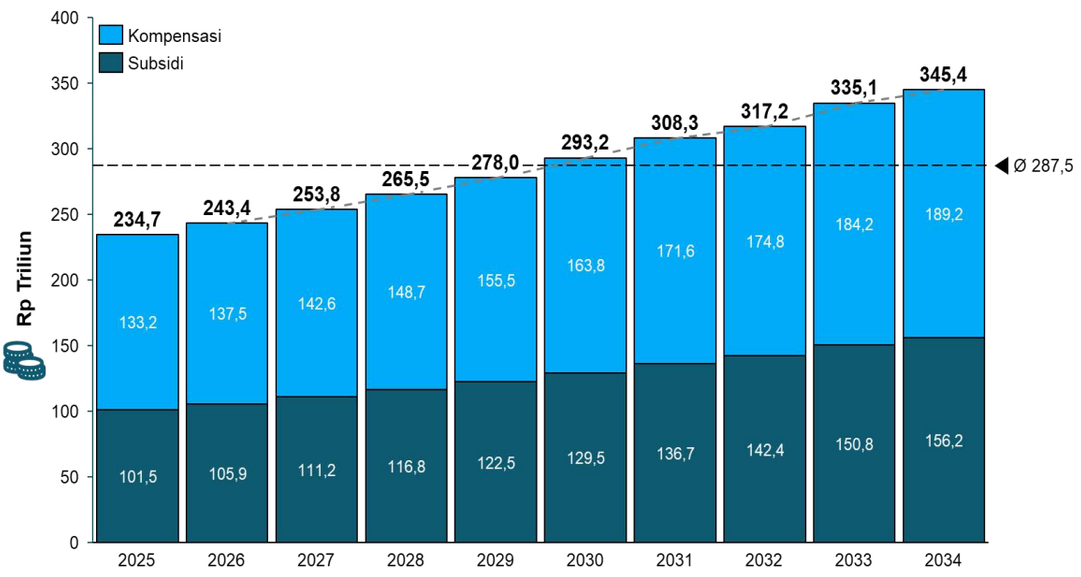
kompensasi dan subsidi. Mengacu ketentuan ini, maka berlaku dua kelompok tarif, yaitu tarif bersubsidi sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM dan golongan ATA yang menggunakan angka penyesuaian tarif terakhir.

Konsekuensi kebijakan tarif yang sepenuhnya dikendalikan oleh Pemerintah adalah apabila BPP, yang terdiri dari biaya operasi dan biaya pinjaman, lebih tinggi dari pada tarif jual tenaga listrik, maka selisih tersebut akan ditanggung oleh Pemerintah dalam bentuk subsidi-kompensasi. Metode perhitungan subsidi dan tarif jual tenaga listrik menggunakan *"cost plus margin"* di mana yang dimaksud *cost* adalah *allowable costs*. *Margin* usaha tahun 2025-2034 diasumsikan 7% atas *cost*, dengan adanya *non allowable cost* penerimaan *margin* bersihnya di bawah 7%.

Pada tahun 2025 kebutuhan subsidi dan kompensasi sebesar Rp 235 Triliun dan meningkat menjadi Rp 345 Triliun pada tahun 2034. Rata-rata subsidi dan kompensasi tahun 2025-2034 sebesar Rp 288 Triliun per tahun dengan target emisi Skenario ARED sebesar 348 Juta Ton CO_2 pada tahun 2030 seperti ditunjukkan pada Gambar 6.5.

Tabel 6.5 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Margin PSO 7% + PMN Rp 240 Triliun

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Subsidi (Rp Triliun)	133,2	137,5	142,6	148,7	155,5	163,8	171,6	174,8	184,2	189,2	1.601
Kompensasi (Rp Triliun)	101,5	105,9	111,2	116,8	122,5	129,5	136,7	142,4	150,8	156,2	1.273
Total Subsidi+Kompensasi	234,7	243,4	253,8	265,5	278,0	293,2	308,3	317,2	335,1	345,4	2.875



Gambar 6.5 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Margin PSO 7% + PMN Rp 240 Triliun

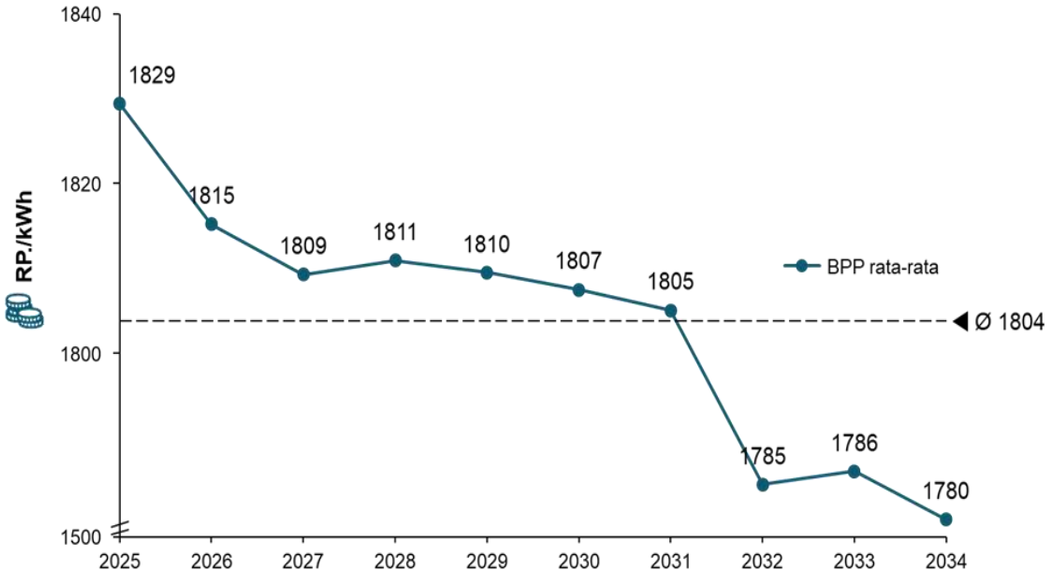
VI.3.3 Biaya Pokok Penyediaan Listrik dan Kebutuhan Subsidi Kompensasi pada Skenario Margin Usaha PSO 10%

Skenario Margin Usaha PSO 10 %, dengan asumsi kurs USD/IDR Rp16.000 (2025) dan Rp16.100 (2026-2034).

Dengan demikian, rata-rata BPP pada periode 2025-2034 diperkirakan sebesar Rp 1.804 /kWh.

Tabel 6.6 Proyeksi BPP Margin PSO 10%

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Rata-Rata
BPP rata-rata (Rp/kWh)	1.829	1.815	1.809	1.811	1.810	1.807	1.805	1.785	1.786	1.780	1.804
Tarif rata-rata (Rp/kWh)	1.161	1.161	1.162	1.162	1.162	1.161	1.161	1.161	1.161	1.160	1.161



Gambar 6.6 Proyeksi BPP Margin PSO 10%

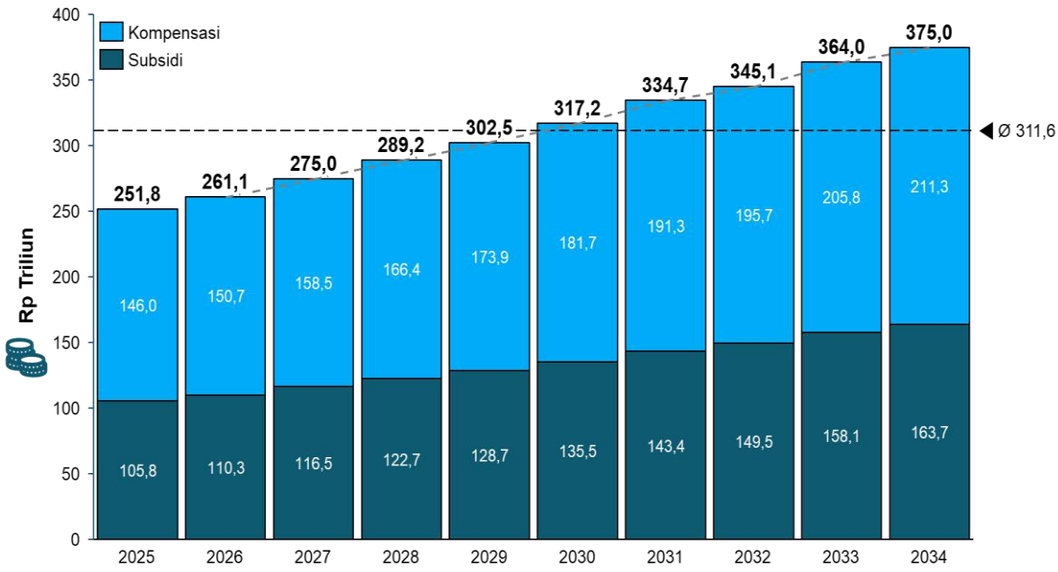
Selain berpengaruh pada BPP dan investasi, kebijakan EBT juga berpengaruh pada besarnya subsidi. Untuk perhitungan subsidi dan kompensasi, tarif listrik diasumsikan tetap tanpa pemberlakuan *Automatic Tariff Adjustment* (ATA) yang berdampak pada pembayaran kompensasi dan subsidi. Mengacu ketentuan ini, maka berlaku dua kelompok tarif, yaitu tarif bersubsidi sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM dan golongan ATA yang menggunakan angka penyesuaian tarif terakhir.

Konsekuensi kebijakan tarif yang sepenuhnya dikendalikan oleh Pemerintah adalah apabila BPP, yang terdiri dari biaya operasi dan biaya pinjaman, lebih tinggi dari pada tarif jual tenaga listrik, maka selisih tersebut akan ditanggung oleh Pemerintah dalam bentuk subsidi-kompensasi. Metode perhitungan subsidi dan tarif jual tenaga listrik menggunakan *"cost plus margin"* di mana yang dimaksud *cost* adalah *allowable costs*. *Margin* usaha tahun 2025-2034 diasumsikan 7% atas *cost*, dengan adanya *non allowable cost* penerimaan *margin* bersihnya di bawah 7%.

Pada tahun 2025 kebutuhan subsidi dan kompensasi sebesar Rp 252 Triliun dan meningkat menjadi Rp 375 Triliun pada tahun 2034. Rata-rata subsidi dan kompensasi tahun 2025-2034 sebesar Rp 312 Triliun per tahun dengan target emisi Skenario ARED sebesar 348 Juta Ton CO_2 pada tahun 2030 seperti ditunjukkan pada Gambar 6.7.

Tabel 6.7 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Margin PSO 10%

Uraian	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Subsidi (Rp Triliun)	146,0	150,7	158,5	166,4	173,9	181,7	191,3	195,7	205,8	211,3	1.781
Kompensasi (Rp Triliun)	105,8	110,3	116,5	122,7	128,7	135,5	143,4	149,5	158,1	163,7	1.334
Total Subsidi+Kompensasi	251,8	261,1	275,0	289,2	302,5	317,2	334,7	345,1	364,0	375,0	3.116



Gambar 6.7 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Margin PSO 10%

VII. ANALISIS RISIKO

VII.1 Profil Risiko Jangka Panjang

Penyusunan RUPTL 2025-2034 dibuat untuk memenuhi amanat Peraturan Pemerintah Nomor 14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014, serta Peraturan Menteri ESDM Nomor 11 Tahun 2021 dan didorong oleh timbulnya kebutuhan untuk memperbarui RUPTL 2021-2030 setelah memperhatikan realisasi beban tenaga listrik dan realisasi penyelesaian proyek pembangkit tenaga listrik, gardu induk, transmisi dan distribusi.

Sasaran strategis yang ingin dicapai dalam RUPTL ini adalah pemenuhan kebutuhan kapasitas dan energi listrik serta infrastruktur terkait mulai dari pembangkit, gardu induk, transmisi, distribusi, pemanfaatan energi baru dan terbarukan yang masif untuk memenuhi target bauran energi terbarukan dari pemerintah, yaitu pertumbuhan, penambahan penjualan tenaga listrik, pemenuhan pendanaan investasi, *roadmap* transisi energi tahun 2060, dan peningkatan kepatuhan terhadap regulasi yang berlaku.

Dalam rangka menyelenggarakan usaha penyediaan tenaga listrik, PT PLN (Persero) memahami bahwa dinamika ketidakpastian di masa mendatang penuh dengan peluang dan risiko yang harus direspons secara cermat dan tepat berlandaskan praktik *Governance, Risk Management, and Compliance* (GRC) yang andal. Namun, pengelolaan pengusahaan tenaga listrik yang dipengaruhi faktor internal maupun eksternal mengakibatkan tingginya ketidakpastian yang dihadapi PT PLN (Persero) dalam keberlangsungan usahanya.

PT PLN (Persero) telah menerapkan dasar kebijakan untuk implementasi manajemen risiko di lingkungan PT PLN (Persero) yaitu Peraturan Direksi Nomor 0016.P/DIR/2023 tentang Kebijakan Strategis Manajemen Risiko Terintegrasi PT PLN (Persero) yang telah diselaraskan dengan Peraturan Menteri Badan Usaha Milik Negara Republik Indonesia Nomor PER-2/MBU/03/2023 Tentang Pedoman Tata Kelola Dan Kegiatan Korporasi Signifikan Badan Usaha Milik Negara.

Profil Risiko Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) yang dinilai berpotensi mempengaruhi pencapaian sasaran strategis di atas dalam kurun waktu tahun 2025-2034, telah teridentifikasi dan dikelompokkan berdasarkan taksonomi risiko antara lain:

Risiko Strategis *(Strategic Risk)*, yaitu risiko yang terkait dengan perencanaan/pelaksanaan strategi bisnis atau perubahan regulasi maupun lingkungan bisnis, yang dapat mempengaruhi PLN dalam skala luas dan berjangka panjang.

Risiko Finansial *(Financial Risk)*, yaitu risiko yang timbul pada posisi instrumen keuangan PLN, seperti risiko pasar dan risiko likuiditas maupun risiko pendapatan dan pajak.

Risiko Operasional *(Operational Risk),* yaitu risiko yang timbul terkait proses operasional PLN baik pada fungsi pembangkitan, penyaluran, distribusi, pelayanan pelanggan, maupun fungsi pendukung.

Risiko Proyek *(Project Risk)*, yaitu risiko yang timbul pada usaha pembangunan aset PLN, pengadaan maupun kegiatan lainnya yang bersifat proyek.

Risiko Kepatuhan *(Compliance risk),* yaitu risiko yang timbul terkait kepatuhan terhadap ketentuan/perundangan, hukum, pengendalian internal, pelaporan, audit, dan aspek lainnya yang dapat mempengaruhi PLN.

VII.1.1 Identifikasi Risiko

Proses ini diawali dengan identifikasi risiko, dimana setiap risiko diidentifikasi dengan teliti, yang kemudian dilakukan analisis penyebab, dampak, dan probabilitas risiko yang dapat mempengaruhi pencapaian target strategis. Penggambaran Profil Risiko Penyediaan Tenaga Listrik tahun 2025-2034 dilakukan sesuai dengan taksonomi risiko yang ditinjau sebagai berikut:

VII.1.1.1 Risiko Strategis

Risiko strategis RUPTL 2025-2034 yang berpotensi mempengaruhi pencapaian sasaran adalah sebagaimana berikut:

a. Ketidaksesuaian Pertumbuhan *Demand* Listrik dengan Proyeksi RUPTL

   Data yang digunakan di awal perencanaan mencakup data antara lain: pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan penduduk, inflasi dan *load factor*. Dalam realisasinya faktor-faktor di atas sangat bersifat dinamis sehingga prediksi pertumbuhan *demand* dan beban puncak menjadi berbeda dengan realisasi di lapangan, oleh sebab itu infrastruktur dan *reserve margin* yang direncanakan menjadi tidak sesuai. Perencanaan RUPTL 2025-2034 juga telah memasukkan potensi calon pelanggan besar untuk diselaraskan dengan perencanaan pembangunan infrastruktur maupun proyeksi *demand* di sekitar pelanggan tersebut, serta proyeksi keuangan yang berpengaruh terhadap strategi PLN ke depannya. Namun demikian, dalam pelaksanaannya terdapat ketidakpastian *demand* calon pelanggan besar yang disebabkan oleh penundaan, pengalihan ataupun pembatalan dari calon konsumen karena perubahan kondisi internal dan eksternal perusahaan, ataupun perubahan regulasi pemerintah yang turut mempengaruhi strategi calon konsumen dalam pengembangan perusahaannya.

b. Implementasi Program Transisi Energi Tidak Sesuai Dengan *Roadmap*

   Pemerintah Indonesia telah meratifikasi *Paris Agreement* dan menyampaikan *Nationally Determined Contribution* (NDC) berisi target penurunan emisi gas rumah kaca (GRK) dengan salah satu langkahnya adalah melalui transisi energi. Transisi energi sendiri merupakan suatu perubahan bertahap yang signifikan pada sistem energi, dari saat ini mayoritas berbasis bahan bakar fosil menjadi berbasis *Renewable Energy* (RE) dan *Variable Renewable Energy* (VRE) menuju *Net Zero Emission* (NZE). Salah satu sektor yang sangat berperan penting dalam melaksanakan transisi energi adalah sektor ketenagalistrikan.

   PLN sebagai *national power utility* yang dominan dalam sektor ketenagalistrikan di Indonesia mempunyai tanggung jawab yang besar dalam melaksanakan kebijakan Pemerintah dalam transisi energi. Untuk itu, PLN melakukan *best effort* untuk membangun strategi transisi energi yang komprehensif berbasis tantangan eksisting dan solusi masa depan. Strategi yang dibangun adalah titik temu antara target pengurangan emisi, aspek operasional yang andal, serta aspek finansial dan komersial yang sehat bagi perusahaan dan keuangan negara. Dalam perwujudan strategi tersebut, PLN dihadapkan pada risiko implementasi program transisi energi yang tidak sesuai dengan *roadmap* yang dicanangkan. Hal ini dapat disebabkan oleh keterbatasan pendanaan *capex* PLN, masih adanya *mismatch* antara lokasi EBT yang tersebar dengan *epicentrum of demand* sehingga pusat

demand terpaksa dilayani dengan pembangkit fosil karena potensi EBT *baseload* di berbagai lokasi belum bisa diutilisasi dengan optimal, belum adanya sistem yang mampu mengakomodir sifat intermitensi dari pasokan *wind* and *solar* yang merupakan VRE sehingga mempengaruhi keandalan kelistrikan.

c. *Market Share* PLN Tertekan oleh Disrupsi Industri Ketenagalistrikan dan Teknologi

Adanya kebutuhan listrik yang meningkat sebagai konsekuensi dari pertumbuhan perekonomian masyarakat dan juga pengembangan fasilitas untuk menunjang kegiatan industri membuat PLN harus tanggap dalam memenuhi kebutuhan tersebut. Sejalan dengan hal ini, tuntutan untuk menyediakan listrik yang ramah lingkungan merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari peta jalan pengembangan kelistrikan di Tanah Air. Untuk itu, PLN harus mengikuti tuntutan perubahan yang dipersyaratkan agar tetap sejalan dengan program pengembangan kelistrikan Pemerintah Indonesia. Namun demikian, PLN menghadapi risiko tertekannya *market share* yang disebabkan beberapa faktor antara lain tingginya nilai *capex* untuk pengembangan infrastruktur Ketenagalistrikan apabila dibandingkan dengan kemampuan investasi dari internal PLN, bisnis PLN yang *highly regulated* sehingga berpengaruh terhadap pengembangan bisnisnya, *disruptive* dari sektor swasta yang didukung oleh regulasi dari pemerintah.

VII.1.1.2 Risiko Finansial

Keterbatasan Kemampuan Pendanaan Investasi

Industri kelistrikan mempunyai pangsa pasar yang terus berkembang dan berkelanjutan. PLN sebagai perusahaan listrik yang diamanahi oleh Pemerintah untuk memenuhi kebutuhan listrik masyarakat terus berupaya mempersiapkan fasilitas kelistrikan di seluruh Nusantara dengan optimal. Melalui RUPTL 2025-2034, PLN menyusun daftar proyek yang akan dibangun disertai dengan perencanaan berbagai langkah inisiasi untuk mencapai target lain di luar pemenuhan tenaga listrik. Namun, untuk mencapai tujuan yang diharapkan tersebut, PLN sebagai sebuah perusahaan nasional yang profesional memerlukan dukungan dana sehingga perwujudan rencana yang tertuang dalam RUPTL 2025-2034 dapat terlaksana dengan baik dan dirasakan manfaatnya oleh seluruh lapisan masyarakat yang membutuhkan.

Dalam memperoleh dana yang dibutuhkan, PLN menghadapi risiko keterbatasan kemampuan pendanaan investasi disebabkan oleh beberapa hal diantaranya keterbatasan ekuitas PLN yang menyebabkan *gap funding* antara kebutuhan investasi dengan dana yang dimiliki oleh PLN, adanya persyaratan dari Pemerintah terkait batasan maksimal hutang *(interest bearing debt)* untuk menghindari gagal bayar *(cross default),* adanya batasan nilai maksimum pemberian kredit kepada BUMN yang tertuang dalam Peraturan Otoritas Jasa Keuangan Nomor 32/POJK.03/2018 tentang Batasan Maksimum Pemberian Kredit dan Penyediaan Dana Besar Bagi Bank Umum, adanya persyaratan dan batasan pendanaan dari *Lender*, serta kenaikan suku bunga dan nilai tukar rupiah yang berfluktuasi sehingga berpengaruh kepada perusahaan dalam pemenuhan kewajiban dari sisi finansial.

VII.1.1.3 Risiko Operasional

Risiko operasional dalam pemenuhan sasaran RUPTL 2025-2034 merujuk pada potensi kerugian yang disebabkan oleh kegagalan proses, sistem, atau sumber daya manusia baik pada fungsi pembangkitan, penyaluran, distribusi, pelayanan pelanggan, maupun fungsi pendukung. Risiko operasional mencakup segala hal yang dapat mengganggu kelancaran produksi dan penyaluran energi listrik. Risiko yang diperkirakan akan dihadapi PLN dalam implementasi kegiatan operasionalnya antara lain:

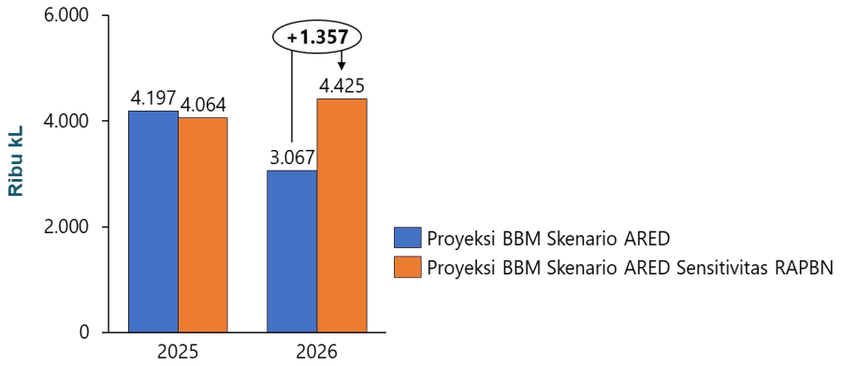
a. Ketidakselarasan Lokasi Pembangkit Energi Terbarukan dengan Pusat Beban

   Untuk mencapai target bauran energi baru dan terbarukan seperti yang diamanatkan Pemerintah, PLN berinisiatif untuk mengoptimalkan penggunaan energi baru dan terbarukan untuk melayani kebutuhan listrik masyarakat. Namun PLN dihadapkan pada tantangan geografis dan teknis dalam menyelaraskan lokasi pembangkit energi terbarukan dengan pusat beban. Di Indonesia, sumber energi terbarukan seperti angin, surya, dan hidro sering kali berada jauh dari pusat-pusat *demand* utama, seperti Jawa dan Sumatera, yang menyebabkan inefisiensi dalam penyaluran energi. Hal ini berpotensi terjadinya peningkatan biaya listrik, ketergantungan pada energi fosil, serta penundaan dalam pencapaian target bauran energi.

b. Keterbatasan Pasokan Energi Primer

   Energi primer batubara, minyak dan gas sangat dipengaruhi oleh kondisi pasar internasional. Indonesia merupakan produsen batu bara terbesar ke 3 di dunia, akan tetapi hanya menempati urutan ke 7 terbesar pemilik cadangan batu bara di dunia. Indonesia juga merupakan negara importir minyak dimana pada Tahun 2022 Indonesia mengimpor gas bumi sebanyak 6,8 Juta Ton. Sesuai dengan Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022, Pemerintah melarang pembangunan PLTU Batubara baru yang tidak masuk dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) periode 2021-2030 sehingga pengembangan pembangkit termal difokuskan pembangkit berbahan bakar gas yaitu PLTMG dan PLTG/U. Hal ini akan menyebabkan kenaikan kebutuhan gas yang signifikan bagi PLN, akan tetapi saat ini pasokan gas PLN sangat terbatas bahkan pada beberapa pembangkit alokasi gas yang tersedia tidak mencukupi.

   Upaya maksimal untuk pengurangan pemakaian BBM dan pengoptimalan penggunaan gas dan pembangkit EBT tetap diupayakan PLN untuk mencapai target bauran energi dan penurunan emisi GRK yang ditetapkan baik dalam RUPTL 2025-2034 maupun RUKN. Namun, kondisi ketidakpastian jangka pendek perlu terkait kendala penyediaan pasokan gas maupun keterlambatan COD pembangkit EBT perlu dimitigasi dengan rencana kontingensi pasokan BBM berupa *allowance* (kelonggaran) untuk tahun 2025 dan 2026 sesuai dengan RAPBN 2026.



Gambar 7.1 Proyeksi Kebutuhan BBM Skenario ARED dengan Sensitivitas RAPBN

VII.1.1.4 Risiko Proyek

Sebagai pemenuhan tanggung jawab PLN dalam penyediaan tenaga listrik untuk memenuhi kebutuhan masyarakat Indonesia, PLN berkolaborasi dengan pengembang lokal maupun internasional dalam menyediakan infrastruktur ketenagalistrikan yang dapat dioperasikan dengan andal dan efisien sesuai dengan standar yang berlaku. Pembangunan proyek ketenagalistrikan ini merupakan salah satu program vital yang menjadi perhatian PLN dan Pemerintah karena menyangkut tanggung jawab penggunaan biaya investasi dalam jumlah besar dan juga bersinggungan dengan masalah sosial yang cukup banyak dan bervariasi. Pada aspek ini, risiko yang paling dominan berpengaruh terhadap pencapaian sasaran RUPTL 2025-2034 adalah sebagai berikut:

a. Keterlambatan Penyelesaian Proyek Pembangkit, Transmisi dan Gardu Induk

   Pembangkit, transmisi dan gardu induk diperlukan sebagai infrastruktur untuk evakuasi daya dalam menghasilkan listrik yang berkualitas kepada masyarakat/pelanggan sesuai dengan ketentuan yang berlaku. Namun dalam pembangunannya, PLN dihadapkan pada risiko keterlambatan COD pembangkit, transmisi dan gardu induk yang disebabkan antara lain oleh kegagalan proses pengadaan, hambatan dalam proses pengadaan lahan dan perijinan, *performance* kontraktor yang kurang memuaskan, situasi politik nasional/daerah yang dinamis, terjadinya kondisi *force majeure* yang menyebabkan pelaksanaan kegiatan penyelesaian proyek tertunda, belum tersedianya sumber pendanaan yang mencukupi, perbedaan *guideline* pengadaan dari *Lender* dan regulasi di Indonesia, serta tidak tercapainya *financial close* untuk proyek IPP setelah PPA. Dampak keterlambatan ini cukup signifikan, terutama pada penurunan *reserve margin* yang mengurangi keandalan sistem kelistrikan. Terhambatnya penyelesaian proyek pembangkit EBT juga dapat memperlambat pencapaian target *Net Zero Emission* pada tahun 2060.

   Keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit terutama pembangkit EBT seperti PLTA dan PLTP *base-load* akan berdampak cukup signifikan pada sistem terisolasi. Keterlambatan proyek dalam sistem terisolasi sering kali disebabkan oleh sulitnya perizinan termasuk izin lokasi dan wilayah kerja, serta izin lingkungan seperti Analisis Mengenai Dampak Lingkungan (AMDAL), kendala infrastruktur dan transportasi logistik, sulitnya akses ke lokasi proyek, dan keterbatasan kapasitas mitra lokal untuk memenuhi standar teknis yang dibutuhkan. Sistem terisolasi masih memiliki

ketergantungan tinggi pada pembangkit listrik yang sering kali masih berbasis BBM dengan biaya operasi yang mahal dan emisi karbon tinggi sehingga keterlambatan penyelesaian pembangkit akan memperpanjang ketergantungan pada pembangkit diesel. Selain itu, sistem terisolasi memiliki *reserve margin* yang tipis sehingga keterlambatan proyek pembangkit dapat menyebabkan ketidakstabilan pasokan listrik dan mengurangi keandalan sistem. Dari sisi strategis, keterlambatan ini akan menghambat target transisi energi, sekaligus meningkatkan beban operasional PLN akibat subsidi untuk pembangkit diesel.

b. Program Listrik Pedesaan Terhambat
Program listrik perdesaan (Lisdes) mempunyai peran yang penting dalam melistriki daerah *isolated* dan 3T (Terdepan, Terluar, Tertinggal). Dengan adanya program ini, diharapkan membawa dampak yang positif bagi kemajuan masyarakat di daerah tersebut. Dalam pelaksanaannya, PLN menghadapi risiko tertundanya program listrik pedesaan yang disebabkan oleh beberapa hal diantaranya lokasi desa yang belum berlistrik merupakan *remote area*, keterbatasan ketersediaan alat transportasi material dan peralatan penunjang lainnya, keterbatasan infrastruktur yang ada, keterbatasan pendanaan yang dibutuhkan untuk pelaksanaan program, kendala keamanan di daerah konflik yang menghambat penyelesaian program listrik pedesaan, serta adanya kendala perizinan ketika proses pemasangan jalur distribusi listrik melewati daerah konservasi hutan.

VII.1.1.5 Risiko Regulasi dan Kepatuhan

Risiko yang dihadapi PLN dalam implementasi RUPTL 2025-2034 dalam bidang kepatuhan terjadi karena adanya batasan dari regulasi yang mempengaruhi strategi dan arah kebijakan perusahaan. Adapun risiko yang perlu diperhatikan dalam hal kepatuhan ini adalah Perubahan Regulasi Kebijakan Sektoral yang mempengaruhi *Going Concern* PLN. Penyebab risiko ini bisa dilihat dari usulan RUU EBET dan usulan revisi Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 yang membahas beberapa hal yang berdampak bagi PLN seperti *Power Wheeling* yang dapat mempengaruhi proses bisnis, pendapatan dan kemampuan finansial PLN secara signifikan.

Pengenaan Pajak Karbon *(carbon tax)* sesuai dengan regulasi Undang-Undang Nomor 7 Tahun 2021 yang rencananya akan diterapkan mulai Tahun 2025 akan membuat pengoperasian pembangkit berbahan bakar fosil menjadi lebih mahal sehingga dapat merubah pola operasi pembangkit PLN.

Selain aturan atau rancangan aturan di atas masih terdapat risiko pada rancangan peraturan terkait Kebijakan Energi Nasional, rancangan Kepmen ESDM tentang Peta Jalan *Early Retirement* PLTU, rancangan Permen ESDM tentang Pemanfaatan Biomassa Sebagai Campuran Bahan Bakar Pada PLTU, rancangan perubahan Peraturan Menteri ESDM Nomor 37 Tahun 2018 tentang penawaran WKP, pemberian IPB dan penugasan pengusahaan panas bumi serta aturan lainnya yang dapat terjadi sehingga mempengaruhi proses bisnis, kemampuan finansial dan kemampuan eksekusi proyek PLN.

VII.2 Peta Risiko

Peta risiko memetakan hasil perhitungan skala dan *level* risiko, baik risiko inheren maupun risiko residual yang disajikan dalam sebuah peta risiko *(heatmap)*. Peta risiko memberikan visualisasi risiko

sebagai alat komunikasi efektif yang memberikan pandangan tingkatan prioritas risiko yang dihadapi perusahaan. Dalam peta risiko, *level* risiko diukur berdasarkan kombinasi tingkat kemungkinan (probabilitas) terjadinya sebuah risiko serta tingkat dampak yang ditimbulkan dari risiko tersebut.

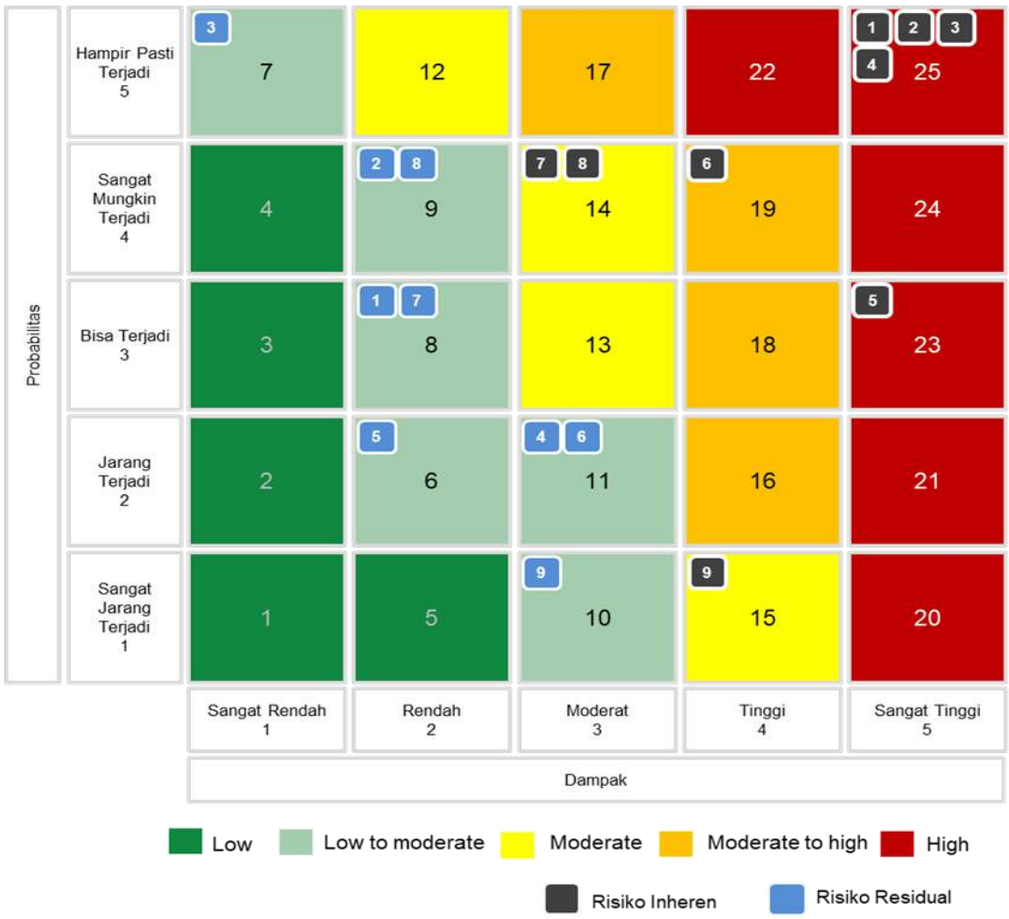
Penyajian peta risiko ditetapkan pada Keputusan Deputi Keuangan dan Manajemen Risiko Kementerian Badan Usaha Milik Negara Republik Indonesia Nomor SK-6/DKU.MBU/10/2023 tentang Petunjuk Teknis Proses Manajemen Risiko dan Agregasi pada Taksonomi Risiko Portofolio Badan Usaha Milik Negara Tanggal 26 Oktober 2023, yang mana tingkat probabilitas dibagi menjadi 5 tingkatan diantaranya yaitu (1) sangat jarang terjadi, (2) jarang terjadi, (3) bisa terjadi, (4) sangat mungkin terjadi, dan (5) hampir pasti terjadi. Sedangkan tingkat dampak terdiri dari 5 tingkatan diantaranya yaitu (1) sangat rendah, (2) rendah, (3) moderat, (4) tinggi, dan (5) sangat tinggi.

Dari kombinasi skala tingkat kemungkinan dan tingkat dampak didapatkan tingkat risiko yang ditetapkan dalam lima peringkat, mulai dari yang terendah sampai dengan yang tertinggi diantaranya low (hijau tua), *low to moderate* (hijau muda), *moderate* (kuning) *moderate to high* (jingga) dan *high* (merah).

Adapun Peta Risiko Penyediaan Tenaga Listrik RUPTL 2025-2034 pada gambar 1, menyajikan risiko inheren dan risiko residual yang menyertainya. Risiko inheren merupakan risiko yang melekat pada proses bisnis sebelum dilakukan tindakan mitigasi atau pengendalian risiko, sedangkan risiko residual merupakan risiko yang tersisa atau risiko yang masih mungkin terjadi setelah dilakukan tindakan mitigasi atau pengendalian meminimalkan risiko. Risiko residual dianggap sebagai risiko yang dapat diterima atau berada dalam batas toleransi perusahaan.

Terdapat 9 risiko penyediaan tenaga listrik 2025-2034 yang ditunjukkan peta risiko pada gambar 1. Dari 9 risiko inheren sebelum dilakukannya mitigasi 5 risiko berada di *level high*, 1 risiko berada di *moderate to high* dan 3 risiko pada *level moderate*. Sedangkan risiko residual yang tersisa setelah dilakukan proses mitigasi seluruhnya berada pada *level low to moderate*.

Tabel 7.1 menunjukkan prioritas risiko berdasarkan level risiko inheren dan residual yang telah diidentifikasi.



Gambar 7.2 Peta Risiko Penyediaan Tenaga Listrik 2025-2034

Tabel 7.1 *Level* Risiko Inheren dan Residu

No.	Peristiwa Risiko	*Level Risiko Inheren*	*Level Risiko Residual*
1	Keterbatasan Kemampuan Pendanaan Investasi	*High*	*Low to Moderate*
2	Ketidaksesuaian Pertumbuhan *Demand* Listrik dengan Proyeksi RUPTL	*High*	*Low to Moderate*
3	Keterlambatan Penyelesaian Proyek Pembangkit, Transmisi dan Gardu Induk	*High*	*Low to Moderate*
4	Keterbatasan Pasokan Energi Primer	*High*	*Low to Moderate*
5	Perubahan Regulasi/Kebijakan Sektoral yang Mempengaruhi *Going Concern* PLN	*High*	*Low to Moderate*
6	Ketidakselarasan Lokasi Pembangkit Energi Terbarukan dengan Pusat Beban	*Moderate to High*	*Low to Moderate*
7	Implementasi Program Transisi Energi Tidak Sesuai dengan *Roadmap*	*Moderate*	*Low to Moderate*
8	Program Listrik Pedesaan Terhambat	*Moderate*	*Low to Moderate*
9	*Market Share* PLN Tertekan oleh Disrupsi Industri Ketenagalistrikan *dan Technology*	*Moderate*	*Low to Moderate*

VII.3 Mitigasi Risiko

Dalam rangka menjalankan manajemen risiko sesuai dengan Proses Manajemen Risiko dan Agregasi yang ditetapkan oleh Kementerian BUMN, perusahaan menerapkan serangkaian langkah mitigasi risiko secara sistematis. Proses ini diawali dengan identifikasi risiko, dimana setiap risiko diidentifikasi dengan teliti, yang kemudian dilakukan analisis penyebab, dampak, dan probabilitas risiko yang dapat memengaruhi pencapaian target strategis.

Dilakukan analisis risiko terhadap risiko-risiko yang teridentifikasi untuk menentukan seberapa besar eksposur yang dihadapi perusahaan dengan melakukan kalkulasi dampak finansial maupun non-finansial serta probabilitas terjadinya. Proses ini menghasilkan nilai eksposur risiko

berupa skala risiko dan level risiko inheren maupun residual yang kemudian diintegrasikan dalam peta risiko perusahaan yang menjadi dasar dalam pengambilan keputusan terkait langkah-langkah mitigasi. Perusahaan kemudian menyusun rencana perlakuan risiko yang merupakan tindakan yang bertujuan untuk menurunkan dan/atau menjaga *level* risiko utama hingga mencapai risiko yang sesuai harapan di luar tindakan yang sudah dilakukan saat ini. Pada dasarnya perlakuan risiko akan dilakukan secara dinamis oleh karena metode dan sarana mitigasi terus berkembang.

Beberapa di antara upaya perusahaan dalam menurunkan dan/atau menjaga level risiko yang terjadi pada Risiko Penyediaan Tenaga Listrik 2025-2034 untuk memitigasi risiko yaitu dengan mendapatkan dukungan pemerintah melalui alokasi subsidi dan kompensasi dalam APBN serta pendanaan dari berbagai skema seperti jaminan pemerintah, dan Penyertaan Modal Negara (PMN). Perusahaan juga mengoptimalkan skema pendanaan investasi melalui kemitraan dengan pihak swasta dan pemerintah, serta memprioritaskan alokasi belanja modal untuk proyek yang mendukung optimalisasi investasi ketenagalistrikan. Selain itu, penyusunan ulang pembangunan proyek berdasarkan realisasi pertumbuhan beban dan kebutuhan sistem, percepatan kajian kelayakan, serta renegosiasi kontrak dengan pihak IPP dan pemasok energi primer menjadi langkah penting dalam mempercepat proyek dan menurunkan risiko operasional. Perusahaan juga memperkuat regulasi terkait energi terbarukan, mengembangkan interkoneksi antar pulau, dan meningkatkan kerja sama dengan lembaga donor serta pemerintah untuk memastikan keberlanjutan pasokan energi di wilayah pedesaan dan daerah rawan konflik.

Untuk mengendalikan risiko ketidaksesuaian *supply* dan *demand* pada lokasi pembangkit PLTP, opsi mitigasi yang dapat dilakukan diantaranya yaitu penyesuaian COD PLTP berdasarkan *demand* pada sistem, melakukan studi terhadap pengembangan infrastruktur transmisi/interkoneksi sistem dan melakukan interkoneksi antar sistem apabila studi lebih lanjut menyatakan layak. PLN juga dapat mendorong Pemerintah untuk meningkatkan stimulasi pembangunan industri (hilirisasi), pengembangan pariwisata, serta peningkatan infrastruktur publik untuk penyerapan kapasitas yang dihasilkan oleh pembangkit, merancang skema kontrak yang lebih fleksibel dengan pengelola pembangkit, serta melakukan evaluasi terhadap kontrak jual beli tenaga listrik (PPA) pada pembangkit-pembangkit IPP yang terkoneksi pada sistem.

VII.4 Simulasi Keterlambatan Penyelesaian Proyek PLTA

Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) di Indonesia memiliki potensi besar untuk mendukung transisi energi menuju sumber energi terbarukan namun, terdapat potensi risiko keterlambatan dalam penyelesaian proyeknya. Pada skenario mundurnya penyelesaian proyek PLTA selama 1 hingga 5 tahun, akan memberikan dampak yang signifikan terhadap kebutuhan infrastruktur ketenagalistrikan. Beberapa dampak yang terjadi akibat peristiwa risiko di atas antara lain :

1. *Potential revenue loss* dari pendapatan penjualan tenaga listrik;
2. Pemenuhan target bauran energi EBT tidak tercapai;
3. Kenaikan biaya proyek;
4. Penurunan citra dan kredibilitas perusahaan;
5. Dan sebagainya.

Salah satu solusi sementara untuk menggantikan kapasitas yang seharusnya dihasilkan oleh PLTA adalah pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG). Solusi lain, seperti menyewa

pembangkit gas, juga akan memerlukan biaya tambahan yang tidak sedikit. Selain itu, keterlambatan ini mengakibatkan peningkatan kebutuhan bahan bakar tambahan, khususnya dalam bentuk *Liquefied Natural Gas (LNG),* yang akan menambah beban operasional secara signifikan.

Permintaan tambahan LNG ini tidak hanya meningkatkan biaya operasional tetapi juga meningkatkan risiko keterbatasan pasokan gas dalam negeri. Dalam kondisi pasokan gas yang terbatas, kebutuhan tersebut mungkin tidak dapat terpenuhi sepenuhnya, sehingga berpotensi meningkatkan ketergantungan pada impor gas. Ketergantungan yang lebih besar pada impor ini dapat menyebabkan kenaikan biaya energi nasional dan meningkatkan risiko terhadap stabilitas pasokan energi di masa depan, terutama jika harga gas global meningkat atau terjadinya gangguan rantai pasok.

Untuk memitigasi dampak keterlambatan penyelesaian proyek PLTA ini, langkah-langkah strategis perlu diambil guna mengurangi kebutuhan tambahan LNG. Salah satu opsi yang dapat diambil adalah dengan pengembangan teknologi pembangkit, seperti Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) *hybrid* dengan teknologi *co-firing* biomassa, Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN). Diversifikasi bauran energi ini dapat mengurangi ketergantungan pada gas sebagai sumber energi utama dan menekan kebutuhan impor LNG. Strategi ini juga dapat diselaraskan dengan proyeksi kebutuhan energi nasional, sehingga memastikan stabilitas pasokan energi dan menjaga biaya operasional tetap terkendali. Selain diversifikasi energi, optimalisasi manajemen rantai pasok dan penggunaan sumber daya energi terbarukan yang tersedia dapat membantu menekan kebutuhan tambahan kargo LNG. Dengan langkah-langkah mitigasi ini, potensi risiko yang ditimbulkan oleh keterlambatan PLTA dapat ditangani, sehingga dapat meminimalisasi dampak *potential revenue loss* dari pendapatan penjualan tenaga listrik perusahaan dan menjaga ketahanan energi nasional.

VII.5 Penambahan PLTP pada Perencanaan Bauran EBT

Berbeda dengan pembangkit yang bersumber dari energi fosil yang umumnya bahan bakarnya dapat ditransfer baik melalui infrastruktur maupun melalui alat transportasi, pembangkit dengan sumber energi terbarukan dibangun langsung pada lokasi sumber energi tersebut tersedia, termasuk pembangkit listrik dengan sumber panas bumi/*geothermal* (PLTP). Pembangunan PLTP ini menimbulkan tantangan berupa potensi ketidaksesuaian antara pasokan dan permintaan energi dimana sumber panas bumi umumnya berada pada daerah dengan *demand* rendah seperti pada Sistem Buru, Sistem Flores dan Sistem Halmahera. Daerah tersebut memiliki kebutuhan listrik yang rendah karena berlokasi pada populasi yang terbatas, pertumbuhan ekonomi yang relatif rendah, dan minimnya infrastruktur pendukung. Beberapa tantangan pengembangan PLTP pada sistem kelistrikan di atas antara lain:

1. Terdapat risiko *oversupply* yang digambarkan dengan tingginya *reserve margin* di atas kaidah perencanaan. Tingginya *reserve margin* tersebut merupakan dampak penambahan proyek PLTP selain proyek EBT lainnya yang sudah berproses dan sudah tercantum dalam RUPTL sebelumnya. Tingginya *reserve margin* akan memiliki dampak sebagai berikut:
    a. Kendala pengoperasian harian pembangkit, di mana PLTP tersebut tidak bisa di-*dispatch*/dioperasikan secara optimal. Selain itu, PLTP tidak dapat beroperasi *start stop* secara cepat serta memiliki keterbatasan *ramping rate*.

b. Potensi *Take or Pay* (ToP) yang cukup signifikan karena PLTP tidak dapat dimanfaatkan secara optimal.

2. Lokasi PLTP berada pada sistem yang memiliki beban serta pertumbuhan beban yang rendah. Pada sistem-sistem tersebut, pertumbuhan beban didorong oleh penambahan KTT yang umumnya masih memiliki *confidence level* rendah. Sehingga apabila penambahan KTT tersebut tidak terlaksana maka kondisi *oversupply* akan semakin tinggi. Oleh karena itu, pembangungan PLTP perlu memperhatikan keseimbangan antara *demand* dan *supply*. Apabila pertumbuhan *demand* tidak sebesar yang diharapkan, maka pembangunan PLTP tersebut akan disesuaikan sehingga risiko *oversupply* dan munculnya *Take or Pay* (TOP) dapat dihindari;
3. Tingginya tingkat ketidakpastian realisasi kapasitas PLTP dengan indikasi kapasitas awal. Tidak ada kepastian bahwa *reservoir* panas bumi yang diidentifikasi pada awal studi akan memiliki kapasitas yang sama setelah eksplorasi dilakukan. Seringkali setelah dilakukan eksplorasi, kapasitas PLTP yang dapat dibangun jauh lebih kecil dari kapasitas perencanaan awal.

Di sisi lain pembangunan PLTP tersebut memiliki *upside risk* berupa peningkatan kemandirian energi dalam negeri, yang mana penyediaan sumber energinya tidak tergantung pada ketersediaan ataupun kelangkaan sumber energi dalam negeri dan tidak bergantung pada impor bahan bakar. Namun, pengembangan potensi *demand* juga perlu diperhatikan.

Untuk mengendalikan risiko tersebut di atas, opsi mitigasi yang dapat dilakukan diantaranya yaitu penyesuaian COD PLTP berdasarkan *demand* pada sistem, melakukan studi terhadap pengembangan infrastruktur transmisi/interkoneksi sistem dan melakukan interkoneksi antar sistem apabila studi lebih lanjut menyatakan layak. PLN juga dapat mendorong pemerintah untuk meningkatkan stimulasi pembangunan industri (hilirisasi), pengembangan pariwisata, serta peningkatan infrastruktur publik untuk penyerapan kapasitas yang dihasilkan oleh pembangkit, merancang skema kontrak yang lebih fleksibel dengan pengelola pembangkit, serta melakukan evaluasi terhadap kontrak jual beli tenaga listrik (PPA) pada pembangkit-pembangkit IPP yang terkoneksi pada sistem.

VII.6 Penambahan Proyek PLTU untuk mendukung *Additional Demand* sistem Sumatera

Dalam rangka memenuhi kebutuhan penambahan *Additional Demand* di Sistem Sumatera, dibutuhkan tambahan pembangkit yang dapat beroperasi andal selama 24 jam dengan kriteria kecepatan penyelesaian proyek pembangkit, ketersediaan energi primer dan keekonomian pembangkit. PLTU mulut tambang merupakan opsi memenuhi yang dapat diambil berdasarkan kriteria-kriteria tersebut, dengan pertimbangan besarnya potensi energi primer batubara di Sumatera, serta dengan mempertimbangkan prinsip ketahanan energi Nasional.

Perencanaan pembangunan PLTU pada sistem Sumatera, tidak dapat terlepas pada pemenuhan Peraturan Presiden 112/2022 Pasal 3 ayat (4) huruf b. yang menyatakan pembangunan PLTU baru dapat dilakukan dengan syarat terintegrasi dengan industri yang dibangun berorientasi untuk peningkatan nilai tambah sumber daya alam atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja dan/atau pertumbuhan ekonomi nasional; berkomitmen untuk melakukan pengurangan emisi gas rumah kaca minimal 35% (tiga puluh lima persen) dalam jangka waktu 1O (sepuluh) tahun sejak PLTU beroperasi dibandingkan dengan rata-rata emisi PLTU

di Indonesia pada tahun 2O2l melalui pengembangan teknologi, *carbon offset*, dan/atau bauran Energi Terbarukan; dan beroperasi paling lama sampai dengan tahun 2050.

Untuk memenuhi peraturan tersebut di atas, pembangunan PLTU direncanakan terintegrasi dengan industri hilirisasi (inalum), berkomitmen dalam mengurangi emisi gas rumah kaca melalui bauran energi terbarukan PLTU *Hybrid* (PLTU yang terintegrasi dengan PLTS dan BESS) serta direncanakan sebelum tahun 2050. Di sisi lain, penambahan proyek PLTU ini menghadapi sejumlah risiko yang perlu dipertimbangkan. Beberapa di antaranya adalah risiko kesulitan dalam memperoleh pendanaan proyek PLTU, risiko penurunan reputasi perusahaan terkait komitmennya dalam pengembangan energi terbarukan, potensi pembatalan penyambungan pelanggan yang berakibat pada ketidakpatuhan terhadap Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022, peningkatan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) serta peningkatan *reserve margin*.

Perusahaan perlu mempertimbangkan dinamika kebijakan energi nasional, serta tingginya ekspektasi para pemangku kepentingan, baik dari pemerintah, masyarakat, maupun investor, terhadap keberlanjutan sektor energi bersih di Indonesia. Jika tidak dikelola dengan baik, risiko-risiko tersebut dapat berdampak pada stabilitas operasional dan finansial perusahaan dalam jangka panjang.

Untuk mengendalikan risiko-risiko tersebut, terdapat beberapa opsi mitigasi yang dapat diterapkan. Salah satunya adalah penyesuaian pembangunan PLTU berdasarkan *demand* pada sistem dengan memastikan *confidence level* penyambungan pelanggan sebelum proyek pembangkit PLTU dibangun. Pendekatan ini penting agar kapasitas pembangkitan tetap sejalan dengan kebutuhan riil di lapangan, sehingga risiko kelebihan pasokan yang dapat meningkatkan BPP dapat dihindari. Selain itu, strategi diversifikasi sumber pendanaan juga perlu dipertimbangkan, guna memastikan proyek tetap berjalan tanpa mengganggu arus kas perusahaan. Sementara itu, untuk mengatasi risiko kenaikan BPP akibat tingginya *reserve margin*, langkah yang dapat diambil adalah mempercepat pelaksanaan proyek interkoneksi Sumatera-Jawa serta Interkoneksi Sumatera-Batam-Bintan, sehingga optimalisasi distribusi daya dapat tercapai secara lebih efisien.

VIII. KESIMPULAN

Dengan menggunakan asumsi pertumbuhan ekonomi sepuluh tahun mendatang rata-rata 5,2% per tahun, proyeksi penjualan tenaga listrik pada Tahun 2034 diperkirakan akan mencapai 511 TWh, atau mengalami pertumbuhan rata-rata 5,3% selama 10 tahun mendatang. Beban puncak *(non-coincident)* pada Tahun 2034 diproyeksikan akan mencapai 80,0 ribu MW. Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut, diprogramkan pembangunan pembangkit listrik baru untuk periode Tahun 2025-2034 sebesar 52,8 GW pada Skenario RE *Base* dan 69,5 GW untuk Skenario ARED. Sejalan dengan pengembangan pembangkit ini, diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 47,8 ribu kms dan penambahan trafo sebesar 108,0 ribu MVA untuk Skenario RE *Base*, pengembangan transmisi sepanjang 47,8 ribu kms dan penambahan trafo sebesar 108,0 ribu MVA untuk Skenario ARED. Untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik untuk periode Tahun 2025-2034 diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah 91,8 ribu kms, tegangan rendah 106,2 ribu kms, kapasitas trafo distribusi 18,4 ribu MVA. Infrastruktur ini akan mendukung pelayanan untuk pelanggan eksisting dan tambahan jumlah pelanggan untuk sepuluh tahun ke depan.

DAFTAR PUSTAKA

Badan Pengawasan Keuangan dan Pembangunan (BPKP). 2016. *Laporan Hasil Evaluasi atas Proyek Pembangunan Pembangkit Listrik yang Terkendala di PT PLN (Persero)*. Jakarta.

Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT). 2023. *Outlook Energi Indonesia 2022*. Jakarta.

Badan Perencanaan Pembangunan Nasional (Bappenas). 2023. *Public Private Partnerships Infrastructure Projects Plan in Indonesia 2023*. Jakarta.

Badan Perencanaan Pembangunan Nasional (Bappenas), Bapan Pusat Statistik (BPS), United Nations Population Fund (UNFPA). 2015. *Buku Proyeksi Penduduk 2015-2045.* Jakarta.

Badan Perencanaan Pembangunan Nasional (Bappenas), Bapan Pusat Statistik (BPS), United Nations Population Fund (UNFPA). 2020. *Buku Proyeksi Penduduk 2020-2050 hasil SUPAS.* Jakarta.

Badan Pusat Statistik (BPS). 2023. *Pendapatan Nasional Indonesia 2021 – 2023*. Jakarta.

Badan Pusat Statistik (BPS). 2023. *Perkembangan Beberapa Indikator Utama Sosial-Ekonomi Indonesia 2022*. Jakarta.

Badan Pusat Statistik (BPS). 2023. *Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) Provisi-provinsi di Indonesia 2018-2022.* Jakarta.

Badan Pusat Statistik (BPS). 2023. *Proyeksi Penduduk Indonesia 2020 – 2050*. Jakarta.

Badan Pusat Statistik (BPS). 2023. *Statistik Indonesia.* Jakarta.

Castlerock. 2010. *Phase 1 Report: Review & Analysis of Prevailing Geothermal Policies, Regulations and Costs : Geothermal Pricing & Incentive Policy Study*. A study conducted by the respected consultancy, Castlerock Consulting, for the Indonesian Ministry of Energy and Mineral Resources, financed by the World Bank. Jakarta.

Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE). 1987. *Power System Reliability Analysis Application Guide.* Paris. *https://www.e-cigre.org/publications/detail/026-power-system-reliability-analysis-application-guidepart-i.html.*

Energy Information Agency (EIA). 2012. *Reserve Electric Generating Capacity Helps Keep the Lights.* Texas. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=6510#.

European Commission. 2016. *Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market* https://energy.ec.europa.eu/index_en.

Gabungan Industri Kendaraan Bermotor Indonesia (GAIKINDO). 2023. *Report Sales Tahunan 2012 – 2023.* Jakarta. *https://www.gaikindo.or.id/indonesian-automobile-industry-data/*.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2006. *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2 Energy*.

International Atomic Energy Agency (IAEA).1984. *Expansion Planning for Electrical Generating Systems*. Vienna. https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/TRS1/TRS241_Web.pdf

International Renewable Energy Agency (IRENA). 2019. *Utility-Scale Batteries Innovation Landscape Brief*. Abu Dhabi.

International Renewable Energy Agency (IRENA). 2021. *Global Hydrogen Demand 2050.* Abu Dhabi.

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM). 2019. *Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2019 – 2038*. Jakarta.

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM). 2022. *Buku Saku Kementerian ESDM Tahun 2021*. Jakarta.

https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-handbook-of-energy-and-economic-statistics-of-indonesia-2021.pdf

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM). 2023. *Neraca Sumber Daya dan Cadangan Mineral, Batubara dan Panas Bumi Indonesia Tahun 2022*. Jakarta.

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM). 2024. *Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN)*. Jakarta.

Kementerian Perencanaan Pembangunan Nasional (PPN)/ Badan Perencanaan Pembangunan Nasional (Bappenas). 2019. *Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional 2020-2024*. Jakarta.

Keputusan Deputi Keuangan dan Manajemen Risiko Kementerian Badan Usaha Milik Negara Republik Indonesia Nomor SK-6/DKU.MBU/10/2023 tentang Petunjuk Teknis Proses Manajemen Risiko dan Agregasi pada Taksonomi Risiko Portofolio Badan Usaha Milik Negara Tanggal 26 Oktober 2023. 2023. Jakarta.

Keputusan Direktur Jenderal Ketenagalistrikan, Nomor 355 K/73/DJL.2/2019 perihal Tim Kajian Interkoneksi. 2019.Jakarta.

Keputusan Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal atas nama Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 25/1/IUPTL/PMDN/2016 tentang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero). 2016. Jakarta.

Keputusan Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal atas nama Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2/1/IUPTL-T/ PMDN/2018 tentang Perubahan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero). 2018. Jakarta.

Keputusan Kepala BKPM atas nama Menteri ESDM Nomor 2/1/IUPTL/PMDN/2018 tentang Perubahan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero). 2018. Jakarta.

Keputusan Kepala BKPM atas nama Menteri ESDM Nomor 25/1/IUPTL/PMDN/2016 tentang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero). 2016. Jakarta.

Keputusan Menteri Dalam Negeri Nomor 100.1.1-6117 Tahun 2022 tentang Pemberian dan Pemutakhiran Kode, Data Wilayah Administrasi Pemerintahan, dan Pulau Tahun 2022. 2022. Jakarta.

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 309.K/TL.01/MEM.L/2022 tentang Percepatan Perijinan Berusaha Bidang Ketenagalistrikan dalam Rangka Restrukturisasi Organisasi PT PLN (Persero). 2022. Jakarta.

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Kepmen ESDM) Nomor 182.K/2023 terkait Biaya Layanan Pengisian Listrik Pada Stasiun Pengisian Kendaraan Listrik Umum. 2023. Jakarta.

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 143 K/20/MEM/2019 Tanggal 1 Agustus 2019 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional Tahun 2019 sampai dengan Tahun 2038. 2019. Jakarta.

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 34 Tahun 2020 tentang Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi untuk Penyediaan Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). 2020. Jakarta.

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 36.K/HK.02/MEM.S/2023 Tahun 2023 tentang Penugasan Pelaksanaan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan dan Gas Bumi untuk Kawasan Inti Pusat Pemerintahan Ibu Kota Nusantara. 2023. Jakarta.

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 309.K/TL.01/MEM.L/2022 tentang Percepatan Perijinan

Berusaha Bidang Ketenagalistrikan dalam Rangka Restrukturisasi Organisasi PT PLN (Persero). 2022. Jakarta.
Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 91K/12/MEM/2020 tentang Harga Gas Bumi di Pembangkit Tenaga Listrik *(plant gate)* dengan perubahan terakhir Keputusan Menteri ESDM Nomor 135.K/HK.02/MEM.M/2021 diterbitkan untuk melaksanakan Pasal 5 dan Pasal 8 Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 45 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Tenaga Listrik. 2020. Jakarta.
Keputusan Presiden Nomor 6 Tahun 2017 tentang Penetapan Pulau-Pulau Kecil Terluar. 2017. Jakarta.
Konsorsium Lembaga Teknologi Fakultas Teknik Universitas Indonesia (LEMTEK FTUI) dan Tim Nano Universitas Indonesia. 2012. *Studi Penghematan Listrik dan Load Forecasting.* Jakarta.
McKinsey. 2020. *Global Report: Internal Report for PLN*. Jakarta.
Nippon Koei. 2011. *Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia.*
North American Electric Reliability Corporation (NERC). 2023. *Reserve Margin.* Atlanta. *https://www.nerc.com/pa/RAPA/ri/pages/planningreservemargin.aspx.*
Organization for Economic Cooperation and Development (OECD). 2020. *OECD Economic Outlook*, Volume 2020 Issue 2. Paris. https://doi.org/10.1787/39a88ab1-en.
Peraturan Gubernur Daerah Khusus Ibukota (DKI) Jakarta Nomor 88 Tahun 2019 terkait Pembebasan EV dalam sistem Ganjil Genap. 2019. Jakarta.
Peraturan Menteri Badan Usaha Milik Negara Republik Indonesia Nomor PER-2/MBU/03/2023 Tentang Pedoman Tata Kelola Dan Kegiatan Korporasi Signifikan Badan Usaha Milik Negara. 2023. Jakarta.
Peraturan Menteri Dalam Negeri (Permendagri) Nomor 6/2023 terkait Dasar pengenaan Pajak Kendaraan Bermotor, Bea Balik Nama (BBN) dan Pajak Alat Berat. 2023. Jakarta.
Peraturan Menteri Dalam Negeri RI Nomor 100.1.1-6117 Tahun 2022. 2022. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 07 Tahun 2017 tentang tata cara penetapan harga patokan penjualan mineral logam dan batubara sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 11 Tahun 2020. 2020. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 1/2023 terkait Penyediaan Infrastruktur Pengisian Listrik untuk Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai. 2023. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 10 Tahun 2020 tanggal 6 April 2020 yang merupakan perubahan dari Peraturan Menteri ESDM Nomor 45 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Tenaga Listrik. 2020. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 10 Tahun 2017 tentang Pokok-Pokok dalam Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik yang telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 49 Tahun 2017 dan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 10 Tahun 2018. 2018. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 10 Tahun 2019 tentang Tata Cara Penyusunan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik. 2019. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 10 Tahun 2023 tentang Tata Cara Penyusunan, Penyampaian dan Persetujuan

Rencana Kerja dan Anggaran Biaya serta Tata Cara Pelaporan Pelaksanaan Kegiatan Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara. 2023. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 11 Tahun 2021 tentang Pelaksanaan Usaha Ketenagalistrikan. 2021. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Nomor 15 Tahun 2010 Tentang Daftar Proyek-proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara Dan Gas Serta Transmisi Terkait sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 21 Tahun 2013. 2013. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 16 Tahun 2022 tentang Tata Cara Penyelenggaraan Nilai Ekonomi Karbon Subsektor Pembangkit Tenaga Listrik. 2022. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 19 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Batubara untuk Pembangkit Listrik dan Pembelian Kelebihan Tenaga Listrik (*Excess Power*). 2017. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 2 Tahun 2024 yang mengatur tentang PLTS Atap yang Terhubung pada Jaringan Tenaga Listrik Pemegang IUPTLU. 2024. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 25 tahun 2018 tentang Pengusahaan Pertambangan Mineral dan Batubara sebagaimana telah diubah terakhir kali dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 17 Tahun 2020. 2020. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 26 Tahun 2021 tentang Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap yang Terhubung pada Jaringan Tenaga Listrik Pemegang Izin Usaha Penyediaan Listrik untuk Kepentingan Umum. 2021. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 27 Tahun 2017 tentang Tingkat Mutu Pelayanan dan Biaya yang Terkait dengan Penyaluran Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 18 Tahun 2019. 2019. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 28 Tahun 2016 tentang Tarif Tenaga Listrik Yang Disediakan oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagaimana telah diubah terakhir kali dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral 3 Tahun 2020. 2020. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 3/2023 jo Nomor 13/2023 terkait Pedoman Umum Bantuan Pemerintah dalam Program Konversi Sepeda Motor dengan Penggerak Motor Bakar menjadi Sepeda Motor Listrik Berbasis Baterai. 2023. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 32 Tahun 2008 tentang Penyediaan, Pemanfaatan, dan Tata Niaga Bahan Bakar Lainnya sebagaimana telah diubah terakhir kali dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 12 Tahun 2015. 2015. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 37 tahun 2018 tentang Penawaran Wilayah Kerja Panas Bumi, Pemberian Izin Panas Bumi, dan Penugasan Pengusahaan Panas Bumi. 2018. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 41 Tahun 2018 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Bahan Bakar Nabati Jenis Biodiesel dalam Kerangka Pembiayaan oleh Badan

Pengelola Dana Perkebunan Kelapa Sawit dengan tujuan Program Mandatori Biodiesel. 2018. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 45 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 10 Tahun 2020. 2020. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 49 Tahun 2018 tentang Penggunaan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap. 2018. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 5 Tahun 2021 tentang Standar Kegiatan Usaha dan Produk pada Penyelenggaraan Perizinan Berusaha Berbasis Risiko Sektor Energi dan Sumber Daya Mineral. 2021. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 50 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah terakhir kali dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 4 Tahun 2020. 2020. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 58 Tahun 2017 Tentang Harga Jual Gas Bumi Melalui Pipa Pada Kegiatan Usaha Hilir Minyak Dan Gas Bumi sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 14 Tahun 2019. 2019. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 7/2024 terkait penerapan tarif curah tegangan rendah untuk percepatan investasi penyedia infrastruktur SPKLU maupun SPBKLU. 2024. Jakarta.
Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Nomor 9 Tahun 2016 tentang Tata Cara Penyediaan dan Penetapan Harga Batubara untuk Pembangkit Listrik Mulut Tambang sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 24 Tahun 2016. 2016. Jakarta.
Peraturan Menteri Investasi (Permeninvest) Nomor 6/2023 terkait Pedoman dan Tata Kelola Pemberian Insentif Impor dan/atau Penyerahan Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai Roda Empat dalam Rangka Percepatan Investasi. 2023. Jakarta.
Peraturan Menteri Keuangan (PMK) Nomor 10/2024 terkait Penetapan Sistem Klasifikasi Barang dan Pembebanan Tarif Bea Masuk Atas Barang Impor. 2024. Jakarta.
Peraturan Menteri Keuangan (PMK) Nomor 44/PMK.02/2017 Tahun 2017 tentang Tata Cara Penyediaan, Penghitungan, Pembayaran, Dan Pertanggungjawaban Subsidi Listrik. 2017. Jakarta.
Peraturan Menteri Keuangan (PMK) Nomor 8/2024 terkait Insentif Pajak Pertambahan Nilai Ditanggung Pemerintah (PPN DTP) untuk Mobil dan Bus Listrik. 2024. Jakarta.
Peraturan Menteri Keuangan (PMK) Nomor 9/2024 terkait Insentif Pajak Penjualan Barang Mewah Ditanggung Pemerintah (PPnBM DTP) untuk KBLBB Roda Empat Tertentu. 2024. Jakarta.
Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan (LHK) Nomor 15 Tahun 2019 tentang Baku Mutu Emisi Pembangkit Listrik Tenaga Termal. 2019. Jakarta.
Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan (LHK) Nomor 21 Tahun 2022 tentang Tata Laksana Penerapan Nilai Ekonomi Karbon. 2022. Jakarta.

Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan (LHK) Nomor P.15/MENLHK/SETJEN/KUM.1/4/2019 Tahun 2019 tentang Baku Mutu Emisi Pembangkit Listrik Tenaga Termal. 2019. Jakarta.
Peraturan Menteri Perhubungan (Permenhub) Nomor 39/2023 terkait Konversi Sepeda Motor dengan Penggerak Motor Bakar Menjadi Sepeda Motor Listrik Berbasis Baterai. 2023. Jakarta.
Peraturan Menteri Perindustrian (Permenperin) Nomor 29/2023 terkait Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai dalam Keadaan Terurai Lengkap dan Keadaan Terurai Tidak Lengkap (CKD & IKD). 2023. Jakarta.
Peraturan Menteri Perindustrian (Permenperin) Nomor 6/2022 jo Permenperin Nomor 28/2023 terkait Spesifikasi, Peta Jalan Pengembangan, dan Ketentuan Penghitungan Tingkat Komponen Dalam Negeri Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai. 2022. Jakarta.
Peraturan Menteri Perindustrian (Permenperin) Nomor 6/2023 jo Permenperin Nomor 21/2023 terkait Pedoman Pemberian Bantuan Pemerintah untuk Pembelian Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai Roda Dua (potongan sebesar Rp7.000.000). 2023. Jakarta.
Peraturan Otoritas Jasa Keuangan (OJK) Nomor 32/POJK.03/2018 tentang Batasan Maksimum Pemberian Kredit dan Penyediaan Dana Besar Bagi Bank Umum sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Otoritas Jasa Keuangan Nomor 38/POJK.03/2019 Tahun 2019. 2019. Jakarta.
Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014. 2014. Jakarta.
Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2015 tentang Rencana Induk Pembangunan Industri Nasional (RIPIN) Tahun 2015-2035. 2015. Jakarta.
Peraturan Pemerintah Nomor 25 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Bidang Energi dan Sumber Daya Mineral. 2021. Jakarta.
Peraturan Pemerintah Nomor 31 Tahun 2016 sebagai Kawasan Ekonomi Khusus pertama di tanah Papua. 2016. Jakarta.
Peraturan Pemerintah Nomor 46 Tahun 2017 tentang Instrumen Ekonomi Lingkungan Hidup. 2017. Jakarta.
Peraturan Pemerintah Nomor 45 Tahun 2003 tentang Tarif Atas Jenis Penerimaan Negara Bukan Pajak yang Berlaku pada Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral. 2003. Jakarta.
Peraturan Pemerintah Nomor 5 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Perizinan Berusaha Berbasis Risiko sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 11 Tahun 2023. 2023. Jakarta.
Peraturan Pemerintah Nomor 73/2019 jo Peraturan Pemerintah No 74/2021 terkait Barang Kena Pajak yang Tergolong Mewah Berupa Kendaraan Bermotor yang Dikenai Pajak Penjualan atas Barang Mewah. 2021. Jakarta.
Peraturan Pemerintah Nomor 79/2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN). 2014. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 11 tahun 2022 tentang Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik. 2022. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. 2022. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 13 Tahun 2010 dan Peraturan Presiden Nomor 56 Tahun 2011. 2011. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional. 2017. Jakarta.

Peraturan Presiden Nomor 35 Tahun 2018 tentang Percepatan Pembangunan Instalasi Pengolah Sampah Menjadi Energi Listrik Berbasis Teknologi Ramah Lingkungan. 2018. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015 tentang Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur. 2015. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara, dan Gas, sebagaimana telah diubah terakhir kali dengan Peraturan Presiden Nomor 194 Tahun 2014. 2014. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 14 Tahun 2017. 2017. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 40 Tahun 2016 tentang Penetapan Harga Gas Bumi sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 121 Tahun 2020. 2020. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 55/2019 jo Peraturan Presiden Nomor 79/2023 terkait Percepatan Program Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai untuk Transportasi Jalan. 2023. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 61 Tahun 2015 Tentang Penghimpunan Dan Penggunaan Dana Perkebunan Kelapa Sawit sebagaimana telah diubah terakhir kali dengan Peraturan Presiden Nomor 66 Tahun 2018. 2018. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 63 Tahun 2020 tentang Penetapan Daerah Tertinggal. 2020. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 63 Tahun 2022 tentang Perincian Rencana Induk Ibu Kota Nusantara. 2022. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 67 Tahun 2005 tentang Program Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) atau Public Private Partnerships (PPP). 2005. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Batubara sebagaimana telah 3 kali diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 Tahun 2011 dan Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014. 2014. Jakarta.
Peraturan Presiden Nomor 77 Tahun 2008 tentang Pengesahan *Memorandum of Understanding on the ASEAN Power Grid* (Memorandum Saling Pengertian Mengenai Jaringan Transmisi Tenaga Listrik ASEAN). 2008.
Peraturan Presiden Nomor 98 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Nilai Ekonomi Karbon Untuk Pencapaian Target Kontribusi Yang Ditetapkan Secara Nasional Dan Pengendalian Emisi Gas Rumah Kaca Dalam Pembangunan Nasional. 2021. Jakarta.
Presiden Republik Indonesia. 2019. *Instruksi Presiden Nomor 1 Tahun 2019 terkait Percepatan Pembangunan 11 (Sebelas) Pos Lintas Batas Negara Terpadu dan Sarana Prasarana Penunjang di Kawasan Perbatasan*. Jakarta.
Presiden Republik Indonesia. 2022. *Instruksi Presiden Nomor 7/2022 terkait Penggunaan KBLBB sebagai Kendaraan Dinas Operasional dan/atau Kendaraan Perorangan Dinas Instansi Pemerintah Pusat dan Pemerintahan Daerah*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2008. *Anggaran Dasar PT PLN (Persero) Tahun 2008*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2015. *Statistik 2014*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2016. *Statistik 2015*. Jakarta.

PT PLN (Persero). 2017. *Statistik 2016*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2018. *Statistik 2017*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2019. *Statistik 2018*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2020. *Statistik 2019*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2021. *Statistik 2020*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2021. *Rencana Jangka Panjang Perusahaan (RJPP) 2021 – 2025*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2021. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2021–2030*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2022. *Statistik 2021*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2022. *Sistem Informasi Laporan Manajemen (SILM), Desember 2022*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2023. *Laporan Tahunan 2022*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2023. *Peraturan Direksi Nomor 0016.P/DIR/2023 tentang Kebijakan Strategis Manajemen Risiko Terintegrasi PT PLN (Persero)*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2023. *Statistik 2022*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2023. *Sistem Informasi Laporan Manajemen (SILM), Desember 2023*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2024. *Draft RKAP 2025 PT PLN (Persero) Tahun 2024*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2024. *Statistik 2023*. Jakarta.
PT PLN (Persero). 2024. *Sistem Informasi Laporan Manajemen (SILM)*. Jakarta.
PT PLN (Persero) UIP2B Jawa Bali. 2023. *Evaluasi Operasi Tahun 2023*. Jakarta.
PT PLN (Persero) UIP3B Kalimantan. 2023. *Evaluasi Operasi Tahun 2023*. Banjarbaru.
PT PLN (Persero) UIP3B Sulawesi. 2023. *Evaluasi Operasi Tahun 2023*. Makassar.
PT PLN (Persero) UIP3B Sumatera. 2023. *Evaluasi Operasi Tahun 2023*. Pekanbaru.
Pusat Data dan Informasi (Pusdatin) Kementerian ESDM. 2023. *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia* 2022. Jakarta.
Republik Indonesia. 2007.*Undang-Undang Nomor 17 Tahun 2007 tentang Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) Tahun 2005-2025*. Jakarta.
Republik Indonesia. 2007. *Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi*. Jakarta.
Republik Indonesia. 2009.*Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan*. Jakarta.
Republik Indonesia. 2016. *Undang-Undang Nomor 16 Tahun 2016 tentang Pengesahan Paris Agreement to the United Nations Framework Convention on Climate Change (Persetujuan Paris atas Konvensi Kerangka Kerja Perserikatan Bangsa-Bangsa mengenai Perubahan Iklim)*. Jakarta.
Republik Indonesia. 2021. *Undang-Undang Nomor 7 tahun 2021 tentang Harmonisasi Peraturan Perpajakan*. Jakarta.
Republik Indonesia. 2022.*Undang-Undang Nomor14 Tahun 2022 tentang Pembentukan Provinsi Papua Selatan*. Jakarta.
Republik Indonesia. 2022.*Undang-Undang Nomor 15 Tahun 2022 tentang Pembentukan Provinsi Papua Tengah*. Jakarta.
Republik Indonesia. 2022. *Undang-Undang Nomor 16 Tahun 2022 tentang Pembentukan Provinsi Papua Pegunungan*. Jakarta.
Republik Indonesia. 2022. *Undang-Undang Nomor 29 Tahun 2022 tentang Pembentukan Provinsi Papua Barat Daya*. Jakarta.

Republik Indonesia. 2022. *Undang-Undang Nomor 6 Tahun 2023 tentang Penetapan Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang Nomor 2 Tahun 2022 tentang Cipta Kerja menjadi Undang-Undang*. Jakarta.

Republik Indonesia. 2023. *Undang-Undang Nomor 21 Tahun 2023 tentang Perubahan atas Undang-Undang Nomor 3 Tahun 2022 tentang Ibu Kota Negara (IKN)*. Jakarta.

Republik Indonesia. 2023.*Undang-Undang Nomor 6 Tahun 2023 tentang Cipta Kerja*. Jakarta.

Risalah Rapat Lanjutan *Draft* RUPTL PLN Tanggal 21 November 2024. Dokumen internal. Tindak lanjut undangan surat Direktur Utama PLN (Persero) Nomor 63136/REN.00.01/F01000000/2024-SR tanggal 31 Oktober 2024 perihal Permohonan Pengesahan RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2024-2033 dan Hasil Rapat Pembahasan Teknis tanggal 5-7 November 2024. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan – Kementerian ESDM. 2024. Jakarta.

Risalah Rapat Masukan Narasi *Draft* RUPTL 2025-2034 R4 Tanggal 09 Mei. 2025.Dokumen internal. Zoom Meeting. Jakarta.

Risalah Rapat Pembahasan PLTU MT di Kalselteng pada *Draft* RUPTL 2025-2034 Tanggal 28 April 2025. Dokumen internal. Zoom Meeting. Jakarta.

Risalah Rapat Teknis Pembahasan *Draft* RUPTL 2024-2033 Tanggal 4-7 November. 2024. Dokumen internal. Aston Bogor Hotel & Resort. Bogor.

Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas). 2023. *Laporan tahunan SKK* 2023. Jakarta.

West Japan Engineering Consultants (WestJec). 2007. *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia*. Jakarta. *https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/11864568_01.pdf.*

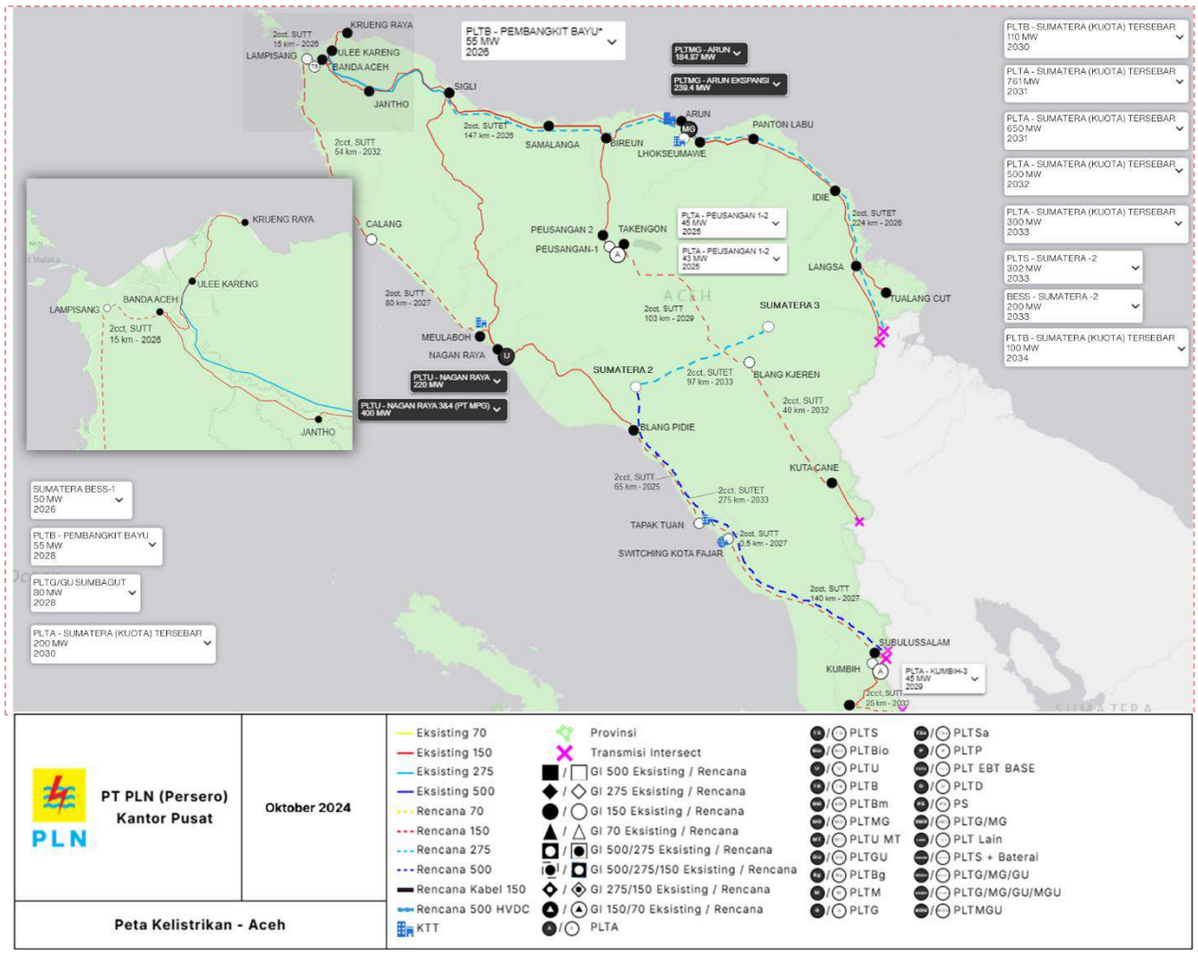
LAMPIRAN A
RENCANA PENGEMBANGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI
WILAYAH OPERASI SUMATERA DAN KALIMANTAN

A1. PROVINSI ACEH
A2. PROVINSI SUMATERA UTARA
A3. PROVINSI RIAU
A4. PROVINSI KEPULAUAN RIAU
A5. PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG
A6. PROVINSI SUMATERA BARAT
A7. PROVINSI JAMBI
A8. PROVINSI SUMATERA SELATAN
A9. PROVINSI BENGKULU
A10. PROVINSI LAMPUNG
A11. PROVINSI KALIMANTAN BARAT
A12. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN
A13. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH
A14. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR
A15. PROVINSI KALIMANTAN UTARA

LAMPIRAN A.1
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI ACEH

A1.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Aceh terdiri dari sistem 275 kV (Sigli – Ulee Kareng), sistem interkoneksi 150 kV dan sistem *isolated* dengan tegangan distribusi 20 kV. Sebagian besar sistem tenaga listrik Aceh dipasok oleh sistem interkoneksi 150 kV Sumatera dan sebagian kecil masih berada di daerah *isolated* terutama untuk lokasi-lokasi di pulau terpisah. Beban puncak tertinggi provinsi Aceh tahun 2024 sampai dengan Bulan Oktober sebesar 675 MW. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Aceh ditunjukkan pada Gambar A1.1.



Gambar A1.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Aceh

Penjualan tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 6,57%, komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A1.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 dapat dilihat seperti pada Tabel A1.2.

Tabel A1.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*)
1	Rumah Tangga	1.367	1.510	1.534	1.622	1.733	1.868	1.930	1.895	1.987	2.186
2	Bisnis	337	361	386	429	466	478	515	558	631	635
3	Publik	317	352	366	389	423	420	439	472	501	530
4	Industri	97	107	124	147	160	172	191	229	340	355
	Total	**2.119**	**2.330**	**2.409**	**2.588**	**2.782**	**2.938**	**3.074**	**3.154**	**3.458**	**3.705**

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*)
	Pertumbuhan (%)	**7,81**	**9,95**	**3,40**	**7,41**	**7,49**	**5,62**	**4,65**	**2,59**	**9,65**	**7,15**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Tabel A1.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*)
1	Rumah Tangga	1.118	1.157	1.200	1.250	1.304	1.354	1.397	1.436	1.483	1.500
2	Bisnis	82	89	104	117	127	136	146	156	166	168
3	Publik	44	48	52	56	60	63	66	69	71	71
4	Industri	1,88	2,21	2,87	3,26	3,24	3,58	3,90	4,00	4,24	4,28
	Total	**1.246**	**1.296**	**1.359**	**1.426**	**1.493**	**1.557**	**1.613**	**1.665**	**1.724**	**1.742**
	Pertumbuhan (%)	**4,90**	**4,10**	**4,80**	**5,00**	**4,70**	**4,30**	**3,58**	**3,22**	**3,59**	**1,49**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A1.3, A1.4 dan A1.5.

Tabel A1.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting[1)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTU	Sumatera	2	220,0	160,0	160,0
PLTMG	Sumatera	32	421,7	398,3	398,3
PLTD	Sumatera	66	134,2	64,9	48,1
	Sinabang	31	24,4	11,5	11,5
	Sabang	15	15,5	10,0	10,0
PLTM	Sumatera	2	2,6	0,7	0,7
Jumlah PLN		**148**	**818,4**	**645,5**	**628,6**
IPP					
PLTU	Sumatera	2	400,0	400,0	400,0
PLTM	Sumatera	2	17,0	17,0	17,0
Jumlah IPP		**4**	**417,0**	**417,0**	**417,0**
Sewa					
PLTD	Sabang	1	3	3	3
PLTD	Sinabang	1	3	3	3
Jumlah Sewa		**1**	**3**	**3**	**3**
Jumlah		**154**	**1.241,4**	**1.068,4**	**1.051,6**

Saat ini pada sistem *isolated* 20 kV yang tersisa adalah sistem *isolated* di kepulauan seperti Sistem Sabang, Sistem Sinabang (Simeulue) dan sistem kecil lainnya juga masih dipasok oleh PLTD.

Tabel A1.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[2)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Alue Dua/ Langsa	150/20	2	90
2	Tualang Cut	150/20	3	110
3	Alue Batee/ Idi	150/20	2	50
4	Lhokseumawe	150/20	2	120
5	Bireuen	150/20	2	120
6	Sigli	150/20	2	90
7	Banda Aceh I / Lambaroe	150/20	3	180

[1)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)
[2)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
8	Jantho	150/20	1	30
9	Pantonlabu	150/20	2	60
10	PLTU Nagan Raya	150/20	1	30
11	Arun	150/20	2	120
12	Meulaboh	150/20	2	90
13	Blang Pidie	150/20	1	30
14	Kutacane	150/20	1	30
15	Subulussalam	150/20	1	30
16	Takengon	150/20	1	30
17	Samalanga	150/20	1	30
18	Ulee Kareng	150/20	1	60
19	Krueng Raya	150/20	1	30
20	Singkil	150/20	1	30
TOTAL			**32**	**1.360**

Tabel A1.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[3)]

No.	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*)
1	JTM (kms)	16.483	16.324	17.284	15.578	15.927	16.282	13.806	14.324	14.450	14.607
2	JTR (kms)	17.355	16.886	17.366	16.077	16.405	16.464	16.471	16.471	16.471	16.542
3	Gardu Distribusi (MVA)	774	820	881	912	984	1.013	1.107	1.196	1.216	1.292

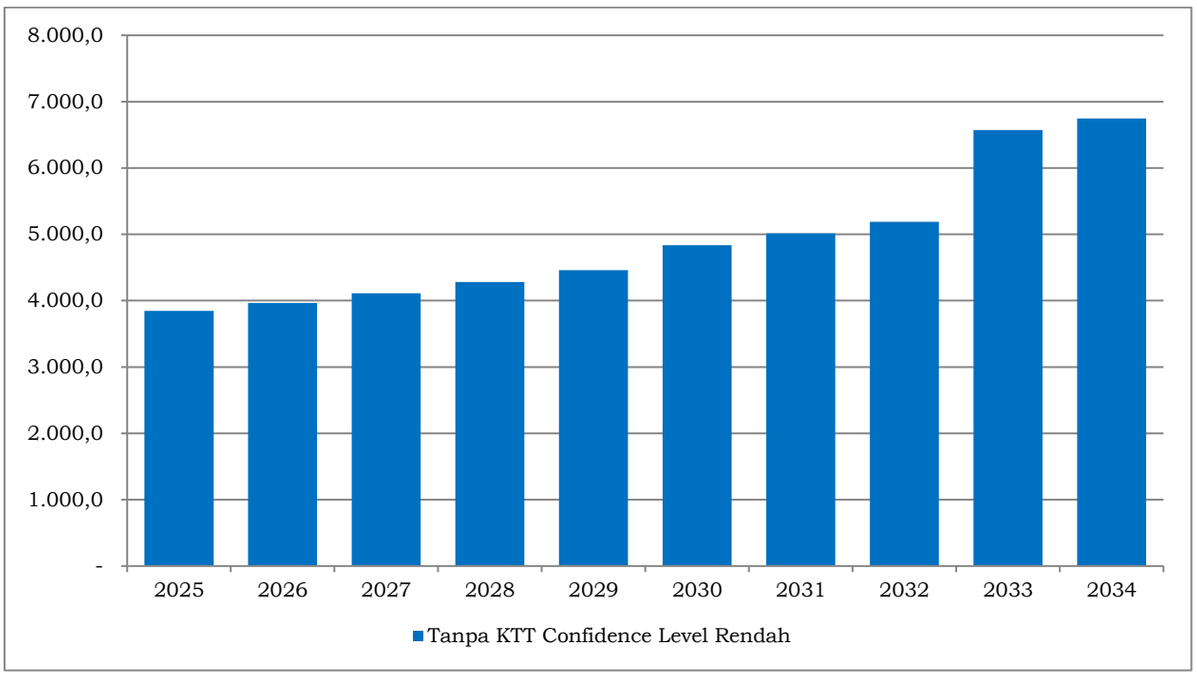
*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

Kondisi sistem kelistrikan di provinsi Aceh masih menghadapi tantangan yang cukup besar sebelum penyelesaian beberapa proyek yang sedang berjalan saat ini. Tantangan jaringan Sistem Aceh yang masih radial dan belum memenuhi kriteria keandalan N-1 menjadi hal yang utama untuk diselesaikan, dimana solusi jangka panjangnya adalah dengan penyelesaian SUTET 275 kV Aceh-Sumut sebagai *backbone* utama Aceh dan penyelesaian SUTT 150 kV *looping* selatan Aceh-Sumut. Selain itu, stabilitas Sistem Aceh dengan kondisi konfigurasi jaringan saat ini memunculkan kebutuhan untuk infrastruktur yang dapat memitigasi tantangan stabilitas sistem tersebut. Oleh karena itu, diperlukan kajian yang komprehensif untuk menentukan infrastruktur yang sesuai dan tepat (BESS, FACTS, atau lainnya) sebagai mitigasinya.

A1.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan tingkat kepastian masuknya calon pelanggan KTT. PLN telah memperhitungkan seluruh calon pelanggan KTT yang telah memiliki tingkat kepastian tinggi (sudah SPJBTL) maupun pelanggan KTT yang tingkat kepastiannya masih rendah (masih tahap probing ataupun MoU). Di Provinsi Aceh, terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (sudah SPJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Aceh hanya terdapat satu proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT tersebut. Proyeksi skenario *demand* untuk provinsi Aceh adalah seperti pada Gambar A1.2.

[3)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW Aceh



Gambar A1.2. Proyeksi *Demand* Provinsi Aceh (GWh)

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi COVID-*19* terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan sebagai berikut.

Tabel A1.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh) [4)]

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	2.301	2.394	2.491	2.608	2.724	2.840	2.953	3.067	3.179	3.290
2	Bisnis	640	641	641	649	665	681	697	712	727	742
3	Publik	556	583	610	637	665	694	723	753	783	815
4	Industri	347	347	368	385	404	622	640	658	1.884	1.901
	Total	**3.844**	**3.964**	**4.110**	**4.280**	**4.459**	**4.837**	**5.013**	**5.189**	**6.574**	**6.749**
	Pertumbuhan (%)	**3,7**	**3,1**	**3,7**	**4,1**	**4,2**	**8,5**	**3,6**	**3,5**	**26,7**	**2,7**

Tabel A1.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu) [5)]

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.525	1.544	1.563	1.581	1.591	1.608	1.625	1.642	1.659	1.675
2	Bisnis	165	169	172	176	179	182	185	187	190	192
3	Publik	71	72	73	74	75	76	77	79	80	81

[4)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[5)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
4	Industri	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5
	Total	**1.766**	**1.789**	**1.813**	**1.835**	**1.850**	**1.871**	**1.893**	**1.913**	**1.933**	**1.953**
	Pertumbuhan (%)	**1,36**	**1,33**	**1,30**	**1,26**	**0,79**	**1,17**	**1,13**	**1,09**	**1,06**	**1,02**

Tabel A1.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[6)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	5,27%	3.844	4.263	661	1.765.952
2026	5,36%	3.964	4.385	686	1.789.430
2027	5,38%	4.110	4.541	712	1.812.607
2028	5,40%	4.280	4.720	737	1.835.359
2029	7,26%	4.459	4.893	761	1.849.797
2030	7,26%	4.837	5.302	785	1.871.483
2031	7,32%	5.013	5.487	808	1.892.565
2032	7,35%	5.189	5.574	830	1.913.239
2033	7,38%	6.574	7.086	853	1.933.481
2034	7,41%	6.749	7.273	875	1.953.247
Pertumbuhan (%)	**6,54%**	**6,38%**	**6,08%**	**3,28%**	**1,15%**

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), dan potensi pelanggan besar lainnya. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi dan gardu induk.

A1.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Aceh terdiri dari potensi air, panas bumi, minyak bumi, gas dan batubara. Diperkirakan potensi sumber tenaga air mencapai 5.062 MW yang tersebar di Provinsi Aceh. Potensi panas bumi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 980 MW yang tersebar. Potensi minyak bumi dan gas bumi yang dimiliki adalah 115 MMSTB dan 7.516 BCF, sedangkan potensi batubara di Provinsi Aceh adalah sebesar 450,6 juta ton[7].
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Aceh.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2034 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Aceh dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada Tabel A1.9. dan Tabel A1.10.

---

6) Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
7) Sumber : RUKN

Tabel A1.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTGU	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-	80
PLTA	88	-	-	-	45	-	-	-	-	-	133
Jumlah	**88**	**-**	**-**	**80**	**45**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**213**
SH-PLN											
PLTB	-	55	-	55	-	-	-	-	-	-	110
BESS	-	50	-	-	-	-	-	-	-	-	50
Jumlah	**-**	**105**	**-**	**55**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**160**
IPP											-
PLTP	-	-	-	5	-	-	-	-	5	-	10
PLTM	-	-	14,4	-	10	-	-	-	-	-	24,4
PLTA	-	-	-	-	-	200	1.411	500	300	-	2.411,0
PLTB	-	-	-	-	-	110	-	-	-	100	210
PLTBg	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	3
PLTBm	9,8		10						3	-	22,8
PLTS	-	2	1,8	2	-	-	2,08	-	305,58	-	313,46
BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-	200
Jumlah	**9,8**	**5**	**26,2**	**7**	**10**	**310**	**1.413,1**	**500**	**813,6**	**100**	**3.194,7**
Total											
PLTP	-	-	-	5	-	-	-	-	5	-	10
PLTGU	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-	80
PLTM	-	-	14,4	-	10	-	-	-	-	-	24,4
PLTA	88	-	-	-	45	200	1.411	500	300	-	2.544,0
PLTS	-	2	1,8	2	-	-	2,08	-	305,58	-	313,46
PLTB	-	55,0	-	55,0	-	110,0	-	-	-	100	320,0
BESS	-	50	-	-	-	-	-	-	200	-	250
PLTBg	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	3
PLTBm	9,8		10						3	-	22,8
Jumlah	**97,8**	**110,0**	**26,2**	**142,0**	**55,0**	**310,0**	**1.413,1**	**500,0**	**813,6**	**100**	**3.567,7**

* Termasuk kuota sistem Sumatera dan kuota transfer ke sistem Jawa

Tabel A1.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTGU	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-	80
PLTA	88	-	-	-	45	-	-	-	-	-	133
Jumlah	**88**	**-**	**-**	**80**	**45**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**213**
SH-PLN											
PLTB	-	55	-	55	-	-	-	-	-	-	110
BESS	-	50	-	-	-	-	-	-	-	-	50
Jumlah	**-**	**105**	**-**	**55**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**160**
IPP											-
PLTP	-	-	-	5	-	-	-	-	5	-	10
PLTM	-	-	14,4	-	10	-	-	-	-	-	24,4
PLTA	-	-	-	-	-	200	1.411	500	300	-	2.411,0
PLTB	-	-	-	-	-	110	-	-	-	100	210
PLTBg	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	3
PLTBm	9,8		10						3	-	22,8
PLTS	-	2	1,8	2	-	-	2,08	-	305,58	-	313,46
BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-	200
Jumlah	**9,8**	**5**	**26,2**	**7**	**10**	**310**	**1.413,1**	**500**	**813,6**	**100**	**3.194,7**
Total											
PLTP	-	-	-	5	-	-	-	-	5	-	10
PLTGU	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-	80
PLTM	-	-	14,4	-	10	-	-	-	-	-	24,4
PLTA	88	-	-	-	45	200	1.411	500	300	-	2.544,0
PLTS	-	2	1,8	2	-	-	2,08	-	305,58	-	313,46
PLTB	-	55,0	-	55,0	-	110,0	-	-	-	100	320,0
BESS	-	50	-	-	-	-	-	-	200	-	250
PLTBg	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	3

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTBm	9,8		10						3	-	22,8
Jumlah	**97,8**	**110,0**	**26,2**	**142,0**	**55,0**	**310,0**	**1.413,1**	**500,0**	**813,6**	**100**	**3.567,7**

* Termasuk kuota sistem Sumatera dan kuota transfer ke sistem Jaw

Tabel A1.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
1	Sumatera	PLTA	Peusangan 1-2	45 43	2025 2025	2025 2025	Konstruksi	PLN
2	Sumatera	PLTBm	Tanjung Semanto	9,8	2025	2025	Konstruksi	IPP
3	Sumatera	PLTB	Bayu Sumatera[1)]	55	2026	2026	Rencana	SH-PLN
4	Sumatera	PLTB	Bayu Sumatera[1)]	55	2028	2028	Rencana	SH-PLN
5	Sumatera	BESS	Sumatera BESS-1#1	50	2026	2026	Rencana	SH-PLN
6	Sumatera	PLTBg	Aceh Tamiang	3	2026	2026	Konstruksi	IPP
7	Sumatera	PLTBm	Langsa	10	2027	2027	PPA	IPP
8	Sumatera	PLTM	Sumatera(Kuota) Tersebar Sumbagut[1)]	14,4	2027	2027	Rencana	IPP
9	Sumatera	PLTG/GU	Sumbagut / Banda Aceh[3)]	80	2028	2028	Rencana	PLN
10	Sumatera	PLTM	Sumatera(Kuota) Tersebar Sumbagut[1)]	10	2029	2029	Rencana	IPP
11	Sumatera	PLTA	Kumbih-3	45	2029	2029	*Committed*	PLN
12	Sumatera	PLTA	Sumatera (kuota) tersebar[1)]	200 200	2030 2031	2030 2031	Rencana	IPP
13	Sumatera	PLTB	Sumatera (Kuota) Tersebar[1)]	110	2030	2030	Rencana	IPP
14	Sumatera	PLTA	Sumbagut (Kuota) Tersebar[1)]	200 161 200	2031 2031 2031	2031 2031 2031	Rencana	IPP
15	Sumatera	PLTA	Sumbagut (kuota ISJ) tersebar[2)]	650 500 300	2031 2032 2033	2031 2032 2033	Rencana	IPP
16	Sumatera	PLTS	PLTS BESS Sumatera 2	302	2033	2033	Rencana	IPP
17	Sumatera	BESS	PLTS BESS Sumatera 2	200	2033	2033	Rencana	IPP
18	Sumatera	PLTB	Sumatera (Kuota) Tersebar[1)]	100	2034	2034	Rencana	IPP
19	Sabang	PLTS	Sabang	0,3	2027	2027	Rencana	IPP
20	Sabang	PLTP	Jaboi (FTP2)	5 2,5 2,5	2028 2033 2033	2028 2033 2033	PPA	IPP
21	Sinabang	PLTS	Sinabang (Kuota) Tersebar	2	2026	2026	Rencana	IPP
22	Sinabang	PLTS	Sinabang (Kuota) Tersebar + BESS	2	2028	2028	Rencana	IPP
23	Sinabang	PLT Bio	Simeulue (Kuota) Tersebar	3	2033	2033	Rencana	IPP
24	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	1,5	2027	2027	Rencana	IPP
25	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Aceh Tersebar	2,08	2031	2031	Rencana	IPP
26	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Aceh Tersebar	3,58	2033	2033	Rencana	IPP
TOTAL				3.567,7				

[1)] Kuota Sistem Sumatera
[2)] Kuota Sistem Sumatera transfer ke Sistem Jawa
[3)]Lokasi PLTG/GU Sumatera masih di open, menunggu kajian lebih detil

Kapasitas tambahan pembangkit gas yang tercantum adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem, namun pada saat pelaksanaan *project* kapasitas tersebut

dapat disesuaikan dengen ketersediaan mesin di pasaran. *Range* kapasitas yang masih dapat diakomodir adalah +/- 20%.
Kapasitas PLTS+BESS dan BESS yang tercantum (MW) merupakan *Estimasi capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas Fix PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Lokasi penempatan PLTS+BESS juga tidak terkunci di Provinsi ini, namun dapat disesuaikan di provinsi lain dengan konsep terpusat di satu lokasi ataupun tersebar di beberapa lokasi, bergantung hasil kajian kebutuhan sistem lebih lanjut.
Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Di dalam list pembangkit Provinsi Aceh tercantum kuota kapasitas Sumatera untuk jenis PLTM dan PLTA. Kuota ini adalah kuota sistem, yang dapat di isi tidak hanya dapat potensi di Aceh, tetapi juga di provinsi lain selama terkoneksi ke sistem Sumatera.
Diluar kapasitas di atas, masih terdapat proyek PLTA, PLTP, PLTBio, PLTS, dan PLTB yang akan dikembangkan juga di provinsi Aceh, namum tidak dimasukan kedalam list per-provinsi karena merupakan proyek tersebut dapat tersebar di Provinsi Sumatera. Pembangkit kuota tersebar Sistem sumatera yang juga dapat di kembangkan di Aceh adalah:

- PLTA Sumatera (kuota) tersebar*	250 MW	(2028);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar*	400 MW	(2029/2030);
- PLTA Sumbagut (kuota) tersebar*	100 MW	(2034);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar	270 MW	(2033);
- PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar	3 MW	(2027);
- PLTM Sumatera (Kuota)Tersebar Sumbagut*	14,4 MW	(2027);
- PLTM Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagut*	17,8 MW	(2028);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar*	40 MW	(2027);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar	225 MW	(2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2026);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2028);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2029);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2030);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2031);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2032);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	100 MW	(2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	100 MW	(2034);

Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS *smoothing* minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.
Pembangkit IPP kuota tersebar merupakan kuota sistem Sumatera yang peruntukannya masih terbuka untuk dikembangkan di seluruh provinsi yang memiliki potensi tersebut dan terkoneksi dengan *grid* Sumatera. Skema pengadaan untuk pemenuhan kuota tersebut sesuai dengan ketetapan yang berlaku terkini. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan oleh PLN/SH maupun IPP. Setelah pembangkit tersebut

mendapatkan kontrak konstruksi atau PPA, maka kuota tersebut akan disesuaikan namanya sesuai nama proyek.
Penetapan lokasi PLTG Sumatera Bagian Utara masih memerlukan kajian baik dari aspek kebutuhan sistem dan kesiapan infrastruktur pasokan gas.
Di Provinsi Aceh terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Kla 12,0 MW;
- PLTA Peusangan V-B 13,0 MW;
- PLTA Meukup 14,0 MW;
- PLTA Luteung 14,7 MW;
- PLTA Redelong 18,0 MW;
- PLTA Krueng Isep 20,0 MW;
- PLTA Gumpang 25,0 MW;
- PLTA Meurobo 38,0 MW;
- PLTA Jagong Jeget 41,0 MW;
- PLTA Krueng Meriam 48,0 MW;
- PLTA Tripa 1 48,0 MW;
- PLTA Woyla 5 56,0 MW;
- PLTA Meurebo 2 59,0 MW;
- PLTA Teunom 2 63,0 MW;
- PLTA Cinendang 90,0 MW;
- PLTA Samarkilang 76,8 MW;
- PLTA Teunom 3 83,6 MW;
- PLTA Batee 100,0 MW;
- PLTA Meurebo 3 100,0 MW;
- PLTA Krueng Sabee 100,0 MW;
- PLTA Tripa 2 114,2 MW;
- PLTA Kluet 2 120,0 MW;
- PLTA Peusangan IV 120,0 MW;
- PLTA Teunom 3 135,0 MW;
- PLTA Jambu Aye 140,0 MW;
- PLTA Tripa 3 142,0 MW;
- PLTA Lawe Alas 161,0 MW;
- PLTA Woyla 1 174,9 MW;
- PLTA Kluet 1 180,0 MW;
- PLTA Woyla Hulu & Hilir 180,0 MW;
- PLTA Teunom 2 240,0 MW;
- PLTA Woyla 280,0 MW;
- PLTA Lae Soraya 300,0 MW;
- PLTA Tripa 440,0 MW;
- PLTA Tampur 1 443,0 MW;
- PLTA Meureudu 30,0 MW;
- PLTM Ketol A 10,0 MW;
- PLTM Aih Nengar 1,5 MW;
- PLTM Alas Hulu 10,0 MW;
- PLTM Kemerleng-Uning 4,0 MW;
- PLTM Lawe Gurah 4,5 MW;
- PLTM Teunom 10,0 MW;
- PLTM Tembolon (Bidin 2) 3,1 MW;
- PLTM Lawe Mamas 6,4 MW;
- PLTM Kemerleng Uning 6,0 MW;

-	PLTM	Lhok Pineung	5,1	MW;
-	PLTM	Lawe Bulan	6,5	MW;
-	PLTM	Kerpap	2,2	MW;
-	PLTM	Subulussalam	7,4	MW;
-	PLTM	Bener Meriah	7,5	MW;
-	PLTM	Mangku Sosial	7,2	MW;
-	PLTP	Gunung Geureudong	55,0	MW;
-	PLTP	Jaboi #3	20,0	MW;
-	PLTP	Jaboi #4	5,5	MW;
-	PLTP	Jaboi #5	5,5	MW;
-	PLTP	Lokop	20,0	MW;
-	PLTP	Seulawah #1	55,0	MW;
-	PLTP	Seulawah #2	55,0	MW;
-	PLTP	Seulawah #3	30,0	MW;
-	PLTS	Simeulue	2,0	MW;
-	Hybrid (PLTBm + PLTS)	Deudap	0,25	MW;
-	Hybrid (PLTBm + PLTS)	Seurapung	0,25	MW;
-	PLTB	Pembangkit Angin (tersebar)	110	MW;
-	PLTBm	Simeulue	3,5	MW;
-	PLTBm	Penanggalan	10,0	MW;
-	PLTBm	Subulussalam	10,0	MW;
-	PLTBn	Sinabang	5,0	MW;

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya skenario RE *base* dan program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.

Pengembangan transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.

Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A1.12. dan Tabel A1.13.

Tabel A1.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	551	-	551
275 kV	-	742	-	-	-	3	-	-	195	-	940
150 kV	130	45	413	-	216	-	-	239	20	-	1.063
Jumlah	**130**	**787**	**413**	**-**	**216**	**3**	**-**	**239**	**766**	**-**	**2.554**

Tabel A1.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	551	-	551
275 kV	-	742	-	-	-	3	-	-	195	-	940
150 kV	130	45	413	-	216	-	-	239	20	-	1.063
Jumlah	**130**	**787**	**413**	**-**	**216**	**3**	**-**	**239**	**766**	**-**	**2.554**

Tabel A1.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	kms	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	GITET Sumatera 2	GITET Sumatera 1	500	New, 2 cct, SUTET	551	2033	2033	Rencana
2	Pangkalan Susu	Arun	275	New, 2 cct, SUTET	448	2026	2026	Pengadaan
3	Arun	Sigli	275	New, 2 cct, SUTET	294	2026	2026	Pengadaan
4	Arun	KTT Augustus Global Investment	275	New, 2 cct, SUTET	3	2030	2030	Rencana
5	GITET Sumatera 3	GITET Sumatera 2	275	New, 2 cct, SUTET	195	2033	2033	Rencana
6	Blang Pidie	Tapak Tuan	150	New, 2 cct, SUTT	130	2025	2025	Konstruksi
7	Banda Aceh	Lampisang/PLTB Aceh	150	New, 2 cct, SUTT	30	2026	2026	Rencana
8	Arun	GI Switching PIM & Pupuk Indonesia JV	150	New, 2 cct, SUTT	15	2026	2026	Rencana
9	Calang	Meulaboh	150	New, 2 cct, SUTT	128	2027	2027	Rencana
10	Tapak Tuan	Subulussalam	150	New, 2 cct, SUTT	280	2027	2027	Committed
11	GI Switching Kota Fajar	Inc 2 Phi (Tapak Tuan - Subulussalam)	150	New, 4 cct, SUTT	4	2027	2027	Rencana
12	GI Switching Kota Fajar	PT Kota Fajar Semen Indonesia	150	New, 2 cct, SUTT	1	2027	2027	Rencana
13	Kumbih	Inc. 2 Phi (Sabulussalam-Sidikalang)	150	New, 2 cct, SUTT	10	2029	2029	Konstruksi
14	Takengon	Blangkejeren	150	New, 2 cct, SUTT	206	2029	2029	Rencana
15	Calang	Lampisang/PLTB Aceh	150	New, 2 cct, SUTT	108	2032	2032	Rencana
16	Blangkejeren	Kutacane	150	New, 2 cct, SUTT	80	2032	2032	Rencana
17	Singkil	Parlilitan	150	New, 2 cct, SUTT	51	2032	2032	Rencana
18	Anvaya Svarnadvipa Asastra	Tapak Tuan	150	New, 2 cct, SUTT	10	2033	2033	Rencana
19	Powerindo Cipta Energy	Meulaboh	150	New, 2 cct, SUTT	10	2033	2033	Rencana
20	PLTGU Sumbagut/Banda Aceh 50 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2026	2026	Rencana
21	Sumatera BESS-1 50 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2026	2026	Rencana
22	Pembangkit Bayu 55 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2026	2026	Rencana
23	PLTG/GU Sumbagut/Banda Aceh 80 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
24	Pembangkit Bayu 55 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
25	PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar 110 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	kms	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
26	PLTA Sumatera (Kuota) Tersebar 200 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2030	2030	Rencana
27	PLTA Sumatera (Kuota) Tersebar 200 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana
28	PLTA Sumbagut (Kuota) Tersebar 400 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana
29	PLTA Sumbagut (Kuota) Tersebar 161 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana
30	PLTA Sumbagut (Kuota ISJ) Tersebar 650 MW**	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana
31	PLTA Sumbagut (Kuota ISJ) Tersebar 500 MW**	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2032	2032	Rencana
32	PLTGU Sumatera-2 200 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2033	-	Rencana
33	PLTA Sumbagut (Kuota ISJ) Tersebar 300 MW**	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
34	PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar 100 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2034	Rencana
35	PLTA Sumbagut (Kuota) Tersebar 100 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2034	2034	Rencana
36	Sumatera (PLTS+BESS)-2	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
TOTAL					**2.554**			

***** Panjang transmisi masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi
** Kuota Sistem Sumatera transfer ke Sistem Jawa

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya untuk potensi PLTA dan PLTP kuota Sumatera sesuai dengan neraca daya skenario RE *base* dan skenario ARED. Kebutuhan infrastruktur transmisi (level tegangan, teknologi, jenis konduktor, kms, dan tahun COD) dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A1.15 dan Tabel A1.16.

Tabel A1.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	500	-	500
275/150 kV	500	-	500	-	-	-	-	-	-	-	1.000
150/20 kV	240	60	30	60	30	60	60	-	60	-	600
Jumlah	**740**	**60**	**530**	**60**	**30**	**60**	**60**	**-**	**560**	**-**	**2.100**

Tabel A1.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	500	-	500
275/150 kV	500	-	500	-	-	-	-	-	-	-	1.000
150/20 kV	240	60	30	60	30	60	60	-	60	-	600
Jumlah	**740**	**60**	**530**	**60**	**30**	**60**	**60**	**-**	**560**	**-**	**2.100**

Tabel A1.17. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	GITET Sumatera 2	500/275	New	1x500	2033	2033	Rencana
2	Nagan Raya	275/150	Ext	1x250	2025	2025	Pengadaan
3	Sigli	275/150	Ext	1x250	2025	2025	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
4	Arun (Arah Sigli)	275	Ext	2 LB	2026	2026	Pengadaan
5	Ulee Kareng	275/150	Ext	1x250	2027	2027	Rencana
6	Arun	275/150	Ext	1x250	2027	2027	Rencana
7	Arun (Arah KTT AGI)	275	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana
8	GITET Sumatera 2	275	New	2 LB	2033	2033	Rencana
9	GITET Sumatera 3	275	New	2 LB	2033	2033	Rencana
10	Blang Pidie	150/20	Ext	1x30	2025	2025	Rencana
11	Blang Pidie (Arah Tapak Tuan)	150	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
12	Krueng Raya	150/20	Ext	1x60	2025	2025	Rencana
13	Peusangan-1	150	New	4 LB	2025	2025	Konstruksi
14	Peusangan-2	150	New	4 LB	2025	2025	Konstruksi
15	Sigli	150/20	Uprate	1x60	2025	2025	Konstruksi
16	Takengon	150/20	Ext	1x60	2025	2025	Rencana
17	Tapak Tuan	150/20	New	1x30	2025	2025	Konstruksi
18	Arun (Arah GI Switching PIM & Pupuk Indonesia JV)	150	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
19	Banda Aceh (Arah Lampisang/PLTB Aceh)	150	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
20	Lampisang/PLTB Aceh	150/20	New	1x60	2026	2026	Rencana
21	GI Switching PIM & Pupuk Indonesia JV	150	New	4 LB	2026	2026	Rencana
22	Calang	150/20	New	1x30	2027	2027	Rencana
23	Meulaboh (Arah Calang)	150	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
24	Subulussalam (Arah Tapak Tuan)	150	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
25	Tapak Tuan (Arah Subulussalam)	150	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
26	GI Switching Kota Fajar	150	New	6 LB	2027	2027	Rencana
27	Ulee Kareng	150/20	Ext	1x60	2028	2028	Rencana
28	Blangkejeren	150/20	New	1x30	2029	2029	Rencana
29	Kumbih	150	New	4 LB	2029	2029	Konstruksi
30	Takengon (Arah Blangkejeren)	150	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
31	Kutacane	150/20	Ext	1x60	2030	2030	Rencana
32	Lampisang/PLTB Aceh	150/20	Ext	1x60	2031	2031	Rencana
33	Calang (Arah Lampisang/PLTB Aceh)	150	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
34	Lampisang/PLTB Aceh (Arah Calang)	150	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
35	Blangkejeren (Arah Kutacane)	150	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
36	Kutacane (Arah Blangkejeren)	150	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
37	Singkil (Arah Parlilitan)	150	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
38	Tapak Tuan (Arah KTT Anvaya)	150	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
39	Meulaboh (Arah KTT Powerindo Cipta Energy)	150	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
40	Panton Labu	150/20	Uprate	1x60	2033	2033	Rencana
TOTAL				**2.100**			

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A1.18.

Tabel A1.18. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Kriteria	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
JTM (kms)	kms	193	191	189	185	181	177	172	169	165	94
JTR (kms)	kms	308	306	303	299	293	287	280	276	271	155
Gardu Distribusi (MVA)	MVA	31	31	31	31	31	30	29	29	29	17
Tambahan Pelanggan	Plg	23.682	23.478	23.176	22.752	14.438	21.686	21.082	20.674	20.243	19.766

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Aceh seperti pada tabel A1.19.

Tabel A1.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Aceh

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	-	-
Panjang JTM	kms	86,81	8,67	54,05
Panjang JTR	kms	80,25	4,66	42,43
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	3	0,30	1,80
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	48	5	26

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Aceh sebesar 100% dengan RDB PLN 100%. Dengan total sejumlah 6.500 desa berlistrik PLN.
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Aceh sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 99,98%.
Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Capaian RDB PLN Provinsi Aceh sudah 100% dan capaian RE PLN 100% ditargetkan pada tahun 2027.
Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Aceh sebagai berikut:

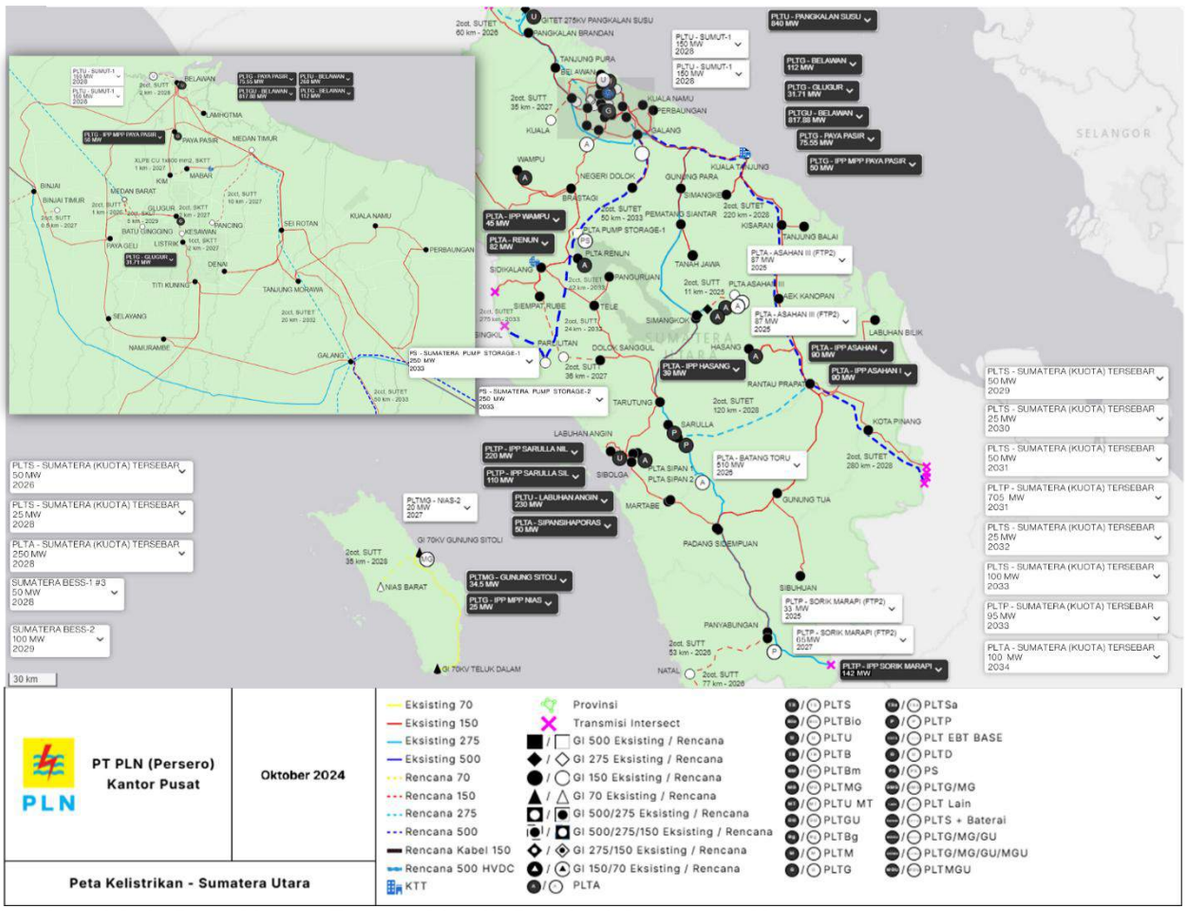
Tabel A1.20. Target RDB dan RE PLN Provinsi Aceh

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	100	100	100	100
RE PLN (%)	99,98	99,99	99,99	100

LAMPIRAN A.2
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI SUMATERA UTARA

A2.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Sumatera Utara terdiri dari sistem interkoneksi dengan transmisi 150 kV dan 275 kV serta sistem kecil *isolated* Pulau Nias dengan tegangan 70 kV. Sistem interkoneksi Sumatera Utara dipasok oleh pembangkit PLN, IPP, serta beberapa *excess power* untuk ikut membantu memenuhi kebutuhan beban puncak. Beban puncak tertinggi Sumatera Utara tahun 2024 sampai dengan Bulan Oktober 2024 sebesar 2.181 MW. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Sumatera Utara ditunjukkan pada Gambar A2.1.



Gambar A2.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Sumatera Utara

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 5,18%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A2.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 dapat dilihat seperti pada Tabel A2.2.

Tabel A2.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	4.504	4.809	5.363	5.091	5.363	5.704	5.999	6.026	6.187	6.700
2	Bisnis	1.328	1.447	1.515	1.599	1.695	1.589	1.672	1.808	1.992	2.254
3	Publik	796	857	894	935	975	953	994	1.073	1.156	1.222
4	Industri	2.076	2.128	2.420	2.820	2.911	2.947	3.083	3.153	3.137	3.483
	Total	**8.704**	**9.240**	**10.192**	**10.445**	**10.944**	**11.193**	**11.748**	**12.060**	**12.473**	**13.658**
	Pertumbuhan (%)	**5,23**	**6,17**	**10,30**	**2,49**	**4,78**	**2,28**	**4,96**	**2,65**	**3,42**	**9,50**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Tabel A2.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	2.976	3.099	3.251	3.405	3.561	3.708	3.882	4.030	4.186	4.367
2	Bisnis	111	123	133	138	143	146	152	158	160	166
3	Publik	80	85	89	93	98	101	105	108	112	116
4	Industri	3,7	3,9	4,0	4,3	4,4	4,5	4,7	4,9	5,11	5,21
	Total	**3.171**	**3.311**	**3.477**	**3.641**	**3.805**	**3.959**	**4.144**	**4.301**	**4.463**	**4.654**
	Pertumbuhan (%)	**3,91**	**4,39**	**5,04**	**4,70**	**4,51**	**4,04**	**4,67**	**3,79**	**3,77**	**4,29**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A2.3, A2.4 dan A2.5.

Tabel A2.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[1)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTA	Sumatera	4	132,0	122,8	122,8
PLTG	Sumatera	3	156,1	129,0	129,0
PLTGU	Sumatera	6	817,0	619,0	619,0
PLTMH	Sumatera	1	7,5	6,8	6,8
PLTU	Sumatera	6	1.070,0	860,0	860,0
PLTMG	Nias	5	30,0	25,0	25,0
PLTD	Sumatera	5	13,4	13,4	13,4
	Nias	16	13,9	6	6
	Nias Terluar (P. Tello)	15	1,5	1,1	1,1
	Nias Terluar (Lasondre)	2	0,2	0,2	0,2
	Nias Terluar (Tanah Masa)	2	0,4	0,4	0,4
	Nias Terluar (Tanah Bala)	3	0,6	0,6	0,6
	Pulau Sembilan				
Jumlah PLN		**68**	**2.242,6**	**1.784,3**	**1.784,3**
IPP					
PLTA	Sumatera	6	266,0	266,0	266,0
PLTM	Sumatera	26	184,8	184,8	184,8
PLTP	Sumatera	6	467,2	375,7	375,7
PLTG	Sumatera	2	54.0	54.0	50,0
PLTG	Nias	1	25,0	25,0	25,0
PLTBio	Sumatera	4	13,7	13,7	13,7
Jumlah IPP		**45**	**956,7**	**865,3**	**865,3**
SEWA					
PLTD	Nias	2	12,0	12,0	12,0
Jumlah Sewa		**2**	**12,0**	**12,0**	**12,0**
Jumlah		**115**	**3.211,3**	**2.661,6**	**2.661,6**

[1)] Sumber : Data SILM PT.PLN (Persero)

Tabel A2.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[2)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Glugur	150/20	3	180
2	GIS Listrik	150/20	3	180
3	Titi Kuning	150/20	4	240
4	Paya Pasir	150/20	2	120
5	Paya Geli	150/20	4	240
6	Mabar	150/20	1	60
7	KIM	150/20	3	180
8	Labuhan	150/20	2	120
9	Lamhotma	150/20	1	30
10	Namurambe	150/20	2	120
11	Denai	150/20	3	180
12	T. Morawa	150/20	3	180
13	Sei Rotan	150/20	3	180
14	Perbaungan	150/20	2	90
15	Binjai	150/20	4	240
16	P. Brandan	150/20	2	120
17	Sidikalang	150/20	2	80
18	Brastagi	150/20	2	90
19	Tebing Tinggi	150/20	3	180
20	Kuala Tanjung	150/20	3	180
21	Pematang Siantar	150/20	3	150
22	Gunung Para	150/20	1	30
23	Tele	150/20	2	20
24	Kisaran	150/20	2	120
25	Aek Kanopan	150/20	2	90
26	R. Prapat	150/20	3	180
27	Kota Pinang	150/20	2	90
28	Porsea	150/20	2	80
29	Tarutung	150/20	2	90
30	Sibolga	150/20	2	120
31	P. Sidimpuan	150/20	2	120
32	Gunung Tua	150/20	2	60
33	Labuhan Angin	150/20	2	40
34	Kuala Namu	150/20	3	120
35	Perdagangan/Sei Mangkei	150/20	2	120
36	Dolok Sanggul	150/20	2	90
37	Martabe	150/20	1	10
38	Galang	150/20	1	30
39	Salak/Siempat Rube	150/20	2	60
40	Pangururan	150/20	1	30
41	Panyabungan	150/20	1	30
42	Teluk Dalam	70/20	1	30
43	Gunung Sitoli	70/20	2	60
44	Labuhan Bilik	150/20	1	60
45	Tanjung Pura	150/20	1	60
46	Sorik Merapi	150/20	-	-
47	Negeri Dolok	150/20	2	60
48	Selayang	150/20	1	60
49	Sarula	150/20	1	30

[2)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
50	Tanjung Balai	150/20	1	60
51	Sibuhuan	150/20	1	60
52	New Padang Sidempuan	150/20	1	30
53	Belawan	150/20	1	60
54	Tanah Jawa	150/20	1	60
TOTAL			**106**	**5.300**

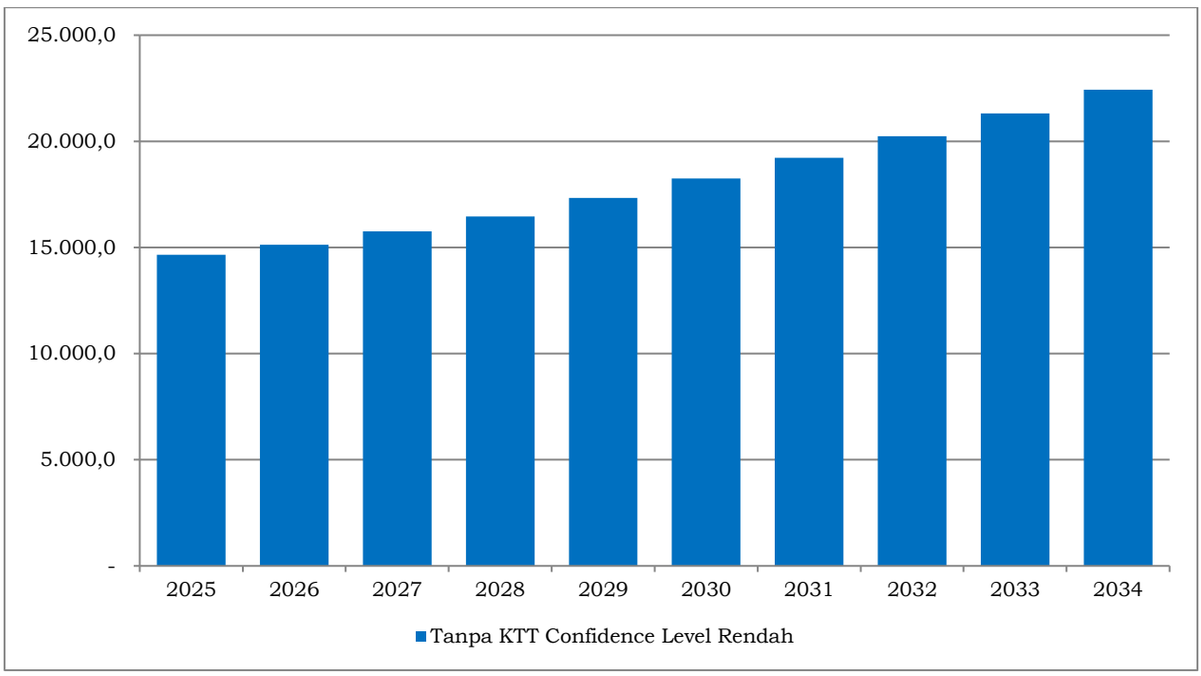
Tabel A2.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[3)]

No.	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	JTM (kms)	28.843	25.456	26.182	27.990	29.250	29.922	30.170	30.257	30.371	30.457
2	JTR (kms)	26.989	26.719	27.129	30.160	31.151	31.838	31.985	32.444	32.452	32.628
3	Gardu Distribusi (MVA)	2.141	2.344	2.537	2.804	3.009	3.212	3.824	3.880	3.925	3.941

*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A2.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan tingkat kepastian masuknya calon pelanggan KTT. PLN telah memperhitungkan seluruh calon pelanggan KTT yang telah memiliki tingkat kepastian tinggi (sudah SPJBTL) maupun pelanggan KTT yang tingkat kepastiannya masih rendah (masih tahap probing ataupun MoU). Di Provinsi Sumatera Utara, terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (sudah SPJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Sumatera Utara hanya terdapat satu proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT tersebut. Proyeksi skenario *demand* untuk provinsi Sumatera Utara adalah seperti pada Gambar A2.2.



Gambar A2.2. Proyeksi *Demand* Provinsi Sumatera Utara (GWh)

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan

[3)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW Sumut

lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi *COVID-19* terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan sebagai berikut.

Tabel A2.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[4)]

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	7.197	7.418	7.713	8.132	8.574	9.041	9.537	10.062	10.621	11.214
2	Bisnis	2.466	2.527	2.640	2.806	2.976	3.154	3.342	3.541	3.751	3.975
3	Publik	1.296	1.372	1.451	1.532	1.617	1.705	1.797	1.892	1.992	2.097
4	Industri	3.703	3.810	3.958	3.984	4.168	4.356	4.548	4.744	4.945	5.149
	Total	**14.661**	**15.128**	**15.762**	**16.453**	**17.334**	**18.256**	**19.223**	**20.240**	**21.309**	**22.434**
	Pertumbuhan (%)	**7,34**	**3,18**	**4,19**	**4,39**	**5,35**	**5,32**	**5,30**	**5,29**	**5,28**	**5,28**

Tabel A2.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[5)]

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	4.474	4.633	4.740	4.794	4.847	4.898	4.947	4.996	5.043	5.089
2	Bisnis	171	176	181	186	191	197	202	209	215	222
3	Publik	119	123	127	131	136	140	144	149	153	158
4	Industri	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6
	Total	**4.769**	**4.937**	**5.054**	**5.117**	**5.179**	**5.240**	**5.300**	**5.359**	**5.418**	**5.475**
	Pertumbuhan (%)	**2,48**	**3,52**	**2,36**	**1,25**	**1,21**	**1,18**	**1,14**	**1,12**	**1,09**	**1,06**

Tabel A2.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[6)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	5,58%	14.661	16.034	2.479	4.769.479
2026	5,61%	15.128	16.508	2.550	4.937.387
2027	5,61%	15.762	17.179	2.652	5.053.945
2028	5,58%	16.453	17.931	2.767	5.117.168
2029	5,55%	17.334	18.906	2.916	5.179.243
2030	5,53%	18.256	19.878	3.064	5.240.195
2031	5,50%	19.223	20.896	3.219	5.300.154
2032	5,49%	20.240	21.964	3.381	5.359.260
2033	5,49%	21.309	23.086	3.552	5.417.528
2034	5,48%	22.434	24.265	3.731	5.474.983
Pertumbuhan (%)	**5,54%**	**5,09%**	**4,97%**	**4,90%**	**1,64%**

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), dan potensi pelanggan besar lainnya. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi dan gardu induk.

[4)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[5)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[6)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 – 2034

A2.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Sumut terdiri dari dari potensi air yang tersebar, potensi panas bumi yang tersebar, potensi minyak bumi yang dimiliki dan gas bumi sekitar. Disamping itu Provinsi Sumut juga memiliki potensi Batubara.
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Sumatera Utara.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2034 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Sumatera Utara dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A2.9 dan Tabel A2.10.

Tabel A2.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	174	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174
PLTS	0,7	0,7	1,65	-	-	-	-	-	-	-	3,05
Jumlah	**174,7**	**0,7**	**1,65**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**177,05**
SH-PLN											
PLTG/MG	-	-	25	-	-	-	-	-	-	-	25
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	500	-	500
PLTS	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-	6
PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS	-	-	-	50	200	-	-	-	-	-	250
Jumlah	**-**	**6**	**25**	**50**	**200**	**-**	**-**	**-**	**500**	**-**	**781**
IPP											
PLTP	33	-	65	-	-	-	705	-	95	-	898,0
PLTM	45,8	41,3	49,5	17,8	-	-	-	-	-	-	154,4
PLTA	-	510	-	250	-	-	-	-	-	100	860,0
PLTS	-	50	1,8	25	62,7	35	50	25	103,68	-	353,24
PLTBm	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	3,0
Jumlah	**78,8**	**601**	**116**	**296**	**62,7**	**35**	**755**	**25**	**198,68**	**100**	**2.189,8**
Kerjasama WILUS											
PLTU	-	-	-	300*	-	-	-	-	-	-	300
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**300***	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**300**
Total											
PLTU	-	-	-	300*	-	-	-	-	-	-	300*
PLTP	33	-	65	-	-	-	705	-	95	-	898
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	-	25	-	-	-	-	-	-	-	25
PLTM	45,8	41,3	49,5	17,8	-	-	-	-	-	-	154,4
PLTA	174	510	-	250	-	-	-	-	-	100	1034
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	500	-	500
PLTS	-	0,7	56,7	3,5	25	62,8	35	50	25	103,7	362,3
PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS	-	-	-	50	200	-	-	-	-	-	250
PLTBm	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	**252,8**	**552**	**196**	**324**	**225**	**62,8**	**740**	**50**	**620**	**203,7**	**2.974,0**

* proyek Wilus Mabar, skema kerjasama antar wilayah usaha, kapasitas tidak terhitung di RUPTL PLN
** Termasuk kuota sistem Sumatera dan kuota transfer ke sistem Jawa

Tabel A2.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	174	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174
PLTS	0,7	0,7	1,65	-	-	-	-	-	-	-	3,05
Jumlah	**174,7**	**0,7**	**1,65**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**177,05**
SH-PLN											
PLTG/MG	-	-	25	-	-	-	-	-	-	-	25
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	500	-	500
PLTS	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-	6
PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS	-	-	-	50	200	-	-	-	-	-	250
Jumlah	**-**	**6**	**25**	**50**	**200**	**-**	**-**	**-**	**500**	**-**	**781**
IPP											
PLTP	33	-	65	-	-	-	705	-	95	-	898
PLTM	45,8	41,3	49,5	17,8	-	-	-	-	-	-	154,4
PLTA	-	510	-	250	-	-	-	-	-	100	860
PLTS	-	50	1,8	25	62,7	35	50	25	103,68	-	353,24
PLTBm	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	**78,8**	**601**	**116**	**296**	**62,7**	**35**	**755**	**25**	**198,7**	**100**	**2.189,8**
Kerjasama WILUS											
PLTU	-	-	-	300[4)]	-	-	-	-	-	-	300
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**300[4)]**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**300**
Total											
PLTU	-	-	-	300[4)]	-	-	-	-	-	-	300*
PLTP	33	-	65	-	-	-	705	-	95	-	898
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	-	25	-	-	-	-	-	-	-	25
PLTM	45,8	41,3	49,5	17,8	-	-	-	-	-	-	154,4
PLTA	174	510	-	250	-	-	-	-	-	100	1.034
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	500	-	500
PLTS	-	0,7	56,7	3,5	25	62,8	35	50	25	103,7	362,3
PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BESS	-	-	-	50	200	-	-	-	-	-	250
PLTBm	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	**252,8**	**552**	**196**	**324**	**225**	**62,8**	**740**	**50**	**620**	**203,7**	**2.974,0**

[4)] Proyek Wilus Mabar, skema kerjasama antar wilayah usaha, kapasitas tidak terhitung di RUPTL PLN
[2)] Termasuk kuota sistem Sumatera dan kuota transfer ke sistem Jawa

Tabel A2.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
1	Sumatera	PLTP	Sorik Marapi (FTP2)	33 65	2025 2027	2025 2027	Konstruksi	IPP
2	Sumatera	PLTA	Asahan III (FTP2)	87 87	2025 2025	2025 2025	Konstruksi	PLN
3	Sumatera	PLTM	Sidikalang 2	7,4	2025	2025	Konstruksi	IPP
4	Sumatera	PLTM	Rahu 2	6,4	2025	2025	Konstruksi	IPP
5	Sumatera	PLTM	Kineppen	10	2025	2025	Konstruksi	IPP
6	Sumatera	PLTM	Kandibata 2	10	2025	2025	Konstruksi	IPP
7	Sumatera	PLTM	Batang Toru 3	10	2025	2025	Konstruksi	IPP
8	Sumatera	PLTM	Aek Pungga	2	2025	2025	Pendanaan	IPP
9	Sumatera	PLTM	Sisira	9,8	2026	2026	Konstruksi	IPP
10	Sumatera	PLTM	Simonggo	8	2026	2026	Konstruksi	IPP
11	Sumatera	PLTM	Simbelin-1	6	2026	2026	Konstruksi	IPP
12	Sumatera	PLTM	Lae Ordi-1	10	2026	2026	Konstruksi	IPP
13	Sumatera	PLTM	Batang Toru 5	7,5	2026	2026	Konstruksi	IPP

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
14	Sumatera	PLTS	Sumatera (Kuota) Tersebar[1)]	50 25 50 25 50 25 100	2026 2028 2029 2030 2031 2032 2033	2026 2028 2029 2030 2031 2032 2033	Rencana	IPP
14	Sumatera	PLTA	Batang Toru	510	2026	2026	Konstruksi	IPP
15	Sumatera	PLTM	Raisan Nagatimbul	7	2027	2027	Pendanaan	IPP
16	Sumatera	PLTM	Raisan Hutadolok	7	2027	2027	Pendanaan	IPP
17	Sumatera	PLTM	Huta Padang	10	2027	2027	Pendanaan	IPP
18	Sumatera	PLTM	Batang Toru 4	10	2027	2027	Pendanaan	IPP
19	Sumatera	PLTM	Aek Tomuan-1	8	2027	2027	Pendanaan	IPP
20	Sumatera	PLTM	Aek Situmandi	7,5	2027	2027	PPA	IPP
21	Sumatera	PLTM	Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagut[1)]	3 14,8	2028 2028	2028 2028	Rencana Rencana	IPP
22	Sumatera	PLTU	Sumut-1[4)]	150* 150*	2028 2028	2028 2028	Konstruksi	Kerjasama Wilus
23	Sumatera	PLTA	Sumatera (Kuota) Tersebar[1)]	250	2028	2028	Rencana	IPP
24	Sumatera	BESS	Sumatera BESS-1 #3	50	2028	2028	Rencana	SH-PLN
25	Sumatera	BESS	Sumatera BESS-2	200	2029	2029	Rencana	SH-PLN
26	Sumatera	PLTP	Panas Bumi Sumatera (kuota ISJ) Tersebar[2)]	705 95	2031 2033	2031 2033	Rencana	IPP
27	Sumatera	Pump Storage	Sumatera Pump Storage -1	250 250	2033 2033	2033 2033	Rencana	SH-PLN
28	Sumatera	PLTA	Sumbagut (Kuota) Tersebar[1)]	100	2034	2034	Rencana	IPP
29	Nias	PLTS	PLT Surya Nias	3 3	2026 2026	2026 2026	Rencana	SH-PLN
30	Nias	PLTMG	Nias-2	20	2027	2027	Rencana	SH-PLN
31	Nias	PLTMG	Nias-3	5	2027	2027	Rencana	SH-PLN
32	Nias	PLT Bio	PLTBio (Kuota) Kepulauan	3	2028	2028	Rencana	IPP
33	Nias	PLTS	PLT Surya Nias + BESS	10 10	2029 2030	2029 2030	Rencana	IPP
34	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	0,7 0,7 1,65	2025 2026 2027	2025 2026 2027	Rencana	PLN
35	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	1,8	2027	2027	Rencana	IPP
36	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Sumut Tersebar	2,76	2029	2029	Rencana	IPP
37	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Sumut Tersebar	3,68	2033	2033	Rencana	IPP
TOTAL				**3.227**				

[1)] Kuota Sistem Sumatera
[2)] Kuota Sistem Sumatera transfer ke Sistem Jawa
[3)] Lokasi PLTG/GU Sumatera masih di open, menunggu kajian lebih detil
[4)] Proyek Wilus Mabar, skema kerjasama antar wilayah usaha, kapasitas tidak terhitung di RUPTL PLN

Kapasitas tambahan pembangkit gas yang tercantum adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem, namun pada saat pelaksanaan project kapasitas tersbut dapat disesuaikan dengen ketersediaan mesin dipasaran. Range kapasitas yang masih dapat di akomodir adalah +/- 20%.

Kapasitas PLTS+BESS dan BESS yang tercantum (MW) merupakan *Estimasi capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas Fix PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Lokasi penempatan PLTS+BESS juga tidak terkunci di Provinsi ini, namun dapat disesuaikan di provinsi lain dengan konsep terpusat di satu lokasi ataupun tersebar di beberapa lokasi, bergantung hasil kajian kebutuhan sistem lebih lanjut.

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Di dalam list pembangkit Provinsi Sumatera Utara tercantum kuota kapasitas Sumatera untuk jenis PLTA, PLTbio, PLTP dan

PLTA. Kuota ini adalah kuota sistem, yang dapat di isi tidak hanya dapat potensi di Sumatera Utara, tetapi juga di provinsi lain selama terkoneksi ke sistem Sumatera kedalam *list* per-provinsi karena merupakan proyek tersebut tersebar di Provinsi Sumatera. Pembangkit kuota tersebar Sistem sumatera yang juga dapat di kembangkan di Sumatera Utara adalah:

- PLTA Sumatera (kuota) tersebar*	200 MW	(2029);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar*	200 MW	(2030);
- PLTA Sumbagut (kuota) tersebar*	200 MW	(2031);
- PLTA Sumbagut (kuota ISJ) tersebar*	650 MW	(2031);
- PLTA Sumbagut (kuota) tersebar*	100 MW	(2032);
- PLTA Sumbagut (kuota) tersebar*	261 MW	(2032);
- PLTA Sumbagut (kuota ISJ) tersebar*	500 MW	(2032);
- PLTA Sumbagut (kuota ISJ) tersebar*	300 MW	(2033);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar	110 MW	(2030);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar	270 MW	(2033);
- PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar	3 MW	(2027);
- PLTM Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagut*	10 MW	(2029);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar*	40 MW	(2027);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar	225 MW	(2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) Tersebar	100 MW	(2034);

Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS smoothing minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan oleh PLN/SH maupun IPP. Setelah pembangkit tersebut mendapatkan kontrak konstruksi atau PPA, maka kuota tersebut akan disesuaikan Namanya sesuai nama proyek.
Pembangkit IPP kuota tersebar merupakan kuota sistem Sumatera yang peruntukannya masih terbuka untuk dikembangkan di provinsi lain yang memiliki potensi tersebut dan terkoneksi dengan *grid* sumatera. Skema pengadaan untuk pemenuhan kuota tersebut sesuai dengan ketetapan yang berlaku terkini. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Di Provinsi Sumatera Utara terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Aek Natas	11,0	MW;
-	PLTA	Sei Wampu I	12,0	MW;
-	PLTA	Bah Karai	12,6	MW;
-	PLTA	Batang Toru 8	13,0	MW;
-	PLTA	Sei Wampu II	13,4	MW;
-	PLTA	Sihope	14,4	MW;
-	PLTA	Lau Gunung	15,0	MW;
-	PLTA	Aek Poring-1	15,0	MW;
-	PLTA	Sidikalang-1	15,0	MW;
-	PLTA	Kualu	15,1	MW
-	PLTA	Mandoge	15,7	MW;

-	PLTA	Kombih Kaban	15,7	MW;
-	PLTA	Aek Poring 2	17,0	MW;
-	PLTA	Batang Gadis	17,2	MW;
-	PLTA	Pahae Julu	18,0	MW;
-	PLTA	Sireme	18,0	MW;
-	PLTA	Aek Situmandi	20,0	MW;
-	PLTA	Parluasan	20,0	MW;
-	PLTA	Sei Wampu III	24,6	MW;
-	PLTA	Tanah Pinem	25,0	MW;
-	PLTA	Ordi 5	27,0	MW;
-	PLTA	Poring	29,6	MW;
-	PLTA	Lontung Jae	30,0	MW;
-	PLTA	Aek Sirahar	30,0	MW;
-	PLTA	Aek Kualu	33,5	MW;
-	PLTA	Pakkat 2	35,0	MW;
-	PLTA	Hasahatan	40,0	MW;
-	PLTA	Lae Ordi	40,0	MW;
-	PLTA	Garoga	40,0	MW;
-	PLTA	Munte Tigabinanga	45,0	MW;
-	PLTA	Asahan 5	40,0	MW;
-	PLTA	Batang Toru 1	55,0	MW;
-	PLTA	Sitanduk	55,0	MW;
-	PLTA	Toru Hilir	60,0	MW;
-	PLTA	Kaperas	67,8	MW;
-	PLTA	Billah Hulu	70,0	MW;
-	PLTA	Sibundong	73,7	MW;
-	PLTA	Aek Bilah	77,0	MW;
-	PLTA	Sungai Simonggo	90,0	MW;
-	PLTA	Cinendang	100,0	MW;
-	PLTA	Pakpak	106,7	MW;
-	PLTA	Siborpa	117,0	MW;
-	PLTA	Simangumban	38,0	MW;
-	PLTA	Pinem	64,0	MW;
-	PLTA	Majanggut II - Kutaliang	19,0	MW;
-	PLTA	Orde 5	27,0	MW;
-	PLTA	Kutambaru	36,0	MW;
-	PLTA	Bahorok	38,0	MW;
-	PLTA	Andam	24,0	MW;
-	PLTA	Amburidi	70,0	MW;
-	PLTA	Aek Simonggo Sihas Habinsaran	15,0	MW;
-	PLTP	Sarulla 2 #1	50,0	MW;
-	PLTP	Sarulla 2 #2	110,0	MW;
-	PLTP	Sarulla 2 #3	100,0	MW;

-	PLTP	Sibayak BU	5,0	MW;
-	PLTP	Simbolon Samosir #1	55,0	MW;
-	PLTP	Simbolon Samosir #2	55,0	MW;
-	PLTS	Nias	1,0	MW;
-	PLTS	Nias	6,0	MW;
-	PLTS	Danau Toba	50,	MW;
-	PLTS	PLTS Danau Toba	10,0	MW;
-	PLTS	PLTS Belawan	175,0	MW;
-	PLTBg	Pasir Mandoge	2,2	MW;
-	PLTBg	Huta Bayu	1,7	MW;
-	PLTBg	Langkat	1,7	MW;
-	PLTBg	Padang Lawas	1,4	MW;
-	PLTBg	Sei Suka	2,0	MW;
-	PLTBg	Mandailing Natal	2,0	MW;
-	PLTBm	Paya Bagas	9,9	MW;
-	PLTBm	Deli Serdang	22,0	MW;
-	PLTBm	Penggalangan	2,0	MW;
-	PLTBm	Nias Utara	3,0	MW;
-	PLTBm	Besitang	30,0	MW;
-	PLTBm	Ononamolo Tumula	6,0	MW;
-	PLTBm	Tanjung Putus	10,0	MW;
-	PLTBm	Labura	10,0	MW;
-	PLTBm	Pulau Nias	9,8	MW;

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya skenario RE *base* dan program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.

Pengembangan transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.

Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A2.12 dan Tabel A2.13.

Tabel A2.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500 kV	-	-	-	440	-	-	-	20	185	-	645
275 kV	-	120	-	240	-	-	-	40	-	-	400
150 kV	22	264	212	80	10	-	-	48	-	-	636
70 kV	-	-	-	70	-	-	-	-	-	-	70
Jumlah	**22**	**384**	**212**	**830**	**10**	**-**	**-**	**108**	**185**	**-**	**1.751**

Tabel A2.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500 kV	-	-	-	440	-	-	-	20	185	-	645
275 kV	-	120	-	240	-	-	-	40	-	-	400
150 kV	22	264	212	80	10	-	-	48	-	-	636
70 kV	-	-	-	70	-	-	-	-	-	-	70
Jumlah	**22**	**384**	**212**	**830**	**10**	**-**	**-**	**108**	**185**	**-**	**1.751**

Tabel A2.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	kms	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Galang	Rantau Prapat	500	New, 2 cct, SUTET	440	2028	2028	Rencana
2	Inalum/Kuala Tanjung***	Inc. 2 Phi (Galang - Rantau Prapat)***	500	New, 4 cct, SUTET	20***	2032	2032	Rencana
3	GITET Sumatera 1	PLTA Pump Storage	500	New, 2 cct, SUTET	85	2033	2033	Rencana
4	Galang	PLTA Pump Storage-1	500	New, 2 cct, SUTET	100	2033	2033	Rencana
5	Pangkalan Susu	Medan Barat	275	New, 2 cct, SUTET	120	2026	2026	Pengadaan
6	PLTA Batang Toru	Inc. 2 Phi (Sarulla-Pd.Sidempuan)	275	New, 2 cct, SUTET	40*	2026	2026	Konstruksi
7	Sarulla	Rantau Prapat	275	New, 2 cct, SUTET	240	2028	2028	Rencana
8	Galang	Medan Timur	275	New, 2 cct, SUTET	40	2032	2032	Rencana
9	Simangkok	PLTA Asahan III (FTP 2)	150	New, 2 cct, SUTT	22	2025	2025	Konstruksi
10	Medan Barat	Inc. 2 Phi (Glugur-Paya Geli) #arah Glugur	150	New, 2 cct, SUTT	2	2026	2026	Pengadaan
11	Medan Barat	Inc. 2 Phi (Glugur-Paya Geli) #arah payageli	150	New, 2 cct, SUTT	2	2026	2026	Pengadaan
12	PLTP Sorik Marapi (FTP 2)	Natal	150	New, 2 cct, SUTT	106	2026	2026	Committed
13	Natal	Ujung Gading	150	New, 2 cct, SUTT	154	2026	2026	Committed
14	Medan Timur	Inc. 2 Phi (KIM - Sei Rotan)	150	New, 4 cct, SUTT	4	2027	2027	Rencana
15	Medan Timur	Inc. 2 Phi (Belawan - Sei Rotan)	150	New, 4 cct, SUTT	20	2027	2027	Rencana
16	Glugur	Kesawan	150	New, 2 cct, SKTT	5	2027	2027	Rencana
17	Kesawan	Listrik	150	New, 1 cct, SKTT	4	2027	2027	Rencana
18	KIM	Mabar	150	New, 1 cct, SKTT	4	2027	2027	Rencana
19	Medan Barat (Rekonduktoring & Perkuatan Tower)	Glugur (Rekonduktoring & perkuatan Tower)	150	Rec, 2 cct, SUTT	10	2027	2027	Rencana
20	Medan Timur	Pancing	150	New, 2 cct, SUTT	20	2027	2027	Rencana
21	Parlilitan	Dolok Sanggul	150	New, 2 cct, SUTT	72	2027	2027	Rencana
22	Kuala	Binjai	150	New, 2 cct, SUTT	70	2027	2027	Rencana
23	Binjai Timur	Inc. 2 Phi (Binjai - Payageli)	150	New, 4 cct, SUTT	2	2027	2027	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	kms	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
24	PLTU Sumut-1	PLTU Belawan	150	New, 2 cct, SUTT	4*	2028	2028	Konstruksi
25	Sidikalang	PT Dairi Prima Mineral	150	New, 2 cct, SUTT	80	2028	2028	Rencana
26	Medan Barat	Batu Gingging	150	New, 2 cct, SUTT/SKTT	10	2029	2029	Rencana
27	Siempat Rube	Parlilitan	150	New, 2 cct, SUTT	48	2032	2032	Rencana
28	Gunung Sitoli	Nias Barat	70	New, 2 cct, SUTT	70	2028	2028	Rencana
29	PLTS Sumatera (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2026	2026	Rencana
30	Sumatera BESS-1 50 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
31	PLTS Sumatera (Kuota) Tersebar 25 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
32	PLTA Sumatera (Kuota) Tersebar 250 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2028	2028	Rencana
33	Sumatera BESS-2 200 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2029	2029	Rencana
34	PLTS Sumatera (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2029	2029	Rencana
35	PLTS Sumatera (Kuota) Tersebar 25 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
36	PLTS Sumatera (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2031	2031	Rencana
37	PLTP Sumatera (Kuota ISJ) Tersebar 705 MW**	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana
38	PLTS Sumatera (Kuota) Tersebar 25 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2032	2032	Rencana
39	PLTS Sumatera (Kuota) Tersebar 100 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2033	2033	Rencana
40	PLTP Sumatera (Kuota ISJ) Tersebar 95 MW**	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
TOTAL					**1.751**			

***** Panjang transmisi masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi
** Kuota Sistem Sumatera transfer ke Sistem Jawa
*** Infrastruktur akan dibangun jika sudah ada kepastian *demand* menjadi pelanggan *confidence level* tinggi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya untuk potensi PLTA dan PLTP kuota Sumatera sesuai dengan neraca daya skenario RE *base* dan skenario ARED. Kebutuhan infrastruktur transmisi (level tegangan, teknologi, jenis konduktor, kms, dan tahun COD) dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem.
Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di wilayah usaha PLN termasuk dalam hal adanya tambahan kebutuhan listrik bagi potensi *smelter* INALUM, yang belum tercantum dalam RUPTL (*additional demand*), PLN dapat memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut selama ada kepastian atas *additional demand* tersebut.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A2.15 dan Tabel A2.16.

Tabel A2.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	1.500	-	500	-	1.500	-	-	3.500
275/150 kV	-	500	-	750	-	250	-	250	250	-	2.000
150/20 kV	270	150	660	60	300	150	120	300	180	300	2.490
70/20 kV	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-	30
Jumlah	**270**	**650**	**660**	**2.340**	**300**	**900**	**120**	**2.050**	**430**	**300**	**8.020**

Tabel A2.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	1.500	-	500	-	1.500	-	-	3.500
275/150 kV	-	500	-	750	-	250	-	250	250	-	2.000
150/20 kV	270	150	660	60	300	150	120	300	180	300	2.490
70/20 kV	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-	30
Jumlah	**270**	**650**	**660**	**2.340**	**300**	**900**	**120**	**2.050**	**430**	**300**	**8.020**

Tabel A2.17. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Rantau Prapat	500/275	New	1x500	2028	2028	Rencana
2	Galang	500/275	New	2x500	2028	2028	Rencana
3	Rantau Prapat	500/275	Ext	1x500	2030	2030	Rencana
4	Inalum/Kuala Tanjung*	500/275	New	3x500	2032	2032	Rencana
5	GITET Sumatera 1	500	New	4 LB	2033	2033	Rencana
6	PLTA Pump Storage	500	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
7	PLTA Pump Storage-1	500	New	2 LB	2033	2033	Rencana
8	Galang (Arah Pump Storage)	500	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
9	Pangkalan Susu (Arah Arun)	275	Ext	2 LB	2026	2026	Pengadaan
10	Pangkalan Susu (Arah Medan Barat)	275	Ext	2 LB	2026	2026	Pengadaan
11	Medan Barat	275/150	New	1x500	2026	2026	Committed
12	Batang Toru	275	New	4 LB	2026	2026	Konstruksi
13	Medan Barat	275/150	Ext	1x500	2028	2028	Rencana
14	Rantau Prapat	275/150	New	1x250	2028	2028	Rencana
15	Rantau Prapat (Arah Sarulla)	275	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
16	Sarulla (Arah Rantau Prapat)	275	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
17	Galang	275	Ext	2 TB	2028	2028	Rencana
18	Rantau Prapat	275/150	Ext	1x250	2030	2030	Rencana
19	Medan Timur	275/150	New	1x250	2032	2032	Rencana
20	Galang (Arah Medan Timur)	275	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
21	Medan Timur	275/150	Ext	1x250	2033	2033	Rencana
22	Glugur	150/20	Ext	1x60	2025	2025	Konstruksi
23	PLTA Asahan III	150/20	New	1x30	2025	2025	Konstruksi
24	Simangkok (Arah PLTA Asahan III)	150	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
25	Dolok Sanggul	150/20	Ext	1x60	2025	2025	Rencana
26	KIM	150/20	Ext	1x60	2025	2025	Rencana
27	Payapasir	150/20	Ext	1x60	2025	2025	Rencana
28	Medan Barat	150/20	New	1x60	2026	2026	Pengadaan
29	Natal	150/20	New	1x30	2026	2026	Committed
30	PLTP Sorik Merapi (Arah Natal)	150	Ext	2 LB	2026	2026	Committed
31	Gunung Para	150/20	Ext	1x60	2026	2026	Rencana
32	GIS Kesawan	150/20	New	2x60	2027	2027	Rencana
33	GIS Kesawan (Arah Listrik)	150	Ext	1 LB	2027	2027	Rencana
34	Glugur (Arah Kesawan)	150	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
35	Listrik (Arah Kesawan)	150	Ext	1 LB	2027	2027	Rencana
36	Medan Timur	150/20	New	2x60	2027	2027	Rencana
37	GI/GIS Pancing	150/20	New	1x60	2027	2027	Rencana
38	Medan Timur (Arah Pancing)	150	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
39	Parlilitan	150/20	New	1x60	2027	2027	Rencana
40	Dolok Sanggul (Arah Parlilitan)	150	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
41	Kuala	150/20	New	1x60	2027	2027	Konstruksi
42	Binjai (Arah Kuala)	150	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
43	Namurambe	150/20	Ext	1x60	2027	2027	Rencana
44	Binjai Timur	150/20	New	2x60	2027	2027	Rencana
45	KIM (Arah Mabar)	150	Ext	1 LB	2027	2027	Rencana
46	Kisaran	150/20	Ext	1x60	2027	2027	Rencana
47	Mabar (Arah KIM)	150	Ext	1 LB	2027	2027	Rencana
48	Belawan (Arah PLTU Sumut-1)	150	Ext	2 LB	2028	2028	Konstruksi
49	Sidikalang (Arah KTT DPM)	150	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
50	Tanjung Balai	150/20	Ext	1x60	2028	2028	Rencana
51	Panyabungan	150/20	Ext	1x60	2029	2029	Rencana
52	GIS Batu Gingging	150/20	New	1x60	2029	2029	Rencana
53	Medan Barat (Arah Batu Gingging)	150	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
54	Tebing Tinggi	150/20	Ext	1x60	2029	2029	Rencana
55	Lamhotma	150/20	Ext	1x60	2029	2029	Rencana
56	Perbaungan	150/20	Uprate	1x60	2029	2029	Rencana
57	Sei Rotan	150/20	Ext	1x60	2030	2030	Rencana
58	Medan Barat	150/20	Ext	1x60	2030	2030	Rencana
59	Galang	150/20	Ext	1x30	2030	2030	Rencana
60	Kuala Tanjung	150/20	Ext	1x60	2031	2031	Rencana
61	Binjai Timur	150/20	Ext	1x60	2031	2031	Rencana
62	Parlilitan (Arah Singkil)	150	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
63	Siempat Rube (Arah Parlilitan)	150	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
64	Parlilitan (Arah Siempat Rube)	150	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
65	Tanjung Pura	150/20	Ext	1x60	2032	2032	Rencana
66	Denai	150/20	Ext	1x60	2032	2032	Rencana
67	Medan Timur	150/20	Ext	1x60	2032	2032	Rencana
68	Aek Kanopan	150/20	Ext	1x60	2032	2032	Rencana
69	Pematang Siantar	150/20	Uprate	1x60	2032	2032	Rencana
70	Sei Mangke	150/20	Ext	1x60	2033	2033	Pengadaan
71	Namurambe	150/20	Ext	1x60	2033	2033	Rencana
72	Perbaungan	150/20	Ext	1x60	2033	2033	Rencana
73	Tebing Tinggi	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
74	Kuala Tanjung	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
75	GI/GIS Pancing	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
76	Labuhan	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
77	Tanjung Morawa	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
78	Nias Barat	70/20	New	1x30	2028	2028	Rencana
79	Gunung Sitoli (Arah Nias Barat)	70	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
TOTAL				**8.020**			

* Infrastruktur akan dibangun jika sudah ada kepastian *demand* menjadi pelanggan *confidence level* tinggi

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A2.18.

Tabel A2.18. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Kriteria	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
JTM (kms)	kms	412	594	406	218	213	208	203	199	195	192
JTR (kms)	kms	480	692	473	254	248	243	238	233	229	224
Gardu Distribusi (MVA)	MVA	181	268	191	105	105	104	103	102	102	101
Tambahan Pelanggan	Plg	115.322	167.908	116.558	63.224	62.075	60.952	59.960	59.106	58.268	57.455

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Sumatera Utara seperti pada tabel A2.19.

Tabel A2.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Sumatera Utara

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	0,7	0,70	1,65
Panjang JTM	kms	313,77	212,87	58,50
Panjang JTR	kms	334,93	170,17	41,19
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	9,25	5,10	0,95
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	159	90	14

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Sumatera Utara sebesar 100% dengan RDB PLN 99,15%. Masih terdapat 48 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 4 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Sumatera Utara sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 99,81%. Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada Tabel A2.20.

Tabel A2.20. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Sumatera Utara

Tahun	2025	2026
Jumlah Pelanggan	741	5.465

*) Asumsi data pelanggan menggunakan data jumlah rumah tangga yang belum berlistrik berdasarkan penetapan RE TW III 2024

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Sumatera Utara sebagai berikut:

Tabel A2.21. Target RDB dan RE PLN Provinsi Sumatera Utara

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	99,15	99,53	99,71	100
RE PLN (%)	99,81	99,87	99,90	100

A2.4. SISTEM *ISOLATED* NIAS

Pulau Nias yang terletak di sebelah Barat Pulau Sumatera mempunyai kondisi sebagai berikut:

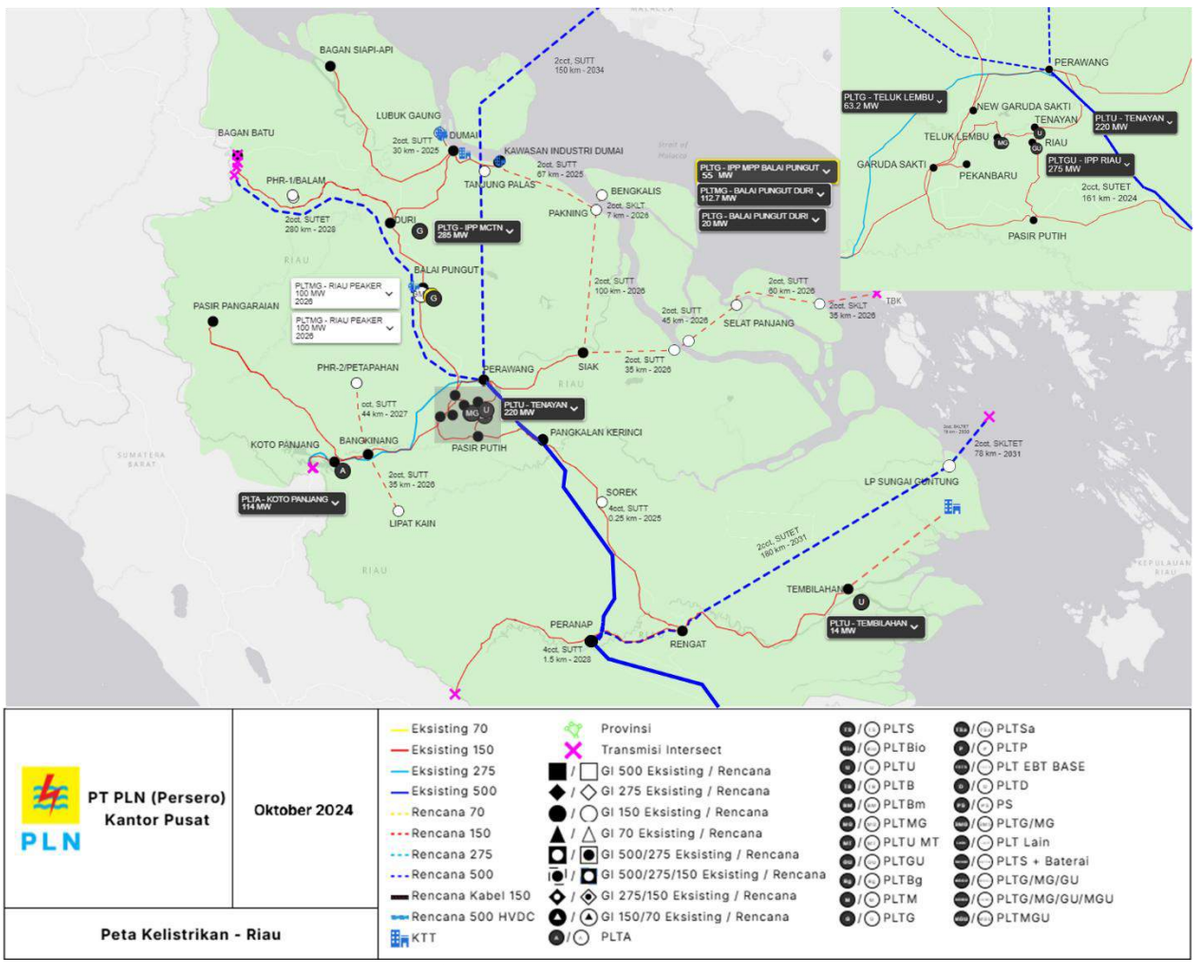
(i) Merupakan pulau yang terpisah cukup jauh dari pulau Sumatera;
(ii) Pemerintahan terdiri dari 4 Kabupaten dan 1 Kota;
(iii) Mata pencaharian utama adalah bercocok tanam kelapa dan nelayan.

Sistem tenaga listrik Pulau Nias terdiri dari Sistem Gunung Sitoli dan Sistem Teluk Dalam yang sebagian besar dipasok dari PLTG dan PLTD dan terhubung melalui jaringan transmisi 70 kV sepanjang 193,14 kms dengan beban puncak tahun 2024 sampai dengan Bulan Oktober sebesar 44,3 MW, sistem distribusi dengan JTM 1.658 kms, JTR 1.518 kms dan gardu distribusi 1.593 unit atau 81.292 KVA. Rencana pengembangan pembangkit di Pulau Nias ialah dengan penggunaan pembangkit berbahan bakar gas. Selain itu terdapat potensi Pembangkit Listrik Tenaga Bio dan Pembangkit Listrik Tenaga Surya di Pulau Nias yang dapat dikembangkan sesuai kebutuhan sistem.

LAMPIRAN A.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI RIAU

A3.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Riau terdiri dari sistem interkoneksi dan *isolated*. Sistem Interkoneksi 150 kV Riau merupakan bagian dari Sistem Sumatera yang melayani sebagian besar pelanggan di provinsi Riau. Beban puncak tertinggi Riau tahun 2024 sampai dengan Bulan Oktober sebesar 1.073 MW. Berdasarkan potensi sumber daya alam setempat, sebagian besar pembangkit (baru dan eksisting) di Provinsi Riau adalah pembangkit gas. Potensi sumber daya pembangkit energi terbarukan di Provinsi Riau saat ini yang dimungkinkan adalah pembangkit biomass, namun sampai saat ini masih sangat sedikit pengembang yang mengusulkan pembangkit biomass di Provinsi Riau. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Riau ditunjukkan pada Gambar A3.1.



Gambar A3.1. Peta Sistem Tenaga listrik Provinsi Riau

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 10,29%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A3.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 dapat dilihat seperti pada Tabel A3.2.

Tabel A3.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*)
1	Rumah Tangga	2.192	2.359	2.423	2.496	2.636	2.832	2.935	3.007	3.143	3.341
2	Bisnis	836	931	946	1.013	1.080	1.057	1.109	1.236	1.359	1.435

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*)
3	Publik	359	390	405	465	465	457	470	487	531	535
4	Industri	200	224	296	404	466	650	1.594	2.961	3.181	3.401
	Total	**3.586**	**3.905**	**4.070**	**4.377**	**4.647**	**4.996**	**6.108**	**7.692**	**8.213**	**8.712**
	Pertumbuhan (%)	**7,4**	**8,9**	**4,2**	**7,6**	**6,2**	**7,5**	**22,3**	**25,9**	**6,8**	**6,1**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Tabel A3.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*)
1	Rumah Tangga	1.088	1.202	1.338	1.449	1.559	1.663	1.766	1.842	1.937	1.975
2	Bisnis	96	105	116	127	134	142	157	178	179	194
3	Publik	27	30	34	38	42	48	52	54	57	58
4	Industri	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	0,8
	Total	**1.211**	**1.338**	**1.488**	**1.613**	**1.735**	**1.853**	**1.975**	**2.075**	**2.174**	**2.227**
	Pertumbuhan (%)	**7,3**	**10,4**	**11,2**	**8,4**	**7,5**	**6,8**	**6,6**	**5,0**	**4,8**	**2,43**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A3.3, A3.4 dan A3.5.

Tabel A3.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[7)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTA	Sumatera	3	114,0	114,0	114,0
PLTG	Sumatera	3	61,6	43,7	0
PLTMG	Sumatera	7	112,7	100,2	100,2
PLTU	Sumatera	4	234,0	186,5	186,5
PLTD	Bengkalis	27	24,9	21,2	21,2
PLTD	S. Panjang	47	21,1	14,9	14,9
Jumlah PLN		**91**	**568,3**	**480,4**	**436,8**
IPP					
PLTG	Sumatera	2	54,8	54,8	54,8
PLTGU	Sumatera	3	275,0	275,0	275,0
Jumlah IPP		**5**	**329,8**	**329,8**	**329,8**
Sewa					
PLTD	Bengkalis	5	5,0	5,0	5,0
PLTD	S. Panjang	6	6,0	6,0	6,0
PLTMG	Sumatera	5	25,0	25,0	25,0
PLTMG	S. Panjang	1	2,5	2,5	2,5
Jumlah Sewa		**17**	**38,5**	**38,5**	**38,5**
Jumlah		**113**	**936,6**	**805,0**	**805,0**

Tabel A3.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[8)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Koto Panjang	150/20	2	90
2	Bangkinang	150/20	2	90
3	Garuda Sakti	150/20	4	240

[7)] Sumber : Data SILM PT. PLN
[8)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
4	Teluk Lembu	150/20	3	180
5	Pasir Pangaraian	150/20	2	90
6	Duri	150/20	2	120
7	Dumai	150/20	3	150
8	Bagan Batu	150/20	3	100
9	Balai Pungut	150/20	2	90
10	KID	150/20	1	30
11	Teluk Kuantan	150/20	2	90
12	Pasir Putih	150/20	3	120
13	New Garuda Sakti	150/20	1	60
14	Pangkalan Kerinci	150/20	2	90
15	Perawang	150/20	1	60
16	Rengat	150/20	2	90
17	Tenayan	150/20	1	30
18	Bagan Siapi-Api	150/20	1	30
19	GIS Kota Pekanbaru	150/20	2	120
20	Tembilahan	150/20	1	60
21	Siak Sri Indra Pura	150/20	1	60
TOTAL			**41**	**1.990**

Tabel A3.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[9)]

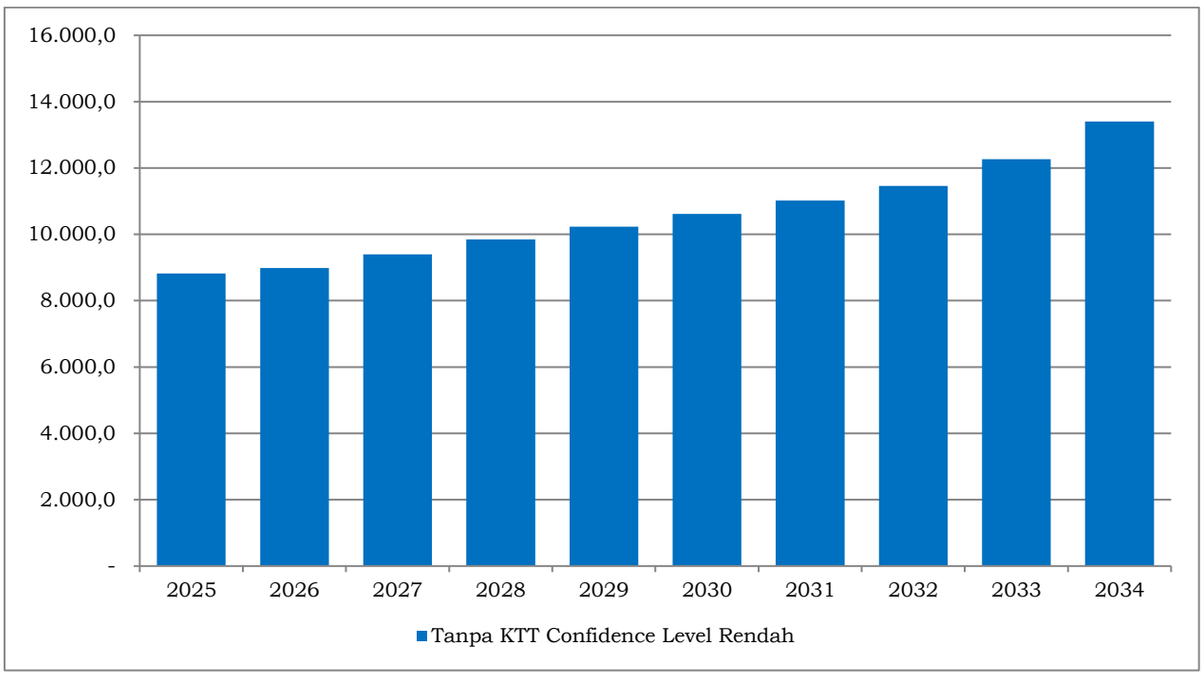
No.	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	JTM (kms)	8.783	9.604	11.051	12.097	12.626	14.296	15.158	15.228	15.504	15.763
2	JTR (kms)	19.066	21.183	24.563	25.090	25.107	25.889	26.205	26.214	26.256	26.294
3	Gardu Distribusi (MVA)	1.211	1.268	1.344	1.419	1.462	1.562	1.651	1.657	1.758	1.805

*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A3.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan tingkat kepastian masuknya calon pelanggan KTT. PLN telah memperhitungkan seluruh calon pelanggan KTT yang telah memiliki tingkat kepastian tinggi (sudah SPJBTL) maupun pelanggan KTT yang tingkat kepastiannya masih rendah (masih tahap probing ataupun MoU). Di Provinsi Riau, terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (sudah SPJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Riau hanya terdapat satu proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT tersebut. Proyeksi skenario *demand* untuk Provinsi Riau adalah seperti pada Gambar A1.2.

9) Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW RKR



Gambar A3.2 Proyeksi *Demand* Provinsi Riau (GWh)

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi *COVID-19* terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan sebagai berikut.

Tabel A3.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[10)]

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	3.402	3.494	3.601	3.716	3.836	3.959	4.088	4.223	4.364	4.511
2	Bisnis	1.441	1.480	1.548	1.622	1.701	1.783	1.867	1.955	2.046	2.140
3	Publik	561	589	621	658	700	745	792	844	901	962
4	Industri	3.414	3.425	3.626	3.852	3.990	4.131	4.271	4.433	4.952	5.790
	Total	**8.818**	**8.987**	**9.396**	**9.848**	**10.227**	**10.619**	**11.019**	**11.455**	**12.262**	**13.403**
	Pertumbuhan (%)	**1,21**	**1,92**	**4,54**	**4,82**	**3,85**	**3,83**	**3,78**	**3,96**	**7,04**	**9,31**

Tabel A3.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[11)]

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	2.018	2.059	2.100	2.139	2.177	2.215	2.252	2.288	2.323	2.358
2	Bisnis	196	199	202	207	211	216	221	226	231	236
3	Publik	60	62	64	66	69	71	73	75	77	79
4	Industri	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9

[10)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[11)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	Total	**2.274**	**2.321**	**2.367**	**2.413**	**2.458**	**2.502**	**2.546**	**2.589**	**2.632**	**2.674**
	Pertumbuhan (%)	**2,12**	**2,06**	**2,00**	**1,93**	**1,87**	**1,81**	**1,75**	**1,70**	**1,65**	**1,60**

Tabel A3.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[12)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	2,70%	8.818	9.545	1.447	2.273.806
2026	2,71%	8.987	9.719	1.472	2.320.600
2027	2,89%	9.396	10.141	1.535	2.366.912
2028	3,16%	9.848	10.624	1.607	2.412.630
2029	3,44%	10.227	11.028	1.667	2.457.694
2030	3,43%	10.619	11.446	1.728	2.502.063
2031	3,29%	11.019	11.872	1.791	2.545.779
2032	3,36%	11.455	12.335	1.86	2.588.991
2033	3,34%	12.262	13.178	1.985	2.631.687
2034	3,32%	13.403	14.364	2.162	2.673.906
Pertumbuhan (%)	**3,16%**	**4,42%**	**4,32%**	**4,65%**	**1,85%**

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), dan potensi pelanggan besar lainnya. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi dan gardu induk.

A3.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Riau memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari minyak bumi diperkirakan sekitar 2.875,2 MMSTB, gas bumi sekitar 1,093 BCF. Adapun potensi batubara mencapai 1.800,1 juta ton, panas bumi spekulatif sekitar 41 Mwe yang terdapat di 4 lokasi. Selain itu terdapat potensi CBM sekitar 52,5 TCF [13)].

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Riau.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2034 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Riau dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada Tabel A3.9 dan Tabel A3.10.

Tabel A3.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTG/MG	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	200
Jumlah	**-**	**200**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**200**
SH-PLN											
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

[12)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[13)] Sumber : RUKN

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
IPP											
PLTBg	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	3
PLTS	-	-	6,5	-	-	-	-	-	3,57	-	10,1
Jumlah	**-**	**-**	**9,5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3,57**	**-**	**13,1**
Total											
PLTG/MG	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTBg	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	3
PLTS	-	-	6,5	-	-	-	-	-	3,57	-	10,1
Jumlah	**-**	**200**	**9,5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3,57**	**-**	**213,1**

Tabel A3.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTG/MG	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	200
Jumlah	**-**	**200**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**200**
SH-PLN											
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
IPP											
PLTBg	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	3
PLTS	-	-	6,5	-	-	-	-	-	3,57	-	10,07
Jumlah	**-**	**-**	**9,5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3,57**	**-**	**13**
Total											
PLTG/MG	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTBg	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	3
PLTS	-	-	6,5	-	-	-	-	-	3,57	-	10,07
Jumlah	**-**	**200**	**9,5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3,57**	**-**	**213,1**

Tabel A3.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
1	Sumatera	PLTMG	Riau Peaker	200	2026	2026	Konstruksi	PLN
2	Sumatera	PLTBg	PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar	3	2027	2027	Rencana	IPP
3	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	3,6 2,9	2027 2027	2027 2027	Rencana	IPP
4	Sumatera	PLTS	*Isolated* Riau Tersebar	3,57	2033	2033	Rencana	IPP
TOTAL				**213,1**				

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Di dalam list pembangkit Provinsi Riau tercantum kuota kapasitas Sumatera untuk jenis PLTBio. Kuota ini adalah kuota sistem, yang dapat di isi tidak hanya dapat potensi di Riau, tetapi juga di provinsi lain selama terkoneksi ke sistem Sumatera.
Diluar kapasitas di atas, masih terdapat proyek PLTA, PLTP, PLTBio, PLTS, dan PLTB yang akan dikembangkan juga di provinsi Riau, namun tidak dimasukkan ke dalam list per-provinsi karena merupakan proyek tersebar di Provinsi Sumatera. Pembangkit kuota tersebar Sistem Sumatera yang dapat dikembangkan di Riau adalah :

- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 250 MW (2028);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 200 MW (2029);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 200 MW (2030);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar* 40 MW (2029);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar* 110 MW (2031);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar* 350 MW (2031);

- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar	110 MW	(2030);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar	270 MW	(2033);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar*	40 MW	(2027);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar	225 MW	(2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2026);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2028);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2029);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2030);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2031);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2032);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	100 MW	(2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	100 MW	(2034);

Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS smoothing minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.
Pembangkit IPP kuota tersebar merupakan kuota sistem Sumatera yang peruntukannya masih terbuka untuk dikembangkan di provinsi lain yang memiliki potensi tersebut dan terkoneksi dengan *grid* sumatera. Skema pengadaan untuk pemenuhan kuota tersebut sesuai dengan ketetapan yang berlaku terkini. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan oleh PLN/SH maupun IPP. Setelah pembangkit tersebut mendapatkan kontrak konstruksi atau PPA, maka kuota tersebut akan disesuaikan Namanya sesuai nama proyek.
Di Provinsi Riau terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTBg	Pelalawan-1	1,0	MW;
-	PLTBg	Rokan Hulu-1	1,0	MW;
-	PLTBg	Rokan Hilir-1	1,0	MW;
-	PLTBg	Pelalawan-1	1,2	MW;
-	PLTBg	Pelalawan-2	1,3	MW;
-	PLTBg	Pelalawan-3	2,0	MW;
-	PLTBg	Pelalawan-4	1,0	MW;
-	PLTBg	Bengkalis-1	1,0	MW;
-	PLTBm	Siak-1	15,0	MW;
-	PLTBm	Siak-2	3,0	MW;
-	PLTBg	Pasir Pangaraian	1,0	MW;
-	PLTBm	Bengkalis-2	6,0	MW;
-	PLTBg	Rokan Hulu-2	3,0	MW;
-	PLTBm	Rokan Hulu-3	7,0	MW;
-	PLTBm	Indragiri Hilir-1	1,0	MW;
-	PLTBg	Rokan Hulu-4	3,0	MW;
-	PLTBg	Indragiri Hilir-2	5,0	MW;
-	PLTBg	Siak-3	1,0	MW;

- PLTBg Tersebar 23,3 MW;
- PLTBm Tersebar 13,6 MW;
- PLTBm Indragiri Hilir-3 10,0 MW;
- PLTBg Indragiri Hilir-4 10,0 MW;
- PLTBm Dumai 40,0 MW;
- PLTBg Pelalawan-5 8,3 MW;
- PLTHybrid Dumai Riau 65,0 MW;

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya skenario RE *base* dan program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.

Pengembangan transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.

Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A3.12 dan Tabel A3.13.

Tabel A3.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500 kV	-	-	-	560	-	-	-	-	-	-	560
500 kV AC/DC*	-	-	-	-	-	-	360	360	-	300	1.020
150 kV	195	650	234	18	-	-	-	-	10	-	1.107
Jumlah	**195**	**650**	**234**	**578**	**-**	**-**	**360**	**360**	**10**	**300**	**2.687**

***** Diperlukan studi lebih lanjut

Tabel A3.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500 kV	-	-	-	560	-	-	-	-	-	-	560
500 kV AC/DC*	-	-	-	-	-	-	360	360	-	300	1.020
150 kV	195	650	234	18	-	-	-	-	10	-	1.107
Jumlah	**195**	**650**	**234**	**578**	**-**	**-**	**360**	**360**	**10**	**300**	**2.687**

***** Diperlukan studi lebih lanjut

Tabel A3.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	kms	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Rantau Prapat	Perawang/Riau 2	500	New, 2 cct, SUTET	560	2028	2028	Rencana
2	Peranap***	LP Sungai Guntung***	500 kV	New, 2 cct, HVDC	360	2031	2031	Rencana
3	Peranap***	LP Sungai Guntung***	500 kV	New, 2 cct, HVDC	360	2032	2032	Rencana
4	Perawang (HVDC)***	Peninsular (Malaysia)***	500 kV	New, 2 cct, HVDC	300	2034	2034	Rencana
5	Sorek	Inc. 2 phi (Rengat-Pangkalan Kerinci)	150	New, 4 cct, SUTT	1	2025	2025	Konstruksi
6	KID	Pakning	150	New, 2 cct, SUTT	134	2025	2025	Konstruksi
7	Lubuk Gaung	Dumai	150	New, 2 cct, SUTT	60	2025	2025	Pengadaan
8	Pakning	Bengkalis	150	New, 2 cct, SKLT	14	2026	2026	Pengadaan
9	Siak Sri Indra Pura	Landing Point Arah Selat Panjang	150	New, 2 cct, SUTT	70	2026	2026	Pengadaan
10	Landing Point Arah Selat Panjang	Landing Point Selat Panjang	150	New, 2 cct, SKLT	10	2026	2026	Pengadaan
11	Landing Point Selat Panjang	Selat Panjang	150	New, 2 cct, SUTT	90	2026	2026	Pengadaan
12	Bangkinang	Lipat Kain	150	New, 2 cct, SUTT	70	2026	2026	*Committed*
13	Selat Panjang	Pulau Rangsang	150	New, 2 cct, SKLT	6	2026	2026	*Committed*
14	Pulau Rangsang	Landing Point Arah TBK	150	New, 2 cct, SUTT	120	2026	2026	*Committed*
15	Landing Point Arah TBK	Landing Point TBK	150	New, 2 cct, SKLT	70	2026	2026	*Committed*
16	Pakning	Siak	150	New, 2 cct, SUTT	200	2026	2026	Pengadaan
17	PHR-1/Balam	GI Switching Balam	150	New, 2 cct, SUTT	34	2027	2027	Rencana
18	GI Switching Balam (Rekonduktoring)	Duri (Rekonduktoring)	150	Rec, 2 cct, SUTT	112	2027	2027	Rencana
19	GI Switching Balam	Inc 2 Phi (Duri - Bagan Batu) Arah Bagan Batu	150	New, 2 cct, SUTT	0,2	2027	2027	Rencana
20	GI Switching Balam	Inc 2 Phi (Duri - Bagan Batu) Arah Duri	150	New, 2 cct, SUTT	0,2	2027	2027	Rencana
21	PHR-2/Petapahan	Bangkinang	150	New, 2 cct, SUTT	88	2027	2027	Rencana
22	Tanjung Palas	Inc. 2 Phi (KID - Dumai)	150	New, 4 cct, SUTT	12	2028	2028	Rencana
23	Peranap	Inc. 2 Phi (Tl.Kuantan-Rengat)	150	New, 4 cct, SUTT	6	2028	2028	Rencana
24	Tembilahan	GI Switching Pelangiran	150	New, 2 cct, SUTT	10	2033	2033	Rencana
TOTAL					**2.687**			

***** Panjang transmisi masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi
** Kuota Sistem Sumatera transfer ke Sistem Jawa
*** Level tegangan, jarak, dan konduktor menyesuaikan dengan kajian terbaru

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya untuk potensi PLTA dan PLTP kuota Sumatera sesuai dengan neraca daya skenario RE *base* dan skenario ARED. Kebutuhan infrastruktur transmisi (level tegangan, teknologi, jenis konduktor, kms, dan tahun COD) dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A3.15 dan Tabel A3.16.

Tabel A3.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500/275 kV	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500
500/150 kV	-	-	-	500	-	-	-	-	-	-	500

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500 kV AC/DC*	-	-	-	-	-	-	1.500	1.500	-	-	3.000
275/150 kV	250	-	250	-	-	-	-	-	-	-	500
150/115 kV	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	250
150/20 kV	360	120	120	120	60	180	60	-	300	240	1.560
Jumlah	**1.110**	**120**	**620**	**620**	**60**	**180**	**1.560**	**1.500**	**300**	**240**	**6.310**

***** Diperlukan studi lebih lanjut

Tabel A3.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500/275 kV	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500
500/150 kV	-	-	-	500	-	-	-	-	-	-	500
500 kV AC/DC*	-	-	-	-	-	-	1.500	1.500	-	-	3.000
275/150 kV	250	-	250	-	-	-	-	-	-	-	500
150/115 kV	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	250
150/20 kV	360	120	120	120	60	180	60	-	300	240	1.560
Jumlah	**1.110**	**120**	**620**	**620**	**60**	**180**	**1.560**	**1.500**	**300**	**240**	**6.310**

***** Diperlukan studi lebih lanjut

Tabel A3.17. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Perawang	500/275	Ext	1x500	2025	2025	Rencana
2	Peranap	500/150	Ext	1x500	2028	2028	Rencana
3	Perawang (Arah Rantau Prapat)	500	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
4	Peranap (Arah Konverter)*	500*	Ext	2 LB	2031	2031	Rencana
5	Peranap (Konverter)*	500 kV*	New	1500	2031	2031	Rencana
6	LP Sungai Guntung (Arah Rempang/Tanjung Gundap)*	500 kV*	New	4 LB	2031	2031	Rencana
7	Peranap (Arah Konverter)*	500*	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
8	LP Sungai Guntung (Arah Rempang)*	500 kV*	Ext	4 LB	2032	2032	Rencana
9	Peranap (Konverter)*	500 kV*	Ext	1500	2032	2032	Rencana
10	Perawang (HVDC) (Arah Peninsular)*	500*	Ext	2 LB	2034	2034	Rencana
11	Perawang (Ex New Garuda Sakti)	275/150	Ext	1x250	2025	2025	Rencana
12	Perawang (Ex New Garuda Sakti)	275/150	Ext	1x250	2027	2027	Rencana
13	Bagan Siapi-Api	150/20	Ext	1x60	2025	2025	Rencana
14	Dumai (Arah Lubuk Gaung)	150	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
15	KID (Arah Pakning)	150	Ext	2 LB	2025	2025	Rencana
16	Lubuk Gaung	150/20	New	2x60	2025	2025	Konstruksi
17	Pakning	150/20	New	1x60	2025	2025	Pengadaan
18	Pasir Putih	150/20	Ext	1x60	2025	2025	Rencana
19	Sorek	150/20	New	1x60	2025	2025	Konstruksi
20	Bangkinang (Arah Lipat Kain)	150	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
21	Bengkalis	150/20	New	2x30	2026	2026	Pengadaan
22	Lipat Kain	150/20	New	1x30	2026	2026	*Committed*
23	Selat Panjang (Arah TBK)	150	Ext	2 LB	2026	2026	*Committed*
24	Selat Panjang	150/20	New	1x30	2026	2026	Pengadaan
25	Siak Sri Indra Pura (Arah Pakning)	150	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
26	Siak Sri Indra Pura (Arah Selat Panjang)	150	Ext	2 LB	2026	2026	Pengadaan
27	Bangkinang (Arah Petapahan)	150	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
28	KID	150/20	Ext	1x60	2027	2027	Rencana
29	PHR-1/Balam	150/115	New	1x125	2027	2027	Rencana
30	PHR-2/Petapahan	150/115	New	1x125	2027	2027	Rencana
31	GI Switching Balam	150/20	New	1x30	2027	2027	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
32	PHR-1/Balam	150/20	New	4 LB	2027	2027	Rencana
33	PHR-2/Petapahan	150/20	New	4 LB	2027	2027	Rencana
34	Selat Panjang	150/20	Ext	1x30	2027	2027	Rencana
35	Dumai	150/20	Uprate	1x60	2028	2028	Rencana
36	Lipat Kain	150/20	Ext	1x30	2028	2028	*Committed*
37	Peranap	150/20	New	1x30	2028	2028	Rencana
38	Tanjung Palas	150	New	6 LB	2028	2028	Rencana
39	Garuda Sakti	150/20	Ext	1x60	2029	2029	Rencana
40	GIS Kota Pekan Baru	150/20	Ext	1x60	2030	2030	Rencana
41	New Garuda Sakti	150/20	Ext	1x60	2030	2030	Rencana
42	Tenayan	150/20	Ext	1x60	2030	2030	Rencana
43	Bengkalis	150/20	Ext	1x60	2031	2031	Rencana
44	Tembilahan (Arah GI Switching Pelangiran)	150	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
45	GI Switching Pelangiran	150	New	4 LB	2033	2033	Rencana
46	GI Switching Pelangiran	150/20	Ext	2x30	2033	2033	Rencana
47	Dumai	150/20	Ext	1x60	2033	2033	Rencana
48	Pasir Putih	150/20	Ext	1x60	2033	2033	Rencana
49	Teluk Kuantan	150/20	Uprate	1x60	2033	2033	Rencana
50	Tembilahan	150/20	Ext	1x60	2033	2033	Rencana
51	Garuda Sakti	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
52	Pasir Pangarayan	150/20	Uprate	1x60	2034	2034	Rencana
53	Rengat	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
54	Teluk Lembu	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
TOTAL				**6.310**			

***** Diperlukan studi lebih lanjut

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A3.18.

Tabel A3.18. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Kriteria	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
JTM (kms)	kms	218	215	211	207	203	199	194	191	188	184
JTR (kms)	kms	434	429	422	415	407	399	391	385	379	373
Gardu Distribusi (MVA)	MVA	28	28	28	27	27	26	26	25	25	24
Tambahan Pelanggan	Plg	47.106	46.794	46.312	45.718	45.064	44.369	43.717	43.212	42.696	42.218

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Riau seperti pada tabel A3.19.

Tabel A3.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Riau

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	-	-
Panjang JTM	kms	710,44	453,21	553,20
Panjang JTR	kms	754,71	346,41	838,95
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	20,67	13,56	24,65
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	226	155	295

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Riau sebesar 100% dengan RDB PLN 100%, dengan total 1.862 desa berlistrik PLN. Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Riau sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 95,13%.

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap. Target pencapaian RE PLN 100% pada tahun 2027.

Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Riau sebagai berikut:

Tabel A3.20. Target RDB dan RE PLN Provinsi Riau

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	100	100	100	100
RE PLN (%)	95,13	95,26	97,34	100

A3.4. PASOKAN KE SISTEM PERTAMINA HULU ROKAN (PHR) DENGAN FREKUENSI 60 Hz

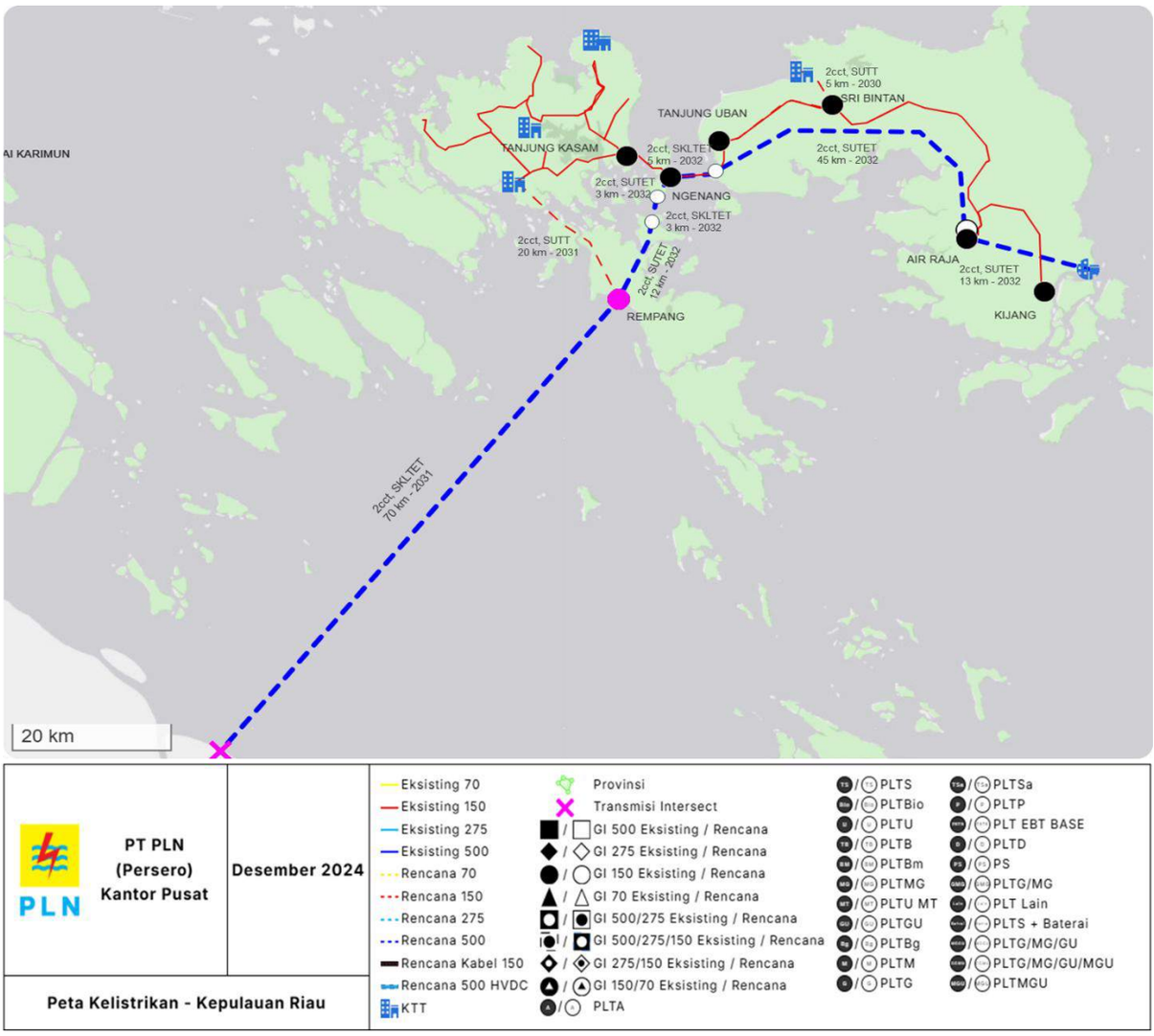
Pasokan daya ke sistem PHR yang merupakan kilang minyak (Blok Rokan) yang akan dioperasikan oleh Pertamina. Sistem PHR ini menggunakan listrik AC dengan frekuensi 60 Hz, sehingga tidak bisa langsung di interkoneksikan ke sistem PLN. Pasokan daya tersebut akan dipasok oleh PT MCTN menggunakan PLTGU *Cogeneration* (Listrik dan Uap). PT MCTN adalah perusahaan yang telah diakuisisi oleh PLN pada tahun 2021 (sesuai dengan persetujuan Menteri BUMN tahun 2021) dan merupakan pembangkit eksisting yang sudah menyuplai sistem Blok Rokan. Pembangkit PLTGU *Cogeneration* tersebut memiliki kapasitas daya 3x100 MW dan kemampuan *steam* sebesar 360 MBCWEPD. Total Kebutuhan volume Gas PLTGU Cogen untuk menghasilkan listrik dan Uap adalah sekitar 132,24 BBTUD dengan rincian kebutuhan gas untuk menghasilkan listrik berkisar 74,85 BBTUD sedangkan kebutuhan gas untuk menghasilkan uap berkisar 57,39 BBTUD.

Selain suplai menggunakan pembangkit PT MCTN, pada tahun 2027 juga direncanakan akan diinterkoneksikan ke Sistem Sumatera menggunakan *converter* HVDC *back to back*. Terkoneksinya sistem PHR dan Sistem Sumatera ini, maka operasi pada kedua sistem dapat dioptimalkan sesuai kebutuhan (ekspor/impor). Selain itu juga pasokan ke sistem PHR akan lebih handal, karena tidak bergantung pada satu pembangkit. Kapasitas *converter* yang direncanakan adalah 2x125 MVA, namun kapasitas ini dapat disesuaikan kembali sesuai dengan kondisi terkini. Penyesuaian kapasitas tersebut tetap memperhatikan kehandalan dan keekonomian di kedua belah pihak.

LAMPIRAN A.4
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK
DI PROVINSI KEPULAUAN RIAU *(tanpa BATAM)*

A4.1. KONDISI SAAT INI

Provinsi Kepulauan Riau mempunyai posisi geografis yang sangat strategis karena berada pada pintu masuk Selat Malaka dari sebelah timur dan juga berbatasan dengan pusat bisnis dan keuangan di Wilayah Asia Tenggara. Provinsi Kepulauan Riau dimungkinkan untuk menjadi salah satu pusat pertumbuhan ekonomi bagi Republik Indonesia di masa depan. Apalagi saat ini pada beberapa daerah di Kepulauan Riau (Batam, Bintan dan Karimun) tengah diupayakan sebagai *pilot project* pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK). Peta sistem tenaga listrik Provinsi Riau ditunjukkan pada Gambar A4.1.



Gambar A4.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Bintan (Provinsi Kepulauan Riau)

Penerapan kebijakan KEK di Batam-Bintan-Karimun merupakan bentuk kerjasama antara Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah dengan partisipasi dunia usaha. KEK ini nantinya merupakan simpul-simpul dari pusat kegiatan ekonomi unggulan yang perlu didukung dengan infrastruktur yang berdaya saing internasional. Kepulauan Riau memerlukan dukungan pasokan tenaga listrik yang cukup dan handal terutama di Kota Tanjung Pinang yang merupakan ibu kota Provinsi Kepulauan Riau. Pasokan listrik untuk kota Tanjung Pinang dipasok dari PLTU sewa dan transfer dari Sistem Batam melalui transmisi dan

kabel laut Batam-Bintan. Dengan beroperasinya kabel laut 150 kV Batam-Bintan maka Sistem Batam-Bintan telah menjadi satu sistem tenaga listrik.
Daerah yang juga berkembang pesat yaitu Kabupaten Karimun yang di *supply* dari Sistem Tanjung Balai Karimun. Sistem tersebut di pasok dari PLTD Bukit Carok dan PLTU Tanjung Balai Karimun. Direncanakan akan dibangun interkoneksi ke Tanjung Balai Karimun melalui transmisi 150 kV Selat Panjang – Pulau Rangsang – Tanjung Balai Karimun.
Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 5,23%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A4.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 dapat dilihat seperti pada Tabel A4.2.

Tabel A4.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	393	414	413	420	456	485	497	500	523	538
2	Bisnis	164	186	229	267	295	267	275	302	325	355
3	Publik	70	76	81	85	95	95	101	105	113	115
4	Industri	28	30	33	34	41	39	40	40	39	44
	Total	**656**	**706**	**756**	**806**	**886**	**887**	**913**	**947**	**1.000**	**1.052**
	Pertumbuhan (%)	**3,44**	**7,70**	**7,05**	**6,59**	**10,01**	**0,15**	**2,83**	**3,70**	**5,60**	**5,26**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Tabel A4.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	177	196	208	221	235	249	269	281	294	325
2	Bisnis	22	24	25	26	27	28	29	30	31	33
3	Publik	5	6	6	7	8	9	10	10	11	12
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Total	**204**	**225**	**239**	**254**	**270**	**286**	**307**	**322**	**336**	**370**
	Pertumbuhan (%)	**5,4**	**10,2**	**6,2**	**6,3**	**6,2**	**5,9**	**7,3**	**4,7**	**4,4**	**10,0**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A4.3, A4.4 dan A4.5.

Tabel A4.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[14)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTU	Kepri	2	14	10,2	10,2
PLTS	Kepri	3	0,8	0,7	0,7
PLTD	Kepri	284	122,8	92,5	92,5
Jumlah PLN		**289**	**137,6**	**103,4**	**103,4**
IPP					
PLTBM	Kepri	1	0,9	0,9	0,9
Jumlah IPP		**1**	**0,9**	**0,9**	**0,9**
SEWA					
PLTD	Kepri	3	5,5	5,5	5,5
Jumlah SEWA		**3**	**5,5**	**5,5**	**5,5**
Jumlah		**293**	**144,0**	**109,8**	**109,8**

[14)] Sumber : SILM PT. PLN (Persero)

Tabel A4.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[15)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Ngenang	150/20	1	10
2	Tanjung Uban	150/20	2	60
3	Sri Bintan	150/20	2	60
4	Air Raja	150/20	2	120
5	Kijang	150/20	2	60
TOTAL			**9**	**310**

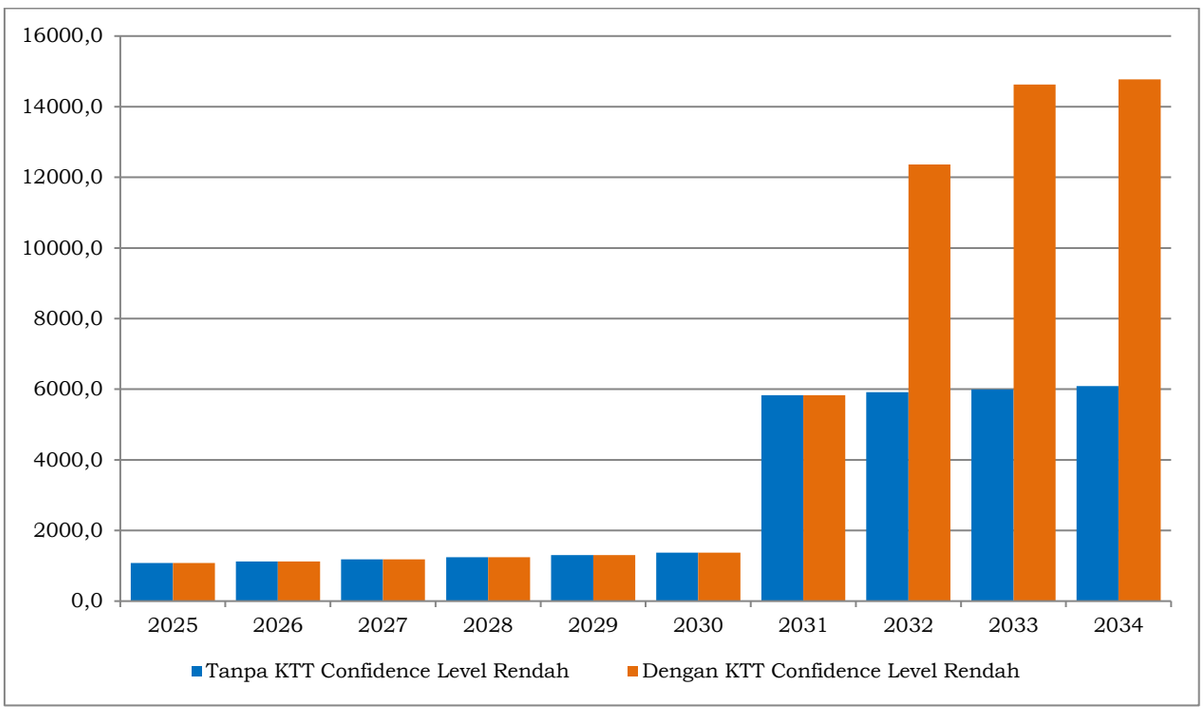
Tabel A4.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No.	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	JTM (kms)	1.716	1.958	2.230	2.244	2.264	2.429	2.511	2.573	2.702	2.702
2	JTR (kms)	1.484	1.687	1.830	2.210	2.210	2.279	2.334	2.334	2.343	2.343
3	Gardu Distribusi (MVA)	252	283	294	303	307	262	330	340	346	355

*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A4.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan tingkat kepastian masuknya calon pelanggan KTT. PLN telah memperhitungkan seluruh calon pelanggan KTT yang telah memiliki tingkat kepastian tinggi (sudah SPJBTL) maupun pelanggan KTT yang tingkat kepastiannya masih rendah (masih tahap probing ataupun MoU). Di Provinsi Kepulauan Riau, terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (sudah SPJBTL) maupun dengan *confidence level* rendah. Oleh karena itu, untuk Provinsi Kepulauan Riau terdapat dua proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT tersebut. Proyeksi skenario *demand* untuk Provinsi Kepulauan Riau adalah seperti pada Gambar A4.2.



Gambar A4.2. Perbandingan Proyeksi *Demand* Provinsi Kepulauan Riau (GWh)

Pada Provinsi Kepulauan Riau, terdapat calon pelanggan KTT (Konsumen Tegangan Tinggi) berupa *smelter* dan industri lainnya yang mendorong

[15)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

meningkatnya proyeksi pertumbuhan penjualan tenaga listrik. Pada umumnya, industri *smelter* dan pabrik pengolahan akan membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga akan membutuhkan investasi yang besar pula. Terdapat adanya potensi risiko tidak jadinya pembangunan *smelter* ataupun pabrik pengolahan barang tambang. Oleh karena itu, seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan tenaga listrik dengan mempertimbangkan tingkat kepastian operasi dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga, realisasi pelaksanaan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan untuk mensuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila tingkat kepastian dari potensi pelanggan KTT menjadi *confidence level* tinggi.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi *COVID-19* terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan sebagai berikut.

Tabel A4.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik[16)]

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	558	578	599	621	643	666	690	714	739	765
2	Bisnis	359	370	391	415	440	471	505	541	580	621
3	Publik	117	128	140	152	165	180	195	212	230	249
4	Industri	47	48	50	53	55	58	4.442	4.445	4.449	4.453
	Total	**1.081**	**1.124**	**1.180**	**1.240**	**1.303**	**1.375**	**5.831**	**5.912**	**5.998**	**6.089**
	Pertumbuhan (%)	**2,8**	**3,9**	**5,0**	**5,1**	**5,1**	**5,5**	**324,0**	**1,4**	**1,4**	**1,5**

Tabel A4.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[17)]

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	330	334	339	343	347	351	356	360	363	367
2	Bisnis	34	35	36	37	39	40	41	43	44	45
3	Publik	12	13	14	14	15	16	17	17	18	19
4	Industri	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Total	**376**	**382**	**389**	**395**	**401**	**407**	**413**	**420**	**426**	**432**
	Pertumbuhan (%)	**1,75**	**1,70**	**1,65**	**1,61**	**1,57**	**1,53**	**1,50**	**1,47**	**1,44**	**1,41**

Tabel A4.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[18)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	6,83%	1.081	1.171	189	376.085
2026	6,87%	1.124	1.217	197	382.478
2027	6,88%	1.180	1.277	207	388.795
2028	6,90%	1.240	1.342	217	395.038
2029	6,88%	1.303	1.410	228	401.222
2030	6,93%	1.375	1.486	241	407.358

16) Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
17) Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
18) Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2031	6,86%	5.831	6.039	980	413.454
2032	6,84%	5.912	6.125	994	419.520
2033	6,82%	5.998	6.218	1.010	425.574
2034	6,80%	6.089	6.316	1.026	431.568
Pertumbuhan (%)	**6,86%**	**39,36%**	**33,79%**	**33,87%**	**1,56%**

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), dan potensi pelanggan besar lainnya. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi dan gardu induk.
Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan KEK, rencana pengembangan Kawasan Industri (KI), industri pariwisata dan seluruh potensi pelanggan besar lainnya di provinsi Kepulauan Riau baik yang tingkat kepastiannya tinggi (sudah PJBTL) maupun tingkat kepastiannya rendah (masih tahap probing ataupun MoU). Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan pelanggan besar tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik diantaranya adalah pembangkit, transmisi, dan gardu induk. Rincian calon pelanggan besar di Kepulauan Riau dengan tingkat kepastian yang masih rendah diperlihatkan pada Tabel A4.9.

Tabel A4.9. Daftar KTT dengan Tingkat Kepastian Rendah

Nama KTT	Perkiraan Tahun Awal Kebutuhan	Kapasitas Kebutuhan Total (MVA)
Bintan Alumina Indonesia (BAI) dan atau Data Center Bintan*	2032	1.500
Total MVA		1.500

Untuk memenuhi kebutuhan daya calon pelanggan KTT dengan tingkat kepastian rendah di atas, perlu ditambahkan infrastruktur pembangkit, transmisi, dan gardu induk yang ditampilkan pada Tabel A4.10, Tabel A4.11 dan Tabel A4.12. Kebutuhan infrastruktur transmisi dan gardu induk tersebut merupakan infrastruktur yang dibutuhkan di luar kebutuhan infrastruktur bersama yang telah direncanakan di Kepulauan Riau.

Tabel A14.10. Rencana Pembangunan Pembangkit Untuk KTT Tingkat Kepastian Rendah

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	Sumatera	BESS	Sumatera BESS-3	100	2030	2030	Rencana	PLN
2	Sumatera	PLTA	Sumbagut (Kuota) Tersebar*	161	2031	2031	Rencana	IPP

Tabel A4.11 Rencana Transmisi Gardu Induk Untuk KTT Tingkat Kepastian Rendah

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Teg. (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Peranap	LP Sungai Guntung	500 kV DC	New, 2 cct, OHL HVDC	360	2032	Rencana
2	LP Sungai Guntung	Rempang/Tanjung Gundap	500 kV DC	New, 2 cct, Submarine Cable HVDC	156	2032	Rencana
3	Rempang/Tanjung Gundap	LP Sabang Mas	500 kV	New, 2 cct, SUTET	24	2032	Rencana
4	LP Sabang Mas	LP Ngenang	500 kV	New, 2 cct, SKLTET	6	2032	Rencana
5	LP Ngenang	Ngenang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	6	2032	Rencana
6	Ngenang	LP Tanjung Paloh	500 kV	New, 2 cct, SKLTET	10	2032	Rencana
7	LP Tanjung Paloh	GITET Bintan	500 kV	New, 2 cct, SUTET	90	2032	Rencana
8	GITET Bintan	GITET KKT BAI	500 kV	New, 2 cct, SUTET	26	2032	Rencana

Tabel A4.12 Rencana Infrastruktur Gardu Induk Untuk KTT Tingkat Kepastian Rendah

No	Gardu Induk	Teg. (kV)	Baru/Ext/Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Peranap	500 kV	Ext	Ext, 2 Dia 2 CB, 2 LB	2032	Rencana
2	LP Sungai Guntung	500 kV DC	Ext	Ext, 1 Dia 3 CB, 4 LB	2032	Rencana
3	Peranap (Konverter)	500 kV DC	Ext	Ext, Converter 1500 MW	2032	Rencana
4	Rempang/Tanjung Gundap (Konverter)	500 kV DC	Ext	Ext, Converter 1500 MW	2032	Rencana
5	Rempang/Tanjung Gundap	500 kV	Ext	Ext, 1 Dia 3 CB, 4 LB	2032	Rencana
6	LP Sabang Mas	500 kV	New	New, 2 Dia 3 CB, 4 LB	2032	Rencana
7	LP Ngenang	500 kV	New	New, 2 Dia 3 CB, 4 LB	2032	Rencana
8	Ngenang	500 kV	New	New, 2 Dia 3 CB, 4 LB	2032	Rencana
9	LP Tanjung Taloh	500 kV	New	New, 2 Dia 3 CB, 4 LB	2032	Rencana
10	GITET Bintan	500/150 kV	New	New, 2 Dia 3 CB, 1 Dia 2 CB, 4 LB, 1 TB, IBT 1x250 MVA	2032	Rencana

Rencana pembangunan infrastruktur untuk suplai pelanggan KTT pada Tabel diatas sangat tergantung pada kepastian *demand* calon pelanggan serta skema bisnisnya. Perlu dilakukan kajian lebih lanjut terkait konfigurasi jaringan untuk rencana suplai calon pelanggan KTT tersebut. Jika terjadi perubahan *demand* baik kebutuhan dayanya dan teknologi yang digunakan, maka akan dapat merubah rencana infrastruktur ketenagalistrikan yang sudah direncanakan sebelumnya, sehingga infrastruktur untuk suplai pelanggan KTT akan dibangun jika sudah ada kepastian dari *demand* calon pelanggan KTT tersebut ataupun potensi KTT lainnya di sistem Bintan.

A4.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Kepulauan Riau memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari minyak bumi diperkirakan sekitar 304,2 MMSTB, gas bumi sekitar 50.008 BCF[19]. PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Kepulauan Riau.

Pengembangan Pembangkit

Dalam rangka optimalisasi BPP Sistem Batam-Bintan selain direncanakan interkoneksi antara sistem Sumatera dengan sistem Batam-Bintan, juga akan dibangun PLTMG tambahan di pulau Bintan.
Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2034 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Kepulauan Riau dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A4.13 dan Tabel A4.14.

Tabel A4.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTS	2,83	0,74	0,94	-	-	-	-	-	-	-	4,51
Jumlah	**2,83**	**0,74**	**0,94**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**4,51**
IPP											
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

[19] Sumber : RUKN

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTS	-	-	19,6	-	4,77	2,07	-	4	3,45	-	33,89
PLT Lain	-	-	-	-	6,4	-	-	-	-	-	6,4
Jumlah	**-**	**-**	**19,6**	**-**	**11,17**	**2,07**	**-**	**4**	**3,45**	**-**	**40,29**
Total											
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTS	2,83	0,74	20,54	-	4,77	2,07	-	4	3,45	-	38,4
PLT Lain	-	-	-	-	6,4	-	-	-	-	-	6,4
Jumlah	**2,83**	**0,74**	**20,54**	**-**	**11,17**	**2,07**	**-**	**4**	**3,45**	**-**	**44,8**

Tabel A4.14. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTS	2,83	0,74	0,94	-	-	-	-	-	-	-	4,51
Jumlah	**2,83**	**0,74**	**0,94**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**4,51**
IPP											
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTS	-	-	19,6	-	4,77	2,07	-	4	3,45	-	33,89
PLT Lain	-	-	-	-	6,4	-	-	-	-	-	6,4
Jumlah	**-**	**-**	**19,6**	**-**	**11,17**	**2,07**	**-**	**4**	**3,45**	**-**	**40,29**
Total											
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTS	2,83	0,74	20,54	-	4,77	2,07	-	4	3,45	-	38,4
PLT Lain	-	-	-	-	6,4	-	-	-	-	-	6,4
Jumlah	**2,83**	**0,74**	**20,54**	**-**	**11,17**	**2,07**	**-**	**4**	**3,45**	**-**	**44,8**

Tabel A4.15. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
1	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	2,2 0,63 0,74 0,94	2025 2025 2026 2027	2025 2025 2026 2027	Rencana	PLN
2	*Isolated*	PLTS	PLTS + BESS Kepri	4 4	2027 2032	2027 2032	Rencana	IPP
3	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	15,6	2027	2027	Rencana	IPP
4	*Isolated*	PLTBio	PLTBio (Kuota) Kepulauan Riau	4	2029	2029	Rencana	IPP
5	*Isolated*	PLTBio	PLTBio (Kuota) Kepulauan Riau	2,4	2029	2029	Rencana	IPP
6	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Kepualuan Riau tersebar	4,77	2029	2029	Rencana	IPP
7	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Kepualuan Riau tersebar	2,07	2030	2030	Rencana	IPP
8	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Kepulauan Riau Tersebar	3,45	2033	2033	Rencana	IPP
TOTAL				**44,8**				

*) Merupakan kuota Bersama Batam-Bintan, yang dimungkinkan juga di bangun menggunakan wilus PLN Batam oleh PLN Batam/mitra.

Pembangkit IPP kuota tersebar (PLTBio) merupakan kuota yang peruntukannya di provinsi Kepri dan terbuka untuk dikembangkan di sistem dan lokasi wilayah Kepri yang memiliki potensinya. Skema pengadaan untuk pemenuhan kuota tersebut sesuai dengan ketetapan yang berlaku terkini.

Selain pengembangan pembangkit sesuai dengan list tersebut diatas, terdapat juga proyek PLTS+BESS dan BESS Sumatera yang dapat juga dikembangkan di Bintan jika sistem Batam-Bintan sudah terinterkoneksi dengan sistem Sumatera (2028). Kapasitas PLTS+BESS yang tercantum (MW) merupakan *Estimasi capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas Fix PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Lokasi penempatan PLTS+BESS juga tidak terkunci

dengan konsep terpusat di satu lokasi namun dapat juga tersebar di beberapa lokasi, bergantung hasil kajian kebutuhan sistem lebih lanjut.
Pada Sistem Bintan, direncanakan adanya penambahan PLTMG dan PLTS menggunakan skema kerjasama antar Wilus (PLN Batam). Kapasitas PLTMG yang akan dibangun terbagi menjadi 2 tahap, yaitu 100 MW di 2027 dan 50 MW di 2031. Sedangkan kapasitas PLTS terbagi menjadi 2 tahap yaitu 25 MW di 2028 dan 25 MW di 2030. Di Provinsi Kepulauan Riau terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTS Komunal Tersebar 24,0 MW;
- PLTBm Natuna 4,0 MW;
- PLTBm Tanjung Batu 2,0 MW;
- PLTBm Tanjung Batu 2 2,0 MW;
- PLTBm Dabo 1 4,0 MW;
- PLTBm Lingga 1 2,0 MW;
- PLTBm Kundur 2,5 MW;
- PLTS Kepri Tersebar 1,8 MW;
- PLTGL Natuna 2,2 MW;

PLN terbuka untuk bekerjasama dengan badan usaha lain (baik kerjasama Wilus ataupun sebagai IPP) untuk mengembangkan pembangkit di Sistem Bintan. Sistem Bintan memiliki potensi *demand* yang cukup tinggi, namun ketidakpastian *demand* tersebut cukup tinggi. Ketidakpastian tersebut mengakitbatkan resiko *over investment* PLN, maka untuk memperkecil resiko tersebut PLN menerapkan skema bisnis yang *take-or-pay*. Oleh karena itu, jika ada badan usaha lain berminat untuk bekerjasama dalam hal pembangunan Pembangkit, maka lebih di prioritaskan untuk pengembang yang dapat juga meng-*create demand* serta kerjasama dengan skema *take and pay*.
Sistem Bintan saat ini terinterkoneksi dengan Sistem Batam, dimana sebagian besar energi yang di suplai untuk Bintan adalah bersumber dari Sistem Batam. Sistem Batam adalah wilus terpisah, dimana pengelolaannya adalah oleh anak perusanaan PLN Batam. Dalam mengembangkan sistem Bintan agar didapatkan hasil yang optimal maka tidak bisa dipisahkan dengan pengembangan sistem Batam. Untuk itu dalam RUPTL ini pengembangan Sistem Bintan tetap berdasarkan pengembangan Sistem Batam-Bintan.
Dalam pengembangan pembangkit intermiten di Sistem Bintan, sangat bergantung pada kekuatan Sistem Batam-Bintan, dimana otoritas pengaturan sistem adalah PLN Batam. Melihat kondisi demikian, maka pada pengembangan Surya Sumatera-Bintan (Kuota) tersebar merupakan kuota bersama Batam-Bintan, yang dimungkinkan juga dibangun menggunakan Wilus PLN Batam oleh PLN Batam/mitra.
Selain merencanakan penambahan pembangkit di Sistem Bintan, pada tahun 2031 juga direncanakan Interkoneksi Sistem Batam dengan Sistem Sumatera. Dengan adanya interkoneksi ini maka energi EBT murni dapat ditransfer dari Sistem Sumatera, sehingga kontinuitas pasokan EBT di Sistem Batam-Bintan menjadi sangat baik.
Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan

lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Terdapat rencana kerjasama strategis antara PLN dan Pengelola Wilayah Usaha (Wilus) PLN Batam yang membutuhkan suplai daya mencapai 1.200 MW. Kebutuhan tersebut akan dipenuhi dari Sistem Sumatera yang berfokus dalam pengembangan pembangkit EBT.

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya skenario RE *base* dan program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.
Pengembangan transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.
Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.
Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A4.16 dan Tabel A4.17.

Tabel A4.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	162	-	-	162
500 kV AC/DC*	-	-	-	-	-	-	156	156	-	-	312
150 kV	-	14	-	-	-	10	72	-	-	-	96
Jumlah	**-**	**14**	**-**	**-**	**-**	**10**	**228**	**318**	**-**	**-**	**570**

***** Diperlukan studi lebih lanjut

Tabel A4.17. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	162	-	-	162
500 kV AC/DC*	-	-	-	-	-	-	156	156	-	-	312
150 kV	-	14	-	-	-	10	72	-	-	-	96
Jumlah	**-**	**14**	**-**	**-**	**-**	**10**	**228**	**318**	**-**	**-**	**570**

***** Diperlukan studi lebih lanjut

Tabel A4.18. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	kms	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	GI Rempang**	LP Sabang Mas**	500	New, 2 cct, SUTET	24	2032	2032	Rencana
2	LP Sabang Mas**	LP Ngenang**	500	New, 2 cct, SKLTET	6	2032	2032	Rencana
3	LP Ngenang**	Ngenang**	500	New, 2 cct, SUTET	6	2032	2032	Rencana
4	Ngenang**	LP Tanjung Taloh (Bintan)**	500	New, 2 cct, SKLTET	10	2032	2032	Rencana
5	LP Tanjung Taloh (Bintan)**	GITET Bintan**	500	New, 2 cct, SUTET	90	2032	2032	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	kms	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
6	GITET Bintan**	GITET KTT BAI/Data Center**	500	New, 2 cct, SUTET	26	2032	2032	Rencana
7	LP Sungai Guntung*	GI Rempang/Tanjung Gundap*	500 kV*	New, 2 cct, HVDC	156	2031	2031	Rencana
8	LP Sungai Guntung*	GI Rempang*	500 kV*	New, 2 cct, HVDC	156	2032	2032	Rencana
9	Landing Point TBK	Tanjung Balai Karimun	150	New, 2 cct, SUTT	14	2026	2026	*Committed*
10	Sri Bintan	KTT Bintan Resort Cakrawala	150	New, 2 cct, SUTT	10	2030	2030	Rencana
11	GI Rempang/Tanjung Gundap*	GI Panaran (Batam)*	150	New, 2 cct, SUTT	40	2031	2031	Rencana
12	Tanjung Uban (rekonduktoring)	Sri Bintan (rekonduktoring)	150	Rec, 2 cct, SUTT	32	2031	2031	Rencana
TOTAL					**570**			

***** Diperlukan studi lebih lanjut
** KTT Tingkat Kepastian Rendah

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya untuk potensi PLTA dan PLTP kuota Sumatera sesuai dengan neraca daya Skenario RE *Base* dan Skenario ARED. Kebutuhan infrastruktur transmisi (level tegangan, teknologi, jenis konduktor, kms, dan tahun COD) dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem.
Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di wilayah usaha PLN termasuk dalam hal adanya tambahan kebutuhan listrik bagi potensi *demand* Kawasan Industri/KEK di Pulau Batam-Bintan, yang belum tercantum dalam RUPTL (*additional demand*), PLN dapat memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut selama ada kepastian atas *additional demand* tersebut.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A4.19 dan Tabel A4.20.

Tabel A4.19. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	1.500	250	-	-	1.750
500 kV AC/DC*	-	-	-	-	-	-	1.500	1.500	-	-	3.000
150/20 kV	-	60	-	-	-	60	-	60	-	-	180
Jumlah	**-**	**60**	**-**	**-**	**-**	**60**	**3.000**	**1.810**	**-**	**-**	**4.930**

***** Diperlukan studi lebih lanjut

Tabel A4.20. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	1.500	250	-	-	1.750
500 kV AC/DC*	-	-	-	-	-	-	1.500	1.500	-	-	3.000
150/20 kV	-	60	-	-	-	60	-	60	-	-	180
Jumlah	**-**	**60**	**-**	**-**	**-**	**60**	**3.000**	**1.810**	**-**	**-**	**4.930**

***** Diperlukan studi lebih lanjut

Tabel A4.21. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Rempang/Tanjung Gundap (Konverter)*	500 kV	New	1.500	2031	2031	Rencana
2	Rempang/Tanjung Gundap	500/150	New	3x500	2031	2031	Rencana
3	Rempang/Tanjung Gundap (Konverter)**	500 kV	Ext	1.500	2032	2032	Rencana
4	Tanjung Balai Karimun	150/20	New	2x30	2026	2026	*Committed*
5	Air Raja	150/20	Ext	1x60	2030	2030	Rencana
6	Sribintan (Arah KTT BRC)	150	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
7	Tanjung Balai Karimun	150/20	Ext	1x60	2032	2032	Rencana
8	Rempang/Tanjung Gundap **	500	Ext	4 LB	2032	2032	Rencana
9	LP Sabang Mas **	500	New	4 LB	2032	2032	Rencana
10	LP Ngenang **	500	New	4 LB	2032	2032	Rencana
11	Ngenang **	500	New	4 LB	2032	2032	Rencana
12	LP Tanjung Taloh **	500	New	4 LB	2032	2032	Rencana
13	GITET Bintan **	500/150	New	1x250	2032	2032	Rencana
TOTAL				**4.930**			

***** Diperlukan studi lebih lanjut
** KTT Tingkat Kepastian Rendah

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di wilayah usaha PLN termasuk dalam hal adanya tambahan kebutuhan listrik bagi potensi *Data Center* Bintan atau *smelter* di Pulau Bintan, yang belum tercantum dalam RUPTL (*additional demand*), PLN dapat memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut selama ada kepastian atas *additional demand* tersebut.

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A4.22.

Tabel A4.22. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Kriteria	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
JTM (kms)	kms	26	25	25	25	24	24	24	24	24	24
JTR (kms)	kms	28	27	27	27	26	26	26	26	26	26
Gardu Distribusi (MVA)	MVA	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Tambahan Pelanggan	Plg	6.464	6.393	6.316	6.244	6.184	6.135	6.096	6.068	6.053	5.995

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.

Program pengembangan listrik perdesaan Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Riau seperti pada Tabel A4.23.

Tabel A4.23. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Kepulauan Riau

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	2,83	0,74	0,94
Panjang JTM	kms	23,3	10,40	20,67
Panjang JTR	kms	70,67	20,71	19,16
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	0,71	0,55	0,41
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	11	7	5

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Kepulauan Riau sebesar 100 % dengan RDB PLN 99,76 %. Masih terdapat sejumlah 1 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN.
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Kepulauan Riau sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99 % dengan RE PLN sebesar 99,49 %.

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB PLN 100% pada tahun 2026 sedangkan untuk target RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Kepulauan Riau sebagai berikut:

Target A4.24. RDB dan RE PLN Provinsi Kepulauan Riau

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	99,76	99,76	100	100
RE PLN (%)	99,49	99,66	99,68	100

A4.4. SISTEM TENAGA LISTRIK KEPULAUAN (*ISOLATED*)

Kabupaten Natuna terletak paling utara dari Wilayah Republik Indonesia di kawasan Laut Cina Selatan seperti terlihat pada Gambar A4.2. Natuna berada pada jalur pelayaran internasional Hongkong, Jepang, Korea dan Taiwan. Kabupaten ini terkenal dengan penghasil migas dengan cadangan yang sangat besar.



Gambar A4.2. Peta Pulau Natuna

Sistem tenaga listrik Pulau Natuna (Sistem Ranai, Sedanau, Selat Lampa dan Klarik) dipasok dari PLTD dengan Kapasitas terpasang 25 MW dan beban puncak 14,5 MW. Sistem distribusi dengan JTM 475,94 kms, JTR 275,269 kms dan gardu distribusi sebanyak 180 unit dengan daya 18,085 MVA.
Selain di Pulau Natuna, diperlukan juga pengembangan di sistem tenaga listrik *isolated* di Pulau Lingga yang saat ini disuplai PLTD berbahan bakar HSD. Untuk

memperkuat sistem dalam rangka mengantisipasi pertumbuhan beban, akan dilakukan pembangunan kabel laut 20 kV yang menghubungkan Pulau Dabo Singkep – Pulau Selayar – Pulau Lingga. Beban puncak di Sistem Lingga adalah sebesar 2,65 MW sedangkan beban puncak di Sistem Dabo Singkep sebesar 5,56 MW.

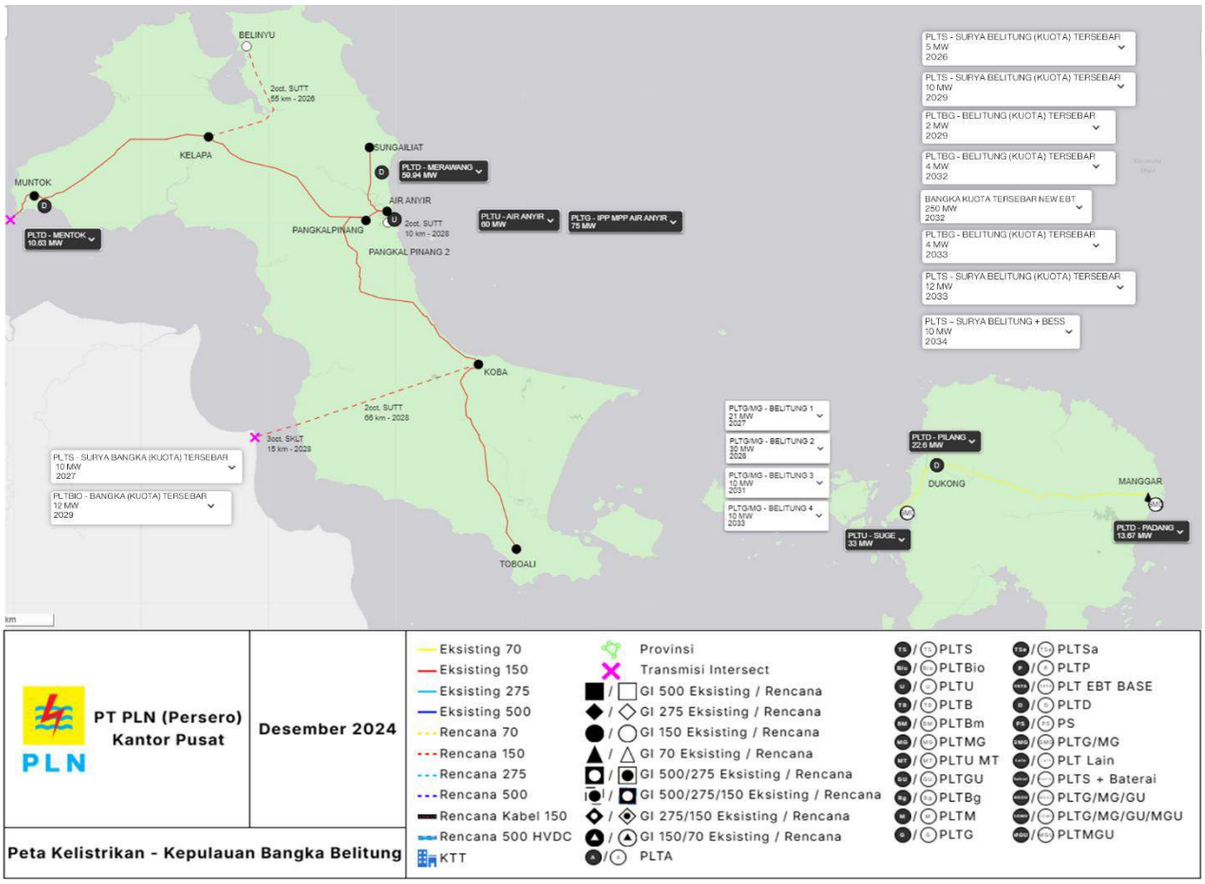
Pada list potensi pembangkit, terdapat potensi PLTGL Natuna. Pembangkit tersebut dapat menjadi opsi pengembangan EBT di sistem Natuna jika studi potensi gelombang sudah memenuhi ke ekonomian dan kesiapan teknologi, selain itu juga perlu dipastikan agar tidak secara operasional layak dan tidak mengganggu sistem.

LAMPIRAN A.5
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG

A5.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Bangka Belitung secara garis besar dikelompokkan menjadi dua sistem tenaga listrik yang terpisah yaitu:

1. Sistem Bangka yang dipasok dari Interkoneksi dengan Sistem Sumatera melalui SKLTT 150 kV, PLTU, PLTG, dan PLTD milik PLN melalui jaringan 150 kV dan PLTBg/PLTBm IPP dan *excess power* melalui jaringan distribusi 20 kV; dan
2. Sistem Belitung yang dipasok dari PLTU dan PLTG melalui jaringan SUTT 70 kV, serta PLTD PLN, PLTBg/PLTBm IPP melalui jaringan distribusi 20 kV.



Gambar A5.1. Peta Sistem Tenaga listrik Bangka Belitung

Provinsi Bangka Belitung merupakan provinsi yang masih berkembang. Lokasinya yang berada diantara Pulau Sumatera dan Pulau Kalimantan, menjadikan lokasi Provinsi Bangka Belitung menjadi strategis. Kedepannya Sistem Bangka akan berfokus pada perkembangan industri, sedangkan Sistem Belitung sebagai kawasan pariwisata.

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 8,15%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A5.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 dapat dilihat seperti pada Tabel A5.2.

Tabel A5.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2.021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	603	620	619	645	689	718	735	766	821	861
2	Bisnis	148	164	178	193	205	194	205	226	249	267
3	Publik	60	67	74	80	88	89	95	99	109	105
4	Industri	51	70	108	149	186	225	335	393	431	527
	Total	**862**	**920**	**979**	**1.066**	**1.167**	**1.226**	**1.369**	**1.484**	**1.611**	**1.761**
	Pertumbuhan (%)	**6,96**	**6,78**	**6,44**	**8,90**	**9,44**	**5,03**	**11,70**	**8,39**	**8,56**	**9,32**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Tabel A5.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2.021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	343	359	390	412	432	448	467	483	500	510
2	Bisnis	19	22	23	26	28	31	34	38	40	42
3	Publik	9	10	11	11	12	13	14	15	16	16
4	Industri	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9
	Total	**371**	**391**	**424**	**450**	**472**	**492**	**516**	**536**	**558**	**569**
	Pertumbuhan (%)	**9,44**	**5,39**	**8,44**	**6,13**	**4,89**	**4,24**	**4,88**	**3,88**	**4,10**	**1,97**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A5.3, A5.4 dan A5.5.

Tabel A5.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[1)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTU	Bangka	2	60,0	50,0	50,0
	Belitung	2	33,0	28,0	28,0
PLTS	Bangka	2	0,2	0,2	0,1
	Belitung	2	0,1	0,1	0,0
PLTD	Bangka	53	79,8	45,5	45,5
	Belitung	25	36,2	17,0	17,0
Jumlah PLN		**86**	**209,3**	**140,8**	**140,6**
IPP					
PLTG	Bangka	4	100,0	100,0	100,0
	Belitung	1	25,0	25,0	25,0
PLTBM	Bangka	1	5,0	5,0	3,0
	Belitung	0	0	0,0	0,0
PLTBG	Bangka	2	4,0	4,0	4,0
	Belitung	1	1,8	1,8	1,8
Jumlah IPP		**7**	**135,8**	**135,8**	**133,8**
SEWA					
PLTD	Bangka	2	12,0	12,0	12,0
PLTBn	Belitung	1	5,0	5,0	3,0
Jumlah SEWA		**3**	**17,0**	**17,0**	**15,0**
Jumlah		**96**	**362,1**	**293,6**	**289,4**

[1)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)

Tabel A5.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[2)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
	Sistem Bangka		10	510
1	Pangkalpinang (GI Kampak)	150/20	2	120
2	Sungailiat	150/20	2	90
3	Air Anyir	150/20	2	120
4	Kelapa	150/20	1	30
5	Muntok	150/20	1	60
6	Koba	150/20	1	30
7	Toboali	150/20	1	60
	Sistem Belitung		6	180
1	Dukong	70/20	2	60
2	Suge (GI Pembangkit)	70/20	3	90
3	Manggar	70/20	1	30

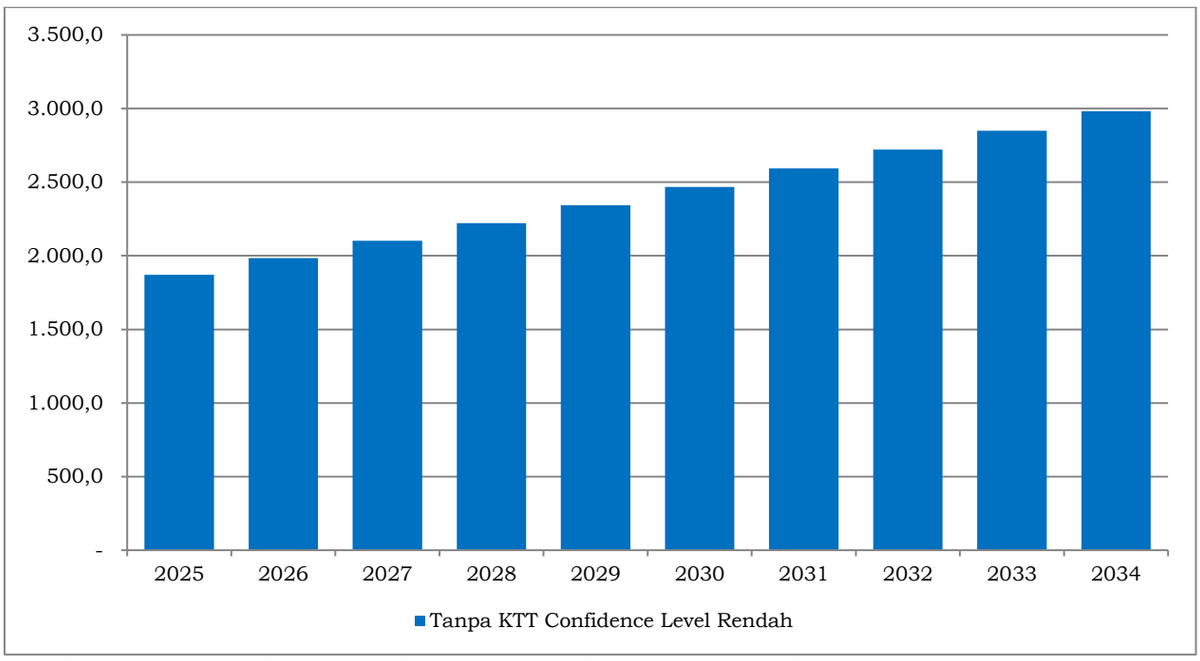
Tabel A5.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	JTM (kms)	3.623	4.019	4.386	4.822	5.204	5.460	5.612	5.982	6.106	6.204
2	JTR (kms)	4.196	4.354	4.750	5.108	5.334	5.556	5.640	5.701	5.779	5.830
3	Gardu Distribusi (MVA)	269	297	341	368	393	568	512	512	512	518

*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A5.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan tingkat kepastian masuknya calon pelanggan KTT. PLN telah memperhitungkan seluruh calon pelanggan KTT yang telah memiliki tingkat kepastian tinggi (sudah SPJBTL) maupun pelanggan KTT yang tingkat kepastiannya masih rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Proyeksi skenario *demand* untuk Provinsi Bangka Belitung adalah seperti pada Gambar A5.2.



Gambar A5.2. Proyeksi *Demand* Provinsi Bangka Belitung (GWh)

[2)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi *COVID-19* terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan sebagai berikut.

Tabel A5.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[3)]

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	908	955	1.001	1.046	1.090	1.134	1.177	1.219	1.260	1.301
2	Bisnis	290	314	339	365	392	421	450	481	513	547
3	Publik	109	112	116	120	124	128	132	137	141	145
4	Industri	563	604	647	692	738	785	834	884	936	988
	Total	**1.870**	**1.985**	**2.103**	**2.222**	**2.344**	**2.468**	**2.593**	**2.721**	**2.850**	**2.981**
	Pertumbuhan (%)	**6,22**	**6,13**	**5,93**	**5,69**	**5,48**	**5,28**	**5,09**	**4,91**	**4,75**	**4,59**

Tabel A5.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[4)]

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	516	522	529	535	541	546	552	557	563	568
2	Bisnis	44	46	49	51	52	54	56	58	60	61
3	Publik	16	17	17	17	18	18	18	19	19	20
4	Industri	1,0	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6
	Total	**578**	**587**	**595**	**604**	**612**	**620**	**628**	**636**	**643**	**651**
	Pertumbuhan (%)	**1,58**	**1,53**	**1,48**	**1,42**	**1,37**	**1,32**	**1,28**	**1,23**	**1,19**	**1,15**

Tabel A5.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[5)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	5,45%	1.870	2.096	326	577.690
2026	5,34%	1.985	2.222	347	586.520
2027	5,22%	2.103	2.352	370	595.183
2028	5,10%	2.222	2.486	394	603.660
2029	4,98%	2.344	2.620	418	611.944
2030	4,96%	2.468	2.756	443	620.046
2031	4,96%	2.593	2.895	468	627.961
2032	4,93%	2.721	3.035	495	635.714
2033	4,93%	2.850	3.177	518	643.278
2034	4,93%	2.981	3.321	529	650.672
Pertumbuhan (%)	**5,08%**	**5,41%**	**5,34%**	**5,68%**	**1,36%**

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), dan potensi pelanggan besar lainnya. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan

[3)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[4)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[5)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034

potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi dan gardu induk.

A5.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Kepulauan Bangka Belitung memiliki potensi energi primer berupa panas bumi sekitar 106 MWe yang tersebar di 7 lokasi, yaitu pada Sungai Liat/Palawan, Pangkal Pinang/Pemali, Air Tembaga/Terak, Buding, Nyelanding, Permis dan Dendang [6].

Sumber energi di Bangka Belitung untuk membangkitkan energi listrik sangat terbatas. Oleh sebab itu kebutuhan energi primer untuk pembangkitan tenaga listrik di Bangka Belitung harus didatangkan dari luar wilayah berupa batubara, gas dan BBM.

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Bangka Belitung.

Pengembangan Pembangkit

Sistem tenaga listrik Provinsi Bangka Belitung memiliki dua Sistem *Isolated* Besar yaitu Sistem Bangka dan Sistem Belitung, dengan mempertimbangkan antara lain :

1. Perlunya peningkatan kepastian tambahan kapasitas pembangkit tenaga listrik di Provinsi Bangka Belitung sebagaimana yang sudah direncanakan.
2. Secara Geografis, Provinsi Bangka Belitung dekat dengan Pulau Sumatera, yang merupakan lumbung energi primer untuk pembangkit listrik dengan biaya operasi murah, terutama batubara. Selain itu Pulau Sumatera juga berpotensi mempunyai surplus energi listrik.

Maka berdasarkan hal tersebut di atas, pendekatan pengembangan sistem tenaga listrik Provinsi Bangka Belitung tidak lagi menggunakan pendekatan sistem *isolated* besar terutama Pulau Bangka.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2034 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Bangka Belitung dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A5.9 dan Tabel A5.10.

Tabel A5.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTS	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Jumlah	**0,1**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0,1**
SH-PLN											
PLTG/MG	-	-	21	30	-	-	10	-	10	-	71
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	10
Jumlah	-	-	**21**	**30**	**-**	-	**10**	**-**	**10**	**10**	**81**
IPP											
PLTS	1	5	12,4	-	10	0,7	-	-	12,4	-	41
PLT Lain	-	-	-	-	14	-	-	4	4	-	22
Jumlah	**1**	**5**	**12,4**	**-**	**24**	**0,7**	**-**	**4**	**16**	**-**	**63**
Total											
PLTG/MG	-	-	21	30	-	-	10	-	10	-	71
PLTS	1,1	5	12,4	-	10	0,7	-	-	12,4	10	51

[6] Sumber : RUKN

PLT Lain	-	-	-	-	14	-	-	4	4	-	22
Jumlah	**1,1**	**5**	**33,4**	**30**	**24**	**0,7**	**10**	**4**	**26**	**10**	**144**

Tabel A5.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – Skenario ARED

Tahun	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**Jumlah**
PLN											
PLTS	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Jumlah	**0,1**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0,1**
SH-PLN											
PLTG/MG	-	-	21	30	-	-	10	-	10	-	71
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	10
Jumlah	-	-	**21**	**30**	**-**	-	**10**	**-**	**10**	**10**	**81**
IPP											
PLTS	1	5	12,4	-	10	0,7	-	-	12,4	-	41
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	250	-	-	250
PLT Lain	-	-	-	-	14	-	-	4	4	-	22
Jumlah	**1**	**5**	**12,4**	**-**	**24**	**0,7**	**-**	**254**	**16**	**-**	**313**
Total											
PLTG/MG	-	-	21	30	-	-	10	-	10	-	71
PLTS	1,1	5	12,4	-	10	0,7	-	-	12,4	10	51
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	250	-	-	250
PLT Lain	-	-	-	-	14	-	-	4	4	-	22
Jumlah	**1,1**	**5**	**33,4**	**30**	**24**	**0,7**	**10**	**254**	**26**	**10**	**394**

Tabel A5.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	**Nama Sistem Tenaga Listrik**	**Jenis Pembangkit**	**Lokasi / Nama Pembangkit**	**Kapasitas (MW)**	**Target COD**		**Status**	**Pengembang**
					Skenario RE RE *Base*	**Skenario ARED**		
1	Sumatera	PLTS	PLTS Belinyu (BUMD)	1	2025	2025	Konstruksi	IPP
2	Sumatera	PLTS	Bangka (Kuota Tersebar)*	10	2027	2027	Rencana	IPP
3	Sumatera	PLTBio	PLTBio Bangka (Kuota) tersebar*	2	2029	2029	Rencana	IPP
4	Sumatera	PLTBio	PLTBio Bangka (Kuota) tersebar*	5	2029	2029	Rencana	IPP
5	Sumatera	PLTBio	PLTBio Bangka (Kuota) tersebar*	5	2029	2029	Rencana	IPP
6	Sumatera	PLTN	PLTN Sumatera-Bangka (Kuota) tersebar New EBT*	250	-	2032	Rencana	IPP
7	Belitung	PLTS	Belitung (Kuota Tersebar)	5	2026	2026	Rencana	IPP
8	Belitung	PLTMG	Belitung 1	21	2027	2027	Rencana	SH-PLN
9	Belitung	PLTMG	Belitung 2	30	2028	2028	Rencana	SH-PLN
10	Belitung	PLTS	Belitung (Kuota Tersebar)	10	2029	2029	Rencana	IPP
11	Belitung	PLTMG	Belitung 3	10	2031	2031	Rencana	SH-PLN
12	Belitung	PLTMG	Belitung 4	10	2033	2033	Rencana	SH-PLN
13	Belitung	PLTS	Belitung (Kuota Tersebar)	12	2033	2033	Rencana	IPP
14	Belitung	PLTS	Surya Belitung + BESS	10	2034	2034	Rencana	SH-PLN
15	Belitung	PLTBg	PLTBg Belitung (Kuota) tersebar	2	2029	2029	Rencana	IPP
16	Belitung	PLTBg	PLTBg Belitung (Kuota) tersebar	4	2032	2032	Rencana	IPP
17	Belitung	PLTBg	PLTBg Belitung (Kuota) tersebar	4	2033	2033	Rencana	IPP
18	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	0,05	2025	2025	Rencana	PLN
19	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	2,4	2027	2027	Rencana	IPP
20	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Babel tersebar	0,69	2030	2030	Rencana	IPP
21	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Babel tersebar	0,36	2033	2033	Rencana	IPP
TOTAL				**394,5**				

*) Merupakan proyek PLTN di sistem Sumatera-Bangka, lokasi penempatan dapat di provinsi Babel ataupun provinsi lain nya, menunggu penetapan pemerintah serta akan di eksekusi setalah ada penugasan.

Kapasitas tambahan pembangkit gas yang tercantum adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem, namun pada saat pelaksanaan project kapasitas tersbut dapat disesuaikan dengen ketersediaan mesin dipasaran. Range kapasitas yang masih dapat di akomodir adalah +/- 20%.

Diluar kapasitas di atas, masih terdapat proyek PLTA, PLTP, PLTBio, PLTS, dan PLTB yang akan dikembangkan juga di Provinsi Bangka-Belitung, namun tidak dimasukkan kedalam list per provinsi karena merupakan proyek tersebar di Provinsi Sumatera. Pembangkit kuota tersebar Sistem Sumatera yang juga dapat dikembangkan di Bangka Belitung adalah :

- PLTA Sumatera (kuota) tersebar*	250 MW	(2028);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar*	200 MW	(2029);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar*	200 MW	(2030);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar*	40 MW	(2029);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar*	110 MW	(2031);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar*	350 MW	(2031);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar	110 MW	(2030);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar	270 MW	(2033);
- PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar	3 MW	(2027);
- PLTM Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagsel*	14,9 MW	(2029);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar*	40 MW	(2027);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar	225 MW	(2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2026);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2028);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2029);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2030);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2031);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2032);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	100 MW	(2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	100 MW	(2034);

Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS smoothing minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.

Pembangkit IPP kuota tersebar merupakan kuota Sistem Sumatera yang peruntukannya masih terbuka untuk dikembangkan di provinsi lain yang memiliki potensi tersebut dan terkoneksi dengan *Grid* Sumatera. Skema pengadaan untuk pemenuhan kuota tersebut sesuai dengan ketetapan yang berlaku terkini. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan oleh PLN/SH maupun IPP. Setelah pembangkit tersebut mendapatkan kontrak konstruksi atau PPA, maka kuota tersebut akan diseusikan Namanya sesuai nama proyek.Setelah pembangkit tersebut mendapatkan kontrak konstruksi atau PPA maka kuota tersebut akan disesuaikan namanya sesuai nama proyek.

Selain pengembangan pembangkit sesuai dengan list tersebut diatas, terdapat juga proyek PLTS+BESS yang dapat juga dikembangkan di Subsistem Bangka selama diperlukan sistem dan terpenuhi secara ke-ekonomian. Kapasitas PLTS+BESS dan BESS yang tercantum (MW) merupakan *estimasi capacity* yang mensuplai sistem, sedangkan untuk *firm* kapasitas PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Penempatan PLTS+BESS dalam list hanya tidak mengunci dengan konsep terpusat namun dimungkikan juga untuk tersebar di

beberapa lokasi, kapastian penempatan proyek sesuai dengan kajian sistem lebih lanjut.
Di Provinsi Bangka Belitung terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTBg Bangka Tengah 2,0 MW
- PLTBg Bangka Barat 6,0 MW
- PLTBg Belitung 5,0 MW
- PLTB Belitung Timur 10,0 MW

Pengembangan Sistem Bangka diprioritaskan menggunakan suplai dari Interkoneksi Sumatera. Sebagai *back up* di Sistem Bangka saat ini sudah beroperasi PLTU 2x30 MW dan PLTG MPP 25 MW. Pada tahun 2028 direncanakan juga penambahan jalur interkoneksi baru dari sisi selatan melalui GI Mariana (Sumsel) sampai dengan GI Koba (Bangka). Dengan adanya tambahan jalur tersebut maka terdapat tambahan pasokan daya sebesar 200 MW.
Pengembangan Sistem Belitung kedepannya akan diprioritaskan menggunakan pembangkit gas dan pembangkit EBT (bio dan surya). Saat ini di Sistem Belitung sudah beroperasi PLTG MPP 25 MW. Penambahan pembangkit gas di Belitung adalah 21 MW di tahun 2027 dan tambahan 30 MW lagi di tahun 2028, dengan adanya penambahan pembangkit gas tersebut maka harga gas (dan infrastuktur gas) di Sistem Belitung akan menjadi lebih ekonomis.
Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya Skenario RE *Base* dan Program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.
Pengembangan transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.
Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.
Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A5.12 dan Tabel A5.13.

Tabel A5.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
150 kV	-	110	-	184	-	-	-	-	-	-	294
70 kV	-	-	140	-	-	-	-	-	-	-	140
Jumlah	**-**	**110**	**140**	**184**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**434**

Tabel A5.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
150 kV	-	110	-	184	-	-	-	-	-	-	294
70 kV	-	-	140	-	-	-	-	-	-	-	140
Jumlah	**-**	**110**	**140**	**184**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**434**

Tabel A5.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	kms	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Belinyu	Kelapa	150	New, 2 cct, SUTT	110	2026	2026	Rencana
2	Sumatera Landing Point (Tahap 2)	Bangka Landing Point (Tahap 2)	150	New, 2 cct, SKLT	30	2028	2028	Rencana
3	Koba	Bangka Landing Point (Tahap 2)	150	New, 2 cct, SUTT	132	2028	2028	Rencana
4	Pangkal Pinang 2	Air Anyir	150	New, 2 cct, SUTT	22	2028	2028	Rencana
5	PLTN Sumatera-Bangka (Kuota) tersebar New EBT**	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	-	2032	Rencana
6	Suge (Rekonduktoring)	Dukong (Rekonduktoring)	70	Rec, 2 cct, SUTT	110	2027	2027	Rencana
7	Dukong	PLTMG Belitung 1	70	New, 2 cct, SUTT	30	2027	2027	Rencana
8	PLTS Sumatera (Kuota) Tersebar 10 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2027	2027	Rencana
TOTAL					**434**			

***** Panjang transmisi masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi

****** Merupakan proyek PLTN di sistem Sumatera-Bangka. Lokasi PLTN dapat di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung ataupun provinsi lainnya berdasarkan penetapan Pemerintah serta akan di eksekusi setelah adanya penugasan.

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya untuk potensi PLTA dan PLTP kuota Sumatera sesuai dengan neraca daya Skenario RE *Base* dan Skenario ARED. Kebutuhan infrastruktur transmisi (level tegangan, teknologi, jenis konduktor, kms, dan tahun COD) dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A5.15 dan A5.16.

Tabel A5.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
150/20 kV	120	60	60	60	-	-	60	60	-	60	480
70/20 kV	60	-	-	60	-	-	30	-	-	60	210
Jumlah	**180**	**60**	**60**	**120**	**-**	**-**	**90**	**60**	**-**	**120**	**690**

Tabel A5.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
150/20 kV	120	60	60	60	-	-	60	60	-	60	480
70/20 kV	60	-	-	60	-	-	30	-	-	60	210
Jumlah	**180**	**60**	**60**	**120**	**-**	**-**	**90**	**60**	**-**	**120**	**690**

Tabel A5.17. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Kelapa	150/20	Ext	1x60	2025	2025	Rencana
2	Sungailiat	150/20	Uprate	1x60	2025	2025	Rencana
3	Kelapa (Arah Belinyu)	150	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
4	Belinyu	150/20	New	1x30	2026	2026	Rencana
5	Koba	150/20	Ext	1x30	2026	2026	Rencana
6	Toboali	150/20	Ext	1x60	2027	2027	Rencana
7	Koba (Arah LP Bangka)	150	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
8	Air Anyir (Arah Pangkal Pinang-2)	150	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
9	Pangkal Pinang 2	150/20	New	1x60	2028	2028	Rencana
10	Toboali	150/20	Ext	1x60	2031	2031	Rencana
11	Koba	150/20	Uprate	1x60	2032	2032	Rencana
12	Pangkal Pinang	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
13	Dukong	70/20	Ext	1x30	2025	2025	Rencana
14	Manggar	70/20	Ext	1x30	2025	2025	Rencana
15	Dukong (Arah PLTMG Belitung 1,2)	70	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
16	Dukong	70/20	Uprate	1x60	2028	2028	Rencana
17	Manggar	70/20	Uprate	1x30	2031	2031	Rencana
18	Dukong	70/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
TOTAL				**690**			

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A5.18.

Tabel A5.18. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Kriteria	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
JTM (kms)	kms	172	173	172	172	170	169	168	165	164	163
JTR (kms)	kms	103	103	102	100	98	97	95	94	92	91
Gardu Distribusi (MVA)	MVA	25	26	26	27	27	27	27	27	28	28
Tambahan Pelanggan	Plg	8.970	8.830	8.663	8.477	8.284	8.102	7.915	7.753	7.563	7.395

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung seperti pada Tabel A5.19.

Tabel A5.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Kepulauan Bangka Belitung

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	0,05	-	-
Panjang JTM	kms	31,81	6,66	20,20
Panjang JTR	kms	32,08	19,08	4,63
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	1,01	0,35	0,61
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	15	7	7

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung sebesar 100% dengan RDB PLN 100%. Dengan total sejumlah 393 desa berlistrik PLN.

Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 99,99%.

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

RDB PLN Provinsi Kepulauan Bangka Belitung sudah mencapai 100% sedangkan untuk RE PLN 100% ditargetkan pada tahun 2027.

Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung sebagai berikut:

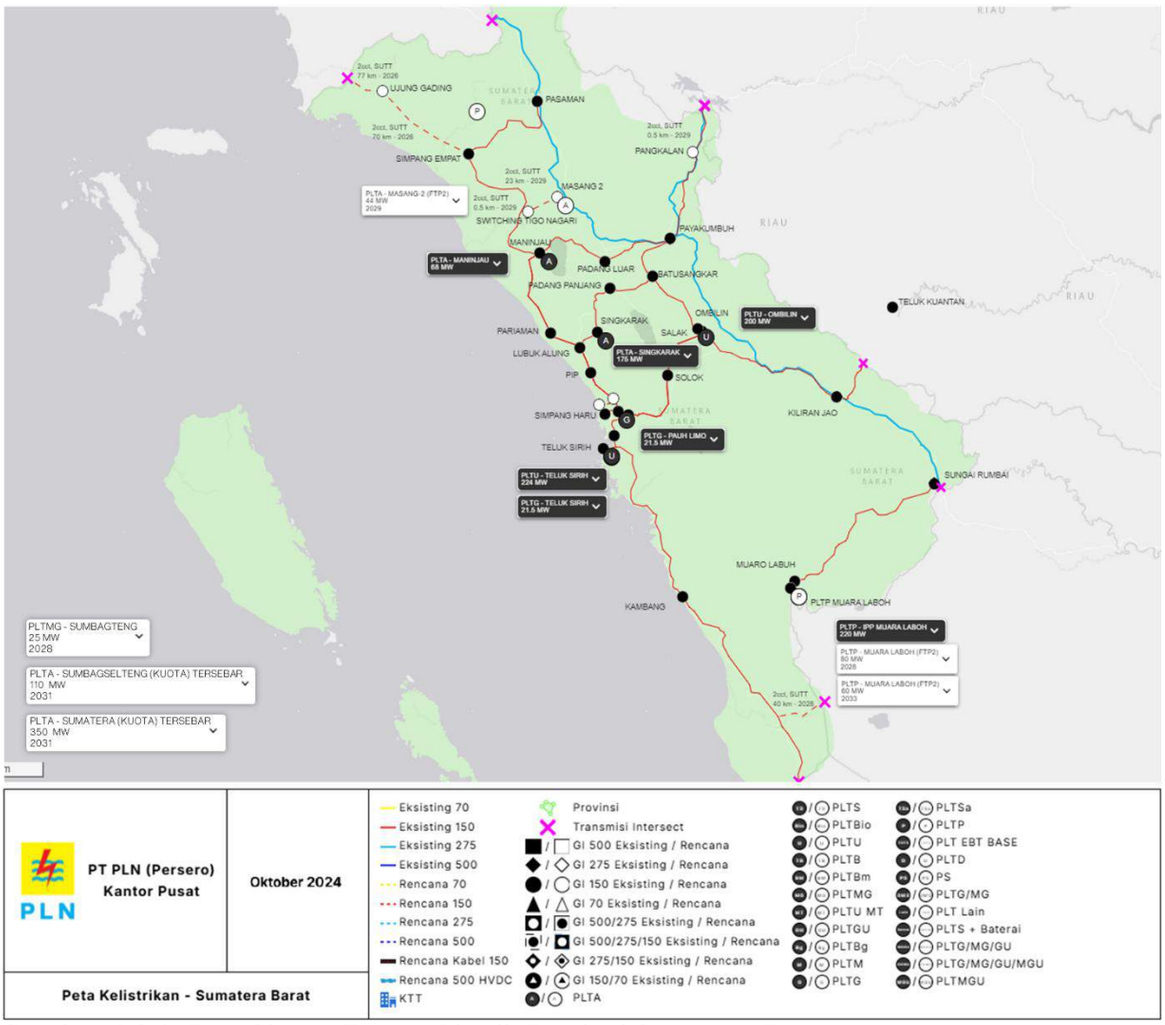
Tabel A5.20. Target RDB dan RE PLN Provinsi Bangka Belitung

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	100	100	100	100
RE PLN (%)	99,99	99,99	99,99	100

LAMPIRAN A.6
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI SUMATERA BARAT

A6.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Sumatera Barat terdiri atas sistem interkoneksi 275-150 kV dan sistem *isolated* kepulauan Mentawai. Sistem interkoneksi 275-150 kV saat ini membentang dari Desa Silaping di Kabupaten Pasaman Barat – Kecamatan Pangkalan di Kabupaten 50 Kota – Desa Sungai Rumbai Kecamatan Sungai di Kabupaten Dharmasraya, sampai ke Kecamatan Lunang Silaut di Kabupaten Pesisir Selatan. Pasokan sistem tenaga listrik Provinsi Sumatera Barat berasal dari sistem interkoneksi 275 kV Sumatera Bagian Tengah. Beban puncak tertinggi Sumatera Barat tahun 2024 sampai Bulan Oktober sebesar 699 MW. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Sumatera Barat ditunjukkan pada Gambar A6.1.



Gambar A6.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Sumatera Barat

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 3,49 %. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A6.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 dapat dilihat seperti pada Tabel A6.2.

Tabel A6.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	1.481	1.534	1.574	1.596	1.650	1.718	1.781	1.792	1.837	1.940
2	Bisnis	400	420	450	503	535	527	574	639	730	780
3	Publik	251	268	282	304	335	327	346	372	404	437
4	Industri	838	828	998	986	925	857	945	828	840	897
	Total	**2.971**	**3.050**	**3.314**	**3.389**	**3.445**	**3.429**	**3.646**	**3.630**	**3.811**	**4.054**
	Pertumbuhan (%)	**1,99**	**2,64**	**8,69**	**2,25**	**1,64**	**-0,46**	**6,33**	**-0,43**	**4,97**	**6,38**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Tabel A6.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	1.022	1.065	1.122	1.178	1.240	1.295	1.350	1.400	1.447	1.489
2	Bisnis	87	96	109	122	132	145	160	177	192	207
3	Publik	36	38	41	43	45	47	49	51	53	56
4	Industri	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8
	Total	**1.145**	**1.200**	**1.271**	**1.343**	**1.417**	**1.488**	**1.560**	**1.629**	**1.693**	**1.752**
	Pertumbuhan (%)	**5,61**	**4,74**	**5,97**	**5,65**	**5,50**	**4,96**	**4,84**	**4,42**	**3,96**	**3,49**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A6.3, A6.4 dan A6.5.

Tabel A6.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting[7)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTA	Sumatera	11	253,5	252,9	253,3
PLTG	Sumatera	2	43,0	32,7	29,3
PLTU	Sumatera	4	424,0	355,0	355,0
PLTD	Pokai	5	0,7	0,6	0,5
	Mabolak	5	1,3	1,0	1,0
	Seay baru	5	0,5	0,4	0,4
	Mailepet	7	1,8	1,4	1,1
	Tua Pejat	8	4,8	3,7	3,4
	Saibi	2	0,2	0,2	0,2
	Peipei	2	0,2	0,2	0,2
	Betaet	3	0,2	0,2	0,2
Jumlah PLN		**54**	**730,1**	**648,2**	**625,4**
IPP					
PLTP	Sumatera	1	80,0	85,7	85,0
PLTMH	Sumatera	10	48,9	48,7	48,7
Jumlah IPP		**11**	**133,9**	**134,4**	**133,7**
Jumlah		**65**	**864,0**	**782,6**	**759,1**

Sistem tenaga listrik *isolated* Kepulauan Mentawai dipasok dari Sistem Siberut, Sipora, Pagai Utara dan Pagai Selatan dengan menggunakan PLTD sebanyak 8 lokasi, total kapasitas terpasang 9,6 MW, daya mampu *netto* sebesar 7,6 MW dan beban puncak 4,1 MW. Sistem Distribusi dengan JTM 292,78 kms, JTR 236,95 kms dan gardu distribusi 118 unit atau 8,395 MVA.

[7)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)

Tabel A6.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk[8)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	PIP	150/20	3	120
2	Pauh Limo	150/20	2	120
3	Simpang Haru	150/20	3	144
4	Lubuk Alung	150/20	2	90
5	Maninjau	150/20	2	80
6	Padang Luar	150/20	2	90
7	Simpang Empat	150/20	3	80
8	Padang Panjang	150/20	2	70
9	Solok	150/20	2	80
10	Salak	150/20	2	80
11	Kiliranjao	150/20	3	110
12	Payakumbuh	150/20	2	90
13	Batu Sangkar	150/20	2	50
14	Bungus	150/20	2	60
15	Pariaman	150/20	2	60
16	Kambang	150/20	2	90
17	Indarung	150/20	-	-
18	S. Rumbai	150/20	1	30
19	Muaralabuh	150/20	1	30
20	Pasaman	150/20	1	60
21	Tapan	150/20	1	30
TOTAL			**40**	**1.564**

Tabel A6.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

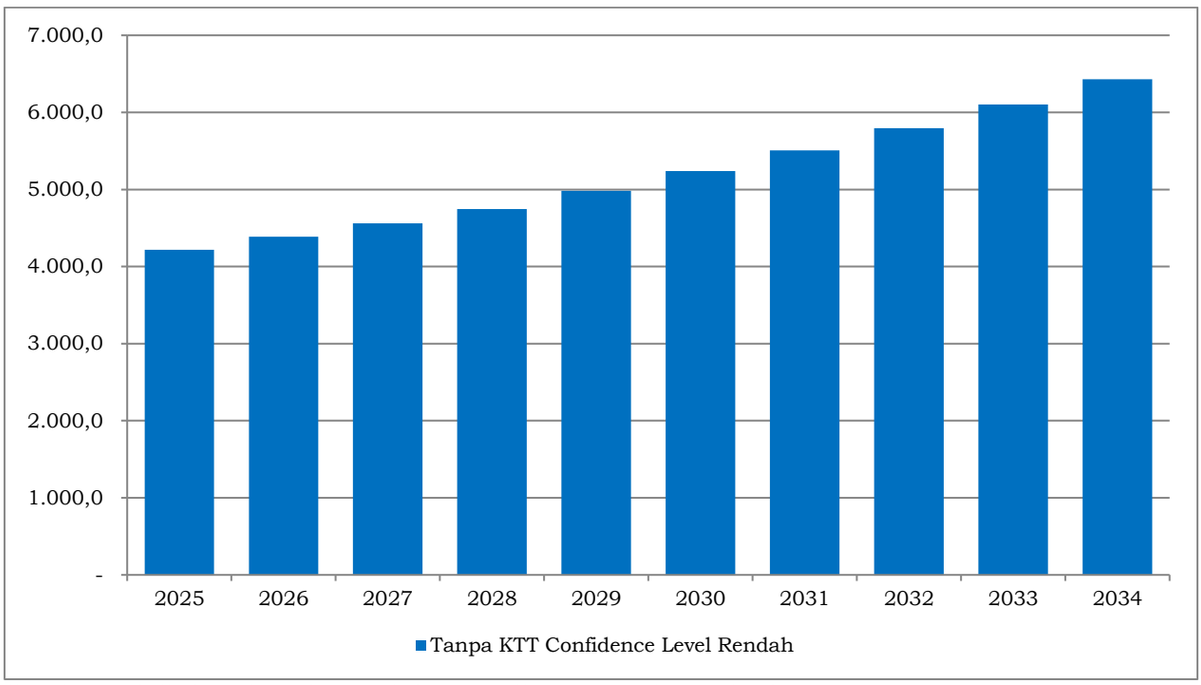
No	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	JTM (kms)	9.854	10.493	11.032	11.774	11.616	12.276	11.241	11.296	11.388	11.509
2	JTR (kms)	13.154	13.855	15.537	19.736	18.811	18.223	18.282	18.298	18.459	19.043
3	Gardu Distribusi (MVA)	729	841	897	1.101	951	1.144	1.173	1.212	1.216	1.246

*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A6.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan tingkat kepastian masuknya calon pelanggan KTT. PLN telah memperhitungkan seluruh calon pelanggan KTT yang telah memiliki tingkat kepastian tinggi (sudah SPJBTL) maupun pelanggan KTT yang tingkat kepastiannya masih rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Di Provinsi Sumatera Barat, terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (sudah SPJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Sumatera Barat hanya terdapat satu proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT tersebut. Proyeksi skenario *demand* untuk Provinsi Sumatera Barat adalah seperti pada Gambar A6.2.

[8)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS



Gambar A6.2 Proyeksi *Demand* Provinsi Sumatera Barat (GWh)

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi *COVID-19* terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan sebagai berikut.

Tabel A6.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[9)]

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.993	2.050	2.112	2.179	2.252	2.330	2.414	2.506	2.605	2.712
2	Bisnis	829	884	944	1.008	1.076	1.149	1.226	1.307	1.393	1.483
3	Publik	470	504	541	580	622	667	714	765	819	876
4	Industri	926	950	963	979	1.034	1.092	1.153	1.217	1.285	1.357
	Total	**4.218**	**4.388**	**4.560**	**4.746**	**4.984**	**5.238**	**5.507**	**5.795**	**6.101**	**6.429**
	Pertumbuhan (%)	**4,05**	**4,04**	**3,91**	**4,08**	**5,02**	**5,09**	**5,13**	**5,23**	**5,30**	**5,36**

Tabel A6.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[10)]

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.517	1.545	1.573	1.601	1.629	1.657	1.685	1.712	1.740	1.767
2	Bisnis	218	230	241	253	265	276	288	300	311	323
3	Sosial	58	61	63	66	69	71	74	77	80	84
4	Industri	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0

[9)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[10)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	Jumlah	**1.794**	**1.836**	**1.878**	**1.921**	**1.963**	**2.005**	**2.048**	**2.090**	**2.132**	**2.174**
	Pertumbuhan (%)	**2,37**	**2,34**	**2,30**	**2,26**	**2,21**	**2,16**	**2,11**	**2,07**	**2,02**	**1,97**

Tabel A6.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[11)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	6,68%	4.218	4.472	739	1.793.901
2026	6,73%	4.388	4.647	770	1.835.866
2027	6,74%	4.560	4.826	801	1.878.131
2028	6,74%	4.746	5.023	836	1.920.532
2029	6,76%	4.984	5.270	879	1.963.021
2030	6,74%	5.238	5.534	925	2.005.477
2031	6,69%	5.507	5.813	974	2.047.855
2032	6,70%	5.795	6.112	1.026	2.090.200
2033	6,69%	6.101	6.431	1.080	2.132.409
2034	6,68%	6.429	6.770	1.137	2.174.415
Pertumbuhan (%)	**6,71%**	**4,72%**	**4,92%**	**5,10%**	**2,18%**

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), dan potensi pelanggan besar lainnya. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi dan gardu induk.

A6.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Sumatera Barat memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari batubara mencapai 795,5 juta ton dan panas bumi spekulatif sekitar 801 MWe yang terdapat pada 17 lokasi. Potensi tenaga air skala besar 3.607 MW (sudah termasuk potensi tenaga air di Provinsi Riau) yang berada pada 12 lokasi, sedangkan potensi CBM sekitar 0,5 TCF[12)].

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Sumatera Barat.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2034 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Sumatera Barat dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A6.9 dan Tabel A6.10.

Tabel A6.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTA	-	-	-	-	44	-	-	-	-	-	44
PLTS	0,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,08
Jumlah	**0,08**	**-**	**-**	**-**	**44**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**44,1**
IPP											

[11)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[12)] Sumber : RUKN

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTMG	-	-	-	25	-	-	-	-	-	-	25
PLTP	-	-	-	80	-	-	-	-	60	-	140
PLTM	11	6,1	-	-	-	4	20,1	-	-	-	41,2
PLTA	-	-	-	-	-	-	460,0	-	-	-	460,0
PLTS	-	-	6,3	-	-	5,13	-	-	24,23	-	35,66
Jumlah	**11,0**	**6,1**	**6,3**	**105,0**	**-**	**9,1**	**480,1**	**-**	**84,2**	**-**	**701,9**
Total											
PLTMG	-	-	-	25	-	-	-	-	-	-	25
PLTP	-	-	-	80	-	-	-	-	60	-	140
PLTM	11	6,1	-	-	-	4	20,1	-	-	-	41,2
PLTA	-	-	-	-	44,0	-	460,0	-	-	-	504,0
PLTS	0,08	-	6,3	-	-	5,13	-	-	24,23	-	35,08
Jumlah	**11,08**	**6,1**	**6,3**	**105,0**	**44,0**	**9,1**	**480,1**	**-**	**84,2**	**-**	**745,9**

* Termasuk kuota sistem Sumatera dan kuota transfer ke sistem Jawa

Tabel A6.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTA	-	-	-	-	44	-	-	-	-	-	44
PLTS	0,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,08
Jumlah	**0,08**	**-**	**-**	**-**	**44**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**44,1**
IPP											
PLTMG	-	-	-	25	-	-	-	-	-	-	25
PLTP	-	-	-	80	-	-	-	-	60	-	140
PLTM	11	6,1	-	-	-	4	20,1	-	-	-	41,2
PLTA	-	-	-	-	-	-	460,0	-	-	-	460,0
PLTS	-	-	6,3	-	-	5,13	-	-	24,23	-	35,66
Jumlah	**11,0**	**6,1**	**6,3**	**105,0**	**-**	**9,1**	**480,1**	**-**	**84,2**	**-**	**701,9**
Total											
PLTMG	-	-	-	25	-	-	-	-	-	-	25
PLTP	-	-	-	80	-	-	-	-	60	-	140
PLTM	11	6,1	-	-	-	4	20,1	-	-	-	41,2
PLTA	-	-	-	-	44,0	-	460,0	-	-	-	504,0
PLTS	0,08	-	6,3	-	-	5,13	-	-	24,23	-	35,08
Jumlah	**11,08**	**6,1**	**6,3**	**105,0**	**44,0**	**9,1**	**480,1**	**-**	**84,2**	**-**	**745,9**

* Termasuk kuota sistem Sumatera dan kuota transfer ke sistem Jawa

Tabel A6.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
1	Sumatera	PLTM	Bendungan PU Batanghari	5,0	2025	2025	Konstruksi	IPP
2	Sumatera	PLTM	Bayang Nyalo	6,0	2025	2025	Konstruksi	IPP
3	Sumatera	PLTM	Rabi Jonggor	4,5	2026	2026	Pendanaan	IPP
4	Sumatera	PLTM	Tras	1,6	2026	2026	Pendanaan	IPP
5	Sumatera	PLTP	Muara Laboh (FTP2)	80 60	2028 2033	2028 2033	PPA	IPP
6	Sumatera	PLTMG	Sumbagteng	25	2028	2028	Rencana	IPP
7	Sumatera	PLTA	Masang-2 (FTP2)	44	2029	2029	*Committed*	PLN
8	Sumatera	PLTM	Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagteng[1)]	4 20,1	2030 2031	2030 2031	Rencana	IPP
9	Sumatera	PLTA	Sumbagselteng (Kuota) Tersebar	110	2031	2031	Rencana	IPP
10	Sumatera	PLTA	Sumbagselteng (kuota ISJ) tersebar[2)]	350	2031	2031	Rencana	IPP
11	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT Lisdes	0,08	2025	2025	Rencana	PLN
12	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	0,9 5,4	2027	2027	Rencana	IPP

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
13	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Sumbar Tersebar	5,1	2030	2030	Rencana	IPP
14	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Sumbar Tersebar	24,2	2033	2033	Rencana	IPP
TOTAL				**745,9**				

[1] Kuota Sistem Sumatera
[2] Kuota Sistem Sumatera transfer ke Sistem Jawa

Kapasitas tambahan pembangkit gas yang tercantum adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem, namun pada saat pelaksanaan project kapasitas tersbut dapat disesuaikan dengen ketersediaan mesin dipasaran. Range kapasitas yang masih dapat di akomodir adalah +/- 20%.
Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Di dalam *list* pembangkit Provinsi Sumatera Barat tercantum kuota kapasitas Sumatera untuk jenis PLTA. Kuota ini adalah kuota sistem, yang dapat diisi tidak hanya dapat potensi di Sumatera Barat, tetapi juga di provinsi lain selama terkoneksi ke Sistem Sumatera.
Diluar kapasitas di atas, masih terdapat proyek PLTA, PLTP, PLTBio, PLTS, dan PLTB yang akan dikembangkan juga di provinsi Sumatera Barat, namum tidak dimasukan kedalam *list* per provinsi karena merupakan proyek tersebut tersebar di Provinsi Sumatera. Pembangkit kuota tersebar Sistem Sumatera yang juga dapat dikembangkan di Sumatera Barat adalah :

- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 250 MW (2028);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 200 MW (2029);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 200 MW (2030);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar 110 MW (2030);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar 270 MW (2033);
- PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar 3 MW (2027);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar* 40 MW (2027);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar 225 MW (2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 50 MW (2026);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 25 MW (2028);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 50 MW (2029);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 25 MW (2030);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 50 MW (2031);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 25 MW (2032);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 100 MW (2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 100 MW (2034);

Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS smoothing minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.
Pembangkit IPP kuota tersebar merupakan kuota Sistem Sumatera yang peruntukannya masih terbuka untuk dikembangkan di provinsi lain yang memiliki potensi tersebut dan terkoneksi dengan *Grid* Sumatera. Skema pengadaan untuk pemenuhan kuota tersebut sesuai dengan ketetapan yang berlaku terkini. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan oleh PLN/SH maupun IPP. Setelah pembangkit tersebut mendapatkan kontrak konstruksi atau PPA, maka kuota tersebut akan disesuaikan namanya sesuai nama proyek.
Kapasitas PLTS+BESS dan BESS yang tercantum (MW) merupakan *Estimasi capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas Fix PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Lokasi penempatan PLTS+BESS juga tidak terkunci di Provinsi ini, namun dapat disesuaikan di provinsi lain dengan konsep terpusat di satu lokasi ataupun tersebar di beberapa lokasi, bergantung hasil kajian kebutuhan sistem lebih lanjut.
Di Provinsi Sumatera Barat terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Air Pura	13,1	MW;
-	PLTA	Liki	15,6	MW;
-	PLTA	Sangir	19,0	MW;
-	PLTA	Batang Sinamar	20,5	MW;
-	PLTA	Sinamar	21,0	MW;
-	PLTA	Lubu	28,0	MW;
-	PLTA	Talu	20,0	MW;
-	PLTA	Sinamar	34,0	MW;
-	PLTA	Sinamar	36,0	MW;
-	PLTA	Padang Aro	40,0	MW;
-	PLTA	Dusun Tengah	40,0	MW;
-	PLTA	Pasaman 2	41,2	MW;
-	PLTA	Akuaman	78,9	MW;
-	PLTA	Pasaman	90,0	MW;
-	PLTA	Masang III	105,0	MW;
-	PS	Talang	1.000,0	MW;
-	PLTA	Lubuak Jantan	42,0	MW;
-	PLTP	Bonjol	50,0	MW;
-	PLTP	Cubadak	20,0	MW;
-	PLTP	Gunung Talang - Bukit Kili	20,0	MW;
-	PLTP	Gunung Tandikat & Singgalang	20,0	MW;
-	PLTP	Sumani	20,0	MW;
-	PLTS	Komunal Tersebar	0,2	MW;
-	PLTS	Terapung Singkarak	50,0	MW;
-	PLTS	Terapung Koto Panjang	50,1	MW;
-	PLTBm	Mentawai	9,8	MW;

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat

persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya skenario RE *Base* dan Program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.

Pengembangan transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.

Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A6.12 dan Tabel A6.13.

Tabel A6.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
150 kV	16	140	-	80	49	-	-	-	-	-	285
Jumlah	**16**	**140**	**-**	**80**	**49**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**285**

Tabel A6.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
150 kV	16	140	-	80	49	-	-	-	-	-	285
Jumlah	**16**	**140**	**-**	**80**	**49**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**285**

Tabel A6.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	kms	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	GIS Kota Padang	Single Phi PIP/Lubuk Alung-Pauhlimo (Lokasi Bingkuang)	150	New, 2 cct, SKTT	16	2025	2025	Pengadaan
2	Ujung Gading	Simpang Empat	150	New, 2 cct, SUTT	140	2026	2026	*Committed*
3	Sungai Penuh	Tapan	150	New, 2 cct, SUTT	80	2028	2028	Rencana
4	Bingkuang	Inc. 2 Phi (Pauh Limo - L.Alung)	150	New, 2 cct, SUTT	0,2	2029	2029	Rencana
5	Pangkalan	Inc. 2 Phi (Payakumbuh-Kotopanjang)	150	New, 2 cct, SUTT	1	2029	2029	Rencana
6	Masang-2	GI Switching Tigo Nagari	150	New, 2 cct, SUTT	46	2029	2029	Rencana
7	GI Switching Tigo Nagari	Inc. 2 Phi (Maninjau - Simpang Empat)	150	New, 4 cct, SUTT	2	2029	2029	Rencana
8	PLTMG Sumbagteng 25 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
9	PLTA Sumbagselteng (Kuota) Tersebar 110 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana
10	PLTA Sumatera (Kuota) Tersebar 350 MW**	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana
	TOTAL				**285**			

***** Panjang transmisi masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi

** Kuota Sistem Sumatera transfer ke Sistem Jawa

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya untuk potensi PLTA dan PLTP kuota Sumatera sesuai dengan neraca daya Skenario RE *Base* dan Skenario ARED. Kebutuhan infrastruktur transmisi (level tegangan, teknologi, jenis konduktor, kms, dan tahun COD) dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A6.15 dan Tabel A6.16.

Tabel A6.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
275/150 kV	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	250
150/20 kV	60	30	60	-	180	90	180	-	-	180	780
Jumlah	**60**	**30**	**310**	**-**	**180**	**90**	**180**	**-**	**-**	**180**	**1.030**

Tabel A6.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
275/150 kV	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	250
150/20 kV	60	30	60	-	180	90	180	-	-	180	780
Jumlah	**60**	**30**	**310**	**-**	**180**	**90**	**180**	**-**	**-**	**180**	**1.030**

Tabel A6.17. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Sungai Rumbai	275/150	Ext	1x250	2027	2027	Rencana
2	GIS Kota Padang	150/20	New	1x60	2025	2025	Pengadaan
3	Ujung Gading	150/20	New	1x30	2026	2026	*Committed*
4	Simpang Empat (Arah Ujung Gading)	150	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
5	Payakumbuh	150/20	Uprate	1x60	2027	2027	Rencana
6	Tapan (Arah Sungai Penuh)	150	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
7	Bingkuang (GI/GIS)	150/20	New	1x60	2029	2029	Rencana
8	Masang 2	150/20	New	1x30	2029	2029	Rencana
9	Pangkalan	150/20	New	1x60	2029	2029	Rencana
10	GI Switching Tigo Nagari	150/20	New	1x30	2029	2029	Rencana
11	Muara Laboh	150/20	Ext	1x30	2030	2030	Rencana
12	Solok	150/20	Uprate	1x60	2030	2030	Rencana
13	Batusangkar	150/20	Uprate	1x60	2031	2031	Rencana
14	GIS Kota Padang	150/20	Ext	1x60	2031	2031	Rencana
15	PIP	150/20	Uprate	1x60	2031	2031	Rencana
16	Bingkuang (GI/GIS)	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
17	Maninjau	150/20	Uprate	1x60	2034	2034	Rencana
18	Payakumbuh	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
TOTAL				**1.030**			

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A6.18.

Tabel A6.18. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Kriteria	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
JTM (kms)	kms	81	80	80	79	78	77	76	74	73	72
JTR (kms)	kms	44	44	43	43	42	41	40	40	39	38

Kriteria	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Gardu Distribusi (MVA)	MVA	130	140	150	161	171	182	193	204	215	227
Tambahan Pelanggan	Plg	41.592	41.965	42.266	42.401	42.489	42.456	42.378	42.345	42.209	42.006

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.

Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Sumatera Barat seperti pada Tabel A6.19.

Tabel A6.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Sumatera Barat

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	0,08	-	-
Panjang JTM	kms	89,1	17,52	41,69
Panjang JTR	kms	75,67	25,26	44,26
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	1,85	0,40	0,80
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	27	7	15

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Sumatera Barat sebesar 100% dengan RDB PLN 100% dengan total sejumlah 1.265 desa berlistrik PLN.

Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Sumatera Barat sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 98,87%.

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada Tabel A6.20

Tabel A6.20. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Sumatera Barat

Tahun	2025	2026	2027
Jumlah Pelanggan	0	125	3.127

*) Asumsi data pelanggan menggunakan data jumlah rumah tangga yang belum berlistrik berdasarkan penetapan RE TW III 2024

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

Pencapaian RDB PLN Provinsi Sumatera Barat sudah 100% sedangkan untuk pencapaian RE PLN 100% ditargetkan pada tahun 2027.

Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Sumatera Barat sebagai berikut:

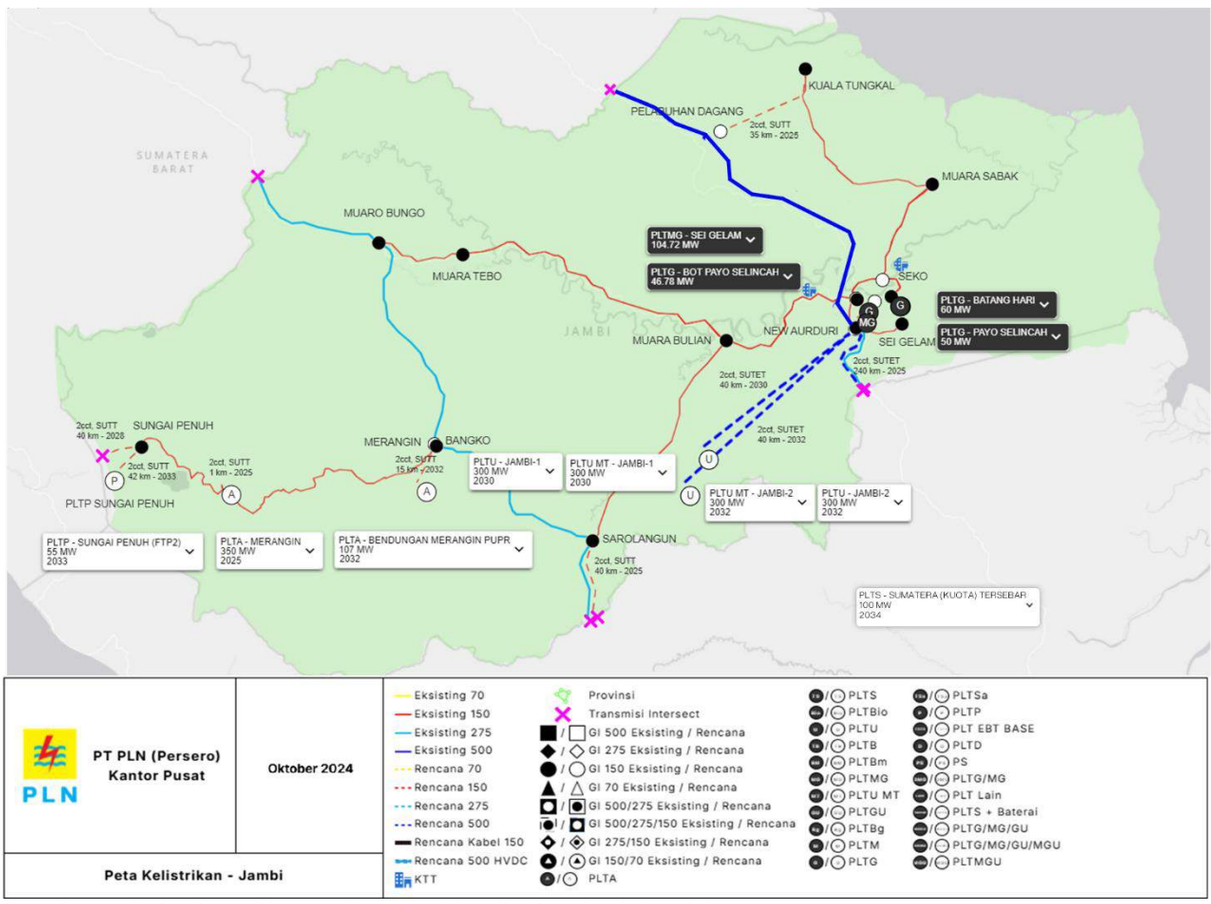
Tabel A6.21. Target RDB dan RE PLN Provinsi Sumatera Barat

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	100	100	100	100
RE PLN (%)	99,87	98,96	99,04	100

LAMPIRAN A.7
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI JAMBI

A7.1. KONDISI SAAT INI

Provinsi Jambi saat ini dipasok dari Sistem Interkoneksi Sumbagselteng melalui saluran transmisi 275 kV dan 150 kV. Beban puncak tertinggi Jambi tahun 2024 sampai dengan Bulan Oktober sebesar 519 MW. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Jambi ditunjukkan seperti pada Gambar A7.1.



Gambar A7.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Jambi

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 4,93%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A7.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 dapat dilihat seperti pada Tabel A7.2.

Tabel A7.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	1.001	1.041	1.070	1.183	1.244	1.315	1.373	1.422	1.502	1.575
2	Bisnis	312	338	344	368	385	373	395	419	474	490
3	Publik	109	121	125	144	155	161	169	193	213	218
4	Industri	113	108	129	147	148	162	175	201	182	233
	Total	**1.535**	**1.609**	**1.667**	**1.842**	**1.932**	**2.011**	**2.112**	**2.235**	**2.371**	**2.515**
	Pertumbuhan (%)	**4,64**	**4,82**	**3,63**	**4,24**	**4,84**	**4,09**	**5,02**	**5,82**	**6,10**	**6,08**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Tabel A7.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	602	642	696	746	874	929	982	1.023	1.067	1.088
2	Bisnis	36	39	42	44	49	50	53	55	57	60
3	Publik	17	19	21	23	27	29	32	33	35	36
4	Industri	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,7	0,8	0,8	0,8
	Total	**656**	**700**	**760**	**814**	**951**	**1.008**	**1.067**	**1.113**	**1.160**	**1.185**
	Pertumbuhan (%)	**8,69**	**6,82**	**8,51**	**7,08**	**5,50**	**6,03**	**5,88**	**4,28**	**4,23**	**2,12**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A7.3, A7.4 dan A7.5.

Tabel A7.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[1)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTMG	Sumatera	11	104,7	93,5	93,5
Jumlah PLN		**11**	**104,7**	**93,5**	**93,5**
IPP					
PLTMG	Sumatera	1	7,2	7,2	7,2
Jumlah IPP		**1**	**7,2**	**7,2**	**7,2**
Sewa					
PLTG	Sumatera	2	93,6	93,6	46,8
Jumlah Sewa		**2**	**93,6**	**93,6**	**46,8**
Jumlah		**14**	**205,5**	**194,3**	**147,5**

Tabel A7.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk[2)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Aur Duri	150/20	3	150
2	Payo Selincah	150/20	2	120
3	Muara Bulian	150/20	2	90
4	Sungai Gelam	150/20	2	90
5	Muara Sabak	150/20	2	90
6	Sarolangun	150/20	1	30
7	New Aurduri	150/20	1	60
8	Muara Bungo	150/20	3	150
9	Bangko	150/20	2	90
10	Muara Tebo	150/20	1	60
11	Sungai Penuh	150/20	2	60
12	Kuala Tungkal	150/20	1	30
TOTAL			**22**	**1.020**

Tabel A7.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[3)]

No.	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	JTM (kms)	5.698	6.670	7.079	7.550	8.051	8.782	8.539	9.376	9.658	9.762
2	JTR (kms)	4.514	5.291	5.572	5.763	6.210	7.213	7.079	7.291	7.443	7.655

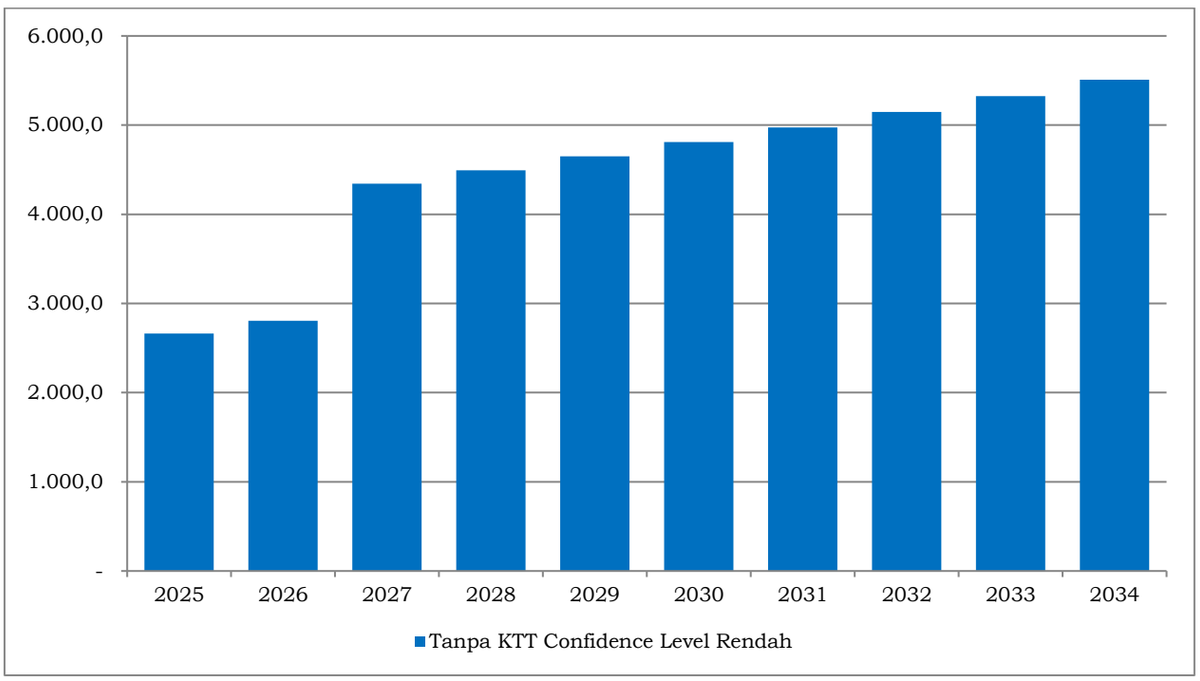
[1)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)
[2)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS
[3)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW S2JB

No.	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
3	Gardu Distribusi (MVA)	533	584	663	699	761	822	665	790	811	823

*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan tingkat kepastian masuknya calon pelanggan KTT. PLN telah memperhitungkan seluruh calon pelanggan KTT yang telah memiliki tingkat kepastian tinggi (sudah SPJBTL) maupun pelanggan KTT yang tingkat kepastiannya masih rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Di Provinsi Jambi, terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (sudah SPJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Jambi hanya terdapat satu proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT tersebut. Proyeksi skenario *demand* untuk Provinsi Jambi adalah seperti pada Gambar A6.2.



Gambar A7.2. Proyeksi *Demand* Provinsi Jambi (GWh)

Pada Provinsi Jambi, terdapat calon pelanggan KTT (Konsumen Tegangan Tinggi) industri pengolahan hidrogen yang mendorong meningkatnya proyeksi pertumbuhan penjualan tenaga Listrik mulai tahun 2027. Pada umumnya, industri hidrogen membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga akan membutuhkan investasi yang besar pula. Terdapat adanya potensi risiko tidak jadinya pembangunan KTT tersebut. Oleh karena itu, seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan tenaga listrik dengan mempertimbangkan tingkat kepastian operasi dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga, realisasi pelaksanaan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan untuk mensuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila tingkat kepastian dari potensi pelanggan KTT menjadi *confidence level* tinggi.
Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan

infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi *COVID-19* terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan sebagai berikut.

Tabel A7.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[4)]

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.664	1.757	1.854	1.954	2.056	2.162	2.272	2.385	2.503	2.624
2	Bisnis	517	546	574	603	632	662	694	727	761	796
3	Sosial	229	240	251	263	274	286	298	311	324	338
4	Industri	251	261	1.664	1.675	1.687	1.699	1.711	1.723	1.736	1.750
	Jumlah	**2.662**	**2.805**	**4.344**	**4.494**	**4.649**	**4.810**	**4.975**	**5.146**	**5.324**	**5.508**
	Pertumbuhan (%)	**5,82**	**5,37**	**54,88**	**3,47**	**3,45**	**3,45**	**3,44**	**3,45**	**3,45**	**3,46**

Tabel A7.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[5)]

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.101	1.113	1.126	1.138	1.149	1.161	1.172	1.182	1.192	1.202
2	Bisnis	62	64	65	67	69	71	72	74	76	78
3	Sosial	37	38	40	41	43	44	46	48	50	51
4	Industri	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
	Jumlah	**1.201**	**1.216**	**1.232**	**1.247**	**1.262**	**1.277**	**1.291**	**1.305**	**1.319**	**1.333**
	Pertumbuhan (%)	**1,35**	**1,31**	**1,26**	**1,23**	**1,20**	**1,16**	**1,13**	**1,10**	**1,08**	**1,05**

Tabel A7.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[6)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	4,04%	2.662	3.000	507	1.200.670
2026	4,03%	2.805	3.147	532	1.216.426
2027	4,00%	4.344	4.863	822	1.231.794
2028	3,96%	4.494	5.031	850	1.246.919
2029	3,91%	4.649	5.189	877	1.261.858
2030	3,89%	4.810	5.352	904	1.276.538
2031	3,87%	4.975	5.520	932	1.290.937
2032	3,86%	5.146	5.694	961	1.305.165
2033	3,85%	5.324	5.873	991	1.319.198
2034	3,84%	5.508	6.058	1.019	1.333.030
Pertumbuhan (%)	**3,93%**	**9,02%**	**8,74%**	**8,68%**	**1,19%**

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), dan potensi pelanggan besar lainnya. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi dan gardu induk.

[4)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[5)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[6)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034

A7.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Jambi memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari minyak bumi 228,3 MMSTB, gas bumi sekitar 5.517,8 BCF, batubara sekitar 2.224,9 juta ton, potensi panas bumi diperkirakan sekitar 422 MWe tersebar di 9 lokasi dan tenaga air 3.102 MW (sudah termasuk potensi di Provinsi Bengkulu, Sumatera Selatan, dan Lampung). Potensi minihidro dan mikrohidro sekitar 477 MW[7)].

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Jambi.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2034 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Jambi dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A7.9 dan Tabel A7.10

Tabel A7.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2033	Jumlah
PLN											
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	55,0	55,0	55,0
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**55,0**	**55,0**	**55,0**
IPP											
PLTU MT	-	-	-	-	-	600,0	-	600,0	-	-	1.200,0
PLTA	350,0	-	-	-	-	-	-	107,0	-	-	497,0
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100,0	100,0
Jumlah	**350,0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**600,0**	**-**	**707,0**	**-**	**100,0**	**1.757,0**
TOTAL											
PLTU MT	-	-	-	-	-	600,0	-	600,0	-	-	1.200,0
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	55,0	55,0	55,0
PLTA	350,0	-	-	-	-	-	-	107,0	-	-	497,0
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100,0	100,0
Total	**350,0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**600,0**	**-**	**707,0**	**55,0**	**55,0**	**1.812,0**

Tabel A7.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2033	Jumlah
PLN											
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	55,0	55,0	55,0
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**55,0**	**55,0**	**55,0**
IPP											
PLTU MT	-	-	-	-	-	600,0	-	600,0	-	-	1.200,0
PLTA	350,0	-	-	-	-	-	-	107,0	-	-	497,0
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100,0	100,0
Jumlah	**350,0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**600,0**	**-**	**707,0**	**-**	**100,0**	**1.757,0**
TOTAL											
PLTU MT	-	-	-	-	-	600,0	-	600,0	-	-	1.200,0
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	55,0	55,0	55,0

[7)] Sumber : RUKN

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2033	Jumlah
PLTA	350,0	-	-	-	-	-	-	107,0	-	-	497,0
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100,0	100,0
Total	**350,0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**600,0**	**-**	**707,0**	**55,0**	**55,0**	**1.812,0**

Tabel A7.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas	Target COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
1	Sumatera	PLTA	Merangin	350	2025	2025	PPA	IPP
2	Sumatera	PLTU MT	Jambi-1	600	2030	2030	PPA	IPP
43	Sumatera	PLTU MT	Jambi-2	600	2032	2032	PPA	IPP
6	Sumatera	PLTA	Bendungan Merangin PUPR	107	2032	2032	Rencana	IPP
7	Sumatera	PLTP	Sungai Penuh (FTP2)	55	2033	2033	Konstruksi	SH-PLN
8	Sumatera	PLTS	Sumatera (kuota) tersebar	100	2034	2034	Rencana	IPP
TOTAL				**1.812,0**				

Di luar kapasitas di atas, masih terdapat proyek PLTA, PLTP, PLTBio, PLTS, dan PLTB yang akan dikembangkan juga di Provinsi Jambi, namun tidak dimasukkan ke dalam *list* per provinsi karena merupakan proyek tersebar di Provinsi Sumatera. Pembangkit kuota tersebar Sistem Sumatera yang juga dapat dikembangkan di Jambi adalah:

- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 250 MW (2028);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 200 MW (2029);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 200 MW (2030);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar* 40 MW (2029);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar* 110 MW (2031);
- PLTA Sumbagselteng (kuota ISJ) tersebar* 350 MW (2031);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar 110 MW (2030);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar 270 MW (2033);
- PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar 3 MW (2027);
- PLTM Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagteng* 4 MW (2030);
- PLTM Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagteng* 20,1 MW (2031);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar* 40 MW (2027);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar 225 MW (2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 50 MW (2026);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 25 MW (2028);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 50 MW (2029);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 25 MW (2030);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 50 MW (2031);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 25 MW (2032);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 100 MW (2033)

Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS smoothing minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.

Pembangkit IPP kuota tersebar merupakan kuota Sistem Sumatera yang peruntukannya masih terbuka untuk dikembangkan di provinsi lain yang memiliki potensi tersebut dan terkoneksi dengan *Grid* Sumatera. Skema pengadaan untuk pemenuhan kuota tersebut sesuai dengan ketetapan yang berlaku terkini. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah

menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan oleh PLN/SH maupun IPP. Setelah pembangkit tersebut mendapatkan kontrak konstruksi atau PPA, maka kuota tersebut akan disesuaikan namanya sesuai nama proyek.
Kapasitas PLTS+BESS dan BESS yang tercantum (MW) merupakan *Estimasi capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas Fix PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Lokasi penempatan PLTS+BESS juga tidak terkunci di Provinsi ini, namun dapat disesuaikan di provinsi lain dengan konsep terpusat di satu lokasi ataupun tersebar di beberapa lokasi, bergantung hasil kajian kebutuhan sistem lebih lanjut.
Di Provinsi Jambi terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Gunung Tujuh-Telun Berasap	16,0	MW
-	PLTA	Merangin 5	21,0	MW
-	PLTA	Bangko 4	61,2	MW
-	PLTA	Bangko 1	81,0	MW
-	PLTA	Bangko 2	87,0	MW
-	PLTA	Bangko 3	93,0	MW
-	PLTA	Merangin 4	200,0	MW
-	PLTP	Graho Nyabu #1	100,0	MW
-	PLTP	Graho Nyabu #2	50,0	MW
-	PLTP	Graho Nyabu #3	50,0	MW
-	PLTP	Sungai Penuh Ext (Sumurup) #1	40,0	MW
-	PLTP	Sungai Penuh Ext (Sumurup) #2	20,0	MW
-	PLTBg	Sungai Gelam	2,0	MW
-	PLTBg	Pelawan Sarolangun	1,3	MW
-	PLTBg	Muaro Jambi	2,2	MW
-	PLTBm	Sungai Bahar	9,0	MW
-	PLTBm	Jambi 1	200	MW

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Terdapat potensi kerjasama strategis antara PLN dan pelanggan tegangan tinggi yang bergerak di bisnis *Green Hydrogen Plant* di Provinsi Jambi yang membutuhkan suplai daya mencapai 730 MVA. Kebutuhan tersebut akan dipenuhi dengan terlebih dahulu mempertimbangkan skema bisnis dan teknis yang disepakati oleh kedua belah pihak.

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya Skenario RE *Base* dan Program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.

Pengembangan transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.

Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A7.12 dan Tabel A7.13.

Tabel A7.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
275 kV	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	20
150 kV	70	1	30	-	-	-	-	-	84	-	185
Jumlah	**70**	**1**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**84**	**-**	**205**

Tabel A7.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
275 kV	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	20
150 kV	70	1	30	-	-	-	-	-	84	-	185
Jumlah	**70**	**1**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**84**	**-**	**205**

Tabel A7.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	kms	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	New Aurduri	PLTU Jambi 1	500	New, 2 cct, SUTET	80*	2030	2030	PPA
2	New Aurduri	PLTU Jambi 2	500	New, 2 cct, SUTET	160*	2032	2032	PPA
3	New Aurduri**	KTT Sembcorp**	275	New, 2 cct, SUTET	20	2027	2027	Rencana
4	PLTA Merangin	Inc. (Arah Bangko)	150	New, 2 cct, SUTT	2*	2025	2025	Konstruksi
5	PLTA Merangin	Inc. (Arah Sungai Penuh)	150	New, 2 cct, SUTT	2*	2025	2025	Konstruksi
6	Kuala Tungkal	Pelabuhan Dagang	150	New, 2 cct, SUTT	70	2025	2025	Konstruksi
7	Seko	Inc. 2 Phi (Aurduri-Payoselincah)	150	New, 4 cct, SUTT	1	2026	2026	Pengadaan
8	Seko	Tx Muara Sabak	150	New, 2 cct, SUTT	0,4	2026	2026	Pengadaan
9	GI/GIS Kota Jambi	Payo Selincah	150	New, 2 cct, SKTT	30	2027	2027	Rencana
10	Bangko	PLTA Bendungan Merangin	150	New, 2 cct, SUTT	30*	2032	2032	Rencana
11	PLTP Sungai Penuh	Sungai Penuh	150	New, 2 cct, SUTT	84	2033	2033	Rencana
12	PLTS Sumatera (Kuota) Tersebar 100 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2034	Rencana
TOTAL					**205**			

***** Panjang transmisi masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi

****** Scope proyek dapat disesuaikan berdasarkan kajian detail yang mempertimbangkan kepastian pelanggan beserta jumlah dayanya.

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya untuk potensi PLTA dan PLTP kuota Sumatera sesuai dengan neraca daya Skenario RE *Base* dan Skenario ARED. Kebutuhan infrastruktur transmisi (level tegangan, teknologi, jenis konduktor, kms, dan tahun COD) dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A7.15 dan Tabel A7.16.

Tabel A7.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500/275 kV	-	-	500	-	-	-	-	-	-	-	1.000
150/20 kV	30	60	180	30	120	-	-	30	-	-	450
Jumlah	**30**	**60**	**680**	**30**	**120**	**-**	**-**	**30**	**-**	**-**	**950**

Tabel A7.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500/275 kV	-	-	500	-	-	-	-	-	-	-	1.000
150/20 kV	30	60	180	30	120	-	-	30	-	-	450
Jumlah	**30**	**60**	**680**	**30**	**120**	**-**	**-**	**30**	**-**	**-**	**950**

Tabel A7.17. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	New Aurduri (Arah Muara Enim)	500	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
2	New Aurduri	500/275	Ext	1x500	2027	2027	Rencana
3	New Aurduri (Arah PLTU Jambi-1)	500	Ext	2 LB	2030	2030	PPA
4	New Aurduri (Arah PLTU Jambi-2)	500	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
5	New Aurduri (Arah KTT Sembcorp)*	275	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
6	Merangin	150	New	4 LB	2025	2025	Konstruksi
7	Kuala Tungkal (Arah Pelabuhan Dagang)	150	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
8	Sarolangun (Arah Muara Rupit)	150	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
9	Pelabuhan Dagang	150/20	New	1x30	2025	2025	Konstruksi
10	Seko	150/20	New	1x60	2026	2026	Pengadaan
11	Payoselincah (Arah GIS Kota Jambi)	150	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
12	GIS Kota Jambi	150/20	New	2x60	2027	2027	Rencana
13	New Aurduri	150/20	Ext	1x60	2027	2027	Rencana
14	Sungai Penuh (Arah Tapan)	150	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
15	Sarolangun	150/20	Ext	1x30	2028	2028	Rencana
16	Bangko	150/20	Uprate	1x60	2029	2029	Rencana
17	Sei Gelam	150/20	Uprate	1x60	2029	2029	Rencana
18	Pelabuhan Dagang	150/20	Ext	1x30	2032	2032	Rencana
19	PLTP Sungai Penuh	150	New	2 LB	2033	2033	Rencana
20	Sungai Penuh (Arah PLTP Sungai Penuh)	150	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
TOTAL				**950**			

* *Scope* proyek dapat disesuaikan berdasarkan kajian detail yang mempertimbangkan kepastian pelanggan beserta jumlah dayanya.

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A7.18.

Tabel A7.18. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Kriteria	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
JTM (kms)	kms	174	172	168	166	164	162	159	158	156	154
JTR (kms)	kms	322	324	323	325	327	328	328	330	332	333
Gardu Distribusi (MVA)	MVA	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17
Tambahan Pelanggan	Plg	16.030	15.757	15.367	15.126	14.939	14.679	14.400	14.227	14.034	13.832

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Jambi seperti pada Tabel A1.19.

Tabel A7.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Jambi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	-	-
Panjang JTM	kms	90,0	57,7	311,25
Panjang JTR	kms	68,2	59,7	295,66
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	1,8	1,6	5,80
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	36	32	116

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Jambi sebesar 100% dengan RDB PLN 99,87%. Masih terdapat sejumlah 2 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN.
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Jambi sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 95,79%.
Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada Tabel A7.20

Tabel A7.20. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Jambi

Tahun	2025	2026
Jumlah Pelanggan	264	5.439

*) Asumsi data pelanggan menggunakan data jumlah rumah tangga yang belum berlistrik berdasarkan penetapan RE TW III 2024

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB PLN 100% pada tahun 2025 sedangkan untuk target RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Jambi sebagai berikut:

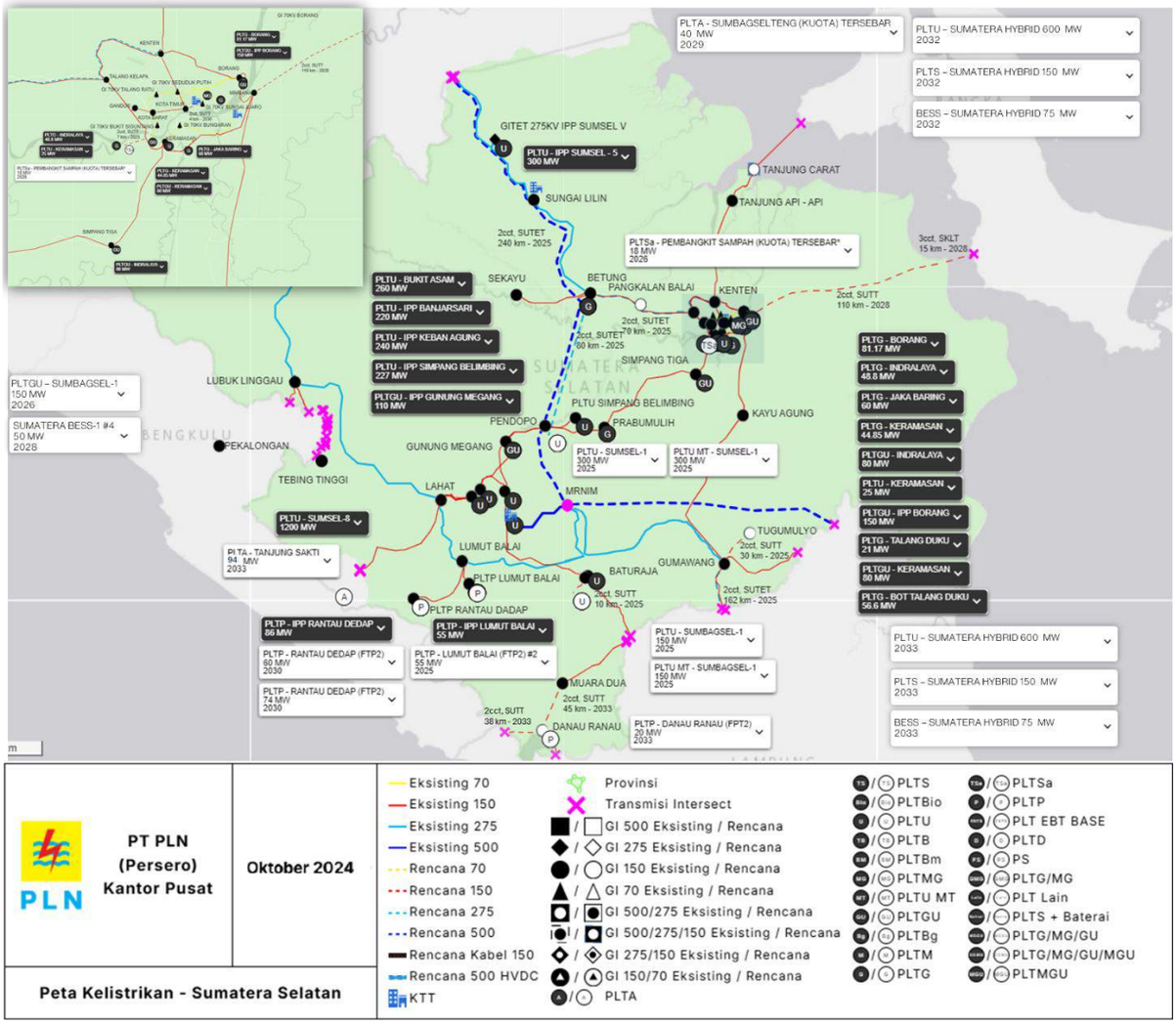
Tabel A7.21. Target RDB dan RE PLN Provinsi Jambi

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	99,87	100	100	100
RE PLN (%)	95,79	97,09	97,69	100

LAMPIRAN A.8
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI SUMATERA SELATAN

A8.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak tertinggi sistem tenaga listrik Sumatera Selatan tahun 2024 sampai dengan Bulan Oktober sebesar 1.221 MW dimana dipasok dari pembangkit yang terinterkoneksi melalui *grid* 275 kV, 150 kV dan 70 kV seperti ditunjukkan pada Gambar A8.1.



Gambar A8.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Sumatera Selatan

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 5,55%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A8.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 dapat dilihat seperti pada Tabel A8.2.

Tabel A8.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2.021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	2.486	2.599	2.657	2.731	2.924	3.065	3.213	3.295	3.494	3.738
2	Bisnis	733	743	782	864	926	891	938	874	1.141	1.245
3	Sosial	328	351	373	401	435	423	444	498	534	553
4	Industri	739	780	893	937	970	930	998	1.211	1.110	1.319
	Jumlah	**4.287**	**4.473**	**4.704**	**4.934**	**5.254**	**5.308**	**5.594**	**5.878**	**6.279**	**6.856**

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2.021	2022	2023	2024 *)
	Pertumbuhan (%)	**7,09**	**4,34**	**5,18**	**4,88**	**6,49**	**1,04**	**5,38**	**5,08**	**6,81**	**9,19**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Tabel A8.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	1.517	1.600	1.721	1.838	1.953	2.044	2.156	2.240	2.356	2.357
2	Bisnis	52	56	61	59	61	63	66	69	65	69
3	Sosial	34	37	41	45	49	52	57	60	60	61
4	Industri	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	1,5	3,1	2,7	2,7
	Jumlah	**1.603**	**1.694**	**1.824**	**1.942**	**2.063**	**2.160**	**2.280**	**2.373**	**2.485**	**2.489**
	Pertumbuhan (%)	**7,08**	**5,65**	**7,67**	**6,50**	**6,21**	**4,73**	**5,53**	**4,08**	**4,72**	**0,18**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A8.3, A8.4 dan A8.5.

Tabel A8.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[8)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTD	Sumatera	2	25,0	19,0	19,0
PLTG	Sumatera	6	126,0	76,5	76,5
PLTGU	Sumatera	4	160,0	113,0	113,0
PLTU	Sumatera	4	260,0	210,0	210,0
Jumlah PLN		**16**	**571,0**	**418,5**	**418,5**
IPP					
PLTGU	Sumatera	6	279,8	279,8	279,0
PLTMG	Sumatera	4	46,0	46,0	46,0
PLTMH	Sumatera	3	19,4	19,4	19,4
PLTP	Sumatera	3	153,8	126,2	126,2
PLTS	Sumatera	1	2,0	2,0	2,0
PLTU	Sumatera	12	2.250,4	2.250,4	2.197,0
Jumlah IPP		**29**	**2.751,4**	**2.723,8**	**2.669,6**
Jumlah		**45**	**3.322,4**	**3.142,3**	**3.088,1**

Tabel A8.4. Kapasitas Trafo Gardu Induk Eksisting[9)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Keramasan	150/20	1	60
		70/20	1	30
2	Bungaran	70/20	2	60
3	Sungai Kedukan	70/20	2	45
4	Mariana	150/20	2	90
5	New Jakabaring	150/20	2	120
6	Kayu Agung	150/20	1	60
7	Bukit Siguntang	70/20	3	90
8	Boom Baru	70/20	2	60
9	Sungai Juaro	70/20	2	50
10	Talang Ratu	70/20	2	40

[8)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)
[9)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
11	Seduduk Putih	70/20	2	60
12	GIS Kota Barat	150/20	2	120
13	GIS Kota Timur	150/20	2	120
14	Borang	150/20	2	90
15	Talang Kelapa	150/20	2	120
16	Betung	150/20	2	120
17	Tanjung Api-api	150/20	1	30
18	Sungai Lilin	150/20	1	30
19	Gandus	150/20	2	120
20	Sekayu	150/20	1	30
21	Kenten	150/20	2	120
22	Prabumulih	150/20	3	150
23	Gunung Megang	150/20	2	90
24	Simpang Tiga	150/20	3	180
25	Lubuk Linggau	150/20	3	150
26	Gumawang	150/20	3	120
27	Lahat	150/20	2	90
28	Bukit Asam	150/20	2	120
29	Baturaja	150/20	3	180
30	Martapura	150/20	1	60
31	Muara Dua	150/20	1	60
32	Lumut Balai	150/20	1	60
33	Pagar Alam	150/20	3	105
34	Pendopo	150/20	1	60
35	Tebing Tinggi	150/20	1	30
TOTAL			**68**	**3.120**

Tabel A8.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[10)]

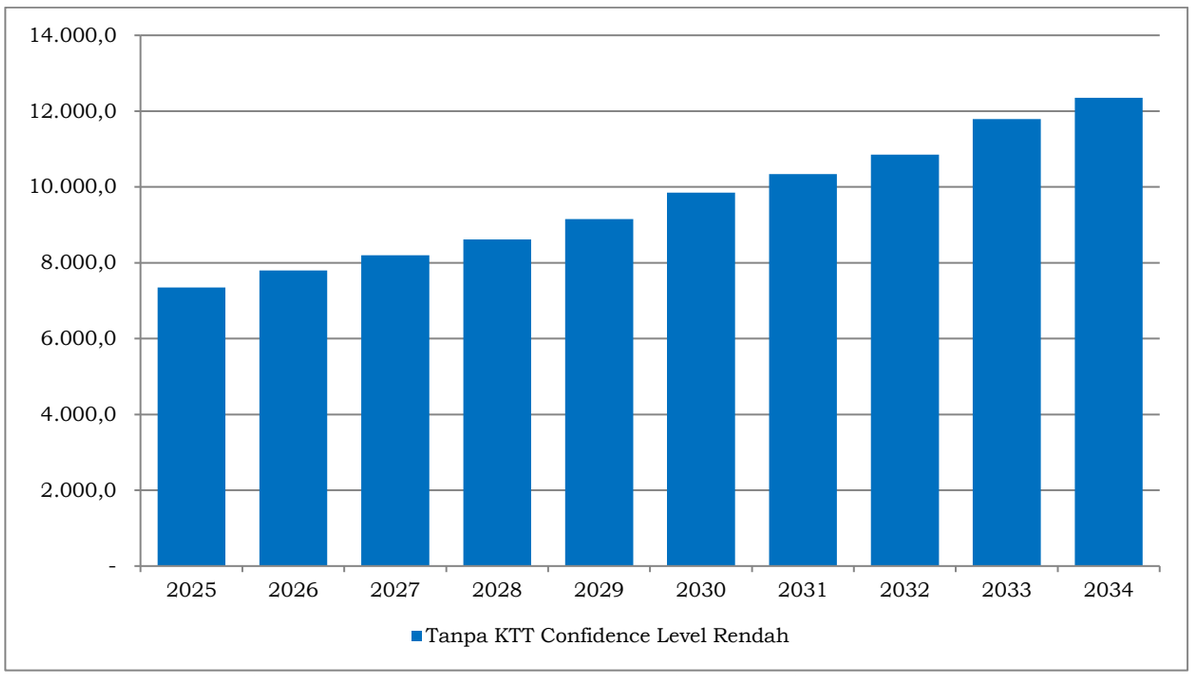
No	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*)
1	JTM (kms)	12.181	12.646	13.024	13.565	13.890	12.947	15.601	15.794	15.942	16.172
2	JTR (kms)	10.190	10.287	10.533	10.901	11.043	10.562	10.653	10.817	11.153	11.561
3	Gardu Distribusi (MVA)	1.442	1.539	1.660	1.787	1.868	1.343	1.602	1.609	1.630	1.638

*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A8.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan tingkat kepastian masuknya calon pelanggan KTT. PLN telah memperhitungkan seluruh calon pelanggan KTT yang telah memiliki tingkat kepastian tinggi (sudah SPJBTL) maupun pelanggan KTT yang tingkat kepastiannya masih rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Oleh karena itu, untuk Provinsi Sumatera Selatan hanya terdapat satu proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT tersebut. Proyeksi skenario *demand* untuk Provinsi Sumatera Selatan adalah seperti pada Gambar A8.2.

[10)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW S2JB



Gambar A8.2. Proyeksi *Demand* Provinsi Sumatera Selatan (TWh)

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Pada Provinsi Sumatera Selatan, berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi *COVID*-19 terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan sebagai berikut.

Tabel A8.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik[11)]

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	4.030	4.339	4.665	5.007	5.364	5.647	5.942	6.251	6.576	6.917
2	Bisnis	1.254	1.314	1.331	1.360	1.425	1.492	1.562	1.634	1.710	1.788
3	Publik	587	622	657	693	731	769	809	851	895	940
4	Industri	1.475	1.524	1.542	1.552	1.632	1.940	2.026	2.116	2.607	2.705
	Total	**7.346**	**7.799**	**8.195**	**8.613**	**9.151**	**9.848**	**10.340**	**10.853**	**11.787**	**12.350**
	Pertumbuhan (%)	**7,15**	**6,17**	**5,08**	**5,10**	**6,25**	**7,62**	**4,99**	**4,96**	**8,61**	**4,77**

Tabel A8.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[12)]

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	2.373	2.396	2.419	2.441	2.463	2.483	2.504	2.523	2.543	2.561
2	Bisnis	75	77	78	80	81	82	84	85	87	88
3	Publik	67	69	72	74	77	80	82	85	88	91
4	Industri	2,9	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7	3,8	4,0	4,1
	Total	**2.517**	**2.545**	**2.572**	**2.598**	**2.624**	**2.649**	**2.673**	**2.698**	**2.721**	**2.745**

[11)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[12)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	Pertumbuhan (%)	**1,14**	**1,10**	**1,06**	**1,02**	**0,99**	**0,95**	**0,93**	**0,90**	**0,88**	**0,86**

Tabel A8.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[13)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	4,72%	7.346	8.053	1420	2.517.344
2026	4,67%	7.799	8.524	1502	2.544.979
2027	4,60%	8.195	8.942	1574	2.571.942
2028	4,52%	8.613	9.397	1653	2.598.232
2029	4,44%	9.151	9.965	1751	2.623.853
2030	4,43%	9.848	10.682	1875	2.648.894
2031	4,41%	10.340	11.212	1966	2.673.450
2032	4,39%	10.853	11.744	2058	2.697.611
2033	4,39%	11.787	12.665	2218	2.721.419
2034	4,38%	12.350	13.277	2314	2.744.886
Pertumbuhan (%)	**4,50%**	**6,07%**	**5,85%**	**5,72%**	**0,98%**

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), dan potensi pelanggan besar lainnya. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi dan gardu induk.

A8.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Sumatera Selatan memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari potensi sumber tenaga air skala besar yaitu 3.102 MW (sudah termasuk di Provinsi Jambi, Bengkulu, dan Lampung), minyak bumi diperkirakan 1.091,9 MMSTB, gas bumi sekitar 13.585,9 BCF, dan batubara diperkirakan sekitar 50.226 juta ton serta panas bumi sekitar 918 MWe, potensi CBM sekitar 183 TCF[14)].

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Sumatera Selatan.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2034 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Sumatera Selatan dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A8.9 dan Tabel A8.10.

Tabel A8.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTS	-	-	4,9	-	-	-	-	-	-	-	4,9
Jumlah	**-**	**-**	**4,9**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**4,9**
SH-PLN											

[13)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[14)] Sumber : RUKN

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	20,0	-	20,0
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	94,0	-	94,0
BESS	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-	50
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**114,0**	**-**	**114,0**
IPP											
PLTGU	-	150,0*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU MT	900,0	-	-	-	-	-	-	600	600	-	2.100,0
PLTA	-	-	-	-	40	-	-	-	-	-	40,0
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	150	150	-	300,0
BESS	-	-	-	-	-	-	-	75	75	-	150,0
PLTP	55	-	-	-	-	134,0	-	-	110,0	-	299,0
PLTM	-	-	3,6	-	-	-	-	-	-	-	3,6
PLTSa	-	17,7	-	-	-	-	-	-	-	-	17,7
Jumlah	**955**	**17,7**	**3,6**	**-**	**40**	**134,0**	**-**	**825**	**935,0**	**-**	**2.910,3**
TOTAL											
PLTGU	-	150,0*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU MT	900,0	-	-	-	-	-	-	600	600	-	2.100,0
PLTP	55	-	-	-	-	134,0	-	-	130,0	-	319,0
PLTM	-	-	3,6	-	-	-	-	-	-	-	3,6
PLTA	-	-	-	-	40	-	-	-	94,0	-	134,0
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	150	150	-	300,0
BESS	-	-	-	-	-	-	-	75	75	-	150,0
PLTS	-	-	4,9	-	-	-	-	-	-	-	4,9
BESS	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-	50
PLTSa	-	17,7	-	-	-	-	-	-	-	-	17,7
Total	**955**	**167,7**	**8,5**	**50**	**40**	**134,0**	**-**	**825**	**1.049**	**-**	**3.079**

Tabel A8.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTS	-	-	4,9	-	-	-	-	-	-	-	4,9
Jumlah	**-**	**-**	**4,9**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**4,9**
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	20,0	-	20,0
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	94,0	-	94,0
BESS	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-	50
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**114,0**	**-**	**114,0**
IPP											
PLTGU	-	150,0*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU MT	900,0	-	-	-	-	-	-	600	600	-	2.100,0
PLTA	-	-	-	-	40	-	-	-	-	-	40,0
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	150	150	-	300,0
BESS	-	-	-	-	-	-	-	75	75	-	150,0
PLTP	55	-	-	-	-	134,0	-	-	110,0	-	299,0
PLTM	-	-	3,6	-	-	-	-	-	-	-	3,6
PLTSa	-	17,7	-	-	-	-	-	-	-	-	17,7
Jumlah	**955**	**17,7**	**3,6**	**-**	**40**	**134,0**	**-**	**825**	**935,0**	**-**	**2.947,3**
TOTAL											
PLTGU	-	150,0*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU MT	900,0	-	-	-	-	-	-	600	600	-	2.100,0
PLTP	55	-	-	-	-	134,0	-	-	130,0	-	319,0
PLTM	-	-	3,6	-	-	-	-	-	-	-	3,6
PLTA	-	-	-	-	40	-	-	-	94,0	-	134,0
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	150	150	-	300,0
BESS	-	-	-	-	-	-	-	75	75	-	150,0
PLTS	-	-	4,9	-	-	-	-	-	-	-	4,9

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
BESS	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-	50
PLTSa	-	17,7	-	-	-	-	-	-	-	-	17,7
Total	**955**	**17,7**	**8,5**	**50**	**40**	**134,0**	**-**	**825**	**1.049**	**-**	**3.079**

Tabel A8.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
1	Sumatera	PLTU MT	Sumsel-1	300,0	2025	2025	Konstruksi	IPP
2	Sumatera	PLTU MT	Sumbagsel-1	150,0	2025	2025	Konstruksi	IPP
3	Sumatera	PLTU MT	Sumsel-1	300,0	2025	2025	Konstruksi	IPP
4	Sumatera	PLTU MT	Sumbagsel-1	150,0	2025	2025	Konstruksi	IPP
5	Sumatera	PLTP	Lumut Balai (FTP2) #2	55,0	2025	2025	Konstruksi	IPP
6	Sumatera	PLTGU	Sumbagsel 1	150,0*	2026	2026	Rencana	IPP
7	Sumatera	PLTSa	PLTSa Palembang	17,7	2026	2026	Pengadaan	IPP
8	Sumatera	PLTM	Kenali	3,6	2027	2027	Konstruksi	IPP
9	Sumatera	BESS	Sumatera BESS-1 #4	50	2028	2028	Rencana	SH-PLN
10	Sumatera	PLTA	Sumbagselteng (Kuota) tersebar	40	2029	2029	Rencana	IPP
11	Sumatera	PLTP	Rantau Dedap (FTP2)	134	2030	2030	PPA	IPP
12	Sumatera	PLTP	Rantau Dedap (FTP2)		2030	2030	PPA	IPP
13	Sumatera	PLTU MT	Sumatera Hybrid[1)]	600 600	2032 2033	2032 2033	Rencana	IPP
14	Sumatera	PLTS	Sumatera Hybrid[1)]	150 150	2032 2033	2032 2033	Rencana	IPP
15	Sumatera	BESS	Sumatera Hybrid[1)]	75 75	2032 2033	2032 2033	Rencana	IPP
16	Sumatera	PLTP	Danau Ranau (FPT2) **	20,0	2033	2033	*Committed*	SH-PLN
17	Sumatera	PLTA	Tanjung Sakti	94,0	2033	2033	Rencana	SH-PLN
18	Sumatera	PLTP	Lumut Balai (FTP2) #3	55,0	2033	2033	Konstruksi	IPP
19	Sumatera	PLTP	Lumut Balai (FTP2) #4	55,0	2033	2033	Konstruksi	IPP
20	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	4,9	2027	2027	Rencana	PLN
TOTAL				**3.079**				

*) Rencana perpanjangan, tidak menambah kapasitas
[1)] Kuota Sistem Sumatera
**) Untuk PLTP Danau Ranau, *Subholding* PT PLN (Persero) dapat mengembangkan PLTP tersebut setelah memohon penugasan pengusahaan panas bumi yang disetujui oleh Menteri ESDM

Kapasitas tambahan pembangkit gas yang tercantum adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem, namun pada saat pelaksanaan project kapasitas tersbut dapat disesuaikan dengen ketersediaan mesin dipasaran. Range kapasitas yang masih dapat di akomodir adalah +/- 20%.
Pada list project tercantum pengembangan PLTU MT Hybrid dengan PLTS dan BESS. Project tersebut merupakan project sistem Sumatera, dimana penempatan lokasi tidak *dedicated* di provinsi Sumsel namun dapat juga di tempatkan di provinsi lain selama optimasi operasi (evakuasi daya dan ke-ekonomian) memungkinkan. Pelaksanaan PLTU MT Hybrid tersebut juga dapat dilakukan sepanjang tidak bertentangan dengan Perpres 112 tahun 2022.
Di luar kapasitas di atas, masih terdapat proyek PLTA, PLTP, PLTBio, PLTS, dan PLTB yang akan dikembangkan juga di Provinsi Sumatera Selatan, namun tidak dimasukkan kedalam *list* per provinsi karena lokasi proyek tersebut dapat tersebar di seluruh Pulau Sumatera. Pembangkit kuota tersebar Sistem Sumatera yang juga dapat di kembangkan di Sumatera Selatan adalah:

- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 250 MW (2028);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 200 MW (2029);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 200 MW (2030);

- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar*	40 MW	(2029);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar*	110 MW	(2031);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar*	350 MW	(2031);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar	110 MW	(2030);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar	270 MW	(2033);
- PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar	3 MW	(2027);
- PLTM Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagsel*	14,9 MW	(2029);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar*	40 MW	(2027);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar	225 MW	(2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2026);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2028);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2029);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2030);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2031);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2032);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	100 MW	(2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	100 MW	(2034);

Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS smoothing minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.
Pembangkit IPP kuota tersebar merupakan kuota Sistem Sumatera yang peruntukannya masih terbuka untuk dikembangkan di provinsi lain yang memiliki potensi tersebut dan terkoneksi dengan *Grid* Sumatera. Skema pengadaan untuk pemenuhan kuota tersebut sesuai dengan ketetapan yang berlaku terkini. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan oleh PLN/SH maupun IPP. Setelah pembangkit tersebut mendapatkan kontrak konstruksi atau PPA, maka kuota tersebut akan disesusaikan namanya sesuai nama proyek.
Kapasitas PLTS+BESS dan BESS yang tercantum (MW) merupakan *Estimasi capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas Fix PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Lokasi penempatan PLTS+BESS juga tidak terkunci di Provinsi ini, namun dapat disesuaikan di provinsi lain dengan konsep terpusat di satu lokasi ataupun tersebar di beberapa lokasi, bergantung hasil kajian kebutuhan sistem lebih lanjut.
Di Provinsi Sumatera Selatan terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Lematang-1	41,7	MW
-	PLTA	Selangis	50,0	MW
-	PLTA	Endikat	65,6	MW
-	PLTP	Lumut Balai BU #1	10,0	MW
-	PLTP	Lumut Balai BU #2	10,0	MW
-	PLTP	Lumut Balai Ext.A (Bunbun)	55,0	MW
-	PLTP	Lumut Balai Ext.B (Margabayur) #1	55,0	MW
-	PLTP	Lumut Balai Ext.B (Margabayur) #2	20,0	MW

-	PLTP	Lumut Balai Ext.B (Margabayur) #3	20,0	MW
-	PLTP	Lumut Balai Ext.B (Margabayur) #4	20,0	MW
-	PLTP	Lumut Balai Ext.C (Tanjung Tiga) #1	55,0	MW
-	PLTP	Lumut Balai Ext.C (Tanjung Tiga) #2	35,0	MW
-	PLTP	Lumut Balai Low Pressure #1	10,0	MW
-	PLTP	Lumut Balai Low Pressure #2	10,0	MW
-	PLTP	Lumut Balai Small Scale Binary	30,0	MW
-	PLTP	Tanjung Sakti #1	20,0	MW
-	PLTBm	Cipta Sari	5,0	MW
-	PLTBm	Ngulak	5,0	MW
-	PLTBm	Kayu Labu	5,0	MW
-	PLTBm	Kirana Rindu	5,0	MW
-	PLTBm	Muara Bahar	5,0	MW
-	PLTBg	Gelumbang	2,0	MW
-	PLTBg	Simpang Sender	3,0	MW
-	PLTBm	Indralaya	9,9	MW
-	PLTSa	Palembang	25,0	MW
-	PLTSa	Sukawinatan	0,5	MW

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya Skenario RE *Base* dan program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.

Pengembangan transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.

Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A8.12 dan Tabel A8.13.

Tabel A8.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500 kV	-	480	-	-	-	-	-	-	-	-	480
275 kV	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	258

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
150 kV	199	-	14	220	-	20	-	-	227	-	680
Jumlah	**457**	**480**	**14**	**220**	**-**	**20**	**-**	**-**	**227**	**-**	**1.418**

Tabel A8.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
500 kV	-	480	-	-	-	-	-	-	-	-	480
275 kV	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	258
150 kV	199	-	14	220	-	20	-	-	227	-	680
Jumlah	**457**	**480**	**14**	**220**	**-**	**20**	**-**	**-**	**227**	**-**	**1.418**

Tabel A8.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	kms	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Muara Enim/Sumsel 1	New Aur Duri/ Jambi 2	500	New, 2 cct, SUTET	480	2026	2026	Konstruksi
2	Muara Enim**	Sribawono**	500	New, 2 cct, SUTET	600*	2031	2031	Rencana
3	Muara Enim (tx) (Sirkit 2)	Gumawang (Sirkit 2)	275	New, 1 cct, SUTET	86	2025	2025	Konstruksi
4	Muara Enim (Sirkit 2)	Muara Enim (tx) (incomer 2/arah Gumawang) (Sirkit 2)	275	New, 1 cct, SUTET	32	2025	2025	Konstruksi
5	Betung	Palembang - 1/Palembang Utara	275	New, 2 cct, SUTET	140	2025	2025	Konstruksi
6	PLTU Sumsel-1	Betung	275	New, 2 cct, SUTET	160*	2025	2025	Konstruksi
7	Sarolangun	Muara Rupit	150	New, 2 cct, SUTT	80	2025	2025	Konstruksi
8	Lubuk Linggau	Tebing Tinggi (Sirkit 2)	150	New, 1 cct, SUTT	55	2025	2025	Konstruksi
9	Tugumulyo	Gumawang	150	New, 2 cct, SUTT	60	2025	2025	Konstruksi
10	PLTSa Palembang	Inc. 2 Phi (Keramasan-Gandus)	150	New, 2 cct, SUTT	14*	2025	2025	PPA
11	Tx1 Tanjung Api-Api	Tx2 Tanjung Api-Api	150	New, 1 cct, SKTT	4	2025	2025	Konstruksi
12	PLTU Sumbagsel-1	Baturaja	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2025	2025	PPA
13	Pangkalan Balai	Inc. 2 Phi (Betung-Talang Kelapa)	150	New, 4 cct, SUTT	14	2027	2027	Rencana
14	Mariana	Sumatera Landing Point 2	150	New, 2 cct, SUTT	220	2028	2028	Rencana
15	Bukit Asam	Kawasan Industri Tanjung Enim / Bukit Asam Coal Based	150	New, 2 cct, SUTT	10	2030	2030	Rencana
16	GIS Kota Timur	PT Pupuk Sriwijaya (PUSRI)	150	New, 2 cct, SUTT/SKTT	8	2030	2030	Rencana
17	Pelabuhan Tanjung Carat	Inc 2 Phi (Tj. Api Api - LP Tj. Carat)	150	New, 4 cct, SUTT	2	2030	2030	Rencana
18	GI Switching Pertamina Plaju	Inc. 2 Phi (N. Jakabaring - Mariana)	150	New, 4 cct, SUTT	20	2033	2033	Rencana
19	Medco E&P Suban Ltd	Sungai Lilin	150	New, 2 cct, SUTT	10	2033	2033	Rencana
20	Muara Dua	PLTP Danau Ranau	150	New, 2 cct, SUTT	90	2033	2033	Rencana
21	PLTP Danau Ranau	Krui	150	New, 2 cct, SUTT	47	2033	2033	Rencana
22	PLTA Tanjung Sakti	Double phi Manna - Pagar Alam	150	New, 4 cct, SUTT	60	2033	2033	Rencana
23	PLTU MT Hybrid Sumatera	GI Eksisting/Baru Sumatera	500	New, 2 cct, SUTET	10*	2032	2032	Rencana
24	PLTGU Sumbagsel 150 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2026	2026	Rencana
25	Sumatera BESS-1 50 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
26	PLTA Sumbagselteng (Kuota) Tersebar 40 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2029	2029	Rencana
TOTAL					**1.418**			

***** Panjang transmisi masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi

** Skenario dasar HVDC adalah dari Muara Enim ke Ketapang. Ruas ini merupakan salah satu opsi yang diperlukan studi lebih detail

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya untuk potensi PLTA dan PLTP kuota Sumatera sesuai dengan neraca daya Skenario RE *Base* dan Skenario ARED. Kebutuhan infrastruktur transmisi (level tegangan, teknologi, jenis konduktor, kms, dan tahun COD) dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem.
Sehubungan dengan lokasi PLTU MT Hybrid yang bersifat indikatif dan masih perlu mendapatkan kepastian, maka infrastruktur terkait peningkatan keandalan evakuasi daya tersebut akan menjadi *scope* pengembang sebagai *special facilities*. Konfigurasi dan kebutuhan peningkatan keandalan evakuasi daya tersebut akan menyesuaikan dengan kajian terbaru dan kebutuhan sistem.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai dengan tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A8.15 dan Tabel A8.16.

Tabel A8.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
275/150 kV	500	-	500	-	-	-	-	-	-	-	1.000
150/20 kV	150	-	180	60	-	90	-	180	120	90	870
70/20 kV	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Jumlah	**680**	**-**	**680**	**60**	**-**	**90**	**-**	**180**	**120**	**90**	**1.900**

Tabel A8.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
275/150 kV	500	-	500	-	-	-	-	-	-	-	1.000
150/20 kV	150	-	180	60	-	90	-	180	120	90	870
70/20 kV	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Jumlah	**680**	**-**	**680**	**60**	**-**	**90**	**-**	**180**	**120**	**90**	**1.900**

Tabel A8.17. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Muara Enim	500	Ext	2 LB*	2031	2031	Rencana
2	Palembang-1/Palembang Utara/Kenten	275/150	New	1x500	2025	2025	Konstruksi
3	Gumawang (Arah Muara Enim)	275	Ext	1 LB	2025	2025	Konstruksi
4	Muara Enim (Arah Gumawang)	275	Ext	1 LB	2025	2025	Konstruksi
5	Betung (Arah Kenten)	275	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
6	Betung (Arah PLTU Sumsel-1)	275	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
7	Gumawang (Arah Lampung-1)	275	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
8	Palembang-1/Palembang Utara/Kenten	275/150	Ext	1x500	2027	2027	Rencana
9	Tugumulyo	150/20	New	1x60	2025	2025	Konstruksi
10	Tebing Tinggi (Arah Lubuk Linggau)	150	Ext	1 LB	2025	2025	Konstruksi
11	Lubuk Linggau (Arah Tebing Tinggi)	150	Ext	1 LB	2025	2025	Konstruksi
12	Gumawang (Arah Tugumulyo)	150	Ext	2 LB	2025	2025	Rencana
13	Sekayu	150/20	Ext	1x60	2025	2025	Rencana
14	Baturaja (Arah PLTU Sumbagsel-1)	150	Ext	2 LB	2025	2025	PPA
15	Muara Rupit	150/20	New	1x30	2025	2025	Konstruksi
16	Sungai Lilin	150/20	Ext	1x60	2027	2027	Rencana
17	Pangkalan Balai	150/20	New	1x60	2027	2027	Rencana
18	Kenten	150/20	Ext	1x60	2027	2027	Rencana
19	Mariana (Arah LP Sumatera)	150	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
20	Martapura	150/20	Ext	1x60	2028	2028	Rencana
21	Tanjung Api-Api	150/20	Ext	1x30	2030	2030	Rencana
22	Bukit Asam (Arah KI Tanjung Enim)	150	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
23	GIS Kota Timur (Arah KTT Pusri)	150	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana
24	GIS Kota Barat	150/20	Ext	1x60	2030	2030	Rencana
25	Tanjung Carat	150	New	6 LB	2030	2030	Rencana
26	Bukit Asam	150/20	Ext	1x60	2032	2032	Rencana
27	Gumawang	150/20	Uprate	1x60	2032	2032	Rencana
28	Gandus	150/20	Ext	1x60	2032	2032	Rencana
29	GI Switching Pertamina Plaju	150	New	6 LB	2033	2033	Rencana
30	Sungai Lilin (Arah KTT Medco Suban)	150	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
31	New Jakabaring	150/20	Ext	1x60	2033	2033	Rencana
32	Lubuk Linggau	150/20	Uprate	1x60	2033	2033	Rencana
33	Muara Dua (Arah PLTP Danau Ranau)	150	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
34	Danau Ranau	150	New	2 LB	2033	2033	Rencana
35	Danau Ranau (Arah Bintuhan)	150	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
36	Danau Ranau (Arah Krui)	150	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
37	Talang Kelapa	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
38	Borang	150/20	Ext	1x30	2034	2034	Rencana
39	Talang Ratu	70/20	Uprate	1x30	2025	2025	Rencana
TOTAL				**1.900**			

* Diperlukan studi lebih detail

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A8.18.

Tabel A8.18. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Kriteria	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
JTM (kms)	kms	232	227	222	217	211	207	203	201	198	196
JTR (kms)	kms	76	74	72	70	68	66	64	63	62	61
Gardu Distribusi (MVA)	MVA	23	23	22	22	21	21	20	20	20	19
Tambahan Pelanggan	Plg	28.342	27.635	26.963	26.290	25.621	25.042	24.555	24.161	23.808	23.467

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Sumatera Selatan seperti pada Tabel A8.19.

Tabel A8.19. Rencana Pengembangan Lisztrik Perdesaan Provinsi Sumatera Selatan

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	-	4,91
Panjang JTM	kms	61,25	215,96	171,14
Panjang JTR	kms	48,5	40,36	86,10
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	0,8	1,35	2,00
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	16	27	40

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Sumatera Selatan sebesar 100% dengan RDB PLN 99,32%. Masih terdapat sejumlah 22 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN.

Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Sumatera Selatan sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 98,08%.

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Sumatera Selatan sebagai berikut:

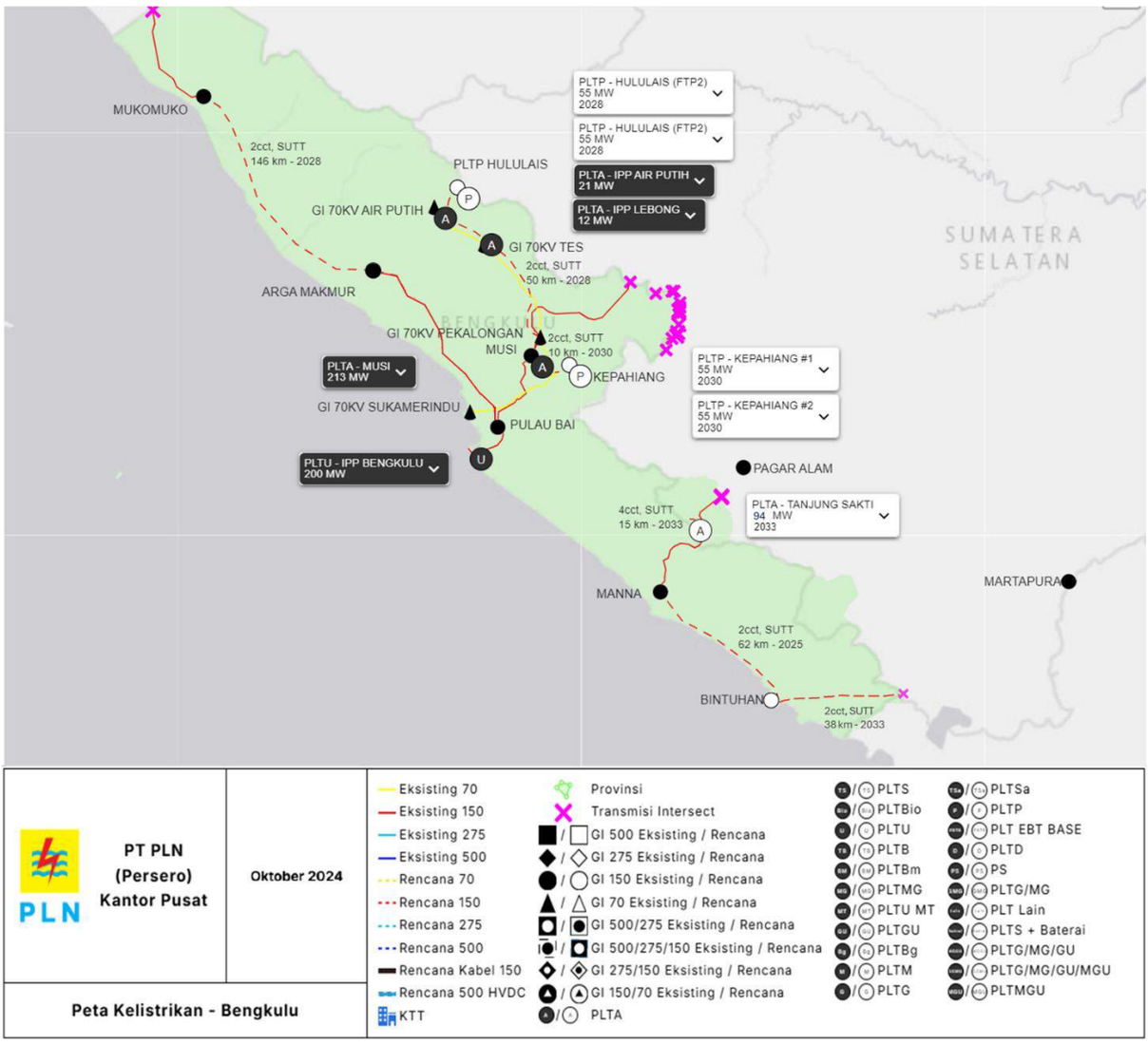
Tabel A8.20. Target RDB dan RE PLN Provinsi Sumatera Selatan

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	99,32	99,48	99,54	100
RE PLN (%)	98,08	98,66	99,36	100

LAMPIRAN A.9
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI BENGKULU

A9.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik Provinsi Bengkulu terdiri dari Sistem Interkoneksi 275 kV, 150 kV dan 70 kV serta Sistem *Isolated*. Pasokan utama sistem tenaga listrik Provinsi Bengkulu berasal dari Sistem Interkoneksi Sumbagselteng melalui transmisi 275 kV, 150 kV dan 70 kV. Beban puncak tertinggi Bengkulu tahun 2024 sampai Bulan Oktober sebesar 254 MW. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Bengkulu diperlihatkan pada Gambar A9.1.



Gambar A9.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Bengkulu

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 5,33%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A9.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 dapat dilihat seperti pada Tabel A9.2.

Tabel A9.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*)
1	Rumah Tangga	585	602	622	647	670	730	752	766	805	806
2	Bisnis	109	110	112	123	133	148	146	149	175	192
3	Sosial	60	64	66	71	78	79	80	87	92	97

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*)
4	Industri	31	48	52	66	74	72	80	85	83	130
	Jumlah	**785**	**825**	**853**	**907**	**955**	**1.029**	**1.059**	**1.087**	**1.156**	**1.225**
	Pertumbuhan (%)	**7,65**	**5,02**	**3,39**	**6,40**	**5,29**	**7,73**	**2,84**	**2,70**	**6,32**	**5,99**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Tabel A9.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*)
1	Rumah Tangga	405	429	460	493	522	546	571	592	601	613
2	Bisnis	15	17	18	18	18	19	20	21	22	23
3	Sosial	10	11	13	14	15	16	17	18	18	19
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2	0,2
	Jumlah	**431**	**457**	**490**	**525**	**555**	**581**	**608**	**630**	**641**	**655**
	Pertumbuhan (%)	**6,22**	**6,08**	**7,28**	**7,04**	**5,80**	**4,61**	**4,74**	**3,62**	**1,75**	**2,18**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A9.3, A9.4 dan A9.5.

Tabel A9.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[1)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTA	Sumatera	10	236,3	231,6	231,6
PLTD	Sumatera (Ipuh)	5	2,8	1,4	1,4
	Sumatera (Kota Bani)	10	6,6	4,3	4,3
	Sumatera (Muko-Muko)	5	4,0	2,0	2,0
	Enggano	3	1,0	0,6	0,6
Jumlah PLN		**33**	**250,7**	**239,9**	**239,9**
IPP					
PLTA	Sumatera	4	33,0	33,0	32,5
Jumlah IPP		**4**	**33,0**	**33,0**	**32,5**
SEWA					
PLTD	Sumatera (Bantal)	4	4,0	4,0	4,0
	Sumatera (Ipuh)	3	3,0	3,0	3,0
	Sumatera (Muko-Muko)	4	4,0	4,0	4,0
Jumlah SEWA		**11**	**11,0**	**11,0**	**11,0**
Jumlah		**48**	**294,7**	**283,9**	**283,4**

Sistem tenaga listrik Pulau Enggano dipasok dari PLTD dengan kapasitas terpasang 500 kW dan beban puncak 208 kW. Sistem distribusi dengan JTM 42 kms, JTR 24 kms dan gardu distribusi 16 unit atau 0,8 MVA.

Tabel A9.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk[2)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Sukamerindu	70/20	3	120
2	Pekalongan	70/20	1	15
		150/20	2	90
3	Tes	70/20	1	30
4	Manna	150/20	2	60

[1)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)
[2)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
5	P. Baai	150/20	2	120
6	Muko - muko	150/20	1	60
7	Argamakmur	150/20	1	60
TOTAL			**13**	**555**

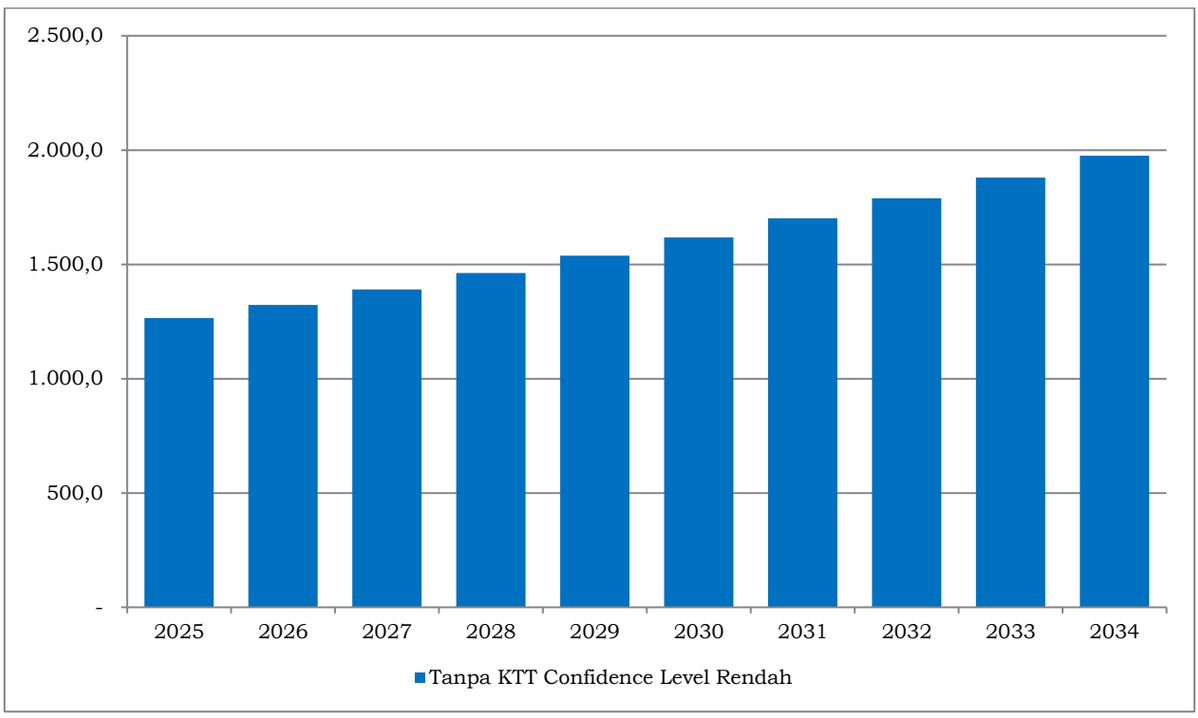
Tabel A9.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[3)]

No	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	JTM (kms)	3.827	4.209	4.561	4.692	4.760	4.791	4.805	4.819	4.877	4.879
2	JTR (kms)	5.841	6.006	6.147	6.189	6.226	6.235	6.242	6.273	6.310	6.313
3	Gardu Distribusi (MVA)	270	317	339	360	365	329	361	373	379	381

*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A9.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan tingkat kepastian masuknya calon pelanggan KTT. PLN telah memperhitungkan seluruh calon pelanggan KTT yang telah memiliki tingkat kepastian tinggi (sudah SPJBTL) maupun pelanggan KTT yang tingkat kepastiannya masih rendah (masih tahap *probing* ataupun *MoU*). Di Provinsi Bengkulu, terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (sudah SPJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Bengkulu hanya terdapat satu proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT tersebut. Proyeksi skenario *demand* untuk Provinsi Bengkulu adalah seperti pada Gambar A9.2.



Gambar A9.2. Proyeksi *Demand* Provinsi Bengkulu (TWh)

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan

[3)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW S2JB

infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Pada Provinsi Bengkulu, berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi *COVID-19* terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan sebagai berikut.

Tabel A9.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[4)]

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	842	884	930	981	1.034	1.090	1.149	1.211	1.276	1.343
2	Bisnis	194	200	211	223	235	248	261	275	290	305
3	Sosial	101	106	111	116	121	126	131	136	141	146
4	Industri	129	133	138	143	148	154	160	167	174	181
	Jumlah	**1.265**	**1.323**	**1.390**	**1.462**	**1.538**	**1.617**	**1.701**	**1.789**	**1.880**	**1.976**
	Pertumbuhan (%)	**3,26**	**4,53**	**5,12**	**5,18**	**5,17**	**5,19**	**5,17**	**5,15**	**5,13**	**5,09**

Tabel A9.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[5)]

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	620	628	635	642	649	655	662	668	674	680
2	Bisnis	24	24	25	26	27	28	28	29	30	31
3	Sosial	20	20	21	22	22	23	23	24	25	25
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Jumlah	**664**	**673**	**681**	**690**	**698**	**706**	**714**	**722**	**729**	**737**
	Pertumbuhan (%)	**1,38**	**1,33**	**1,29**	**1,24**	**1,20**	**1,16**	**1,12**	**1,08**	**1,05**	**1,02**

Tabel A9.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[6)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	4,46%	1.265	1.381	257	663.796
2026	4,43%	1.323	1.439	268	672.637
2027	4,38%	1.390	1.510	281	681.286
2028	4,32%	1.462	1.588	295	689.731
2029	4,25%	1.538	1.667	309	697.979
2030	4,23%	1.617	1.749	324	706.041
2031	4,21%	1.701	1.836	339	713.934
2032	4,20%	1.789	1.926	355	721.662
2033	4,19%	1.880	2.021	372	729.242
2034	4,19%	1.976	2.119	388	736.666
Pertumbuhan (%)	**4,29%**	**4,90%**	**4,70%**	**4,50%**	**1,19%**

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), dan potensi pelanggan besar lainnya. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi dan gardu induk.

[4)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[5)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[6)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034

A9.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Bengkulu memiliki potensi energi primer yang terdiri dari batubara, yang diperkirakan cadangannya mencapai 192,10 juta ton, panas bumi yang diperkirakan potensinya mencapai 580 MWe yang tersebar pada 5 lokasi antara lain Tambang Sawah, B. Gedung Hulu Lais, Lebong Simpang, Suban Ayam dan Kepahiang/Gunung Kaba, serta tenaga air di lokasi tersebar. Selain itu terdapat potensi CBM sekitar 3,6 TCF[7)].

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Bengkulu.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2034 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Bengkulu dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A9.9 dan Tabel A9.10.

Tabel A9.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTP	-	-	-	110,0	-	-	-	-	-	-	110,0
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**110,0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**110,0**
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	110,0	-	-	-	-	110,0
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**110,0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**110,0**
IPP											
PLTM	15,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,0
PLTS	-	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	0,5
Jumlah	**15,0**	**-**	**0,5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**15,5**
TOTAL											
PLTP	-	-	-	110,0	-	110,0	-	-	-	-	220,0
PLTM	15,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,0
PLTS	-	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	0,5
Total	**15,0**	**-**	**0,5**	**110,0**	**-**	**110,0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**235,5**

Tabel A9.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTP	-	-	-	110,0	-	-	-	-	-	-	110,0
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**110,0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**110,0**
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	110,0	-	-	-	-	110,0
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**110,0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**110,0**
IPP											
PLTM	15,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,0
PLTS	-	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	0,5
Jumlah	**15,0**	**-**	**0,5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**15,5**
TOTAL											

[7)] Sumber : RUKN

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTP	-	-	-	110,0	-	110,0	-	-	-	-	220,0
PLTM	15,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,0
PLTS	-	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	0,5
Total	**15,0**	**-**	**0,5**	**110,0**	**-**	**110,0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**235,5**

Tabel A9.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
1	Sumatera	PLTM	Ketaun 3	9,99	2025	2025	Konstruksi	IPP
2	Sumatera	PLTM	Kanzy 3	5	2025	2025	Konstruksi	IPP
3	Sumatera	PLTP	Hululais (FTP2)	55	2028	2028	Pengadaan	PLN
4	Sumatera	PLTP	Hululais (FTP2)	55	2028	2028	Pengadaan	PLN
5	Sumatera	PLTP	Kepahiang #2	55	2030	2030	*Committed*	SH-PLN
6	Sumatera	PLTP	Kepahiang #1	55	2030	2030	*Committed*	SH-PLN
7	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	0,5	2027	2027	Rencana	IPP
TOTAL				**235,5**				

Di luar kapasitas di atas, masih terdapat proyek PLTA, PLTP, PLTBio, PLTS, dan PLTB yang akan dikembangkan juga di Provinsi Bengkulu, namun tidak dimasukan kedalam *list* per provinsi karena merupakan proyek tersebut dapat tersebar di Provinsi Sumatera. Pembangkit kuota tersebar Sistem Sumatera yang juga dapat di kembangkan di Bengkulu adalah:

- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 250 MW (2028);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 200 MW (2029);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar* 200 MW (2030);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar* 40 MW (2029);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar* 110 MW (2031);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar* 350 MW (2031);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar 110 MW (2030);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar 270 MW (2033);
- PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar 3 MW (2027);
- PLTM Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagsel* 14,9 MW (2029);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar* 40 MW (2027);
- PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar 225 MW (2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 50 MW (2026);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 25 MW (2028);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 50 MW (2029);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 25 MW (2030);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 50 MW (2031);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 25 MW (2032);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 100 MW (2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar* 100 MW (2034);

Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS smoothing minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.

Pembangkit IPP kuota tersebar merupakan kuota Sistem Sumatera yang peruntukannya masih terbuka untuk dikembangkan di provinsi lain yang memiliki potensi tersebut dan terkoneksi dengan *Grid* Sumatera. Skema pengadaan untuk pemenuhan kuota tersebut sesuai dengan ketetapan yang berlaku terkini. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik

yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan oleh PLN/SH maupun IPP. Setelah pembangkit tersebut mendapatkan kontrak konstruksi atau PPA, maka kuota tersebut akan disesuaikan namanya sesuai nama proyek.
Kapasitas PLTS+BESS dan BESS yang tercantum (MW) merupakan *Estimasi capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas Fix PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Lokasi penempatan PLTS+BESS juga tidak terkunci di Provinsi ini, namun dapat disesuaikan di provinsi lain dengan konsep terpusat di satu lokasi ataupun tersebar di beberapa lokasi, bergantung hasil kajian kebutuhan sistem lebih lanjut.
Di Provinsi Bengkulu terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Lebong-2	12,0	MW
-	PLTA	Ketaun Tengah	13,1	MW
-	PLTA	Talang Ratu	18,0	MW
-	PLTA	Musi Kota Agung	27,4	MW
-	PLTA	Kepahiang	36,0	MW
-	PLTA	Tanjung Sakti	50,0	MW
-	PLTA	Sebelat	32,0	MW
-	PLTM	Air Tenam	7,0	MW
-	PLTM	Aur Gading	2,7	MW
-	PLTM	Belimbing	8,0	MW
-	PLTM	Embong	4,0	MW
-	PLTM	Kanzy 3	5,0	MW
-	PLTM	Ketaun 1	4,2	MW
-	PLTM	Ketaun 2	2,0	MW
-	PLTM	Ketaun 3	9,9	MW
-	PLTM	Ketaun Hilir	9,9	MW
-	PLTM	Kinal	7,0	MW
-	PLTM	Klingi	2,7	MW
-	PLTM	Lubuk Banyau	2,5	MW
-	PLTM	Nakon 1	7,3	MW
-	PLTM	Muara Kemumu	2,2	MW
-	PLTM	Nakai 1	3,2	MW
-	PLTM	Nakai 2	5,0	MW
-	PLTM	Pilubang	8,0	MW
-	PLTM	Puguk	5,3	MW
-	PLTM	Seluma	6,0	MW
-	PLTM	Air Dikit	6,0	MW
-	PLTP	Hululais Ext.A2 (Bukit Daun)	10,0	MW
-	PLTP	Hululais Ext.A3 (Bukit Daun South)	20,0	MW

-	PLTP	Hululais Ext.A4 (Bukit Daun South)	35,0	MW
-	PLTP	Hululais Ext.B (Tambang Sawah) #1	40,0	MW
-	PLTP	Hululais Ext.B (Tambang Sawah) #2	20,0	MW
-	PLTP	Hululais Ext.C (Bt. Beriti)	55,0	MW
-	PLTP	Hululais Ext #A / Bukit Daun	10,0	MW
-	PLTP	Hululais *Small Scale* #1	30,0	MW
-	PLTP	Hululais *Small Scale* #2	30,0	MW
-	PLTP	Lawang Malintang	20,0	MW
-	PLTBg	Lubuk Banyau	2,5	MW
-	PLTBm	Ketahun	4,0	MW

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya skenario RE *Base* dan Program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.

Pengembangan transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.

Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A9.12 dan A9.13.

Tabel A9.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
150 kV	124	-	-	392	-	20	-	-	77	-	613
Jumlah	**124**	**-**	**-**	**392**	**-**	**20**	**-**	**-**	**77**	**-**	**613**

Tabel A9.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
150 kV	124	-	-	392	-	20	-	-	77	-	613
Jumlah	**124**	**-**	**-**	**392**	**-**	**20**	**-**	**-**	**77**	**-**	**613**

Tabel A9.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	kms	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Manna	Bintuhan	150	New, 2 cct, SUTT	124	2025	2025	Konstruksi
2	Muko-Muko	Arga Makmur	150	New, 2 cct, SUTT	292	2028	2028	Rencana
3	Pekalongan	PLTP Hululais	150	New, 2 cct, SUTT	100	2028	2028	Rencana
4	Kepahiang	Inc. 2phi (Pekalongan - Pulo Baai)	150	New, 2 cct, SUTT	20	2030	2030	Rencana
5	Bintuhan	PLTP Danau Ranau	150	New, 2 cct, SUTT	77	2033	2033	Rencana
TOTAL					**613**			

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya untuk potensi PLTA dan PLTP kuota Sumatera sesuai dengan neraca daya Skenario RE *Base* dan Skenario ARED. Kebutuhan infrastruktur transmisi (level tegangan, teknologi, jenis konduktor, kms, dan tahun COD) dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A9.15 dan A9.16.

Tabel A9.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
150/20 kV	60	-	-	60	-	60	-	-	-	-	180
Jumlah	**60**	**-**	**-**	**60**	**-**	**60**	**-**	**-**	**-**	**-**	**180**

Tabel A9.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
150/20 kV	60	-	-	60	-	60	-	-	-	-	180
Jumlah	**60**	**-**	**-**	**60**	**-**	**60**	**-**	**-**	**-**	**-**	**180**

Tabel A9.17. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Bintuhan	150/20	New	1x60	2025	2025	Konstruksi
2	Manna (Arah Bintuhan)	150	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
3	Arga Makmur (Arah Muko Muko)	150	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
4	Muko Muko (Arah Arga Makmur)	150	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
5	PLTP Hululais	150/20	New	1x30	2028	2028	Rencana
6	Pekalongan (Arah PLTP Hululais)	150	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
7	Kepahiang	150/20	New	1x30	2028	2028	Rencana
8	Pulo Baai	150/20	Ext	1x60	2030	2030	Rencana
9	Bintuhan (Arah PLTP Danau Ranau)	150	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
TOTAL				**180**			

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A9.18.

Tabel A9.18. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Kriteria	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
JTM (kms)	kms	92	91	89	87	86	84	82	81	80	78
JTR (kms)	kms	37	36	35	34	33	32	31	30	29	28
Gardu Distribusi (MVA)	MVA	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10

Kriteria	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Tambahan Pelanggan	Plg	9.016	8.841	8.648	8.445	8.248	8.062	7.893	7.728	7.580	7.424

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.

Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Bengkulu seperti pada Tabel A9.19.

Tabel A9.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Bengkulu

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	-	-
Panjang JTM	kms	3,31	4,50	44,80
Panjang JTR	kms	13,4	9,00	44,90
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	0,45	0,25	1,25
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	9	5	25

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Bengkulu sebesar 100% dengan RDB PLN 100%.

Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Bengkulu sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 99,05%.

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada tabel A9.20.

Tabel A9.20. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Bengkulu

Tahun	2025	2026	2027
Jumlah Pelanggan	0	0	5.744

*) Asumsi data pelanggan menggunakan data jumlah rumah tangga yang belum berlistrik berdasarkan penetapan RE TW III 2024

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

Pencapaian RDB PLN sudah 100% sedangkan untuk target RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Bengkulu sebagai berikut:

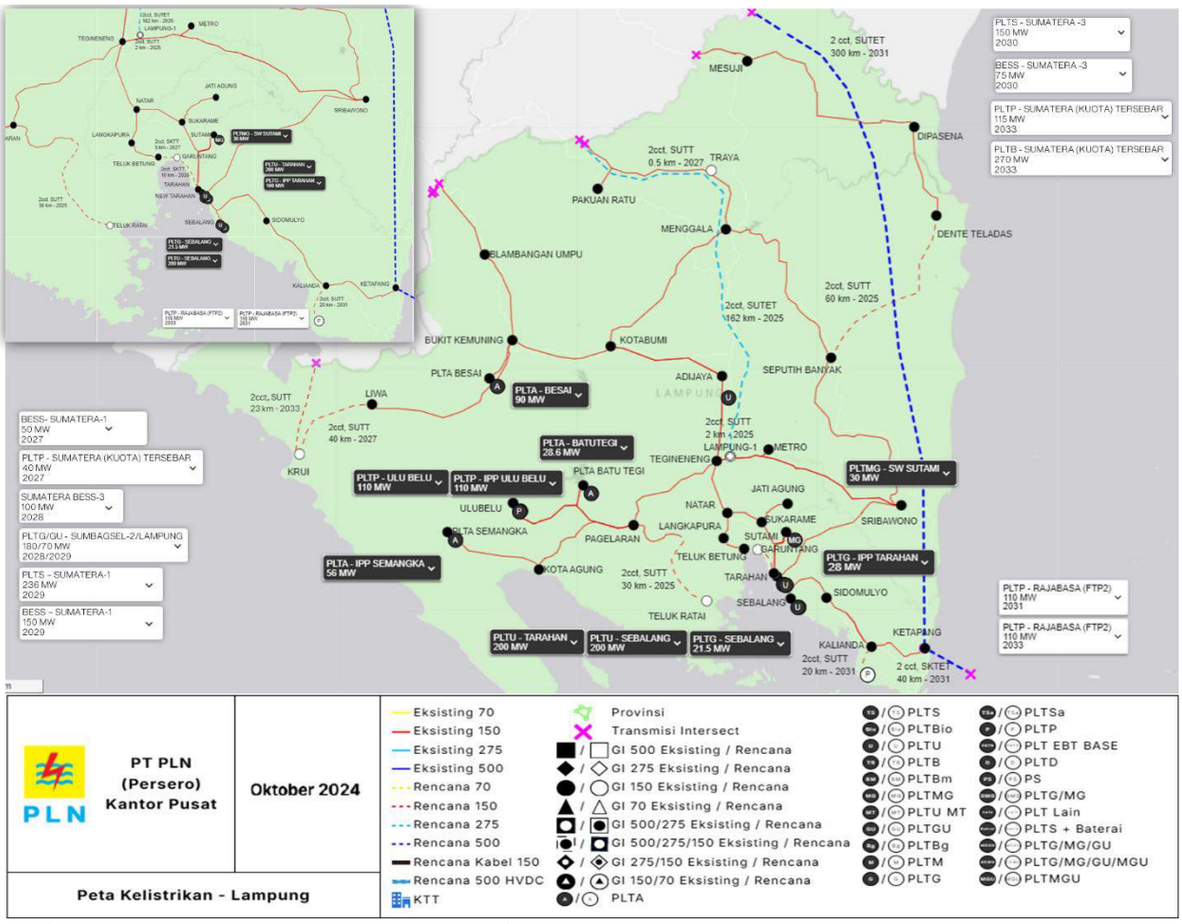
Tabel A9.21. Target RDB dan RE PLN Provinsi Bengkulu

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	100	100	100	100
RE PLN (%)	99,05	99,10	99,17	100

LAMPIRAN A.10
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI LAMPUNG

A10.1. KONDISI SAAT INI

Provinsi Lampung terdiri dari Sistem Interkoneksi 150 kV yang tersambung dengan Sistem Sumbagsel dan beban puncak tertinggi tahun 2024 sampai dengan Bulan Oktober sebesar 1.318 MW. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Lampung diperlihatkan pada Gambar A10.1.



Gambar A10.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Lampung

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 6,17%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan Tabel A10.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 dapat dilihat seperti pada Tabel A10.2.

Tabel A10.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	2.205	2.335	2.402	2.492	2.746	3.000	3.032	3.050	3.239	3.400
2	Bisnis	401	432	468	525	587	594	645	739	855	909
3	Publik	239	256	278	322	379	361	398	422	474	501
4	Industri	726	798	851	919	974	1.005	1.101	1.172	1.195	1.312
	Total	**3.571**	**3.820**	**3.998**	**4.257**	**4.686**	**4.959**	**5.177**	**5.382**	**5.762**	**6.122**
	Pertumbuhan (%)	**6,62**	**5,26**	**6,98**	**4,65**	**6,47**	**10,08**	**4,39**	**3,97**	**7,05**	**6,25**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Tabel A10.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	Rumah Tangga	1.653	1.736	1.856	1.977	2.102	2.211	2.295	2.354	2.442	2.444
2	Bisnis	38	45	50	54	56	63	78	105	109	112
3	Publik	40	44	50	54	59	64	69	73	75	81
4	Industri	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,5	6,4	8,1	8,9	9,5
	Total	**1.731**	**1.827**	**1.956**	**2.087**	**2.218**	**2.340**	**2.449**	**2.540**	**2.635**	**2.646**
	Pertumbuhan (%)	**5,70**	**5,52**	**7,07**	**6,69**	**6,27**	**5,53**	**4,63**	**3,72**	**3,74**	**0,41**

*) Hasil Prognosa tahun 2024

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A10.3, A10.4 dan A10.5.

Tabel A10.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[1)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTU	Sumatera	4	400,0	320,0	320,0
PLTA	Sumatera	4	118,6	117,6	117,6
PLTD	Sumatera	8	61,1	26,9	26,9
PLTG	Sumatera	1	21,5	14,8	14,8
PLTP	Sumatera	2	110,0	103,8	100,0
PLTD	Pulau Sebesi	5	0,5	0,4	0,4
Jumlah PLN		**24**	**717,7**	**583,5**	**579,7**
IPP					
PLTA	Sumatera	2	55,0	55,0	55,0
PLTP	Sumatera	2	98,8	98,8	98,8
PLTG	Sumatera	1	28,0	25,0	25,0
Jumlah IPP		**5**	**181,8**	**178,8**	**178,8**
Jumlah		**29**	**893,5**	**762,3**	**758,5**

Tabel A10.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk[2)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Tarahan	150/20	2	90
2	Teluk Betung	150/20	3	180
3	Sutami	150/20	2	90
4	Kalianda	150/20	2	90
5	New Tarahan	150/20	2	90
6	Sukarame	150/20	2	120
7	Adijaya	150/20	2	90
8	Tegineneng	150/20	3	150
9	Natar	150/20	3	150
10	Sribawono	150/20	2	90
11	Metro	150/20	2	120
12	Seputih Banyak	150/20	3	150
13	Pagelaran	150/20	2	120
14	Ulubelu	150/20	1	30
15	Kota Agung	150/20	2	90
16	Kotabumi	150/20	2	120
17	Menggala	150/20	3	150
18	Bukit Kemuning	150/20	2	90

[1)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)
[2)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero) P3BS

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
19	Liwa	150/20	2	60
20	Mesuji	150/20	1	60
21	Blambangan Umpu	150/20	2	90
22	Ketapang	150/20	1	60
23	Jati Agung	150/20	1	60
24	Langka Pura	150/20	1	60
25	Pakuan Ratu	150/20	1	60
26	Dipasena	150/20	1	60
27	Dente Teladas	150/20	1	60
28	Sidomulyo	150/20	1	60
29	Gedong Tataan	150/20	1	60
TOTAL			**53**	**2.700**

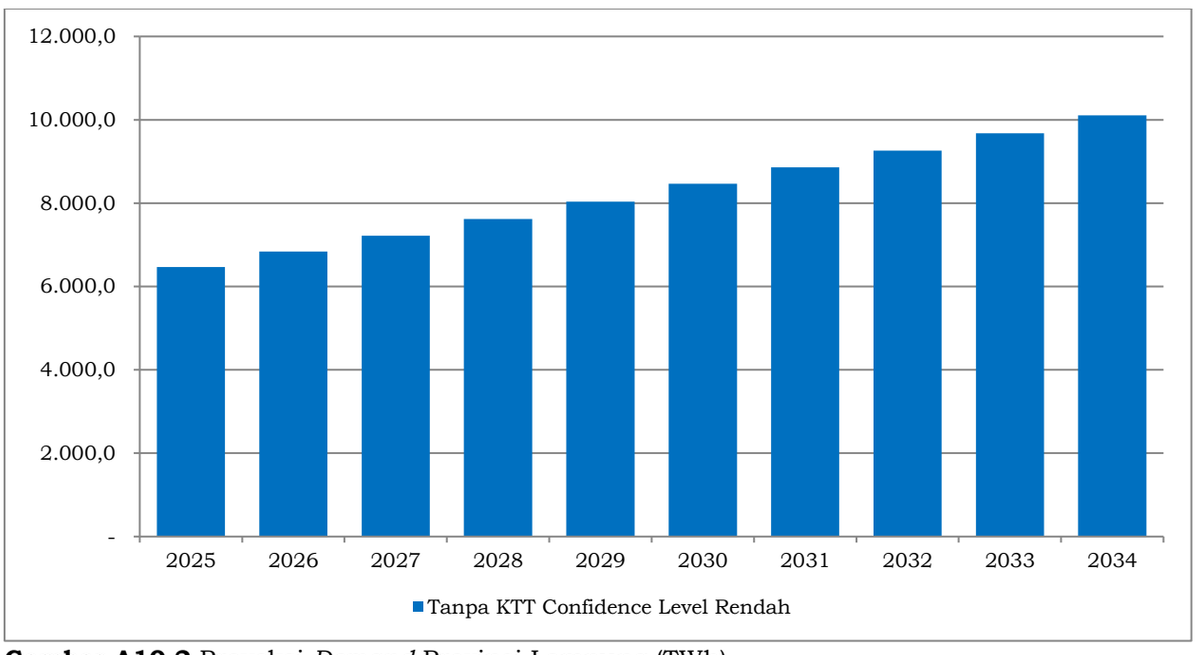
Tabel A10.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *)
1	JTM (kms)	10.826	11.476	12.683	13.542	13.976	14.263	14.734	14.749	14.806	15.000
2	JTR (kms)	31.321	14.559	15.802	17.136	17.495	17.970	18.072	18.306	18.443	18.561
3	Gardu Distribusi (MVA)	1.137	1.217	1.391	1.555	1.684	1.771	1.907	1.914	2.007	2.085

*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A10.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan tingkat kepastian masuknya calon pelanggan KTT. PLN telah memperhitungkan seluruh calon pelanggan KTT yang telah memiliki tingkat kepastian tinggi (sudah SPJBTL) maupun pelanggan KTT yang tingkat kepastiannya masih rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Di Provinsi Lampung, terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (sudah SPJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Lampung hanya terdapat satu proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT tersebut. Proyeksi skenario *demand* untuk Provinsi Lampung adalah seperti pada Gambar A10.2.



Gambar A10.2 Proyeksi *Demand* Provinsi Lampung (TWh)

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai

tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Pada Provinsi Lampung, berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi *COVID-19* terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan sebagai berikut.

Tabel A10.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[3)]

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	3.565	3.740	3.924	4.116	4.314	4.521	4.735	4.958	5.190	5.431
2	Bisnis	974	1.043	1.116	1.195	1.278	1.368	1.437	1.510	1.587	1.667
3	Publik	540	580	619	657	695	732	782	832	881	931
4	Industri	1.391	1.474	1.562	1.654	1.749	1.848	1.906	1.963	2.022	2.080
	Total	**6.470**	**6.837**	**7.222**	**7.622**	**8.036**	**8.469**	**8.861**	**9.263**	**9.680**	**10.110**
	Pertumbuhan (%)	**5,67**	**5,68**	**5,63**	**5,54**	**5,44**	**5,38**	**4,63**	**4,54**	**4,49**	**4,44**

Tabel A10.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[4)]

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	2.450	2.476	2.502	2.526	2.550	2.573	2.596	2.618	2.639	2.660
2	Bisnis	140	148	156	164	173	181	185	190	195	201
3	Publik	85	89	93	97	101	105	111	117	122	128
4	Industri	9,8	10,2	10,6	11,0	11,4	11,7	12,0	12,2	12,4	12,6
	Total	**2.685**	**2.724**	**2.762**	**2.799**	**2.836**	**2.872**	**2.904**	**2.937**	**2.969**	**3.001**
	Pertumbuhan (%)	**1,47**	**1,44**	**1,39**	**1,35**	**1,31**	**1,28**	**1,10**	**1,14**	**1,11**	**1,09**

Tabel A10.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[5)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	4,47%	6.470	7.368	1.189	2.685.033
2026	4,43%	6.837	7.741	1.244	2.723.573
2027	4,38%	7.222	8.151	1.306	2.761.565
2028	4,32%	7.622	8.567	1.367	2.798.920
2029	4,25%	8.036	8.996	1.431	2.835.613
2030	4,23%	8.469	9.443	1.497	2.872.018
2031	4,21%	8.861	9.849	1.556	2.903.577
2032	4,20%	9.263	10.255	1.614	2.936.619
2033	4,19%	9.680	10.716	1.681	2.969.266
2034	4,19%	10.110	11.192	1.750	3.001.492
Pertumbuhan (%)	**4,29%**	**5,14%**	**4,82%**	**4,46%**	**1,27%**

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), dan potensi pelanggan besar lainnya. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi dan gardu induk.

[3)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[4)] Sumber : *Demand Forecast* 2025 - 2034
[5)] Sumber : *Demand Forecast* 20252025 - 2034

A10.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Lampung memiliki potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik yang terdiri dari batubara, tenaga air dan panas bumi. Potensi batubara sekitar 107,9 juta ton, potensi tenaga air sekitar 3.102 MW (sudah termasuk potensi di Provinsi Jambi, Bengkulu, dan Sumatera Selatan), potensi panas bumi sekitar 1.243 Mwe yang terdapat di 13 lokasi diantaranya di daerah Wai Umpu, Danau Ranau, Purunan, G. Sekincau, Bacingot, Suoh Antatai, Fajar Bulan, Natar, Ulubelu, Lempasing, Wai Ratai, Kalianda dan Pematang Belirang.
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Bengkulu.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2034 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Lampung dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A10.9 dan Tabel A10.10.

Tabel A10.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
SH-PLN											
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTS	-	-	-	-	236	-	-	-	-	-	236
BESS	-	-	50,0	-	150	100	-	-	-	-	300,0
Jumlah	**-**	**-**	**50,0**	**-**	**686**	**100**	**-**	**-**	**-**	**-**	**836,0**
IPP											
PLTP	-	-	40,0	-	-	-	110,0	-	225,0	-	375,0
PLTM	13,7	-	-	-	14,9	-	-	-	-	-	28,6
PLTS	-	-	0,6	0,4	0,2	150	0,6	-	0,2	0,8	152,8
BESS	-	-	-	-	-	75	-	-	-	-	75
PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	270	-	270
Jumlah	**13,7**	**150,0**	**40,6**	**0,4**	**15,1**	**225**	**110,6**	**-**	**495,2**	**0,8**	**901,4**
TOTAL											
PLTP	-	-	40,0	-	-	-	110,0	-	225,0	-	375,0
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTM	13,7	-	-	-	14,9	-	-	-	-	-	35,6
PLTS	-	-	0,6	0,4	236,2	150	0,6	-	0,2	0,8	388,8
PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	270	-	270
BESS	-	-	50,0	-	150	175	-	-	-	-	375,0
Total	**13,7**	**150,0**	**90,6**	**-**	**701,1**	**325**	**110,6**	**100**	**495,2**	**0,8**	**1.737,4**

Tabel A10.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit* - Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
SH-PLN											
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTS	-	-	-	-	236	-	-	-	-	-	236
BESS	-	-	50,0	-	150	100	-	-	-	-	300,0
Jumlah	**-**	**-**	**50,0**	**-**	**686**	**100**	**-**	**-**	**-**	**-**	**836,0**
IPP											

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTP	-	-	40,0	-	-	-	110,0	-	225,0	-	375,0
PLTM	13,7	-	-	-	14,9	-	-	-	-	-	28,6
PLTS	-	-	0,6	0,4	0,2	150	0,6	-	0,2	0,8	152,8
BESS	-	-	-	-	-	75	-	-	-	-	75
PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	270	-	270
Jumlah	**13,7**	**150,0**	**40,6**	**0,4**	**15,1**	**225**	**110,6**	**-**	**495,2**	**0,8**	**901,4**
TOTAL											
PLTP	-	-	40,0	-	-	-	110,0	-	225,0	-	375,0
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTM	13,7	-	-	-	14,9	-	-	-	-	-	35,6
PLTS	-	-	0,6	0,4	236,2	150	0,6	-	0,2	0,8	388,8
PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	270	-	270
BESS	-	-	50,0	-	150	175	-	-	-	-	375,0
Total	**13,7**	**150,0**	**90,6**	**0,4**	**701,1**	**325**	**110,6**	**100**	**495,2**	**0,8**	**1.737,4**

Tabel A10.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
1	Sumatera	PLTM	Sumber Jaya	6,0	2025	2025	Konstruksi	IPP
2	Sumatera	PLTM	Way Meleson 2	2,3	2025	2025	Konstruksi	IPP
3	Sumatera	PLTM	Kukusan 2	5,4	2025	2025	Konstruksi	IPP
4	Sumatera	PLTP	Sumatera (Kuota) Tersebar*	40,0	2027	2027	Rencana	IPP
5	Sumatera	BESS	Sumatera BESS-1 #2	50,0	2027	2027	Rencana	SH-PLN
6	Sumatera	BESS	Sumatera BESS-3	100,0	2030	2030	Rencana	SH-PLN
7	Sumatera	PLTG	Sumbagsel 2	300	2029	2029	Rencana	SH-PLN
8	Sumatera	PLTM	Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagsel*	9,5	2029	2029	Rencana	IPP
9	Sumatera	PLTM	Sumatera (Kuota) Tersebar Sumbagsel*	5,4	2029	2029	Rencana	IPP
10	Sumatera	PLTS	PLTS BESS Sumatera 1	236,0	2029	2029	Rencana	SH-PLN
11	Sumatera	BESS	PLTS BESS Sumatera 1	150,0	2029	2029	Rencana	SH-PLN
12	Sumatera	PLTS	PLTS BESS Sumatera 3	150,0	2030	2030	Rencana	IPP
13	Sumatera	BESS	PLTS BESS Sumatera 3	75,0	2030	2030	Rencana	IPP
14	Sumatera	PLTP	Rajabasa (FTP2)	110,0	2031	2031	PPA	IPP
15	Sumatera	PLTB	Bayu Sumatera (Kuota) Tersebar	270,0	2033	2033	Rencana	IPP
16	Sumatera	PLTP	Rajabasa (FTP2)	110,0	2033	2033	PPA	IPP
17	Sumatera	PLTP	Sumatera (Kuota) Tersebar	115,0	2033	2033	Rencana	IPP
18	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	0,6	2027	2027	Rencana	IPP
19	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Lampung tersebar	0,4	2028	2028	Rencana	IPP
20	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Lampung tersebar	0,2	2029	2029	Rencana	IPP
21	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Lampung tersebar	0,6	2031	2031	Rencana	IPP
22	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Lampung tersebar	0,2	2033	2033	Rencana	IPP
23	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Lampung tersebar	0,79	2034	2034	Rencana	IPP
TOTAL				**1.737,4**				

*) Lokasi tidak terkunci di provinsi lampung, sesuai kajian lebih lanjut
*) Merupakan proyek PLTN di Sistem Sumatera-Bangka, lokasi penempatan dapat di Provinsi Lampung ataupun provinsi lain nya, menunggu penetapan pemerintah serta akan di eksekusi setalah ada penugasan.

Kapasitas tambahan pembangkit gas yang tercantum adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem, namun pada saat pelaksanaan project kapasitas tersbut dapat disesuaikan dengen ketersediaan mesin dipasaran. Range kapasitas yang masih dapat di akomodir adalah +/- 20%.

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Di dalam *list* pembangkit Provinsi Lampung tercantum kuota kapasitas Sumatera untuk jenis PLTM. Kuota ini adalah kuota sistem, yang dapat di isi tidak hanya dapat potensi di Lampung, tetapi juga di provinsi lain selama terkoneksi ke Sistem Sumatera.
Di luar kapasitas di atas, masih terdapat proyek PLTA, PLTP, PLTBio, PLTS, dan PLTB yang akan dikembangkan juga di Provinsi Lampung, namum tidak dimasukkan kedalam *list* per provinsi karena merupakan proyek tersebut tersebar di Provinsi Sumatera. Pembangkit kuota tersebar Sistem Sumatera yang juga dapat dikembangkan di Lampung adalah :

- PLTA Sumatera (kuota) tersebar*	250 MW	(2028);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar*	200 MW	(2029);
- PLTA Sumatera (kuota) tersebar*	200 MW	(2030);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar*	40 MW	(2029);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar*	110 MW	(2031);
- PLTA Sumbagselteng (kuota) tersebar*	350 MW	(2031);
- PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar	110 MW	(2030);
- PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar	3 MW	(2027);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2026);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2028);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2029);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2030);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	50 MW	(2031);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	25 MW	(2032);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	100 MW	(2033);
- PLTS Sumatera (Kuota) tersebar*	100 MW	(2034);

Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS smoothing minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.
Pembangkit IPP kuota tersebar merupakan kuota Sistem Sumatera yang peruntukannya masih terbuka untuk dikembangkan di provinsi lain yang memiliki potensi tersebut dan terkoneksi dengan *Grid* Sumatera. Skema pengadaan untuk pemenuhan kuota tersebut sesuai dengan ketetapan yang berlaku terkini. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan oleh PLN/SH maupun IPP. Setelah pembangkit tersebut mendapatkan kontrak konstruksi atau PPA, maka kuota tersebut akan disesuaikan namanya sesuai nama proyek.
Kapasitas PLTS+BESS dan BESS yang tercantum (MW) merupakan *Estimasi capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas Fix PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Lokasi penempatan PLTS+BESS juga tidak terkunci di Provinsi ini, namun dapat disesuaikan di provinsi lain dengan konsep terpusat di satu lokasi ataupun tersebar di beberapa lokasi, bergantung hasil kajian kebutuhan sistem lebih lanjut.
Di Provinsi Lampung terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Besai 2	24,0	MW
-	PLTA	Semuong	30,0	MW
-	PLTP	Sekincau #1	110,0	MW
-	PLTP	Sekincau #2	110,0	MW
-	PLTP	Sekincau #3	110,0	MW
-	PLTP	Sekincau #4	110,0	MW
-	PLTP	Ulubelu BU #2	10,0	MW
-	PLTP	Ulubelu BU #3	10,0	MW
-	PLTP	Ulubelu Ext. (Gunung Tiga) #1	55,0	MW
-	PLTP	Ulubelu Ext. (Gunung Tiga) #2	35,0	MW
-	PLTP	Ulubelu Low Pressure	10,0	MW
-	PLTP	Ulubelu Small Scale Binary	10,0	MW
-	PLTP	Way Ratai	55,0	MW
-	PLTS	Bakauheni – Terbangi Besar	100,0	MW
-	PLTS	Pulau Legundi	5,0	MW
-	PLTS	Sebesi	5,0	MW
-	PLTH	Lampung Peaker	180,0	MW
-	PLTS	PLTS Peaker Lampung (PLTS 100 MW + BESS 70 MW/362 MWh)	100,0	MW

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya skenario RE *base* dan program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.

Pengembangan transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.

Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A10.12 dan A10.13.

Tabel A10.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
275 kV	324	-	-	-	-	-	-	-	-	-	324
150 kV	198	20	94	-	-	-	-	-	-	-	312
Jumlah	**522**	**20**	**94**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**636**

Tabel A10.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
275 kV	324	-	-	-	-	-	-	-	-	-	324
150 kV	198	20	94	-	-	-	-	-	-	-	352
Jumlah	**522**	**20**	**94**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**636**

Tabel A10.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	kms	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Sribawono**	Ketapang**	500 kV	New, 2 cct, HVDC	200*	2031	2031	Rencana
2	Gumawang	Lampung-1	275	New, 2 cct, SUTET	324	2025	2025	Konstruksi
3	Dente Teladas	Seputih Banyak	150	New, 2 cct, SUTT	120	2025	2025	Konstruksi
4	Gedong Tataan	Teluk Ratai	150	New, 2 cct, SUTT	60	2025	2025	Konstruksi
5	Lampung-1	Inc. 2 Phi (Tegineneng - Metro - Sribawono) Arah Tegineneng	150	New, 2 cct, SUTT	4	2025	2025	Pengadaan
6	Lampung-1	Inc. 2 Phi (Tegineneng - Metro - Sribawono) Arah Metro/Sribawono	150	New, 2 cct, SUTT	4	2025	2025	Konstruksi
7	Tegineneng (Upgrade Tower)	Lampung-1 (Upgrade Tower)	150	Rec, 2 cct, SUTT	10	2025	2025	Pengadaan
8	Garuntang	New Tarahan	150	New, 2 cct, SUTT/SKTT	20	2026	2026	*Committed*
9	Teluk Betung	Garuntang	150	New, 2 cct, SUTT/SKTT	10	2027	2027	Rencana
10	Liwa	Krui	150	New, 2 cct, SUTT	80	2027	2027	Rencana
11	Traya	Inc. 2 Phi (Pakuan Ratu - Menggala)	150	New, 2 cct, SUTT	4	2027	2027	Rencana
12	Kalianda	PLTP Rajabasa	150	New, 2 cct, SUTT	40*	2031	2031	Rencana
13	Sumatera BESS-1 50 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2027	2027	Rencana
14	PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar 40 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2027	2027	Rencana
15	PLTGU Sumbagsel-2/Lampung 250 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
16	PLTGU Sumatera-1 150 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2029	-	Rencana
17	Sumatera BESS-3 100 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
18	PLTMG Sumatera-3 100 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2032	-	Rencana
19	PLTP Sumatera (Kuota) Tersebar 115 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
20	PLTB Sumatera (Kuota) Tersebar 270 MW	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2033	2033	Rencana
21	Sumatera (PLTS+BESS)-1	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2029	Rencana
22	Sumatera (PLTS+BESS)-3	GI Eksisting/Baru Sumatera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
TOTAL					**636**			

***** Panjang transmisi masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi
** Skenario dasar HVDC adalah dari Muara Enim ke Ketapang.Ruas ini merupakan salah satu opsi yang diperlukan studi lebih detail

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya untuk potensi PLTA dan PLTP kuota Sumatera sesuai dengan neraca daya Skenario RE *Base* dan Skenario ARED. Kebutuhan infrastruktur transmisi (level tegangan, teknologi, jenis konduktor, kms, dan tahun COD) dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem.
Untuk mendukung kebutuhan rencana Interkoneksi Sumatera-Jawa dan rencana pengembangan Subsistem Lampung di masa mendatang, opsi lokasi *converter* adalah di GITET Muara Enim atau GITET Sribawono. Pemilihan lokasi optimal akan dilakukan berdasarkan hasil kajian enjiniring yang lebih detail. Lokasi *converter* ini juga akan mempengaruhi pemilihan teknologi HVAC atau HVDC untuk ruas transmisi Muara Enim-Sribawono. Hasil kajian terkait teknologi HVDC/HVAC akan mempengaruhi konfigurasi yang digunakan serta kebutuhan infrastruktur transmisi dan gardu induk.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A10.15 dan A10.16.

Tabel A10.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE ***Base*** **(MVA)**

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
275/150 kV	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500
150/20 kV	120	120	180	-	120	240	120	180	420	300	1.800
Jumlah	**620**	**120**	**180**	**-**	**120**	**240**	**120**	**180**	**420**	**300**	**2.300**

Tabel A10.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
275/150 kV	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500
150/20 kV	120	120	180	-	120	240	120	180	420	300	1.800
Jumlah	**620**	**120**	**180**	**-**	**120**	**240**	**120**	**180**	**420**	**300**	**2.300**

Tabel A10.17. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Sribawono	500/150	New	2x250*	2031	2031	Rencana
2	Sribawono	500 kV	New	3000*	2031	2031	Rencana
3	LP Ketapang	500 kV	New	4 LB*	2031	2031	Rencana
4	Lampung-1	275/150	New	1x250	2025	2025	Konstruksi
5	Lampung-1	275/150	Ext	1x250	2025	2025	Rencana
6	Teluk Ratai	150/20	New	1x60	2025	2025	Konstruksi
7	Seputih Banyak (Arah Dente Teladas)	150	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
8	Dente Teladas (Arah Seputih Banyak)	150	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
9	Gedong Tataan (Arah Teluk Ratai)	150	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
10	Lampung-1	150/20	New	1x60	2025	2025	Konstruksi
11	GIS Garuntang	150/20	New	1x60	2026	2026	Rencana
12	New Tarahan (Arah Garuntang)	150	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
13	Sribawono	150/20	Uprate	1x60	2026	2026	Rencana
14	Natar	150/20	Uprate	1x60	2027	2027	Rencana
15	GIS Garuntang (Arah Teluk Betung)	150	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
16	Teluk Betung (Arah Garuntang)	150	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
17	Liwa (Arah Krui)	150	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
18	Krui	150/20	New	1x60	2027	2027	Rencana
19	Traya	150/20	New	1x60	2027	2027	Rencana
20	GIS Garuntang	150/20	Ext	1x60	2029	2029	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/Ext /Upr	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
21	Kotabumi	150/20	Ext	1x60	2029	2029	Rencana
22	Dipasena	150/20	Ext	1x60	2030	2030	Rencana
23	Ketapang	150/20	Ext	1x60	2030	2030	Rencana
24	Metro	150/20	Ext	1x60	2030	2030	Rencana
25	New Tarahan	150/20	Uprate	1x60	2030	2030	Rencana
26	Kalianda (Arah PLTP Rajabasa)	150	Ext	2 LB	2031	2031	Rencana
27	Mesuji	150/20	Ext	1x60	2031	2031	Rencana
28	Sutami	150/20	Uprate	1x60	2031	2031	Rencana
29	Lampung-1	150/20	Ext	1x60	2032	2032	Rencana
30	Sidomulyo	150/20	Ext	1x60	2032	2032	Rencana
31	Sutami	150/20	Ext	1x60	2032	2032	Rencana
32	Krui (Arah PLTP Danau Ranau)	150	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
33	Dente Teladas	150/20	Ext	1x60	2033	2033	Rencana
34	Ketapang	150/20	Ext	1x60	2033	2033	Rencana
35	Langkapura	150/20	Ext	1x60	2033	2033	Rencana
36	Metro	150/20	Ext	1x60	2033	2033	Rencana
37	New Tarahan	150/20	Ext	1x60	2033	2033	Rencana
38	Pagelaran	150/20	Ext	1x60	2033	2033	Rencana
39	Tegineneng	150/20	Uprate	1x60	2033	2033	Rencana
40	Gedong Tataan	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
41	Jati Agung	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
42	Kotabumi	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
43	Kalianda	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
44	Sribawono	150/20	Ext	1x60	2034	2034	Rencana
TOTAL				**2.300**			

* Diperlukan studi lebih detail

Untuk mendukung kebutuhan rencana Interkoneksi Sumatera-Jawa dan rencana pengembangan Subsistem Lampung di masa mendatang, opsi lokasi *converter* adalah di GITET Muara Enim atau GITET Sribawono. Pemilihan lokasi optimal akan dilakukan berdasarkan hasil kajian enjiniring yang lebih detail. Lokasi *converter* ini juga akan mempengaruhi pemilihan teknologi HVAC atau HVDC untuk ruas transmisi Muara Enim-Sribawono. Hasil kajian terkait teknologi HVDC/HVAC akan mempengaruhi konfigurasi yang digunakan serta kebutuhan infrastruktur transmisi dan gardu induk.

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A10.18.

Tabel A10.18. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Kriteria	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
JTM (kms)	kms	152	193	190	187	184	180	178	154	161	159
JTR (kms)	kms	152	191	189	185	181	177	175	151	157	155
Gardu Distribusi (MVA)	MVA	35	45	45	44	44	43	43	38	40	40
Tambahan Pelanggan	Plg	38.925	38.540	37.993	37.354	36.693	36.405	31.559	33.042	32.648	32.225

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.

Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Lampung seperti pada Tabel A10.19.

Tabel A10.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Lampung

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	-	-
Panjang JTM	kms	88,45	64,71	150,20
Panjang JTR	kms	125,17	105,60	125,76
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	6,6	3,10	5,45
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	67	31	56

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Lampung sebesar 100% dengan RDB PLN 99,74%. Masih terdapat sejumlah 7 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN.

Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Lampung sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 99,79%.

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada Tabel A10.20.

Tabel A10.20. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Lampung

Tahun	2025	2026	2027
Jumlah Pelanggan	92	0	3.494

*) Asumsi data pelanggan menggunakan data jumlah rumah tangga yang belum berlistrik berdasarkan penetapan RE TW III 2024

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Lampung sebagai berikut:

Tabel A10.21. Target RDB dan RE PLN Provinsi Lampung

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	99,74	99,81	99,85	100
RE PLN (%)	99,79	99,88	99,99	100

LAMPIRAN A.11
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN BARAT

A.11.1 KONDISI SISTEM TENAGA LISTRIK SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Kalimantan Barat (Kalbar) terdiri dari satu sistem interkoneksi 150 kV Khatulistiwa dan beberapa sistem *isolated*. Sistem interkoneksi 150 kV meliputi Kota Pontianak, Kota Singkawang, Kabupaten Kubu Raya, Kabupaten Mempawah, Kabupaten Sambas, Kabupaten Bengkayang, Kabupaten Landak, Kabupaten Sanggau, Kabupaten Sekadau dan Kabupaten Sintang. Sistem *isolated* terdiri atas Sistem Nanga Pinoh (Kab. Melawi), Sistem Putussibau (Kab. Kapuas Hulu), Sistem Ketapang (Kab. Ketapang dan Kab. Kayong Utara), dan sistem *isolated* tersebar lainnya.

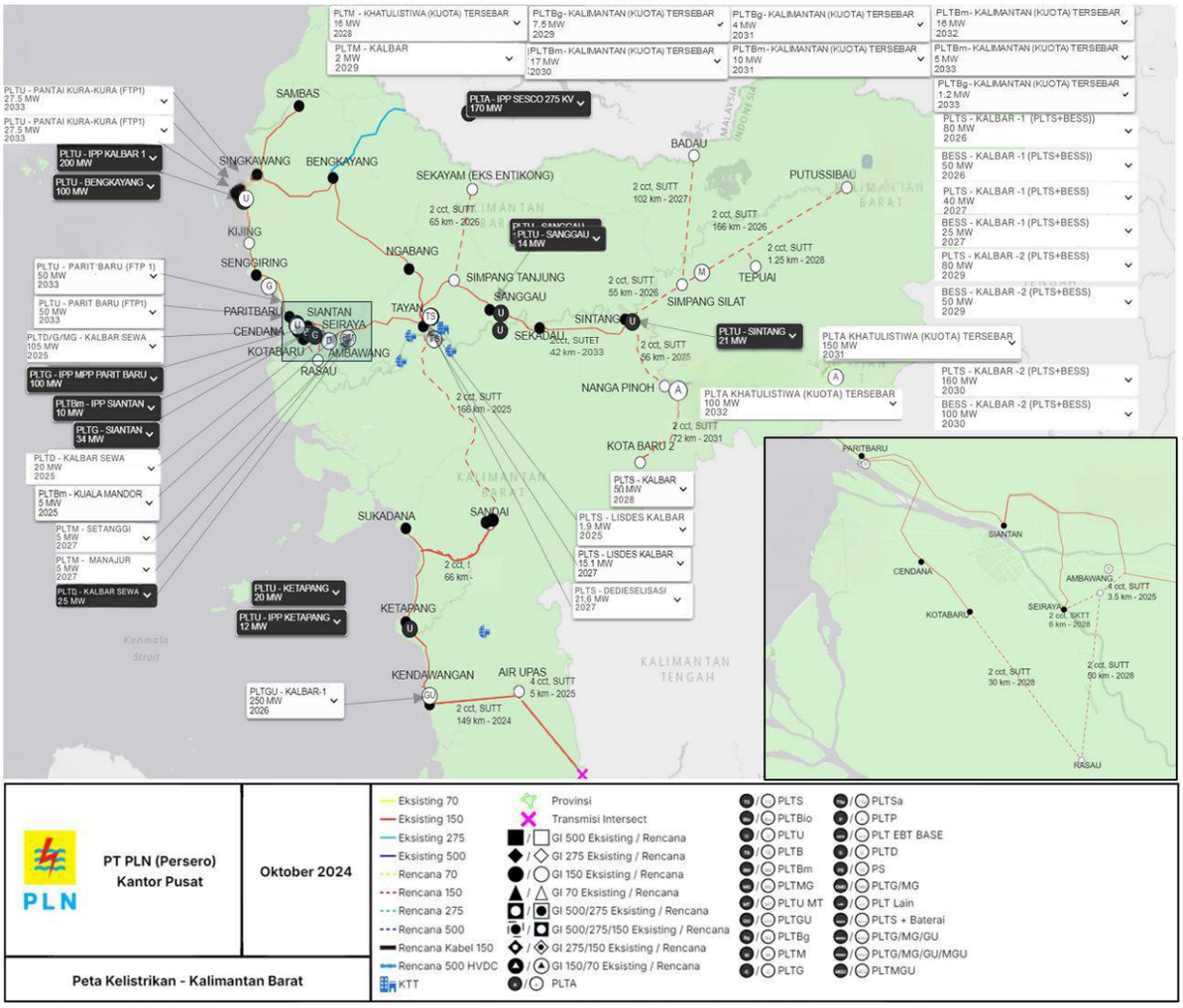
Sistem Kalimantan Barat (Khatulistiwa) saat ini terinterkoneksi dengan Sarawak melalui transmisi 275 kV Bengkayang (Kalimantan Barat) – Mambong (Sarawak). Berdasarkan proyeksi suplai *demand* yang tertuang dalam neraca daya Sistem Kalimantan Barat, impor daya dari SEB (Serawak Energy Berhad/SESCO) masih diperlukan sampai beroperasinya PLTU dan PLTG/GU baru di Sistem Kalimantan Barat. Impor daya dari SEB tersebut dibutuhkan untuk memitigasi potensi terjadinya defisit daya di Sistem Kalimantan Barat. Sebagai langkah strategi agar tidak terjadi ketergantungan suplai daya dari SEB, maka dalam perencanaan jangka panjang direncanakan beberapa proyek, yaitu: PLTU Pantai Kura-kura (55 MW), PLTU Parit Baru (100 MW), PLTGU Kalbar-1 (250 MW), dan PLTS+BESS Kalbar-1 (75 MW) serta SUTT Interkoneksi 150 kV Kendawangan-Marau-Sukamara-Pangkalan Bun. Dengan beroperasinya proyek tersebut maka interkoneksi ke Sistem Sarawak sudah dapat beralih ke skema ekspor-impor. Sebaliknya, jika proyek-proyek tersebut tidak dapat COD sesuai target, maka impor dari SEB masih diperlukan sistem. Dari sisi keekonomian saat ini, impor dari SEB masih menjadi opsi jangka pendek yang lebih baik dibanding dengan sewa pembangkit HSD. Selain dari sisi suplai daya dan keekonomian, interkoneksi dengan SEB juga memiliki *benefit* dari sisi keandalan pasokan. Pada kondisi tertentu dapat menjadi tambahan cadangan pasokan daya, serta dapat meningkatkan kekuatan Sistem Kalimantan Barat.

Selain SEB, kebutuhan jangka pendek Sistem Kalimantan Barat adalah penambahan Pembangkit Sewa 25 MW di tahun 2024 serta 20 MW dan 105 MW di tahun 2025, serta penambahan PLTGU 250 MW di tahun 2026. Kapasitas pembangkit sewa dapat disesuaikan dengan kebutuhan operasional. Mengingat kebutuhan PLTGU dalam jangka pendek maka dapat juga dibuka opsi untuk mengubah teknologi menjadi PLTMG/PLTG baru ataupun sewa, atau juga relokasi dari sistem lain, selama target COD terpenuhi.

Untuk sistem *isolated* kecil tersebar, sebagian besar pasokan listriknya masih bersumber dari pembangkit berbahan bakar minyak dengan jam operasi pelayanan masih di bawah 24 jam. Sebagai mitigasi dari hal terbut maka direncanakan penambahan PLTS Dedieselisasi atau *grid* sistem *isolated* ke sistem interkoneksi.

Pengembangan transmisi di Kalimantan Barat akan diarahkan ke selatan dan ke timur dengan jaringan 150 kV. Sistem Kalimantan Barat direncanakan akan terinterkoneksi dengan Sistem Kalseltengtimra pada tahun 2025 melalui Sukamara (Kalimantan Tengah) sehingga terbentuk Sistem Interkoneksi Kalimantan.

Pengembangan sistem tenaga listrik Kalimantan Barat dapat dilihat pada Gambar A11.1.



Gambar A11.1. Pengembangan Sistem Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Barat

Penjualan tenaga listrik sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 7,03%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2015-2024 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel A11.1 dan Tabel A11.2.

Tabel A11.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	1.297	1.398	1.430	1.471	1.589	1.732	1.851	1.906	2.055	2.134
2	Bisnis	417	471	498	538	567	555	584	626	692	707
3	Publik	173	184	189	205	233	231	245	270	295	298
4	Industri	103	107	136	159	183	198	232	233	267	286
Jumlah		**1.862**	**1.990**	**2.161**	**2.252**	**2.373**	**2.573**	**2.716**	**2.913**	**3.035**	**3.425**
Pertumbuhan %		**7,01**	**6,83**	**8,59**	**4,23**	**5,36**	**8,43**	**5,56**	**7,27**	**4,18**	**12,8**

*) Hasil prognosa Tahun 2024

Tabel A11.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	833	885	943	1.014	1.085	1.162	1.238	1.312	1.394	1.608
2	Bisnis	60	65	69	72	72	74	77	79	84	122
3	Publik	24	27	29	30	33	35	37	39	41	53
4	Industri	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8
Jumlah		**871**	**918**	**976**	**1.041**	**1.117**	**1.190**	**1.271**	**1.352**	**1.431**	**1.783**
Pertumbuhan %		**8,02**	**5,43**	**6,37**	**6,60**	**7,36**	**6,52**	**6,77**	**6,37**	**5,85**	**24,6**

*) Hasil prognosa Tahun 2024

Komposisi pembangkit eksisting PLN, *excess,* dan juga IPP di Sistem Tenaga Listrik Kalimantan Barat sampai tahun 2024 diperlihatkan pada Tabel A11.3.

Tabel A11.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTD	Khatulistiwa	23	94,2	64,8	58,6
	Putussibau	15	15,4	12,5	11,4
	Ketapang	16	27,1	20,1	20,1
	Air Upas	6	3,2	3,2	3,1
	Kota Baru	4	3,5	1,5	1,7
	Semitau	9	6,9	4,5	3,9
	Tepuai	4	5,3	4,0	3,8
	Badau	3	2,1	1,1	1,2
	Padang Tikar	8	6,1	3,6	2,5
PLTG	Khatulistiwa	1	34,0	30,0	30,0
PLTU	Khatulistiwa	7	135,0	110,6	119,3
	Ketapang	2	20,0	16,0	17,2
Jumlah PLN		98	352,8	271,9	272,8
IPP					
PLTBm	Khatulistiwa	1	10,0	10,0	14,6
PLTG	Khatulistiwa	4	100,0	100,0	100,0
PLTU	Khatulistiwa	2	200,0	200,0	211,3
Jumlah IPP		7	310,0	310,0	325,9
Excess					
PLTM	Balai Karangan	1	1,8	1,8	1,8
	Sajingan	1	0,8	0,8	0,8
	Badau	1	1,2	1,2	1,2
PLTBm	Khatulistiwa	1	7,0	6,0	6,0
	Ketapang				
Jumlah *Excess*		4	10,0	9,0	9,0
Impor					
PLTA	Khatulistiwa	1	120,0	120,0	280,0
Jumlah Impor		1	120,0	120,0	280,0
Sewa					
PLTD	Nanga Pinoh	10	10,0	10,0	10,5
	Ketapang	15	15,0	15,0	15,0
	Balai Karangan	2	2,0	2,0	2,0
	Air Upas	4	4,0	4,0	4,0
	Nanga Tayap	6	6,0	6,0	6,7
	Kota Baru	2	1,5	1,5	1,5
	Kalbar Sewa	32	28,5	25,0	25,0
Jumlah Sewa		71	67,0	63,5	64,7
Jumlah		**179**	**739,8**	**654,4**	**672,4**

Gardu induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Kalimantan Barat ditunjukkan pada Tabel A11.4 dan Tabel A11.5 berikut.

Tabel A11.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	GI SEI RAYA	150/20	3	180
2	GI SIANTAN	150/20	3	165
3	GI PARIT BARU	150/20	2	60
4	GI KOTA BARU	150/20	3	150
5	GI TAYAN	150/20	2	60
6	GI SANGGAU	150/20	2	60
7	GI CENDANA	150/20	1	30
8	GI SENGGIRING	150/20	3	120
9	GI SINGKAWANG	150/20	3	150
10	GI SAMBAS	150/20	3	120
11	GI BENGKAYANG	150/20	2	60
12	GITET BENGKAYANG	275/150	2	500
13	GI NGABANG	150/20	2	60
14	GI PLTU BENGKAYANG	150/20	1	30
15	GIS PLTU Kalbar1	150/20	1	30
16	GI KETAPANG	150/20	1	60
17	GI KENDAWANGAN	150/20	1	30
18	GI SUKADANA	150/20	1	30
19	GI SINTANG	150/20	1	60
20	GI SEKADAU	150/20	1	30
21	GI SANDAI	150/20	1	30
	Total		**39**	**2.015**

Realisasi fisik sistem distribusi sampai tahun 2024 ditunjukkan pada Tabel A11.5 berikut.

Tabel A11.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	10.412	10.639	11.228	11.692	11.956	12.445	13.861	14.314	14.889	15.156
JTR (kms)	12.314	12.337	12.943	13.931	14.154	14.695	15.019	15.375	15.537	15.660
Gardu Distribusi (MVA)	671	721	813	889	942	968	1.145	1.181	1.204	1.238

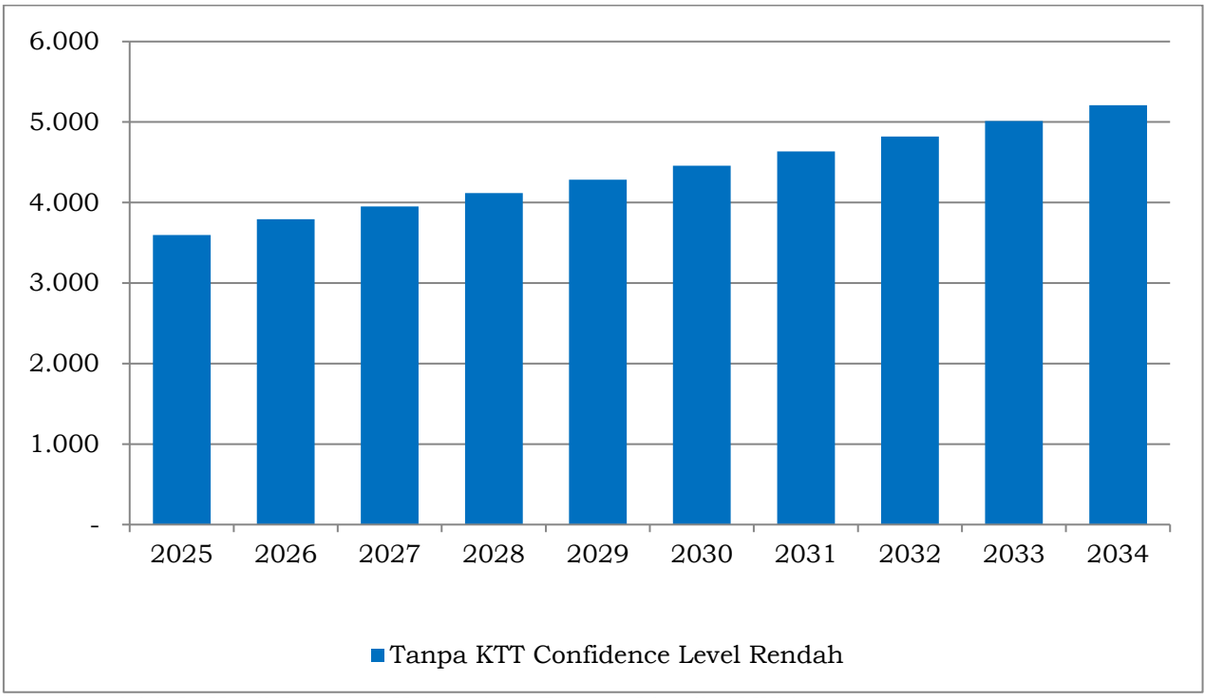
*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A11.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kalimantan Barat memiliki potensi pertanian, perkebunan dan perikanan yang cukup melimpah. Hasil pertanian, perkebunan, dan perikanan di Kalimantan Barat masih menjadi komoditas utama dalam mendorong pertumbuhan ekonomi di Kalimantan Barat.

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Kalimantan Barat, hanya terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Kalimantan Barat hanya terdapat 1 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT-nya tersebut.

Proyeksi kebutuhan Provinsi Kalimantan Barat ditunjukkan pada Gambar A11.2.



Gambar A11.2. Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor rumah tangga dan industri. Pertumbuhan industri pertambangan dan *smelter* saat ini bertumbuh dengan cepat sehubungan dengan pembatasan pemerintah untuk melakukan ekspor hasil tambang mineral tanpa melalui proses pengolahan. Dengan adanya pembatasan ekspor tersebut, mendorong pihak swasta untuk membangun *smelter* dan pabrik pengolahan di Indonesia. Banyaknya calon pelanggan industri *smelter* dan pabrik pengolahan (selanjutnya disebut KTT atau Konsumen Tegangan Tinggi) di Kalimantan mendorong meningkatnya proyeksi pertumbuhan penjualan tenaga listrik.

Pada umumnya, industri *smelter* dan pabrik pengolahan akan membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga tentunya akan membutuhkan investasi yang besar pula. Terdapat potensi risiko tidak jadinya pembangunan *smelter* ataupun pabrik pengolahan barang tambang. Oleh karena itu, seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan tenaga listrik dengan mempertimbangkan *confidence level* operasi dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga, realisasi pelaksanaan pembangunan infrastruktur untuk menyuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila *confidence level* dari potensi pelanggan KTT telah tinggi.

Berdasarkan histori realisasi penjualan, mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional dan peningkatan Rasio Elektrifikasi, maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik 2025–2034 Provinsi Kalimantan Barat diberikan pada Tabel A11.6 dan Tabel A11.8, sedangkan proyeksi jumlah pelanggan diberikan pada Tabel A11.7.

Tabel A11.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	2.217	2.302	2.389	2.478	2.568	2.660	2.755	2.853	2.953	3.057
2	Bisnis	751	798	847	898	952	1.010	1.071	1.135	1.204	1.277
3	Publik	312	327	342	356	370	384	397	410	423	435
4	Industri	315	364	375	386	395	405	414	422	430	713.1
Jumlah		**3.425**	**3.596**	**3.791**	**3.953**	**4.117**	**4.285**	**4.458**	**4.637**	**4.821**	**5.482**
Pertumbuhan %		**3,5**	**5,0**	**5,4**	**4,3**	**4,2**	**4,1**	**4,0**	**4,0**	**4,0**	**3.72**

Tabel A11.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.425	1.449	1.472	1.496	1.519	1.541	1.564	1.586	1.608	1.630
2	Bisnis	90	93	97	101	104	109	113	117	122	127
3	Publik	43	45	46	47	48	50	51	52	53	54
4	Industri	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0.9
Jumlah		**1.530**	**1.559**	**1.587**	**1.616**	**1.644**	**1.672**	**1.700**	**1.728**	**1.756**	**1.811**
Pertumbuhan %		**1,88**	**1,84**	**1,80**	**1,75**	**1,71**	**1,67**	**1,63**	**1,60**	**1,57**	**1,54**

Tabel A11.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Barat

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2024	4,59	3.425	3.895	632	1.529.884
2025	4,57	3.596	4.082	662	1.558.712
2026	4,53	3.791	4.288	694	1.587.399
2027	4,47	3.953	4.461	721	1.615.923
2028	4,40	4.117	4.646	750	1.644.265
2029	4,33	4.285	4.823	777	1.672.394
2030	4,31	4.458	5.005	806	1.700.323
2031	4,29	4.637	5.191	835	1.728.093
2032	4,28	4.821	5.384	864	1.755.751
2033	4,27	5.011	5.581	895	1.783.310
2034	4,27	5.207	5.785	926	1.810.759
Pertumbuhan (%)	**4,37**	**3,77%**	**3,55%**	**3,41%**	**1,51%**

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), pariwisata dan seluruh potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Kalimantan Barat baik yang tingkat kepastiannya tinggi (sudah PJBTL) maupun tingkat kepastiannya rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Untuk melayani kebutuhan KI dan pelanggan industri tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional, yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

A11.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi di Provinsi Kalimantan Barat berupa tenaga air, biomassa, biogas, batubara, dan *uranium/thorium*. Potensi-potensi tersebut sebagian dapat dimanfaatkan sebagai sumber energi pembangkit tenaga listrik di Kalimantan Barat dengan terlebih dahulu melalui kajian baik kajian kebutuhan sistem maupun kajian keekonomian.

Potensi PLTA/PLTM di Kalimantan Barat tersebar di beberapa lokasi, pemanfaatan potensi tenaga air menjadi PLTA/PLTM pada umumnya perlu didahului dengan survei dan studi yang mendalam.
Potensi biomassa di Provinsi Kalimantan Barat paling banyak adalah dari limbah perkebunan sawit yang tersebar yang dapat digunakan sebagai bahan energi primer untuk PLTBm dan PLTBg. Pemanfaatan potensi ini sangat didukung oleh banyaknya pabrik pengolahan sawit yang ada di Kalimantan Barat. Potensi PLTBm dan PLTBg di Kalimantan Barat sebesar 66 MW dan dimungkinkan berubah sesuai kondisi aktual.
Potensi batubara di Kalimantan Barat tersebar di sekitar Kabupaten Sintang dan Kapuas Hulu. Perlu dilakukan studi lebih lanjut untuk memastikan cadangan batubara di Kalimantan Barat sehingga dapat digunakan sebagai bahan bakar untuk PLTU di Kalimantan Barat.
Selain batubara, terdapat juga potensi energi nuklir berupa *uranium/thorium* di Kabupaten Melawi yang dapat digunakan sebagai energi primer PLTN. Potensi *uranium* di Kabupaten Melawi menurut Atlas Geologi Sumber Daya Mineral dan Energi Kalimantan Barat sebesar ± 24.112 ton. Namun, pemanfaatan nuklir sebagai energi primer masih menunggu adanya kebijakan dari Pemerintah yang didukung studi kelayakan pembangunan PLTN.
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Barat.

Pengembangan Pembangkit

Dalam upaya penurunan BPP dan meningkatkan keandalan sistem tenaga listrik di Kalimantan Barat, dilakukan pembangunan pembangkit non BBM seperti PLTU, PLTG, PLTBm, PLTBg, dan juga pembangkit non BBM lainnya, baik dibangun oleh PLN, IPP ataupun KSO dengan Pemda setempat. Pembangkit-pembangkit ini akan terinterkoneksi ke Sistem Kalimantan Barat. Sedangkan untuk menekan BPP di subsistem lainnya, dilakukan pembangunan dengan memanfaatkan sumber daya alam yang tersedia dan percepatan interkoneksi dengan Sistem Kalimantan Barat.
Khusus untuk tenaga listrik di daerah 3T (Terluar, Terdepan dan Tertinggal) termasuk di dalamnya daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, terpencil, pulau-pulau kecil terluar, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis maka akan dilakukan pengembangan EBT sesuai dengan potensi yang ada, serta relokasi PLTD sesuai kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.
Pengembangan pembangkit di Provinsi Kalimantan Barat ditampilkan pada Tabel A11.9 dan Tabel A11.10.

Tabel A11.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW) Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	155	-	-	-	-	155
PLTM	-	-	-	-	2,0	-	-	-	-	-	2,0
PLTS	1,9	-	15,1	-	-	-	-	-	-	-	17
Jumlah	**1,9**	**-**	**15,1**	**-**	**2,0**	**155**	**-**	**-**	**-**	**-**	**174**
SH-PLN											
PLTGU	-	250	-	-	-	-	-	-	-	-	250
PLTG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTMG	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	50

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTS	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-	50
Jumlah	**-**	**250**	**100**	**50**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**450**
IPP											
PLTBg	-	-	-	-	7,5	-	4,0	-	1,2	-	13
PLTM	-	-	10	16	-	-	-	-	-	-	26
PLTA	-	-	-	-	-	150	-	100	100	100	450
PLTS	-	-	21,6	-	-	-	-	-	-	-	22
PLTBm	5	-	-	-	-	17	10	16	5	-	53
Jumlah	**5**	**-**	**32**	**16**	**7,5**	**167**	**14**	**116**	**106**	**100**	**563**
TOTAL											
PLTU	-	-	-	-	-	155	-	-	-	-	155
PLTGU	-	250	-	-	-	-	-	-	-	-	250
PLTG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTMG	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	50
PLTBg	-	-	-	-	7,5	-	4,0	-	1,2	-	13
PLTM	-	-	10	16	2	-	-	-	-	-	28
PLTA	-	-	-	-	-	150	-	100	100	100	450
PLTS	1,9	-	36,7	50	-	-	-	-	-	-	89
PLTBm	5	-	-	-	-	17	10	16	5	-	53
Jumlah	**7**	**250**	**147**	**66**	**60**	**322**	**14**	**116**	**106**	**100**	**1.187**

Tabel A11.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW) Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	155	-	155
PLTM	-	-	-	-	2,0	-	-	-	-	-	2,0
PLTS	1,9	-	15,1	-	-	-	-	-	-	-	17
Jumlah	**1,9**	**-**	**15,1**	**-**	**2,0**	**-**	**-**	**-**	**155**	**-**	**174**
SH-PLN											
PLTGU	-	250	-	-	-	-	-	-	-	-	250
PLTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTS	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-	50
Jumlah	**-**	**250**	**-**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**300**
IPP											
PLTBg	-	-	-	-	7,5	-	4,0	-	1,2	-	13
PLTM	-	-	10	16	-	-	-	-	-	-	26
PLTA	-	-	-	-	-	-	150	100	-	-	250
PLTS	-	80	62	-	80	160	-	-	-	-	382
PLTBm	5,0	-	-	-	-	17	10	16	5,0	-	53
BESS	-	50	25	-	50	100	-	-	-	-	225
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	250	-	250
Jumlah	**5,0**	**130**	**97**	**16**	**138**	**277**	**164**	**116**	**256**	**-**	**1.198**
Total											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	155	-	155
PLTGU	-	250	-	-	-	-	-	-	-	-	250
PLTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBg	-	-	-	-	7,5	-	4,0	-	1,2	-	13
PLTM	-	-	10	16	2	-	-	-	-	-	28
PLTA	-	-	-	-	-	-	150	100	-	-	250
PLTS	1,9	80	76,7	50	80	160	-	-	-	-	449

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTBm	5,0	-	-	-	-	17	10	16	5	-	53
BESS	-	50	25	-	50	100	-	-	-	-	225
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	250	-	250
Jumlah	**6.9**	**380**	**112**	**66**	**140**	**277**	**164**	**116**	**411**	**-**	**1.672**

Tabel A11.11. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	Kalbar	PLTBm	Kuala Mandor	5,0	2025	2025	Konstruksi	IPP
2	Kalbar	PLTGU	Kalbar-1	250,0	2026	2026	Rencana	SH-PLN
3	Kalbar	PLTS	Kalbar-1 (PLTS+BESS)	80,0	-	2026	Rencana	IPP
4	Kalbar	BESS	Kalbar-1 (PLTS+BESS)	50,0	-	2026	Rencana	IPP
5	Kalbar	PLTS	Kalbar-1 (PLTS+BESS)	40,0	-	2027	Rencana	IPP
6	Kalbar	BESS	Kalbar-1 (PLTS+BESS)	25,0	-	2027	Rencana	IPP
7	Kalbar	PLTM	Setanggi	5,0	2027	2027	PPA	IPP
8	Kalbar	PLTM	Manajur	5,0	2027	2027	PPA	IPP
9	Kalbar	PLTGU/G	Kalbar-2	100,0	2027	-	Rencana	IPP
10	Kalbar	PLTS	Kalbar	50,0	2028	2028	Rencana	SH-PLN
11	Kalbar	PLTM	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	16,0	2028	2028	Rencana	IPP
12	Kalbar	PLTBg[1)]	Kalimantan (Kuota) Tersebar	7,5	2029	2029	Rencana	IPP
13	Kalbar	PLTM	Kalbar	2,0	2029	2029	Rencana	PLN
14	Kalbar	PLTS	Kalbar-2 (PLTS+BESS)	80,0	-	2029	Rencana	IPP
15	Kalbar	BESS	Kalbar-2 (PLTS+BESS)	50,0	-	2029	Rencana	IPP
16	Kalbar	PLTMG	Kalbar-3	50,0	2029	-	Rencana	IPP
17	Kalbar	PLTBm[1)]	Kalimantan (Kuota) Tersebar	17,0	2030	2030	Rencana	IPP
18	Kalbar	PLTS	Kalbar-2 (PLTS+BESS)	160,0	-	2030	Rencana	IPP
19	Kalbar	BESS	Kalbar-2 (PLTS+BESS)	100,0	-	2030	Rencana	IPP
20	Kalbar	PLTU	Parit Baru (FTP1)	50,0	2030	2033	Konstruksi	PLN
21	Kalbar	PLTU	Parit Baru (FTP1)	50,0	2030	2033	Konstruksi	PLN
22	Kalbar	PLTU	Pantai Kura-Kura (FTP1)	27,5	2030	2033	Konstruksi	PLN
23	Kalbar	PLTU	Pantai Kura-Kura (FTP1)	27,5	2030	2033	Konstruksi	PLN
24	Kalbar	PLTA	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	150,0	2030	2031	Rencana	IPP
25	Kalbar	PLTBm[1)]	Kalimantan (Kuota) Tersebar	10,0	2031	2031	Rencana	IPP
26	Kalbar	PLTBg[1)]	Kalimantan (Kuota) Tersebar	4,0	2031	2031	Rencana	IPP
27	Kalbar	PLTA	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	100,0	2032	2032	Rencana	IPP
28	Kalbar	PLTBm[1)]	Kalimantan (Kuota) Tersebar	16,0	2032	2032	Rencana	IPP
29	Kalbar	PLTBm[1)]	Kalimantan (Kuota) Tersebar	5,0	2033	2033	Rencana	IPP
30	Kalbar	PLTBg[1)]	Kalimantan (Kuota) Tersebar	1,2	2033	2033	Rencana	IPP

No	Sistem	Jenis	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
31	Kalbar	PLTN	PLTN Kalimantan (Kuota) tersebar *New* EBT*)	250,0	-	2033	Rencana	IPP
32	Kalbar	PLTA	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	100,0	2033	-	Rencana	IPP
33	Kalbar	PLTA	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	100,0	2034	-	Rencana	IPP
34	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kalbar	1,9	2025	2025	Rencana	PLN
35	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	21,6	2027	2027	Pengadaan	IPP
36	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kalbar	15,1	2027	2027	Rencana	PLN
			Total	2.022,3				

*) Merupakan *project* PLTN di sistem Kalimantan, lokasi penempatan dapat di Provinsi Kalimantan Barat ataupun provinsi lainnya, menunggu penetapan pemerintah serta akan dieksekusi setalah ada penugasan.
1) Merupakan kuota PLTBm/PLTBg Kalimantan, di mana penempatan pembangkit tidak *dedicated* di Provinsi Kalbar, namun dapat juga di provinsi lain sesuai kebutuhan setempat

Kapasitas tambahan pembangkit gas yang tercantum adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem, namun pada saat pelaksanaan *project* kapasitas tersebut dapat disesuaikan dengan ketersediaan mesin di pasaran. *Range* kapasitas yang masih dapat diakomodir adalah +/- 20%.
Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS *smoothing* minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.
Kapasitas PLTS+BESS yang tercantum (MW) merupakan *Estimasi capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas Fix PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Lokasi penempatan PLTS+BESS juga tidak terkunci di satu lokasi namun dapat tersebar di beberapa lokasi, bergantung hasil kajian kebutuhan sistem lebih lanjut. Sebagai mitigasi jangka pendek di tahun 2024-2026 juga direncanakan pembangkit sewa PLTD 45 MW dan pembangkit sewa PLTD/G/MG 105 MW di tahun 2024 dan 2025.
Agar dapat segera diproses maka pembangkit PLTGU Kalbar-1 250 MW 2026 pada skema awal (2026) dapat dikonsepkan sebagai sewa pembangkit, namun jika memungkinkan tetap dibangun menjadi pembangkit permanen. Apabila kebutuhan daya PLTGU Kalbar-1 250 MW dipenuhi dengan skema sewa, pembangkit permanen akan direncanakan untuk menggantikan pembangkit sewa tersebut dengan mempertimbangkan *benefit* yang optimal untuk PLN baik secara keandalan ataupun keekonomian. Mengingat kebutuhan PLTGU dalam jangka pendek maka dapat juga dibuka opsi untuk mengubah teknologi menjadi PLTMG/PLTG baru ataupun sewa, atau juga relokasi dari sistem lain, selama target COD terpenuhi.
Pembangkit IPP kuota tersebar (PLTA, PLTM, PLTBm, dan PLTBg) merupakan kuota Sistem Kalimantan Barat yang peruntukannya masih terbuka untuk dikembangkan di daerah lain yang memiliki potensi tersebut dan terkoneksi dengan *Grid* Kalimantan. Lokasi pembangkit tersebar itu dapat tersebar ataupun di satu lokasi. Skema pengadaan untuk pemenuhan kuota tersebut sesuai dengan ketetapan yang berlaku terkini.
Di Provinsi Kalimantan Barat terdapat potensi pembangkit energi baru terbarukan (EBT) yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Ambalau 100 MW;
- PLTA Nanga Balang 133 MW;

-	PLTA	Tebaung	50	MW;
-	PLTA	Pawan	20	MW;
-	PLTA	Rantai Bumbun	30	MW;
-	PLTA	Putussibau	52	MW;
-	PLTBg	Kab. Landak	2	MW;
-	PLTBg	PLTBg Meliau, Kab. Sanggau	2	MW;
-	PLTBm	Kapuas, Sanggau	1,2	MW;
-	PLTBm	Malinau	9,8	MW;
-	PLTBm	Muara Pawan, Ketapang	10	MW;
-	PLTBm	Nanga Pinoh, Melawi	10	MW;
-	PLTBm	Putussibau Utara, Kapuas Hulu	10	MW;
-	PLTBm	Sekadau Hilir, Kab. Sekadau	10	MW;
-	PLTBm	Sekayam, Balai Karangan,	6	MW;
-	PLTBm	Sungai Tebelian, Kab. Sintang	10	MW;
-	PLTBm	Tumbang titi, Air Upas, Ketapang	5	MW;
-	PLTM	Mananggar	5	MW;
-	PLTM	Bedigong	0,04	MW;
-	PLTM	Boyan Tanjung	8	MW;
-	PLTM	Engkasan	0,04	MW;
-	PLTM	Jitan	4,9	MW;
-	PLTM	Kalis	8	MW;
-	PLTM	Pade	9,5	MW;
-	PLTM	Sambas	9,1	MW;
-	PLTM	Ketapang	10	MW;
-	PLTM	Sambas	9	MW;
-	PLTM	Mentebah	8	MW;
-	PLTM	Nanga Dangkan	2	MW;
-	PLTM	Mandai	9	MW;
-	PLTM	Suti Semarang	9	MW;
-	PLTN	Kalimantan	400	MW;
-	PLTS	Dsn Berakak Kec Tayan Hulu Sanggau	0,024	MW;
-	PLTS	Dsn Doroi Kec Noyan Sanggau	0,022	MW;
-	PLTS	Dsn Ketori Kec Jangkang Sanggau	0,048	MW;
-	PLTS	Dsn Terati Kec Jangkang Sanggau	0,04	MW;
-	PLTSa	Siantan	10	MW.

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Untuk menjamin keandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.
Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional, yang memiliki kontribusi besar terhadap

penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

***Power Exchange* Energi Listrik dengan Sarawak (Malaysia)**

Sebagai bagian dari rencana penyediaan tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Barat, PLN melakukan pembelian tenaga listrik dari Sarawak melalui transmisi interkoneksi 275 kV. Pada PPA terdapat dua tahap kontrak, yaitu tahap 1 impor listrik satu arah dan tahap 2 *power exchange* (ekspor-impor). Tahap 1 masih akan berlangsung selama sistem pasokan daya di Sistem Kalimantan Barat belum mencukupi. Upaya PLN agar Sistem Kalimantan Barat mandiri energi adalah dengan membangun PLTG/GU dan PLTU. Dengan beroperasinya pembangkit tersebut maka impor dari SEB menjadi bukan pasokan utama. PLN berupaya agar tambahan pembangkit tersebut dapat beroperasi sesuai rencana, namun jika terjadi keterlambatan maka impor dari SEB merupakan salah satu mitigasi yang ekonomis dan cepat. Setelah beroperasinya pembangkit tersebut maka dapat beralih ke tahap 2 dengan skema *power exchange. Benefit* yang didapat dengan skema *power exchange* ini adalah :

- Meningkatkan cadangan daya Sistem Kalimantan (dengan adanya cadangan bersama);
- Meningkatkan kekuatan Sistem Kalimantan;
- Tidak adanya kewajiban untuk menyuplai ataupun menyerap daya dari sistem SEB;
- Secara konsolidasi dapat menurunkan emisi, mengingat sebagian besar pasokan dari SEB adalah bersumber dari PLTA.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan sistem transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya Skenario RE *base* dan Program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/ Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.

Pengembangan sistem transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.

Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan sistem transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Pengembangan Transmisi

Pengembangan jaringan transmisi di Provinsi Kalimantan Barat selama periode 2025-2034 ditampilkan pada Tabel A11.12, Tabel A11.13, dan Tabel A11.14 berikut:

Tabel A11.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	478	620,6	204	432,5	-	6	144	-	-	-	1.885,1
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**478**	**620,6**	**204**	**432,5**	**-**	**6**	**144**	**-**	**-**	**-**	**1.885,1**

Tabel A11.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario ARED (kms)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	478	620,6	204	432,5	-	-	144	-	-	-	1.879,1
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**478**	**620,6**	**204**	**432,5**	**-**	**-**	**144**	**-**	**-**	**-**	**1.879,1**

Tabel A11.14. Rencana Pengembangan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Skenario COD		Status
						RE *Base*	ARED	
1	Sandai	Tayan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	332	2025	2025	Konstruksi
2	Air Upas	Inc 2 phi (Kendawangan - Sukamara)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2025	2025	*Committed*
3	Ambawang	Inc 2 phi (Siantan-Tayan)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	14	2025	2025	*Committed*
4	Sintang	Nanga Pinoh	150 kV	New, 2 cct, SUTT	112	2025	2025	*Committed*
5	Parit Baru	Siantan	150 kV	Upr, 2 cct, SUTT	35	2026	2026	Pengadaan
6	Simpang Silat	Putussibau	150 kV	New, 2 cct, SUTT	332	2026	2026	*Committed*
7	Sintang	Simpang Silat	150 kV	New, 2 cct, SUTT	110	2026	2026	*Committed*
8	Simpang Tanjung	Inc 2 Phi (Tayan-Sanggau)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2026	2026	*Committed*
9	Simpang Tanjung	Sekayam	150 kV	New, 2 cct, SUTT	130	2026	2026	*Committed*
10	PLTGU Kalbar-1	Inc 2 Phi (Ketapang - Kendawangan)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	5.6	2026	2026	Rencana
11	Kalbar-1 (PLTS+BESS)	GI Eksisting/Baru Sistem Khatulistiwa	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2026	2026	Rencana
12	Badau	Simpang Silat	150 kV	New, 2 cct, SUTT	204	2026	2027	*Committed*
13	Tayan	PLTS Kalbar	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	-	2028	Rencana
14	Ambawang	Sei raya	150 kV	New, 2cct, SKTT	16	2027	2028	Rencana
15	Siantan	Tayan	150 kV	Upr, 2 cct, SUTT	200	2028	2028	Rencana
16	Ambawang	Rasau	150 kV	New, 2 cct, SUTT	100	2028	2028	Rencana
17	Kotabaru	Rasau	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2028	2028	Rencana
18	Parit Baru	Kota Baru	150 kV	Upr, 2 cct, SUTT	40	2028	2028	Rencana
19	Tepuai	Inc 1 Phi (Simpang Silat-Putussibau)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2.5	2028	2028	Rencana
20	Inc 2 Phi (Singkawang - Mempawah)	Kijing	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2028	2028	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Skenario COD		Status
						RE *Base*	ARED	
21	Kalbar-2 (PLTS+BESS)	GI Eksisting/Baru Sistem Khatulistiwa	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2029	Rencana
22	PLTA Khatulistiwa (Kuota) Tersebar 150 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Khatulistiwa	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2030	2031	Rencana
23	Nanga Pinoh	Kota Baru 2	150 kV	New, 2 cct, SUTT	144	2031	2031	Rencana
24	GI Eksisting/Baru Sistem Khatulistiwa	PLTA Khatulistiwa (Kuota) Tersebar 100 MW	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2032	2032	Rencana
25	Kalimantan (Kuota) Tersebar New EBT	GI Eksisting/Baru Sistem Kalimantan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	-	2033	Rencana
26	PLTG/GU Kalbar-2	Mempawah/Senggiring	150 kV	New, 2 cct, SUTT	6	2030	-	Rencana
27	PLTMG Kalbar-3	GI Eksisting/Baru Sistem Khatulistiwa	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2029	-	Rencana
28	PLTA Khatulistiwa (Kuota) Tersebar 100 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Khatulistiwa	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	-	Rencana
29	PLTA Khatulistiwa (Kuota) Tersebar 100 MW	GI Eksisting/ Baru Sistem Khatulistiwa	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2034	-	Rencana
	Jumlah				1.885,1			

*Panjang transmisi masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi.

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya untuk potensi PLTA kuota Kalimantan sesuai dengan neraca daya Skenario RE *Base* dan Skenario ARED. Kebutuhan infrastruktur transmisi (level tegangan, jenis konduktor, panjang jaringan, dan tahun COD) dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem.

Pengembangan Gardu Induk

Di Provinsi Kalimantan Barat akan dikembangkan GI 150 kV baru dan pengembangan trafo GI eksisting. Pengembangan transmisi dan gardu induk ini ditujukan untuk memastikan ketersediaan tenaga listrik di setiap wilayah di Kalimantan Barat dengan melakukan transfer energi dari pusat pembangkit yang ada di daerah barat Kalimantan Barat serta rencana mewujudkan kebijakan pembangunan satu GI di setiap kabupaten. Rencana pengembangan gardu induk selama periode 2025-2034 ditampilkan pada Tabel A11.15., Tabel A11.16., dan Tabel A11.17. berikut.

Tabel A11.15. Rekapitulasi Rencana Pengembangan GI 150 kV (MVA) Skenario RE *Base*

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV	180	120	30	150	60	30	30	60	-	60	720
Total	180	120	30	150	60	30	30	60	-	60	720

Tabel A11.16. Rekapitulasi Rencana Pengembangan GI 150 kV (MVA) Skenario ARED

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV	180	120	30	150	60	30	30	60	-	60	720
Total	180	120	30	150	60	30	30	60	-	60	720

Tabel A11.17. Rencana Pengembangan GI 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ *Ext*/ *Upr*	Kapasitas (MVA/ Bay/ Dia)	Skenario COD		Status
					RE *Base*	ARED	
1	Tayan (arah Sandai)	150 kV	Ext LB	2LB	2025	2025	Konstruksi
2	Ambawang	150/20 kV	New	60	2025	2025	Pengadaan
3	Air Upas	150/20 kV	New	30	2025	2025	*Committed*
4	Nanga Pinoh	150/20 kV	New	30	2025	2025	*Committed*
5	Cendana/(Eks.Jeruju)	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	*Committed*
6	Sekayam (Eks.Entikong)	150/20 kV	New	30	2026	2026	*Committed*
7	Putussibau	150/20 kV	New	30	2026	2026	*Committed*
8	Simpang Tanjung	150/20 kV	New	30	2026	2026	*Committed*
9	Simpang Silat	150/20 kV	New	30	2026	2026	*Committed*
10	Badau	150/20 kV	New	30	2027	2027	*Committed*
11	Tayan (Arah PLTS Kalbar)	150 kV	Ext LB	2LB	2028	2028	Rencana
12	Ambawang (arah Seiraya)	150 kV	Ext LB	2LB	2028	2028	Rencana
13	Sei Raya (arah Ambawang)	150 kV	Ext LB	2LB	2028	2028	Rencana
14	Ambawang (arah Rasau)	150 kV	Ext LB	2LB	2028	2028	Rencana
15	Kota Baru (Arah Rasau)	150 kV	Ext LB	2LB	2028	2028	Rencana
16	Rasau	150/20 kV	New	60	2028	2028	Rencana
17	Rasau (arah Ambawang)	150 kV	Ext LB	2LB	2028	2028	Rencana
18	Tepuai	150/20 kV	New	30	2028	2028	Rencana
19	Kijing	150/20 kV	New	60	2028	2028	Rencana
20	Ketapang	150/20 kV	Ext	60	2029	2029	Rencana
21	Sekadau	150/20 kV	Ext	30	2030	2030	Rencana
22	Kota Baru 2	150/20 kV	New	30	2031	2031	Rencana
23	Nanga Pinoh (Arah Kota Baru 2)	150 kV	Ext LB	2LB	2031	2031	Rencana
24	Tayan	150/20 kV	Ext	60	2032	2032	Rencana
25	GI Kotabaru 2 (Arah Kasongan)	150 kV	Ext	2LB	2033	2033	Rencana
26	Sanggau	150/20 kV	Ext	60	2034	2034	Rencana
27	Mempawah/Senggiring (Arah PLTG/GU Kalbar-2)	150 kV	Ext LB	2LB	2030	-	Rencana
	Jumlah			720			

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik tahun 2025-2034 dan untuk meningkatkan Rasio Elektrifikasi maka direncanakan pengembangan distribusi. Pengembangan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi. Tabel A11.18 memperlihatkan rencana pengembangan sistem distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) di Kalimantan Barat tahun 2025-2034.

Tabel A11.18. Rencana Pengembangan Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Jaringan TM	kms	242	240	238	236	234
Jaringan TR	kms	317	315	314	312	310
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	46	47	48	48	48
Tambahan Pelanggan		28.827	28.687	28.524	28.342	28.128

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Jaringan TM	kms	231	229	228	227	225
Jaringan TR	kms	308	306	305	304	303
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	49	49	50	50	51
Tambahan Pelanggan		27.930	27.770	27.658	27.559	27.449

Program Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.

Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Kalimantan Barat seperti pada Tabel A11.19

Tabel A11.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Kalimantan Barat

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	1,9	-	15,1
Panjang JTM	kms	1.952,2	1.291,6	1.933,6
Panjang JTR	kms	987.4	474,8	922
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	38.5	20	33,5
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	480	292	457

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Barat adalah program PLN untuk mempercepat Rasio Elektrifikasi 100% serta melistriki daerah 3T (Terdepan, Terluar, Tertinggal) di Provinsi Kalimantan Barat. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Kalimantan Barat sebesar 100 % dengan RDB PLN 82,56 %. Masih terdapat sejumlah 330 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 44 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).

Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Kalimantan Barat sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,85% dengan RE PLN sebesar 94,21%.

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada Tabel A11.20

Tabel A11.20. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Kalimantan Barat

Uraian	Satuan	2025	2026
Jumlah	Rumah Tangga	1.179	5.318

*) Asumsi data pelanggan menggunakan data jumlah rumah tangga yang belum berlistrik berdasarkan penetapan RE TW III 2024

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2029. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Kalimantan Barat sebagai berikut:

Tabel A11.21. Target RDB dan RE PLN Provinsi Kalimantan Barat

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027	2028	2029
RDB PLN (%)	82,56	84,76	89,32	93,10	97,25	100
RE PLN (%)	94,21	96,98	98,97	99,31	99,66	100

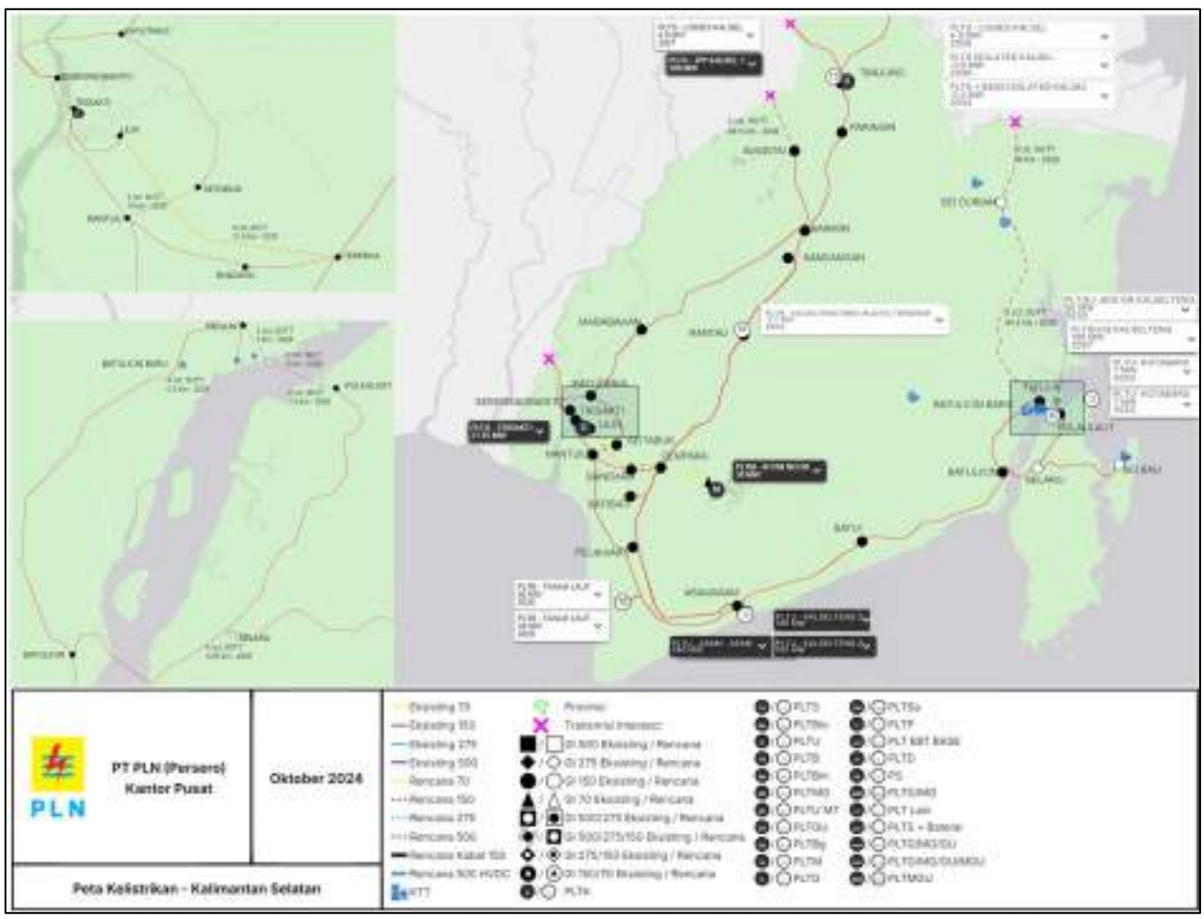
A11.4 ELEKTRIFIKASI DAERAH PERBATASAN ANTAR NEGARA

Pemenuhan kebutuhan energi listrik untuk daerah terpencil di perbatasan antara Kalimantan Barat dan Sarawak masih terkendala sulitnya penyediaan infrastruktur ketenagalistrikan. Sementara itu, kondisi sistem tenaga listrik di Wilayah Sarawak jauh lebih baik. Hal ini menimbulkan terjadinya kesenjangan yang cukup signifikan. Untuk mengurangi kesenjangan tersebut, PLN sudah melakukan pembelian tenaga listrik skala kecil untuk tiga sistem *isolated* di daerah perbatasan yaitu Sistem Sajingan, Sistem Badau, dan Sistem Balai Karangan dengan kapasitas yang dapat disesuaikan sesuai kebutuhan dengan mempertimbangkan aspek keekonomian penyediaan tenaga listrik setempat sampai kondisi sistem setempat dapat terpenuhi melalui interkoneksi dengan Sistem Kalimantan Barat, dan dapat berubah apabila ada kebijakan lain dari pemerintah.
Suplai listrik dari Sistem Sarawak akan dihentikan dengan dibangunnya gardu induk-gardu induk yang akan menyuplai sistem-sistem tersebut. Sistem Badau ke depannya akan disuplai dari GI Badau dan untuk Sistem Balai Karangan akan disuplai dari GI Sekayam, sedangkan untuk Sistem Sajingan akan dilakukan perkuatan jaringan distribusi.

LAMPIRAN A.12
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN SELATAN

A.12.1 KONDISI SISTEM TENAGA LISTRIK SAAT INI

Sistem tenaga listrik Provinsi Kalimantan Selatan (Kalsel) sebagian besar dipasok dari Subsistem Barito, sedangkan sistem–sistem *isolated* tersebar serta Unit Listrik Desa (ULD) dipasok dari PLTD setempat.
Sistem 150 kV Kalseltengtim merupakan sistem interkoneksi antara Sub Sistem Barito (Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah) dan Subsistem Mahakam (Kalimantan Timur) yang telah interkoneksi pada tahun 2018, membentang dari Sangatta di Kalimantan Timur hingga ke Sukamara di Kalimantan Tengah. Beroperasinya transmisi 150 kV Barikin – Kayutangi di tahun 2019 dapat menurunkan pembebanan pada ruas Transmisi 150 kV Barikin – Cempaka akibat evakuasi daya dari PLTU IPP Kalsel (FTP 2) 2x100 MW. Konfigurasi sistem tenaga listrik interkoneksi di Kalimantan Selatan saat ini dan rencana pengembangannya dapat dilihat pada Gambar A12.1.



Gambar A12.1. Peta Pengembangan Sistem Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Selatan

Penjualan energi listrik periode 2015-2024 di Kalimantan Selatan tumbuh rata-rata sebesar 6,74%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2025-2034 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel A12.1 dan Tabel A12.2.

Tabel A12.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2.020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	1.420	1.490	1.496	1.553	1.666	1.783	1.814	1.846	1.950	2.087
2	Bisnis	388	413	435	493	539	511	533	589	662	687
3	Publik	185	202	213	237	263	254	270	303	334	409
4	Industri	194	211	249	320	379	392	433	561	747	820
Jumlah		**2.093**	**2.188**	**2.316**	**2.392**	**2.602**	**2.848**	**2.939**	**3.299**	**3.694**	**4.003**
Pertumbuhan (%)		**11,29**	**4,52**	**5,86**	**3,28**	**8,80**	**9,44**	**3,20**	**8,13**	**11,97**	**8,37**

*) Hasil prognosa Tahun 2024

Tabel A12.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	923	963	1.018	1.086	1.100	1.192	1.248	1.294	1.341,1	1.368,7
2	Bisnis	44	48	54	56	57	60	64	69	76	76
3	Publik	31	34	37	41	48	47	50	52	55	57
4	Industri	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,83
Jumlah		**946**	**999**	**1.046**	**1.109**	**1.184**	**1.205**	**1.300**	**1.363**	**1.473**	**1.503**
Pertumbuhan (%)		**4,5**	**5,5**	**4,8**	**6,0**	**6,7**	**1,8**	**7,9**	**4,8**	**8,1**	**2,1**

*) Hasil prognosa Tahun 2024

Sistem Barito

Sistem Barito merupakan sistem interkoneksi dengan jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV, dipasok dari beberapa jenis pembangkit meliputi PLTA, PLTU, PLTD dan PLTG termasuk sewa dan *excess power*. Pada tahun 2018, Sistem 150 kV Barito telah terinterkoneksi dengan Sistem Mahakam di Kalimantan Timur. Sistem 150 kV Barito telah mendapatkan pasokan pembangkit baru PLTU Pulang Pisau 2x60 MW dan PLTMG Bangkanai tahap pertama 155 MW. Pada tahun 2019, terdapat tambahan pasokan dari pembangkit baru beroperasi, yaitu PLTU IPP Kalsel FTP-2 (PLTU Tanjung Power Indonesia) 2x100 MW. Pada tahun 2024, terdapat tambahan pasokan dari pembangkit baru beroperasi, yaitu PLTU Kalselteng 2 (Asam-Asam 5, 6) 2x100 MW.

Daya terpasang dan beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Selatan dapat dilihat pada Tabel A12.3.

Tabel A12.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTA	Barito	3	30,0	28,5	28,5
PLTD	Barito	13	73,3	47,4	49,1
	Sei Durian	41	6,9	5,5	5,5
	Sebuku	9	2`,7	2,2	2,2
	Isolated tersebar	17	1,9	1,4	1,4
PLTG	Barito	1	21,0	17,0	17,0
PLTU	Barito	6	460,0	416,0	418,8
Jumlah PLN		86	587,3	511,4	515,8
IPP					
PLTU	Barito	2	200	200	201,8
Jumlah IPP		2	200	200	201,8
Sewa					
PLTU	Barito	1	55,0	55,0	45,8

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
Jumlah Sewa		1	55,0	55,0	45,8
Jumlah		89	842,3	766,4	763,4

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Kalimantan Selatan ditunjukkan pada Tabel A12.4 dan Tabel A12.5.

Tabel A12.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	GI SELAT	150/20	2	50
2	GI SEBERANG BARITO	150/20	2	40
3	GI TRISAKTI 70 kV	70/20	3	35
4	GI TRISAKTI 150 kV	150/20	2	120
5	GI KAYUTANGI	150/20	2	90
6	GI ULIN	70/20	3	80
7	GIS ULIN	150/20	2	120
8	GI MANTUIL	150/20	3	110
9	GI MARABAHAN	150/20	1	30
10	GI SEI TABUK	150/20	1	60
11	GI CEMPAKA 70	70/20	2	20
12	GI CEMPAKA 150	150/20	3	150
13	GI PELAIHARI	150/20	2	60
14	GI PLTA	70/20	1	6
15	GI BANDARA	150/20	1	60
16	GI BATI BATI	150/20	1	30
17	GI KANDANGAN	150/20	1	30
18	GI BARIKIN	150/20	3	120
19	GI RANTAU	150/20	2	60
20	GI AMUNTAI	150/20	2	90
21	GI TANJUNG	150/20	2	120
22	GI PARINGIN	150/20	1	60
23	GI ASAM ASAM	150/20	2	90
24	GI BATULICIN	150/20	2	60
25	GI SATUI	150/20	1	30
26	GI PULAU LAUT	150/20	1	30
27	GI TARJUN	150/20	1	30
	Total		49	1.780

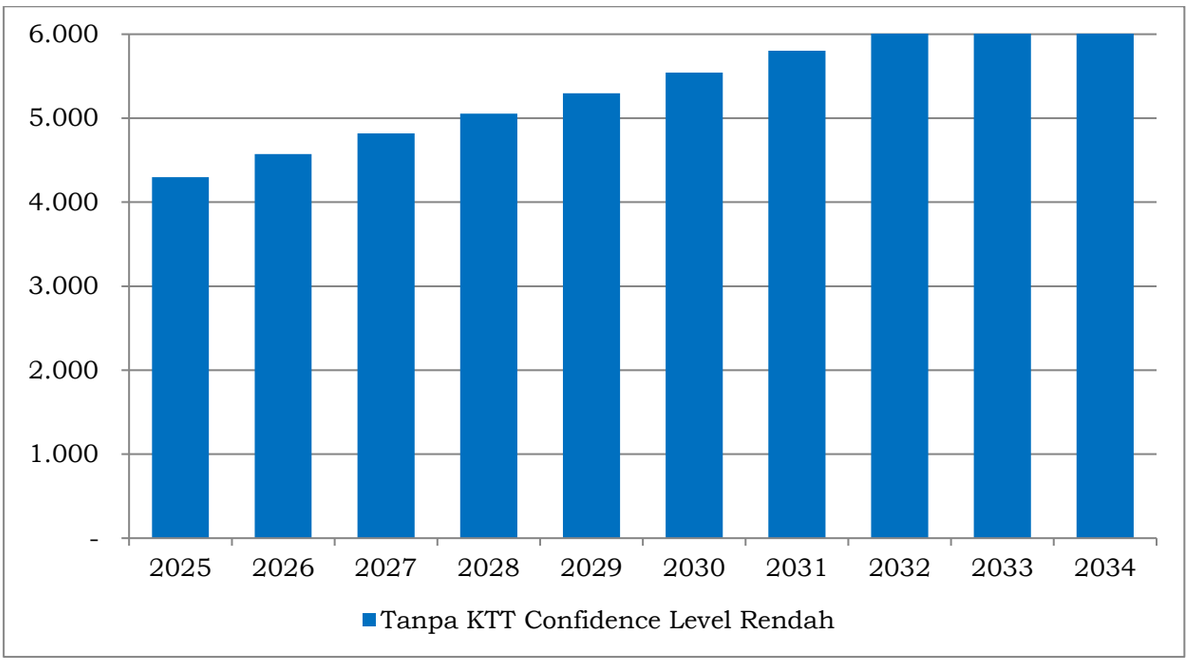
Tabel A12.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	7.645	8.264	8.605	8.850	8.899	9.500	9.400	9.609	9.793	9.875
JTR (kms)	9.263	9.691	9.953	10.182	10.384	10.590	10.744	10.820	10.859	10.886
Gardu Distribusi (MVA)	662	718	769	775	712	837	1.112	1.122	1.131	1.242

*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A.12.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Provinsi Kalimantan Selatan memiliki sumber daya energi yang melimpah dengan tersedianya cadangan batubara dan gas *methane* yang cukup besar. Selain itu, di beberapa kawasan sudah banyak dibuka perkebunan kelapa sawit. Pengusahaan sumber daya alam batubara dan mulai berkembangnya perkebunan kelapa sawit, telah membuat ekonomi Kalimantan Selatan tumbuh positif dan mempunyai prospek yang bagus. Kondisi demikian akan berpengaruh kepada pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di Kalimantan Selatan.
PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Kalimantan Selatan, hanya terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Kalimantan Selatan hanya terdapat 1 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT-nya tersebut.
Proyeksi kebutuhan *demand* Provinsi Kalimantan Selatan ditunjukkan pada Gambar A12.2.



Gambar A12.2. Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor rumah tangga dan industri. Pertumbuhan industri pertambangan dan *smelter* saat ini bertumbuh dengan cepat sehubungan dengan pembatasan pemerintah untuk melakukan ekspor hasil tambang mineral tanpa melalui proses pengolahan. Dengan adanya pembatasan ekspor tersebut, mendorong pihak swasta untuk membangun *smelter* dan pabrik pengolahan di Indonesia. Banyaknya calon pelanggan industri *smelter* dan pabrik pengolahan (selanjutnya disebut KTT atau Konsumen Tegangan Tinggi) di Kalimantan mendorong meningkatnya proyeksi pertumbuhan penjualan tenaga listrik.
Pada umumnya, industri *smelter* dan pabrik pengolahan akan membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga tentunya akan membutuhkan investasi yang besar pula. Terdapat potensi risiko tidak jadinya pembangunan *smelter* ataupun pabrik pengolahan barang tambang. Oleh karena itu, seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan tenaga listrik dengan mempertimbangkan *confidence level* operasi dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga, realisasi pelaksanaan pembangunan infrastruktur

untuk menyuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila *confidence level* dari potensi pelanggan KTT telah tinggi.
Berdasarkan histori realisasi penjualan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional dan peningkatan Rasio Elektrifikasi termasuk proyeksi pertumbuhan pelanggan seperti pada Tabel A12.7, maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik 2025 – 2034 diberikan pada Tabel A12.6 dan Tabel A12.8.

Tabel A12.6. Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	2.171	2.259	2.350	2.444	2.539	2.636	2.737	2.840	2.946	3.056
2	Bisnis	733	780	827	876	926	978	1.033	1.090	1.150	1.213
3	Publik	437	465	495	527	560	594	630	667	706	747
4	Industri	958	1.067	1.147	1.209	1.272	1.337	1.405	1.476	1.549	1.717
Jumlah		**4.003**	**4.299**	**4.572**	**4.820**	**5.055**	**5.296**	**5.545**	**5.804**	**6.073**	**6.734**
Pertumbuhan (%)		**8,37**	**7,39**	**6,35**	**5,43**	**4,87**	**4,77**	**4,70**	**4,67**	**4,63**	**4.49**

Tabel A12.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.395	1.420	1.446	1.472	1.497	1.522	1.547	1.572	1.597	1.624
2	Bisnis	81	85	90	94	99	105	110	116	122	128
3	Publik	60	63	66	69	73	76	80	84	88	92
4	Industri	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Jumlah		**1.504**	**1.537**	**1.570**	**1.603**	**1.636**	**1.670**	**1.704**	**1.738**	**1.772**	**1.845**
Pertumbuhan (%)		**2,09**	**2,18**	**2,15**	**2,12**	**2,09**	**2,05**	**2,03**	**2,01**	**1,98**	**2,07**

Tabel A12.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	4,36	4.299	4.774	774	1.536.544
2026	4,33	4.572	5.076	822	1.569.591
2027	4,29	4.820	5.350	865	1.602.848
2028	4,23	5.055	5.610	905	1.636.276
2029	4,17	5.296	5.876	947	1.669.870
2030	4,13	5.545	6.150	990	1.703.718
2031	4,13	5.804	6.436	1.034	1.737.888
2032	4,11	6.073	6.732	1.080	1.772.359
2033	4,11	6.352	7.039	1.128	1.807.163
2034	4.10	6.640	7.357	1.177	1.844.509
Pertumbuhan (%)	**4.20**	**4.45%**	**4.42%**	**4.29%**	**1.84%**

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), pariwisata dan seluruh potensi pelanggan besar lainnya di provinsi Kalimantan Selatan baik yang tingkat kepastiannya tinggi (sudah PJBTL) maupun tingkat kepastiannya rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Untuk melayani

kebutuhan KI dan pelanggan industri tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).
Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional, yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

A12.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana sistem tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Kalimantan Selatan dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat dan sebaran penduduknya. Pengembangan pembangkit dengan menggunakan potensi energi terbarukan setempat juga sangat didukung. Namun, dengan dikembangkannya pembangkit energi terbarukan yang bersifat *intermittent*, maka akan memberikan pengaruh yang signifikan pada stabilitas sistem kelistrikan di Kalimantan Selatan. Oleh karena itu, kesiapan pembangkit *follower* sangat dibutuhkan. Opsi lain adalah dengan menyediakan *Battery Energy Storage System* (BESS) sehingga dampak *intermittency* terhadap sistem dapat dieliminasi.
Selain sebagai *buffer* terhadap *intermittency*, opsi BESS dapat juga digunakan dalam skema *load shifting*[1] sehingga penggunaan pembangkit *peaker* dapat dikurangi. Kajian lebih lanjut dan dalam dibutuhkan untuk melakukan analisa rencana penggunaan BESS di Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan.

Potensi Energi Primer

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Selatan.
Provinsi Kalimantan Selatan merupakan salah satu daerah di Indonesia yang memiliki sumber energi primer sangat besar, meliputi batubara, gas *methane* batubara (*coal bed methane*/CBM) dan tenaga air.
Provinsi Kalimantan Selatan juga mempunyai potensi bio energi, bayu dan tenaga air. Beberapa di antaranya adalah DAS Barito, Riam Kanan, Riam Kiwa, dan Sampanahan. Umumnya, DAS tersebut berhulu di Pegunungan Meratus dan bermuara di Laut Jawa dan Selat Makassar. Keberadaan DAS tersebut kurang berpotensi untuk dijadikan PLTA *run-off-river* karena topografinya yang landai.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik periode 2025-2034, direncanakan penambahan proyek pembangkit listrik yang meliputi PLTG/MG/GU serta beberapa pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTBg dan PLTB untuk memanfaatkan potensi energi bayu di daerah Kabupaten Tanah Laut. Pada tahun 2025 masih direncanakan adanya penambahan proyek pembangkit PLTU yang mengalami kendala keterlambatan COD tahun 2024.

[1] Skema *load shifting* memungkinkan baterai mengisi daya pada saat beban rendah (*off peak period*) dan memasok daya ke sistem pada saat beban puncak (*peak period*) sehingga penggunaan pembangkit pemikul beban puncak dapat dikurangi.

Khusus untuk tenaga listrik di daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.
Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2034 di Kalimantan Selatan dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit di Provinsi Kalimantan Selatan ditampilkan pada Tabel A12.9, Tabel A12.10, dan Tabel A12.11.

Tabel A12.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW) Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	14
PLTS	-	4,9	0,6	-	-	-	-	-	-	-	5,5
Jumlah	**-**	**4,9**	**0,6**	**-**	**-**	**14**	**-**	**-**	**-**	**-**	**20**
SH-PLN											
PLTGU	-	-	-	150	-	-	-	-	-	-	150
PLTG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
Jumlah	**-**	**-**	**100**	**150**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**250**
IPP											
PLTM	-	-	-	-	2,7	-	-	-	-	-	2,7
PLTS	-	-	-	-	-	0,8	-	-	-	-	0,8
PLTB	-	70	-	-	-	-	-	-	-	-	70
PLTS+BES	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4	-	0,4
Jumlah	**-**	**70**	**-**	**-**	**2,7**	**0,8**	**-**	**-**	**0,4**	**-**	**74**
Total											
PLTU	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	14
PLTGU	-	-	-	150	-	-	-	-	-	-	150
PLTG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTM	-	-	-	-	2,7	-	-	-	-	-	2,7
PLTS	-	4.9	0,6	-	-	0,8	-	-	-	-	6,3
PLTB	-	70	-	-	-	-	-	-	-	-	70
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4	-	0,4
Jumlah	**-**	**75**	**101**	**150**	**3**	**15**	**-**	**-**	**0,4**	**-**	**343**

Tabel A12.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW) Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	14
PLTS	-	4,9	0,6	-	-	-	-	-	-	-	5,5
Jumlah	**-**	**4,9**	**0,6**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**14**	**-**	**20**
SH-PLN											
PLTG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTGU	-	-	-	-	-	50*	-	-	-	-	50*
Jumlah	**-**	**-**	**100**	**-**	**-**	**50***	**-**	**-**	**-**	**-**	**100**
IPP											
PLTB	-	70	-	-	-	-	-	-	-	-	70
PLTM	-	-	-	-	2,7	-	-	-	-	-	2,7
PLTS	-	-	-	-	-	0,8	-	-	-	-	0,8
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4	-	0,4
Jumlah	**-**	**70**	**-**	**-**	**2,7**	**0,8**	**-**	**-**	**0,4**	**-**	**74**
Total											
PLTB	-	70	-	-	-	-	-	-	-	-	70
PLTM	-	-	-	-	2,7	-	-	-	-	-	2,7
PLTG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTGU	-	-	-	-	-	50*	-	-	-	-	50*
PLTS	-	4,9	0,6	-	-	0,8	-	-	-	-	6,3
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	14
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4	-	0,4
Jumlah	**-**	**75**	**101**	**-**	**2,7**	**0,8**	**-**	**-**	**14**	**-**	**193**

Tabel A12.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Pembangkit	Kapasitas (MW)	Skenario COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	Barito	PLTB	Tanah Laut	70,0	2026	2026	Pengadaan	*IPP*
2	Barito	PLTGU/ G	Kalselteng*)	100,0	2027	2027	Rencana	SH-PLN
3	Barito	PLTM	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	2,7	2029	2029	Rencana	*IPP*
4	Barito	PLTGU	Kalimantan-1	150,0	2028	-	Rencana	SH-PLN
5	Barito	PLTGU	Add-On Kalselteng*)	50,0*	-	2030	Rencana	SH-PLN
6	Barito	PLTU	Kotabaru	14,0	2030	2033	Konstruksi	PLN
7	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kalsel	4,9	2026	2026	Rencana	PLN
8	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kalsel	0,6	2027	2027	Rencana	PLN
9	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Kalsel	0,8	2030	2030	Rencana	*IPP*
10	*Isolated*	PLTS+ BESS	*Isolated* Kalsel	0,4	2033	2033	Rencana	*IPP*
			Jumlah	343,4				

*) Merupakan *project* PLTGU/G di Sistem Kalseltengtimra, lokasi penempatan dapat di Provinsi Kalimantan Selatan atau Kalimantan tengah menunggu kepastian ketersediaan lokasi.

Kapasitas tambahan pembangkit gas yang tercantum adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem, namun pada saat pelaksanaan *project* kapasitas tersebut dapat disesuaikan dengan ketersediaan mesin di pasaran. *Range* kapasitas yang masih dapat diakomodir adalah +/- 20%.

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Di *list project* Provinsi Kalimantan Selatan kuota di atas terdapat kuota PLTM tersebar. Kuota PLTM tersebar tersebut, dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit. Kuota tersebut merupakan kuota sistem di mana lokasi pengembangan pembangkit dapat di provinsi manapun selama masih terkoneksi ke sistem yang sama. Penempatan kuota tersebut di Provinsi Kalimantan Selatan tidak mengikat, namun terbuka untuk provinsi manapun selama potensinya tersedia. Kuota

kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku. Skema pengadaan untuk kuota tersebar tersebut sesuai dengan aturan yang berlaku. Di luar kapasitas tersebut terdapat juga kapasitas kuota tersebar yang juga dapat di kembangkan di provinsi ini yaitu :

- PLTBg Kalimantan (Kuota) Tersebar	3,8 MW	2029;
- PLTM Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	0,15 MW	2029;
- PLTS Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	15 MW	2029;
- PLTBm Kalimantan(Kuota) Tersebar	10 MW	2030;
- PLTBm Kalimantan(Kuota) Tersebar	17 MW	2030;
- PLTBm Kalimantan(Kuota) Tersebar	10 MW	2031;
- PLTS Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	30 MW	2030;
- PLTA Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	300 MW	2031;
- PLTA Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	200 MW	2031;
- PLTA Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	400 MW	2032;
- PLTBm Kalimantan(Kuota) Tersebar	16 MW	2032;
- PLTBm Kalimantan(Kuota) Tersebar	10 MW	2033;
- PLTS Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	50 MW	2033;
- PLTS Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	50 MW	2034;

Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS *smoothing* minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.
Di Provinsi Kalimantan Selatan terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Riam Kiwa	42	MW;
-	PLTA	Kusan	40	MW;
-	PLTB	Tanah Laut	70	MW;
-	PLTBg	Tanah Laut	1	MW;
-	PLTBm	Mantuil	10	MW;
-	PLTM	Gendang Timburu	0,6	MW;
-	PLTM	Kiram Atas	0,9	MW;
-	PLTM	Muara Kendihin	0,6	MW;
-	PLTM	Riam Kiwa	10	MW;
-	PLTM	Sampanahan	0,6	MW;
-	PLTS	Tabalong, Kalsel	12	MW.

Untuk menjamin keandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.
Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional, yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan sistem transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya Skenario RE *Base* dan program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/ Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.

Pengembangan sistem transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.

Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan sistem transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Pengembangan Transmisi

Secara umum, pengembangan transmisi di Kalimantan Selatan dimaksudkan untuk menyalurkan daya dari pusat pembangkit ke pusat beban termasuk untuk menjangkau daerah *isolated* yang masih menggunakan PLTD. Selain itu, memperkuat *backbone* sistem interkoneksi antara Sistem Barito dengan Sistem Mahakam dengan membangun transmisi dari GI Sei Durian ke GI Grogot. Pengembangan transmisi di Kalimantan Selatan juga dimaksudkan untuk melayani Konsumen Tegangan Tinggi (KTT) yang berada di sekitar Tarjun, Sei Bali dan Sei Durian. Pembangunan transmisi kabel laut antara GI Batulicin (Sistem 150 kV Barito) untuk jalur interkoneksi ke Pulau Laut ditujukan untuk memperoleh BPP Pulau Laut yang lebih efisien. Apabila dalam jangka panjang transmisi untuk menyuplai Pulau Laut mengalami *bottleneck*, kegiatan *uprating* transmisi dapat dilaksanakan.

Selama periode 2025-2034 direncanakan akan dibangun saluran transmisi 150 kV sesuai Tabel A12.12,Tabel A12.13, dan Tabel A12.14.

Tabel A12.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (kms) Skenario RE *Base* (kms)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	281	169	6	66	-	143	-	-	-	-	665
Total	**281**	**169**	**6**	**66**	**-**	**143**	**-**	**-**	**-**	**-**	**665**

Tabel A12.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (kms) Skenario ARED (kms)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	281	169	6	56	-	143	-	-	-	-	655
Total	**281**	**169**	**6**	**56**	**-**	**143**	**-**	**-**	**-**	**-**	**655**

Tabel A12.14. Rencana Pengembangan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Skenario COD		Status
						RE *Base*	ARED	
1	Asam-asam	Satui	150 kV	Upr, 2 cct, SUTT	128	2025	2025	Konstruksi
2	Satui	Batulicin	150 kV	Upr, 2 cct, SUTT	150	2025	2025	Konstruksi
3	Batulicin Baru	Inc 2 Phi (Batulicin - Tarjun)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2025	2025	Konstruksi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Skenario COD		Status
						RE *Base*	ARED	
4	Inc 2 Phi (Batulicin - Pulau Laut)	Selaru	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1	2025	2025	Konstruksi
5	Tarjun	Sei Durian	150 kV	New, 2 cct, SUTT	169	2026	2026	Pengadaan
6	PLTB Tanah Laut	Inc 2 phi (Mantuil-Asam-Asam)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2026	2026	Rencana
7	Tarjun	PLTG/GU Kalselteng	150 kV	New, 2 cct, SUTT	6	2027	2027	Rencana
8	PLTG/GU Kalselteng	Pulau Laut/ L. Point Tarjun	150 kV	New, 2 cct, SUTT	6	2028	2028	Rencana
9	Seberang Barito	Kayutangi	150 kV	Upr, 2 cct, SUTT	38	2028	2028	Rencana
10	L. Point Pulau Laut	Pulau Laut	150 kV	New, 2 cct, SUTT	3	2028	2028	Rencana
11	L. Point Tarjun	L. Point Pulau Laut	150 kV	New, 2 cct, SKLT	8	2028	2028	Rencana
12	Rantau	Inc 1 phi (Barikin - Cempaka)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2028	2028	Rencana
13	Sei Tabuk	Mantuil	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2030	2030	Rencana
14	Cempaka	Ulin (GIS)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	63	2030	2030	Rencana
15	Barikin	Amuntai	150 kV	Upr, 2 cct, SUTT	60	2030	2030	Rencana
16	PLTGU Kalimantan-1	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra*	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2028	-	Rencana
	Jumlah				665			

*Panjang transmisi masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi.

Pengembangan Gardu Induk

Di Provinsi Kalimantan Selatan akan dikembangkan GI 150 kV baru dan pengembangan trafo GI eksisting. Pengembangan transmisi dan gardu induk ini ditujukan untuk memastikan ketersediaan tenaga listrik di setiap wilayah di Kalimantan Selatan dengan melakukan transfer energi dari pusat pembangkit. Untuk lokasi yang lahannya sangat terbatas seperti di GI Ulin, dapat dipertimbangkan dibangun dengan konstruksi *Gas Insulated Switchgear* (GIS). Rencana pengembangan Gardu Induk selama periode 2025-2034 ditampilkan pada Tabel A12.15, Tabel A12.16, dan Tabel A12.17 berikut.

Tabel A12.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV	120	30	30	150	90	90	60	60	60	-	690
Total	**120**	**30**	**30**	**150**	**90**	**90**	**60**	**60**	**60**	**-**	**690**

*Trafo relokasi

Tabel A12.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV	120	30	30	150	90	90	60	60	60	-	690
Total	**120**	**30**	**30**	**150**	**90**	**90**	**60**	**60**	**60**	**-**	**690**

*Trafo relokasi

Tabel A12.17. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ *Ext*/ *Upr*	Kapasitas (MVA/ Bay/ Dia)	Skenario COD		Status
					RE *Base*	ARED	
1	Satui	150/20 kV	Ext	30	2025	2025	*Committed*
2	Batulicin Baru	150/20 kV	New	60	2025	2025	Konstruksi
3	Sei Bali	150/20 kV	New	30	2025	2025	Konstruksi
4	Selaru	150/20 kV	New	10*	2025	2025	Konstruksi
5	Batulicin Baru (Arah PT TCM)	150 kV	Ext	2LB	2026	2026	Rencana
6	Sei Durian	150/20 kV	New	30	2026	2026	Konstruksi
7	Tarjun (Arah PLTG/GU Kalsel)	150 kV	Ext LB	2LB	2027	2027	Rencana
8	GI PLTG/GU Kalsel (Arah Tarjun)	150 kV	New	2LB	2027	2027	Rencana
9	Sei Durian	150/20 kV	Ext	30	2027	2027	Rencana
10	Tarjun	150/20 kV	Ext	30	2028	2028	Rencana
11	Pulau Laut (Arah PLTG/GU Kalsel /LP Pulau Laut)	150 kV	Ext LB	2LB	2028	2028	Rencana
12	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2028	2028	Rencana
13	Batulicin	150/20 kV	Upr	60	2028	2028	Rencana
14	GI PLTG/GU Kalsel (Arah LP Tarjun/Pulau Laut)	150 kV	New	2LB	2028	2028	Rencana
15	Rantau (Arah Inc Cempaka - Barikin)	150 kV	Ext LB	2LB	2028	2028	Rencana
16	Rantau	150/20 kV	Ext	60	2029	2029	Rencana
17	Pulau Laut	150/20 kV	Ext	30	2029	2029	Rencana
18	Amuntai (arah Tamiang Layang)	150 kV	Ext LB	2LB	2030	2030	Rencana
19	Cempaka (Arah Ulin)	150 kV	Ext LB	2LB	2030	2030	Rencana
20	Banjarmasin/Ulin (GIS) (Arah Cempaka)	150 kV	Ext LB	2LB	2030	2030	Rencana
21	Kandangan	150/20 kV	Ext	30	2030	2030	Rencana
22	Trisakti	150/20 kV	Ext	60	2030	2030	Rencana
23	Seberang Barito	150/20 kV	Upr	60	2031	2031	Rencana
24	Mantuil	150/20 kV	Upr	60	2032	2032	Rencana
25	Cempaka	150/20 kV	Upr	60	2033	2033	Rencana
	Total			690			

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, direncanakan juga pembangunan jaringan distribusi 20 kV. Proyeksi kebutuhan jaringan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) sampai tahun 2034 tercantum pada Tabel A12.18.

Tabel A12.18. Rencana Pengembangan Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Jaringan TM	Kms	260	262	265	267	270
Jaringan TR	kms	218	219	220	221	221
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	49	50	52	53	54

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Tambahan Pelanggan		32.801	33.047	33.257	33.428	33.593

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Jaringan TM (kms)	kms	272	276	279	283	304
Jaringan TR (kms)	kms	222	224	225	227	243
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	55	57	58	60	65
Tambahan Pelanggan		33.848	34.170	34.472	34.804	37.346

Program Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Kalimantan Selatan seperti pada Tabel A12.19

Tabel A12.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Kalimantan Selatan

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	4,9	0,6
Panjang JTM	kms	132,2	104,6	71,8
Panjang JTR	kms	63,1	29	53,2
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	2,1	1	1,4
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	40	20	27

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Kalimantan Selatan sebesar 100 % dengan RDB PLN 99,26 %. Masih terdapat sejumlah 6 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 9 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Kalimantan Selatan sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 99,22%.
Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada Tabel A12.20.

Tabel A12.20. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Kalimantan Selatan

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah Tangga	342	1.051	2.541

*) Asumsi data pelanggan menggunakan data jumlah rumah tangga yang belum berlistrik berdasarkan penetapan RE TW III 2024

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2026. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Kalimantan Selatan sebagai berikut:

Tabel A12.21 Target RDB dan RE PLN Provinsi Kalimantan Selatan

Indikator	TW III 2024	2025	2026
RDB PLN (%)	99,26	99,45	100
RE PLN (%)	99,22	99,70	100

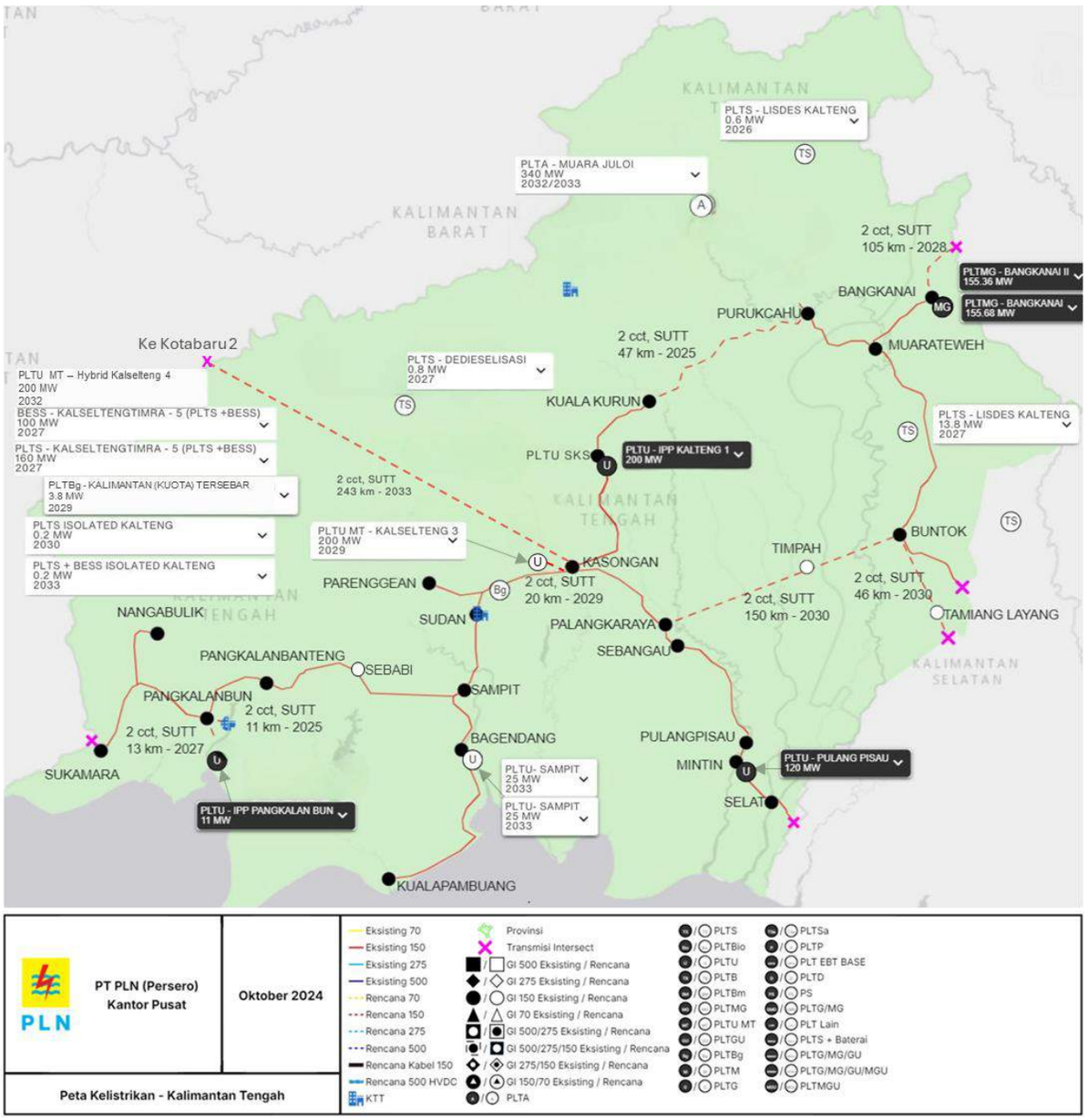
A12.4 SISTEM TENAGA LISTRIK *ISOLATED*

Kalimantan Selatan dengan wilayah daratan yang sangat luas mempunyai banyak kelompok penduduk yang tersebar jauh dan terisolasi. Sistem tenaga listriknya dipasok dari PLTD. Sistem ini secara bertahap diupayakan untuk dapat tersambung ke Sistem Barito melalui *grid extension* sehingga lebih andal dan efisien. Untuk daerah yang jauh dari *grid* dengan beban yang relatif kecil, direncanakan akan dibangun PLTS komunal hibrid.

LAMPIRAN A.13
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KALIMANTAN TENGAH

A.13.1 KONDISI SISTEM TENAGA LISTRIK SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Tengah sebagian besar dipasok dari sistem interkoneksi 150 kV Kalseltengtim dan beberapa sistem *isolated*. Sistem interkoneksi 150 kV Kalseltengtim adalah gabungan dari interkoneksi Sistem 150 kV Barito dan Sistem 150 kV Mahakam. Sistem tersebut memiliki pembangkit PLTU, PLTG/MG dan beberapa pembangkit lainnya. Pasokan listrik untuk sistem *isolated* sebagian besar masih bersumber dari pembangkit berbahan bakar minyak, dengan daya mampu pembangkitan rata-rata dalam kondisi cukup namun tanpa cadangan yang memadai. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Kalimantan Tengah dan rencana pengembangannya sebagaimana diperlihatkan pada Gambar A13.1.



Gambar A13.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Tengah

Penjualan energi listrik sejak tahun 2015-2024 di Kalimantan Tengah tumbuh rata-rata sebesar 7,58%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2015-2024 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel A13.1 dan Tabel A13.2.

Tabel A13.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	701	730	745	785	849	931	984	1.010	1.085	1,182
2	Bisnis	222	237	248	261	283	293	299	323	370	371
3	Publik	96	104	108	119	138	140	147	167	183	221
4	Industri	29	28	33	59	90	130	167	189	192	236
Jumlah		**1.049**	**1.099**	**1.135**	**1.224**	**1.359**	**1.494**	**1.598**	**1.688**	**1.830**	**2.010**
Pertumbuhan (%)		**8,09**	**4,79**	**3,28**	**7,83**	**11,03**	**9,93**	**6,98**	**5,66**	**8.39**	**9.84**

*) Hasil prognosa Tahun 2024

Tabel A13.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	403	434	478	521	607	600	640	676	716	723
2	Bisnis	52	56	59	60	62	63	64	68	71	73
3	Publik	16	17	19	17	19	24	26	28	30	31
4	Industri	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Jumlah		**471**	**508**	**557**	**598**	**689**	**687**	**731**	**771**	**817**	**827,4**
Pertumbuhan (%)		**7,67**	**7,83**	**9,59**	**7,46**	**15,12**	**(0,27)**	**6,43**	**5,51**	**5,98**	**1,2**

*) Hasil prognosa Tahun 2024

Sebagian beban Kalimantan Tengah dipasok dari Sistem Interkoneksi Kalimantan 150 kV (Kalseltengtim) dan selebihnya tersebar di berbagai tempat terisolasi yang dipasok dari pembangkit setempat. Rincian data pembangkitan, kemampuan mesin dan beban puncak tertinggi sistem tenaga listrik Provinsi Kalimantan Tengah dapat dilihat pada Tabel A13.3.

Tabel A13.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTD	Barito	33	56,5	31,7	31,7
	Timpah	44	9,9	7,2	5,8
	Isolated Tersebar	115	17,2	13,6	13,6
PLTMG	Barito	32	311,0	277,6	269,0
PLTU	Barito	2	120,0	90,0	93,9
Jumlah PLN		226	514,6	420,1	414,0
IPP					
PLTU	Barito	2	200,0	200,0	201,3
Jumlah IPP		2	200,0	200,0	201,3
Excess					
EBT	Barito	7	16,6	16,6	17,3
Jumlah *Excess*		7	16,6	16,6	17,3
Sewa					
PLTD	Barito	2	2,0	2,0	2,0
Jumlah Sewa		2	2,0	2,0	2,0

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
Jumlah		237	733,2	638,7	643,6

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Kalimantan Tengah ditunjukkan pada Tabel A13.4 dan Tabel A13.5.

Tabel A13.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	GI BUNTOK	150/20	1	30
2	GI MUARA TEWEH	150/20	1	30
3	GI BANGKANAI	150/20	1	10
4	GI PURUK CAHU	150/20	1	30
5	GI PALANGKARAYA	150/20	2	90
6	GI MINTIN	150/20	1	30
7	GI KASONGAN	150/20	2	60
8	GI PULANG PISAU	150/20	1	30
9	GI PARENGGEAN	150/20	1	30
10	GI SEBANGAU	150/20	1	60
11	GI PLTU SLK	150/20	1	30
12	GI SUDAN	150/20	1	30
13	GI KUALA KURUN	150/20	1	30
14	GI SAMPIT	150/20	3	120
15	GI PANGKALAN BUN	150/20	2	120
16	GI BAGENDANG	150/20	1	30
17	GI PANGKALAN BANTENG	150/20	1	30
18	GI KUALA PEMBUANG	150/20	1	30
19	GI NANGABULIK	150/20	1	30
20	GI SUKAMARA	150/20	1	30
TOTAL			25	880

Tabel A13.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	5.081	5.587	5.837	6.310	6.327	7.398	7.863	8.279	8.572	9.485
JTR (kms)	3.923	4.135	4.309	4.421	4.595	4.916	5.086	5.254	5.371	5.691
Gardu Distribusi (MVA)	319	350	379	398	389	425	516	538	546	640

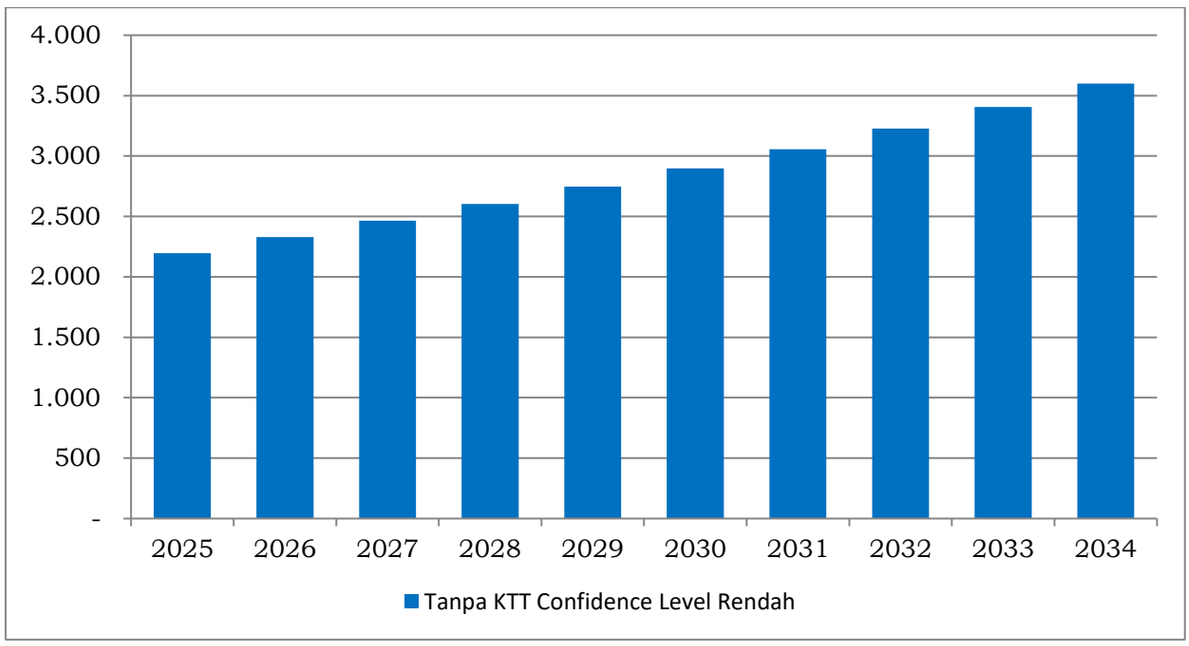
*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A13.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kalimantan Tengah dalam lima tahun terakhir tumbuh cukup pesat. Sektor pertanian, perkebunan sawit, pertambangan batubara dan perdagangan menjadikan ekonomi Kalimantan Tengah tumbuh dinamis dan prospektif. Kondisi tersebut berpengaruh pada kebutuhan listrik di Kalimantan Tengah yang terus meningkat. Mengingat rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di Kalimantan Tengah masih cukup rendah, maka

pertumbuhan kebutuhan listrik hingga lima tahun mendatang diperkirakan masih tinggi.

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Kalimantan Tengah, hanya terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Kalimantan Tengah hanya terdapat 1 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT-nya tersebut. Proyeksi kebutuhan *demand* Provinsi Kalimantan Tengah ditunjukkan pada Gambar A13.2.



Gambar A13.2. Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor rumah tangga dan industri. Pertumbuhan industri pertambangan dan *smelter* saat ini bertumbuh dengan cepat sehubungan dengan pembatasan pemerintah untuk melakukan ekspor hasil tambang mineral tanpa melalui proses pengolahan. Dengan adanya pembatasan ekspor tersebut, mendorong pihak swasta untuk membangun *smelter* dan pabrik pengolahan di Indonesia. Banyaknya calon pelanggan industri *smelter* dan pabrik pengolahan (selanjutnya disebut KTT atau Konsumen Tegangan Tinggi) di Kalimantan mendorong meningkatnya proyeksi pertumbuhan penjualan tenaga listrik.

Pada umumnya, industri *smelter* dan pabrik pengolahan akan membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga tentunya akan membutuhkan investasi yang besar pula. Terdapat potensi risiko tidak jadinya pembangunan *smelter* ataupun pabrik pengolahan barang tambang. Oleh karena itu, seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan tenaga listrik dengan mempertimbangkan *confidence level* operasi dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga, realisasi pelaksanaan pembangunan infrastruktur untuk menyuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila *confidence level* dari potensi pelanggan KTT telah tinggi.

Berdasarkan realisasi penjualan lima tahun terakhir, mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional dan peningkatan Rasio Elektrifikasi termasuk proyeksi pertumbuhan pelanggan seperti pada Tabel A13.7. Maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik 2025 – 2034 diberikan pada Tabel A13.6 dan Tabel A13.8.

Tabel A13.6. Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.261	1.339	1.418	1.498	1.579	1.664	1.752	1.844	1.940	2.040
2	Bisnis	384	404	423	441	460	478	497	517	536	556
3	Publik	248	269	291	314	337	362	387	414	443	473
4	Industri	302,1	329,4	345,3	363,3	383,7	407,1	433,9	464,9	501,1	530,4
Jumlah		**2.195**	**2.342**	**2.477**	**2.617**	**2.760**	**2.911**	**3.070**	**3.239**	**3.420**	**3.599**
Pertumbuhan (%)		**9,22**	**6,66**	**5,80**	**5,62**	**5,47**	**5,47**	**5,49**	**5,50**	**5,56**	**5,25**

Tabel A13.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	734	745	755	765	775	785	797	806	815	824
2	Bisnis	76	78	81	84	86	89	92	94	97	99
3	Publik	33	34	36	38	39	41	43	45	47	49
4	Industri	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Jumlah		**843**	**858**	**873**	**887**	**902**	**916**	**932**	**946**	**946**	**972**
Pertumbuhan (%)		**1,84**	**1,79**	**1,74**	**1,68**	**1,63**	**1,58**	**1,73**	**1,48**	**1,48**	**1,39**

Tabel A13.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	5,24	2.195	2.438	399	842.593
2026	5,15	2.329	2.585	423	857.666
2027	5,05	2.464	2.735	447	872.554
2028	4,94	2.603	2.889	471	887.230
2029	4,83	2.747	3.047	496	901.675
2030	4,82	2.898	3.214	522	915.904
2031	4,81	3.057	3.390	550	931.706
2032	4,78	3.226	3.576	580	945.523
2033	4,78	3.406	3.775	611	959.117
2034	4,78	3.599	3.988	645	972.469
Pertumbuhan (%)	**4.78**	**5.07%**	**5.04%**	**4.91%**	**1.44%**

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), kawasan industri (KI), pariwisata dan seluruh potensi pelanggan besar lainnya di provinsi Kalimantan Tengah baik yang tingkat kepastiannya tinggi (sudah PJBTL) maupun tingkat kepastiannya rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Untuk melayani kebutuhan KI dan pelanggan industri tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional, yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

A13.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana sistem tenaga listrik meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Kalimantan Tengah dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat.

Potensi Energi Primer

Provinsi Kalimantan Tengah merupakan salah satu daerah di Indonesia yang menyimpan potensi energi primer sangat besar utamanya batubara. Energi yang lain juga tersedia antara lain adalah gas alam dan tenaga air.

Termal

Provinsi Kalimantan Tengah mempunyai potensi batubara yang besar terutama di Kabupaten Barito Utara. Survei yang telah dilakukan sejak tahun 1975 oleh beberapa institusi, baik pemerintah maupun perusahaan asing seperti PT BHP - Biliton memperkirakan terdapat sekitar 400 juta ton batubara dengan nilai kalori di atas 7.000 kkal per kg dan juga ditemukan batubara dengan kandungan kalori di atas 8.000 kkal per kg di Kabupaten Barito Utara dan Murung Raya bagian utara. Batubara banyak ditemukan di daerah Muara Bakah, Bakanon, Sungai Montalat, Sungai Lahei, Sungai Maruwai dan sekitarnya.

Selain batubara potensi gas alam di Kalimantan Tengah terdapat di Bangkanai Kabupaten Barito Utara, yang dapat menghasilkan gas alam 20 MMSCFD selama 20 tahun. Diperkirakan volume gas akan turun secara bertahap menjadi 16 MMSCFD mulai tahun ke-16.

Kalimantan Tengah memiliki potensi tenaga air di DAS Barito dan Katingan di Puruk Cahu, Muara Teweh dan Kasongan. Status potensi tersebut dalam tahap identifikasi oleh Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Kalimantan Tengah, dan memerlukan studi lebih lanjut untuk dapat dikembangkan. Potensi tenaga air di Kalimantan Tengah mencapai 356 MW.

Kalimantan Tengah memiliki beberapa sumber energi alternatif lain yang masih dalam tahap kajian. Di antaranya adalah PLTBio yang diperkirakan mampu menghasilkan energi hingga 14 MW.

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Tengah.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan beban sampai dengan Tahun 2034 termasuk memenuhi daftar tunggu, rincian pengembangan pembangkit di Kalimantan Tengah ditampilkan pada Tabel A13.9 dan Tabel A13.10. Tahun 2029 terdapat penambahan proyek pembangkit PLTU MT yang sebelumnya terkendala. Khusus untuk tenaga listrik di daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, di mana tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis, maka akan dibangun PLTD dan pembangkit EBT sesuai kebutuhan pengembangan tenaga listrik dengan mempertimbangkan potensi sumber energi di daerah-daerah tersebut.

Tabel A13.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW) Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-	50
PLTS	-	0,6	13,8	-	-	-	-	-	-	-	14,3
Jumlah	**-**	**0,6**	**13,8**	**-**	**-**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**64**

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
SH-PLN											
PLTG	-	-	100	-	100	-	-	-	-	-	200
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**-**	**-**	**100**	**-**	**100**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**200**
IPP											
PLTU MT	-	-	-	-	200	-	-	200	-	-	400
PLTBg	-	-	-	-	3,8	-	-	-	-	-	3,8
PLTS	-	-	0,8	-	-	0,2	-	40	-	-	41
BESS	-	-	-	-	-	-	-	25	-	-	25
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	-	0,2
Jumlah	**-**	**-**	**0,8**	**-**	**204**	**0,2**	**-**	**265**	**0,2**	**-**	**470**
Total											
PLTU	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-	50
PLTU MT	-	-	-	-	200	-	-	200	-	-	400
PLTG	-	-	100	-	100	-	-	-	-	-	200
PLTBg	-	-	-	-	3,8	-	-	-	-	-	3,8
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTS	-	0,6	14,6	-	-	0,2	-	40	-	-	55
BESS	-	-	-	-	-	-	-	25	-	-	25
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	-	0,2
Jumlah	**-**	**0,6**	**115**	**-**	**304**	**50**	**-**	**265**	**0,2**	**-**	**734**

Tabel A13.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW) Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
PLTS	-	0,6	13,8	-	-	-	-	-	-	-	14,3
Jumlah	**-**	**0,6**	**13,8**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**50**	**-**	**64**
SH-PLN											
PLTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
IPP											
PLTU MT	-	-	-	-	200	-	-	200	-	-	400
BESS	-	-	100	-	-	-	-	25	-	-	125
PLTS	-	-	160	-	-	0,2	-	40	-	-	201
PLTBg	-	-	-	-	3,8	-	-	-	-	-	3,8
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	-	0,2
Jumlah	**-**	**-**	**160**	**-**	**204**	**0,2**	**-**	**265**	**0,2**	**-**	**730**
Total											
PLTU MT	-	-	-	-	200	-	-	200	-	-	400
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
PLTS	-	0,6	175	-	-	0,2	-	40	-	-	215
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBg	-	-	-	-	3,8	-	-	-	-	-	3,8
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	-	0,2
BESS	-	-	100	-	-	-	-	25	-	-	125
Jumlah	**-**	**0,6**	**275**	**-**	**204**	**0,2**	**-**	**265**	**50**	**-**	**794**

Tabel A13.11. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Pembangkit	Kapasitas (MW)	Skenario COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	Barito	PLTS	Kalseltengtimra-5 (PLTS+BESS)	160	-	2027	Rencana	IPP
2	Barito	BESS	Kalseltengtimra-5 (PLTS+BESS)	100	-	2027	Rencana	IPP
3	Barito	PLTU MT	Kalselteng 3	200,0	2029	2029	*Committed*	*IPP*
4	Barito	PLTBg	Kalimantan (Kuota) Tersebar[2)]	3,8	2029	2029	Rencana	*IPP*
5	Barito	PLTG	Kalimantan-2	100,0	2029	-	Rencana	SH-PLN
6	Barito	PLTU	Sampit	50,0	2030	2033	Konstruksi	PLN
7	Barito	PLTS	MT Hybrid Kalselteng 4	40,0	2032	2032	Rencana	*IPP*
8	Barito	BESS	MT Hybrid Kalselteng 4	25,0	2032	2032	Rencana	*IPP*
9	Barito	PLTU MT	MT Hybrid Kalselteng 4	200,0	2032	2032	Rencana	*IPP*
10	Barito	PLTA	Muara Juloi	340[1)]	2032/ 2033	2032/ 2033	Rencana	SH-PLN
11	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kalteng	0,6	2026	2026	Rencana	PLN
12	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kalteng	13,8	2027	2027	Rencana	PLN
13	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	0,8	2027	2027	Pengadaan	*IPP*
14	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Kalteng	0,2	2030	2030	Rencana	*IPP*
15	*Isolated*	PLTS+BESS	*Isolated* Kalteng	0,2	2033	2033	Rencana	*IPP*
			Jumlah	894,4				

[1)] Kerjasama bendungan PUPR, menunggu kepastian pembangunan bendungan
[2)] Merupakan kuota PLTBm/PLTBg Kalimantan, di mana penempatan pembangkit tidak *dedicated* di Provinsi Kalbar, namun dapat juga di provinsi lain sesuai kebutuhan setempat

Kapasitas tambahan pembangkit gas yang tercantum adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem, namun pada saat pelaksanaan *project* kapasitas tersebut dapat disesuaikan dengan ketersediaan mesin di pasaran. *Range* kapasitas yang masih dapat diakomodir adalah +/- 20%.

Pada *list project* tercantum pengembangan PLTU MT Hybrid dengan PLTS dan BESS. *Project* tersebut merupakan *project* Sistem Kalseltengtimra, di mana penempatan lokasi tidak *dedicated* di Provinsi Kalteng namun dapat juga ditempatkan di provinsi lain selama optimasi operasi (evakuasi daya dan ke-ekonomian) memungkinkan. Pelaksanaan PLTU MT Hybrid tersebut juga dapat dilakukan sepanjang tidak bertentangan dengan Perpres 112 tahun 2022 dan sesuai BA Pembahasan bersama PLN dan Dirjen Gatrik Tanggal 28 April 2025.

Kapasitas PLTS+BESS yang tercantum (MW) merupakan *Estimasi capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas *Fix* PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Lokasi penempatan PLTS+BESS juga tidak terkunci di Provinsi ini, namun dapat disesuaikan di provinsi lain dengan konsep terpusat di satu lokasi ataupun tersebar di beberapa lokasi, bergantung hasil kajian kebutuhan sistem lebih lanjut.

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Di *list project* provinsi Kalimantan tengah Kuota di atas terdapat kuota PLTBio tersebar. Kuota PLTbio tersebar tersebut, dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit. Kuota tersebut merupakan kuota sistem di mana lokasi pengembangan pembangkit dapat di Provinsi manapun selama masih terkoneksi ke sistem yang sama. Penempatan kuota tersebut di Provinsi Kalimantan Tengah tidak mengikat, namun terbuka untuk provinsi manapun selama potensinya tersedia. Kuota

kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku. Skema pengadaan untuk kuota tersebar tersebut sesuai dengan aturan yang berlaku. Kapasitas kuota tersebar di luar *list* tersebut yang juga dapat dikembangkan di Provinsi ini adalah :

- PLTM Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	2,7 MW	2029;
- PLTM Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	0,15 MW	2029;
- PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	15 MW	2029;
- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	10 MW	2030;
- PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	30 MW	2030;
- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	17 MW	2030;
- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	10 MW	2031;
- PLTA Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	300 MW	2031;
- PLTA Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	200 MW	2031;
- PLTA Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	400 MW	2032;
- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	16 MW	2032;
- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	5 MW	2033;
- PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	50 MW	2033;
- PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	50 MW	2034;

Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS *smoothing* minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.
Di Provinsi Kalimantan Tengah terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Riam Jerawi	72	MW;
-	PLTA	Muara Juloi	340	MW;
-	PLTA	Batoek Kelo	200	MW;
-	PLTBg	Kotawaringin Barat	8	MW;
-	PLTBg	Bukit Makmur, Lamandau	1	MW;
-	PLTBg	Sukamara	2	MW;
-	PLTBg	Tamiyang Layang	3	MW.

Untuk menjamin keandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.
Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional, yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan sistem transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya Skenario RE *Base* dan program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid,*

*Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.
Pengembangan sistem transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.
Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan sistem transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Pengembangan Transmisi

Ke depannya direncanakan Sistem 150 kV Barito dan Sistem 150 kV Kalimantan Barat akan terhubung melalui jaringan transmisi 150 kV Sukamara (Kalimantan Tengah) - Kendawangan (Kalimantan Barat). Selain itu, rencana pengembangan transmisi dari GI Kasongan ke GI Puruk Cahu serta ke GI Kuala Kurun, GI Palangkaraya ke GI Buntok dan GI Buntok ke GI Tamiang Layang diharapkan dapat memperkuat keandalan sistem. Untuk keandalan interkoneksi dengan Kalimantan Timur juga akan dibangun transmisi dari Bangkanai (Kalimantan Tengah) ke Melak (Kalimantan Timur). Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2034 untuk sistem di Kalimantan Tengah ditunjukkan pada Tabel A13.12, Tabel A13.13, dan Tabel A13.14.

Tabel A13.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	116	-	27	-	11	474	-	-	486	-	1.114
Total	116	-	27	-	11	474	-	-	486	-	1.114

Tabel A13.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario ARED (kms)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	116	-	1	-	1	474	-	-	486	-	1.078
Total	116	-	1	-	1	474	-	-	486	-	1.078

Tabel A13.14. Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Skenario COD		Status
						RE *Base*	ARED	
1	Puruk Cahu	Kuala Kurun	150 kV	New, 2 cct, SUTT	94	2025	2025	Konstruksi
2	Pangkalan Bun	PT KLM	150 kV	New, 2 cct, SUTT	22	2025	2025	Konstruksi
3	Sebabi	Inc 2 phi (Pangkalan Banteng - Sampit)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1	2027	2027	Rencana
4	Kalseltengtimra-5 (PLTS+BESS) 100 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2027	Rencana
5	Sudan	Add Inc 2 phi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2029	2029	Rencana
6	PLTU Kalselteng 3	Kasongan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40*	2029	2029	Rencana
7	Buntok	Tamiang Layang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	92	2030	2030	Rencana
8	Amuntai	Tamiang Layang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	81	2030	2030	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Skenario COD		Status
						RE *Base*	ARED	
9	Timpah	Inc 2 phi (Buntok-Palangkaraya)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1	2030	2030	Rencana
10	Buntok	Palangkaraya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	300	2030	2030	Rencana
11	PLTU MT Hybrid Kalselteng 4	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2032	2032	Rencana
12	Kotabaru II	Kasongan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	486	2033	2033	Rencana
13	PLTG/GU Kalteng	Pangkalan Bun	150 kV	New, 2 cct, SUTT	26	2027	-	Rencana
14	PLTG Kalimantan-2	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2029	-	Rencana
	Jumlah				1.114			

*Panjang transmisi masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi.

Pengembangan Gardu Induk

Selama periode 2025-2034, akan dibangun gardu induk baru dan dilakukan perluasan untuk beberapa gardu induk. Rencana pengembangan gardu induk ditunjukkan pada Tabel A13.15, Tabel A13.16, dan Tabel A13.17.

Tabel A13.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV	-	-	60	-	60	60	180	60	60	120	600
Total	-	-	60	-	60	60	180	60	60	120	600

Tabel A13.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV	-	-	60	-	60	60	180	60	60	120	600
Total	-	-	60	-	60	60	180	60	60	120	600

Tabel A13.17. Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ *Ext*/ *Upr*	Kapasitas (MVA/ Bay/ Dia)	Skenario COD		Status
					RE *Base*	ARED	
1	Pangkalan Bun (Arah KLM)	150 kV	Ext LB	2LB	2025	2025	Konstruksi
2	Sebabi	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
3	Kasongan (Arah PLTU Kalselteng 3)	150 kV	Ext LB	2LB	2029	2029	Rencana
4	Sudan (Inc 1 phi Parenggean - Sampit)	150 kV	Ext LB	2LB	2029	2029	Rencana
5	Palangkaraya	150/20 kV	Ext	60	2029	2029	Rencana
6	Buntok (arah Tamiang)	150 kV	Ext LB	2LB	2030	2030	Rencana
7	Tamiang Layang	150/20 kV	New	30	2030	2030	Rencana
8	Timpah	150/20 kV	New	30	2030	2030	Rencana
9	Palangkaraya (Arah Buntok)	150 kV	Ext LB	2LB	2030	2030	Rencana
10	Buntok (arah Palangkaraya)	150 kV	Ext LB	2LB	2030	2030	Rencana
11	Pangkalan Bun	150/20 kV	Ext	60	2031	2031	Rencana
12	New Palangkaraya	150/20 kV	Ext	60	2031	2031	Rencana
13	Muara Teweh	150/20 kV	Ext	60	2031	2031	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ *Ext*/ *Upr*	Kapasitas (MVA/ Bay/ Dia)	Skenario COD		Status
					RE *Base*	ARED	
14	Selat	150/20 kV	Upr	60	2032	2032	Rencana
15	GI Kasongan (Arah Kotabaru 2)	150 kV	Ext	2LB	2033	2033	Rencana
16	Bagendang	150/20 kV	Ext	60	2033	2033	Rencana
17	Puruk Cahu	150/20 kV	Ext	30	2034	2034	Rencana
18	Buntok	150/20 kV	Ext	30	2034	2034	Rencana
19	Mintin (PLTU Pulang Pisau)	150/20 kV	Ext	30	2034	2034	Rencana
20	Pulang Pisau	150/20 kV	Upr	30	2034	2034	Rencana
21	Pangkalan Bun (Arah PLTG/GU Kalteng)	150 kV	Ext LB	2LB	2027	-	Rencana
	Jumlah			600			

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, dilakukan juga rencana pengembangan jaringan distribusi. Jaringan distribusi yang akan dikembangkan terdiri dari pembangunan JTM, JTR dan Trafo, (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2025-2034 secara rinci ditampilkan pada Tabel A13.18.

Tabel A13.18. Rencana Pengembangan Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Jaringan TM	kms	198	196	194	192	189
Jaringan TR	kms	163	163	162	161	160
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	26	27	27	27	28
Tambahan Pelanggan		15.227	15.073	14.887	14.677	14.445

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Jaringan TM (kms)	kms	187	208	183	180	177
Jaringan TR (kms)	kms	159	178	157	156	154
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	28	32	28	28	28
Tambahan Pelanggan		14.229	15.802	13.817	13.594	13.353

Program Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Kalimantan Tengah seperti pada Tabel A13.19.

Tabel A13.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Kalimantan Tengah

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	0,57	13,76
Panjang JTM	kms	1.650,18	777,11	472,17
Panjang JTR	kms	840,03	352,12	365,62
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	27	7,56	5,55
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	429	152	111

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Kalimantan Tengah sebesar 100 % dengan RDB PLN 79,82 %. Masih terdapat sejumlah 281 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 36 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).

Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Kalimantan Tengah sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 97,84 % dengan RE PLN sebesar 95,06 %.

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada Tabel A13.20

Tabel A13.20. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Kalimantan Tengah

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah Tangga	1.297	1.718	2.579

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Kalimantan Tengah sebagai berikut:

Tabel A13.21. Target RDB dan RE PLN Provinsi Kalimantan Tengah

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	79,82	85,42	92,17	100
RE PLN (%)	95,06	95,97	97,14	100

A13.4 SISTEM-SISTEM *ISOLATED*

Sistem tenaga listrik kecil di daerah terpencil yang saat ini dipasok dari PLTD, pada dasarnya akan beralih masuk ke *Grid* Barito dengan *grid extension*, kecuali sistem *isolated* yang berlokasi sangat jauh dari *Grid* Barito. Untuk daerah yang jauh dari grid dengan beban relatif besar akan dibangun transmisi 150 kV ke Sistem 150 kV Barito. Sedangkan untuk mengurangi penggunaan bahan bakar minyak di lokasi sistem *isolated* yang bebannya masih rendah, direncanakan akan dibangun beberapa PLTS komunal *hybrid*.

LAMPIRAN A.14
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

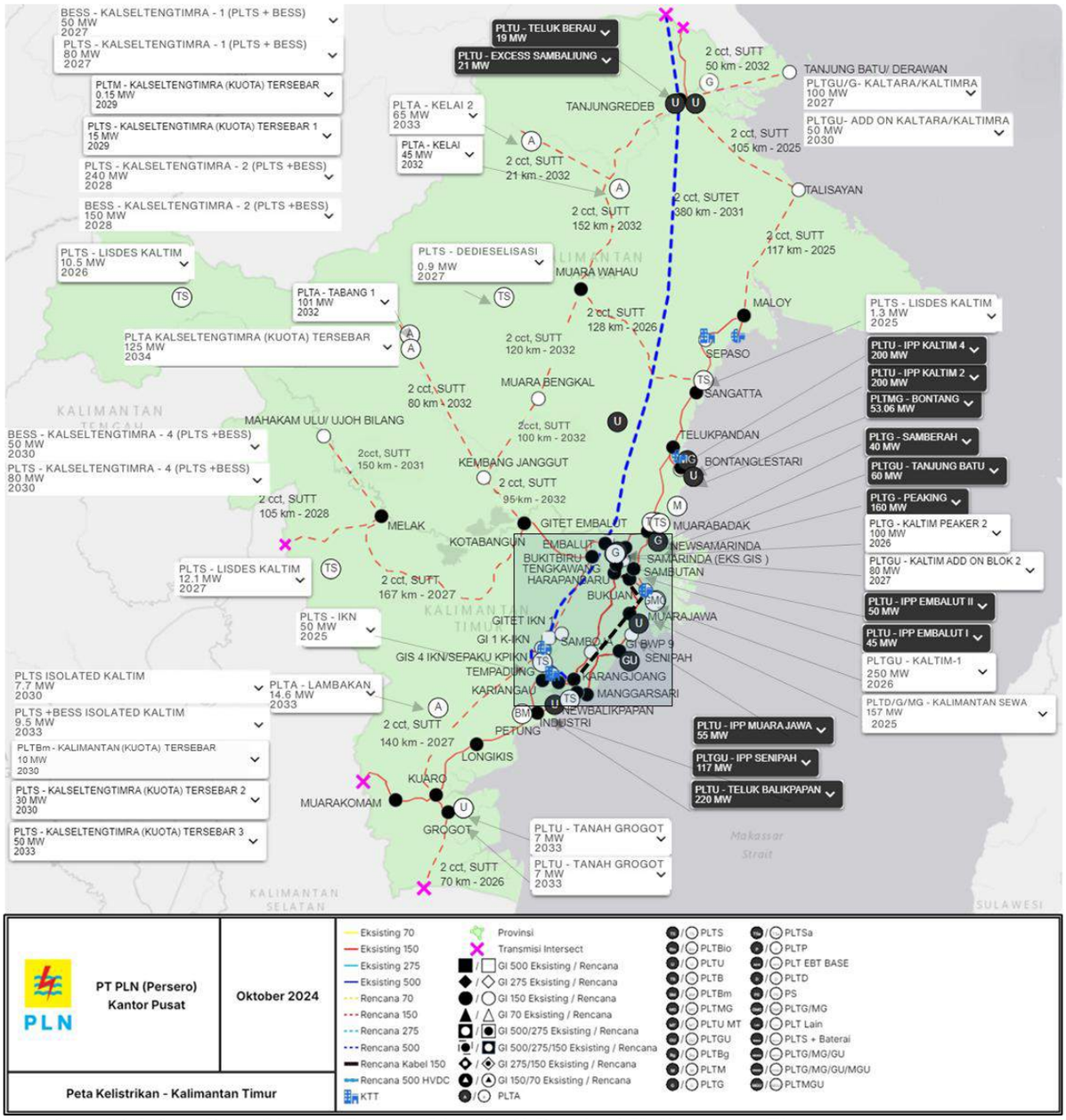
A14.1 KONDISI SISTEM TENAGA LISTRIK SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Timur terdiri atas Sistem Interkoneksi 150 kV Kalseltengtim (Sistem 150 kV Barito dan Sistem 150 kV Mahakam) yang terinterkoneksi pada tahun 2018 melalui SUTT 150 kV Kuaro - Petung, serta sistem *isolated* 20 kV. Pada sistem interkoneksi 150 kV, peran pembangkit berbahan bakar minyak mulai berkurang dengan beroperasinya pembangkit non-BBM (batubara dan gas) serta rencana gasifikasi di Tanjung Batu. Dengan tersambungnya dua sistem besar tersebut maka pasokan daya di Sistem Kalimantan Timur yang semula berlebih dapat disalurkan ke Sistem Kalimantan Selatan dan Tengah sehingga berdampak pada penurunan biaya pokok produksi. Sistem Kalseltengtim tahun 2025 direncanakan akan terinterkoneksi dengan Kalimantan Utara melalui Tanjung Redeb – Tanjung Selor. Pada tahun 2025, Sistem Kalimantan Barat (Khatulistiwa) dan Sistem Kalseltengtim terinterkoneksi dengan Kalimantan Barat melalui Sukamara – Kendawangan sehingga pada tahun 2025 akan terbentuk Sistem Interkoneksi Kalimantan.

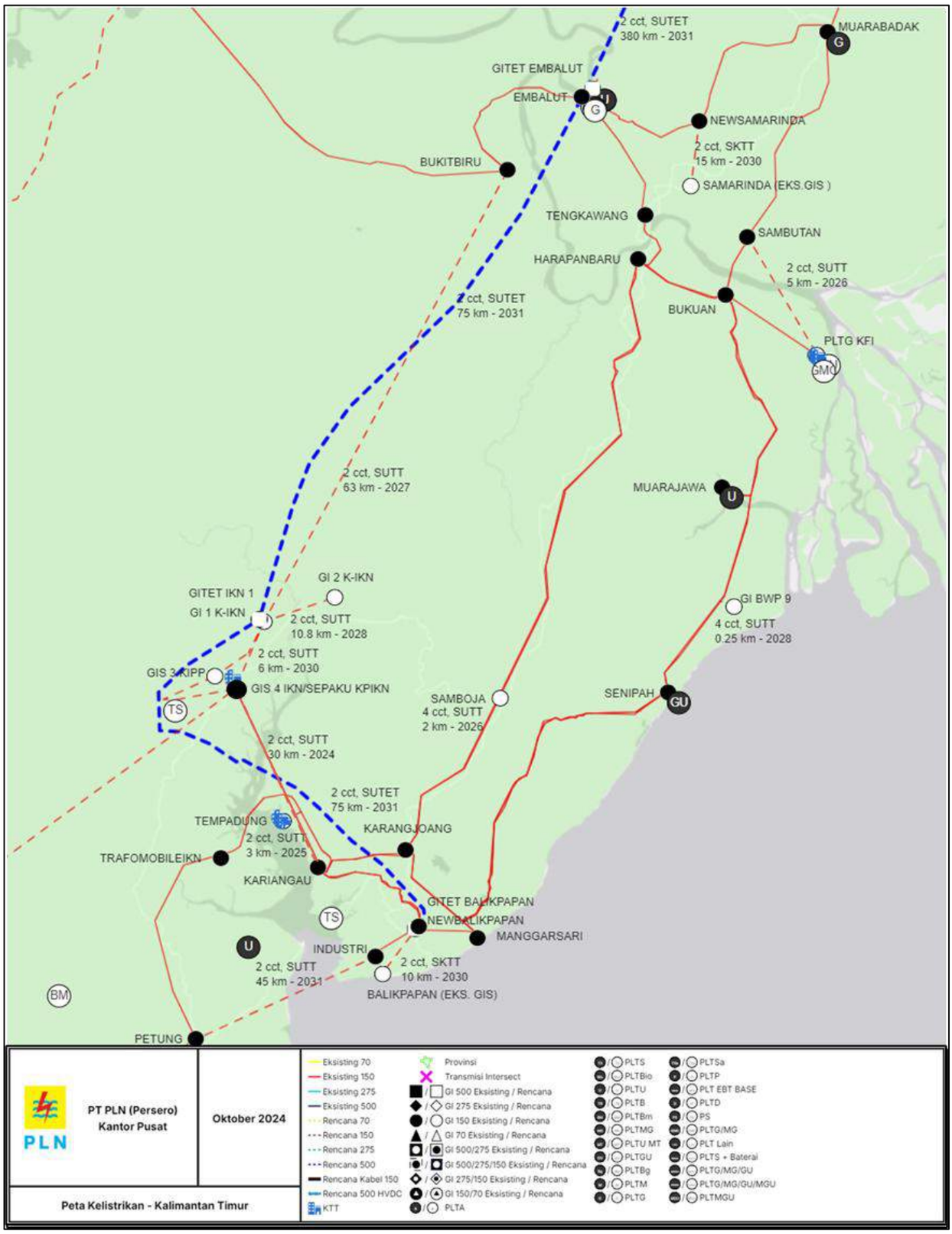
Sistem Mahakam dipasok dari beberapa jenis pembangkit yaitu PLTU, PLTGU, PLTG, PLTMG dan PLTD, baik milik PLN maupun IPP serta mesin sewa dan *excess power*. Saat ini, Sistem Mahakam memiliki cadangan daya yang cukup besar sehingga sangat memungkinkan untuk penambahan pelanggan baru yang memerlukan daya besar.

Beberapa sistem tenaga listrik pada beberapa kabupaten di Provinsi Kalimantan Timur yaitu Kabupaten Kutai Barat (Melak) dan Kabupaten Mahakam Ulu (Long Bangun), sistem-sistem tersebut masih dilayani melalui jaringan tegangan menengah 20 kV dan dipasok dari PLTD berbahan bakar minyak. Kabupaten Paser (Tanah Grogot) dan Kabupaten Penajam Paser Utara (Petung) saat ini sudah mendapat pasokan listrik dari Sistem Mahakam (Kalimantan Timur) melalui jaringan tegangan tinggi 150 kV Kuaro – Grogot.

Peta sistem tenaga listrik Provinsi Kalimantan Timur ditunjukkan pada Gambar A14.1.



Gambar A14.1.a. Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Kalimantan Timur



Gambar A14.1.b. Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Kalimantan Timur (*Zoom In*)

Penjualan energi listrik sejak tahun 2015-2024 di Kalimantan Timur tumbuh rata-rata sebesar 7,90% per tahun. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2015-2024 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel A14.1 dan Tabel A14.2.

Tabel A14.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	1.708	1.802	1.749	1.797	1.933	2.076	2.105	2.161	2.370	2.457
2	Bisnis	698	758	769	850	924	904	920	983	1.111	1.126
3	Publik	261	282	283	304	333	318	324	362	404	409
4	Industri	166	170	194	221	253	300	406	402	540	1.577
Jumlah		**2.832**	**3.011**	**2.995**	**3.172**	**3.443**	**3.599**	**3.754**	**3.908**	**4.425**	**5.569**
Pertumbuhan (%)		**6,74**	**6,33**	**-0,56**	**5,93**	**8,50**	**4,52**	**4,33**	**4,10**	**13,22**	**25,85**

*) Hasil prognosa Tahun 2024

Tabel A14.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	727	775	833	891	952	1.013	1.067	1.111	1.165	1.175
2	Bisnis	44	47	51	53	55	59	65	72	81	82
3	Publik	20	20	21	23	25	27	30	32	35	35
4	Industri	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6
Jumlah		**792**	**844**	**905**	**968**	**1.032**	**1.099**	**1.162**	**1.216**	**1.281**	**1.293**
Pertumbuhan (%)		**7,46**	**6,62**	**7,22**	**6,99**	**6,64**	**6,45**	**5,73**	**4,61**	**5,39**	**0,9**

*) Hasil prognosa Tahun 2024

Terdapat penambahan pembangkit IPP PLTU pada tahun 2020 sebesar 200 MW di Kalimantan Timur yang di antara lain adalah IPP PLTU Kaltim FTP 2 unit-2 100 MW dan IPP PLTU Kaltim 4 unit-2 100 MW, untuk sistem tenaga listrik 20 kV *isolated* saat ini mayoritas masih dipasok dari PLTD BBM, dan hampir seluruh sistem tenaga listrik 20 kV *isolated* masih dipasok dari PLTD BBM. Daya pada sistem-sistem ini masih mengalami keterbatasan akibat hampir tidak adanya penambahan kapasitas pembangkit baru, sedangkan beban yang ada terus tumbuh dengan cepat. Untuk beberapa daerah yang berpenduduk relatif sedikit dan terpencil, sistem tenaga listriknya masih sangat kecil dilayani jaringan tegangan rendah yang tersambung langsung dengan PLTD setempat. Kondisi sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Timur diberikan pada Tabel A14.3.

Tabel A14.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Jenis Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTD	Mahakam	17	75,6	49,5	49,5
	Berau	11	14,4	10,3	10,3
	Melak	16	21,3	16,5	16,5
	Sangkulirang	9	4,2	2,7	2,7
	Muara Bengkal	9	4,5	3,2	3,2
	Muara Wahau	13	11,5	7,8	7,8
	Talisayan	7	6,1	4,3	4,3
PLTG	Mahakam	4	200,0	173,0	173,0
PLTGU	Mahakam	3	60,0	45,6	45,6
PLTMG	Mahakam	6	53,0	47,4	47,4
PLTU	Mahakam	2	220,0	180,0	188,5
	Berau	2	19,0	14,0	12,0
Jumlah PLN		99	689,6	554,3	560,8
IPP					

Jenis Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLTGU	Mahakam	3	117,0	117,0	119,5
PLTU	Mahakam	9	550,0	550,0	501,1
Jumlah IPP		12	667,0	667,0	620,6
Excess					
PLTBg	Mahakam	1	2,0	2,0	2,0
PLTU	Mahakam	2	5,0	5,0	8,8
	Berau	2	21,0	15,0	8,6
Jumlah *Excess*		5	28,0	22,0	19,4
Sewa					
PLTD	Melak	3	3,0	3,0	3,0
	Talisayan	1	0,2	0,2	0,2
Jumlah Sewa		4	3.2	3.2	3.2
Jumlah		120	1.387,8	1.246,5	1.204,0

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Kalimantan Timur ditunjukkan pada Tabel A14.4 dan Tabel A14.5.

Tabel A14.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

NO	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	GI Manggarsari	150/20	4	170
2	GI Karang Joang	150/20	2	90
3	GI Industri	150/20	3	150
4	GI Senipah	150/20	1	30
5	GI Kariangau	150/20	1	60
6	GI New Balikpapan	150/20	2	120
7	GI Harapan Baru	150/20	2	90
8	GI Bukuan	150/20	1	60
9	GI Embalut	150/20	2	60
10	GI Bukit Biru	150/20	2	60
11	GI Tengkawang	150/20	4	180
12	GI Muara Jawa	150/20	1	30
13	GI Kota Bangun	150/20	1	30
14	GI Sambutan	150/20	2	90
15	GI Muara Badak	150/20	2	60
16	GI Teluk Pandan	150/20	3	110
17	GI Sangatta	150/20	2	60
18	GI New Samarinda	150/20	1	60
19	GI Bontang Lestari	150/20	1	30
20	GI Petung	150/20	2	90
21	GI Longikis	150/20	1	30

NO	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
22	GI Kuaro	150/20	1	20
23	GI Grogot	150/20	2	60
24	GI Muara Komam	150/20	1	30
25	GI Tanjung Selor	150/20	1	60
26	GI Tanjung Redeb	150/20	1	60
27	GI Ibu Kota Negara	150/20	2	60
28	GI Maloy	150/20	1	30
29	GIS 4 KPIKN/Sepaku	150/20	2	120
TOTAL			51	2100

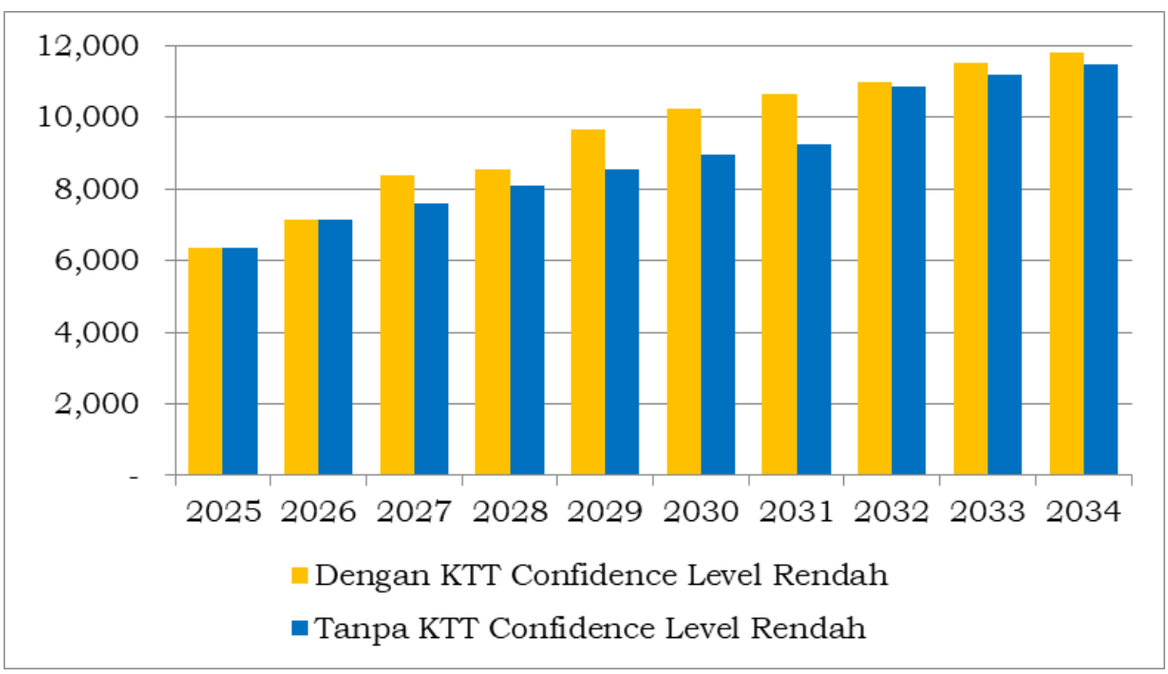
Tabel A14.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	6.615	6.910	7.235	6.746	6.359	6.387	8.184	8.576	9.181	9.688
JTR (kms)	6.341	7.133	7.381	7.761	6.644	6.666	7.432	8.323	7.632	8.151
Gardu Distribusi (MVA)	961	1.022	1.060	1.088	1.070	1.134	1.278	1.325	1.366	1.417

*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A14.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Berdasarkan pertumbuhan ekonomi lima tahun terakhir Provinsi Kalimantan Timur tidak terlalu besar dari sisi persentase. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Kalimantan Timur, selain terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL) juga terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Oleh karena itu, untuk Provinsi Kalimantan Timur terdapat 2 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT-nya tersebut. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar A14.2.



Gambar A14.2. Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor rumah tangga dan industri. Pertumbuhan industri pertambangan dan *smelter* saat ini bertumbuh dengan cepat sehubungan dengan pembatasan pemerintah untuk melakukan ekspor hasil tambang mineral tanpa melalui proses pengolahan. Dengan adanya pembatasan ekspor tersebut, mendorong pihak swasta untuk membangun *smelter* dan pabrik pengolahan di Indonesia. Banyaknya calon pelanggan industri *smelter* dan pabrik pengolahan (selanjutnya disebut KTT atau Konsumen Tegangan Tinggi) di Kalimantan mendorong meningkatnya proyeksi pertumbuhan penjualan tenaga listrik.

Pada umumnya, industri *smelter* dan pabrik pengolahan akan membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga tentunya akan membutuhkan investasi yang besar pula. Terdapat potensi risiko tidak jadinya pembangunan *smelter* ataupun pabrik pengolahan barang tambang. Oleh karena itu, seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan tenaga listrik dengan mempertimbangkan *confidence level* operasi dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga, realisasi pelaksanaan pembangunan infrastruktur untuk menyuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila *confidence level* dari potensi pelanggan KTT telah tinggi.

Dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional dan peningkatan Rasio Elektrifikasi termasuk proyeksi pertumbuhan pelanggan seperti pada Tabel A14.7, maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik di Kalimantan Timur periode 2025-2034 diberikan pada Tabel A14.6 dan Tabel A14.8.

Tabel A14.6. Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	2.706	2.923	3.155	3.402	3.664	3.821	3.976	4.127	4.274	4.415
2	Bisnis	1.398	1.636	1.795	1.967	2.150	2.349	2.434	2.525	2.623	2.727
3	Publik	430	453	476	500	525	551	578	606	636	667
4	Industri	1.827	2.130	2.957	2.684	3.298	3.531	3.670	5.036	5.272	5.308
Jumlah		**6.362**	**7.141**	**8.383**	**8.552**	**9.637**	**10.252**	**10.658**	**12.295**	**12.805**	**13.118**
Pertumbuhan (%)		**20,72**	**12,26**	**17,39**	**2,01**	**12,69**	**6,38**	**3,96**	**15,35**	**4,15**	**2,44**

Tabel A14.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.251	1.321	1.388	1.452	1.512	1.569	1.622	1.660	1.693	1.720
2	Bisnis	80	82	84	85	87	89	91	93	94	96
3	Publik	37	39	41	42	44	46	48	50	52	54
4	Industri	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
Jumlah		**1.369**	**1.442**	**1.512**	**1.580**	**1.645**	**1.705**	**1.761**	**1.803**	**1.839**	**1.870**
Pertumbuhan (%)		**5,83**	**5,35**	**4,90**	**4,48**	**4,08**	**3,69**	**3,29**	**2,37**	**2,02**	**1,67**

Tabel A14.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)	(MW)	
2025	1,64	6,362	6,856	1034	1.368.542
2026	1,61	7,141	7,685	1160	1.441.789
2027	1,58	8,383	9,015	1360	1.512.434
2028	1,54	8,552	9,188	1387	1.580.117
2029	1,50	9,637	10,344	1561	1.644.530
2030	1,49	10,252	10,993	1660	1.705.141
2031	1,46	10,658	11,418	1723	1.761.284

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)	(MW)	
2032	1,45	12,295	13,158	1986	1.803.094
2033	1,44	12,805	13,661	2064	1.839.479
2034	1,43	13,118	13,965	2,110	1.870.226
Pertumbuhan (%)	1,51	6,39%	6,26%	6,28%	3,17%

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan KEK, rencana pengembangan Kawasan Industri (KI), industri pariwisata dan seluruh potensi pelanggan besar lainnya di provinsi Kalimantan Timur baik yang tingkat kepastiannya tinggi (sudah PJBTL) maupun tingkat kepastiannya rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU) serta rencana melistriki Ibu Kota Negara (IKN) baru. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan IKN tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik di antaranya adalah pembangkit, transmisi, dan gardu induk.
Untuk rencana IKN, PLN akan melakukan studi khusus untuk rencana pengembangan pembangkit, transmisi, gardu induk, dan jaringan distribusi.
Rincian calon pelanggan besar di Kalimantan Timur dengan *confidence level* yang masih rendah diperlihatkan pada Tabel 14.9.

Tabel A14.9. Daftar KTT dengan *Confidence Level* Rendah

Nama KTT	Perkiraan Tahun Awal Kebutuhan	Kapasitas Kebutuhan Total (MVA)
PT. Kalimantan Ferro Industry - Tahap II	2027	500
Total MVA		500

Untuk memenuhi kebutuhan daya calon pelanggan KTT dengan *confidence level* rendah di atas, perlu ditambahkan infrastruktur pembangkit, transmisi, dan gardu induk yang ditampilkan pada Tabel A14.10 hingga Tabel A14.12. Kebutuhan infrastruktur transmisi dan gardu induk tersebut merupakan infrastruktur yang dibutuhkan di luar kebutuhan infrastruktur bersama yang telah direncanakan di Kalimantan Timur.

Tabel A14.10. Rencana Pembangunan Pembangkit Untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	Kalseltengtimra	PLTGU	Kalimantan	400	2027	2027	Rencana	SH-PLN

Tabel A14.11. Rencana Infrastruktur Transmisi Untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Teg. (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	GI PLTGU Kaltim -1	GI 150 kV Sisipan Sanga-sanga - Bukuan	150 kV	*New*, 2 *cct*, SUTT	17	2027	Rencana
2	GITET KFI	GITET Embalut	500 kV	*New*, 2 *cct*, SUTET	90	2031	Rencana
3	GITET KFI	GITET Balikpapan	500 kV	*New*, 2 *cct*, SUTET	157	2031	Rencana

Tabel A14.12. Rencana Infrastruktur Gardu Induk Untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/*Ext*/*Upr*	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	GI 150 kV Sisipan Sanga-sanga - Bukuan	150 kV	*New*, 6 LB	6LB	2027	Rencana
2	GI PLTGU Kaltim-1	150 kV	*Ext*, 2 LB	2LB	2027	Rencana
3	GITET KFI	500 kV	*New*, 4 LB, 2 TB, 1 BC, 1000 TRF	1000	2031	Rencana
4	GITET Embalut	500 kV	*Ext*, 2 LB	2LB	2031	Rencana
5	GITET Balikpapan	500 kV	*Ext*, 2 LB	2LB	2031	Rencana

Rencana pembangunan infrastruktur untuk suplai pelanggan KTT pada Tabel di atas sangat tergantung pada kepastian *demand* calon pelanggan serta skema bisnisnya. Perlu dilakukan kajian lebih lanjut terkait konfigurasi jaringan untuk rencana suplai calon pelanggan KTT tersebut. Jika terjadi perubahan *demand* baik kebutuhan dayanya dan teknologi yang digunakan, maka akan dapat mengubah rencana infrastruktur ketenagalistrikan yang sudah direncanakan sebelumnya, sehingga infrastruktur untuk suplai pelanggan KTT akan dibangun jika sudah ada kepastian dari *demand* calon pelanggan KTT tersebut.
Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional, yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

A14.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Sebagai upaya untuk memenuhi kebutuhan listrik di Provinsi Kalimantan Timur, rencana akan dibangun beberapa pembangkit, transmisi, gardu induk dan jaringan distribusi, dengan mempertimbangkan ketersediaan potensi energi primer setempat.

Potensi Energi Primer

Kalimantan Timur sebagai daerah penghasil batubara dan migas dalam jumlah besar merupakan lumbung energi nasional. Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Pemprov Kalimantan Timur, sumber energi yang ada meliputi (termasuk Kalimantan Utara):

- Selain batubara, terdapat pula potensi *uranium* di Kabupaten Kutai Barat dan Kutai Kartanegara yang dapat digunakan sebagai energi primer PLTN. Namun pemanfaatan *uranium* sebagai energi primer masih menunggu adanya kebijakan dari Pemerintah yang didukung studi kelayakan pembangunan PLTN;
- Cadangan gas bumi mencapai 46 TSCF dengan produksi 2 TSCF per tahun, termasuk perkiraan sisa cadangan Blok Mahakam sebesar 5,7 TSCF;
- Cadangan minyak bumi di Kalimantan Timur sebesar 985 MMSTB dan produksinya mencapai 57 MMSTB per tahun;
- Potensi gas metana batubara (CBM) sebesar 108 TSCF;

- Potensi gas bumi di Bontang untuk pembangkit *wellhead* dengan kapasitas 40 MW. Potensi ini dapat dikembangkan apabila terdapat *demand*, telah menyelesaikan studi kelayakan baik teknis maupun finansial dan studi penyambungan sistem yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku;
- Selain itu juga terdapat sumber energi alternatif lain yang masih dalam tahap kajian, yaitu air dan bio energi. Potensi air mencapai 830 MW dan bio energi mencapai 48 MW. Potensi energi surya di Kalimantan Timur sebesar 0,7 MW;

Potensi-potensi tersebut di atas memungkinkan berubah sesuai hasil studi.
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Timur.

Pengembangan Pembangkit

Sesuai dengan ketersediaan sumber energi primer di Kalimantan Timur, untuk memenuhi kebutuhan listriknya akan dibangun pembangkit yaitu PLTU batubara, PLTG/GU dan PLTA.
Khusus untuk konsumen tenaga listrik di daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis maka PLN akan merelokasi PLTD dari sistem *isolated* yang sudah disambung ke *grid* untuk jangka pendek. Sedangkan untuk jangka panjang, secara bertahap akan dikembangkan pembangkit EBT sesuai potensi energi setempat yang disesuaikan dengan kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.
Selama periode 2025-2034 direncanakan tambahan pembangkit baru dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A14.13 hingga Tabel A14.15.

Tabel A14.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW) Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTS	1,3	10,5	12,1	-	-	-	-	-	-	-	24
Jumlah	**1,3**	**10,5**	**12,1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**24**
SH-PLN											
PLTGU	-	250	80	-	-	-	-	-	-	-	330
PLTG	-	100	100	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	211	14,6	-	226
PLTS	-	-	80	-	-	-	-	-	-	-	80
BESS	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-	50
Jumlah	**-**	**350**	**310**	**-**	**-**	**-**	**-**	**211**	**14,6**	**-**	**886**
IPP											
PLTU	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	14
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	125	125
PLTM	-	-	-	-	0,2	-	-	-	-	-	0,2
PLTS	50	-	1	-	15	38	-	-	50	-	154
PLTBM	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	9,5	-	9,5
Jumlah	**50**	**-**	**1**	**-**	**15**	**62**	**-**	**-**	**59**	**125**	**313**
Total											
PLTU	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	14
PLTGU	-	250	80	-	-	-	-	-	-	-	330
PLTG	-	100	100	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTM	-	-	-	-	0,2	-	-	-	-	-	0,2

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	211	14,6	125	351
PLTS	51	10,5	93	-	15	38	-	-	50	-	257
PLTBM	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
BESS	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-	50
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	9,5	-	9,5
Jumlah	**51**	**360**	**323**	**-**	**15,2**	**62**	**-**	**211**	**74**	**125**	**1.222**

Tabel A14.14. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW) ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTS	1,3	10,5	12,1	-	-	-	-	-	-	-	24
Jumlah	**1,3**	**10,5**	**12,1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**24**
SH-PLN											
PLTGU	-	250	80	-	-	50*	-	-	-	-	330
PLTG	-	100	100	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	146	80	-	226
PLTS	-	-	80	-	-	-	-	-	-	-	80
BESS	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-	50
Jumlah	**-**	**350**	**310**	**-**	**-**	**50***	**-**	**146**	**80**	**-**	**886**
IPP											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	14
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	125	125
PLTM	-	-	-	-	0,2	-	-	-	-	-	0,2
PLTS	50	-	0,9	240	15	78	-	-	50	-	434
PLTBM	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	250*	-	250*
BESS	-	-	-	150	-	25	-	-	-	-	175
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	9,5	-	9,5
Jumlah	**50**	**-**	**0,9**	**390**	**15**	**113**	**-**	**-**	**73**	**125**	**767**
Total											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	14
PLTGU	-	250	80	-	-	-	-	-	-	-	330
PLTG	-	100	100	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTM	-	-	-	-	0,2	-	-	-	-	-	0,2
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	146	80	125	351
PLTS	51	10,5	93	240	15	78	-	-	50	-	537
PLTBM	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	250*	-	250*
BESS	-	-	50	150	-	25	-	-	-	-	225
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	9,5	-	9,5
Jumlah	**51**	**360**	**323**	**390**	**15**	**113**	**-**	**146**	**153**	**125**	**1.677**

Tabel A14.15. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Pembangkit	Kapasitas (MW)	Skenario COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	Mahakam	PLTS	IKN	50,0	2025	2025	Konstruksi	IPP
2	Mahakam	PLTG	Kaltim *Peaker* 2	100,0	2026	2026	Rencana	SH-PLN
3	Mahakam	PLTGU	Kaltim-1	250,0	2026	2026	Rencana	SH-PLN
4	Mahakam	PLTGU/ G	Kaltara/ Kaltimra***)	100,0	2027	2027	Rencana	SH-PLN
5	Mahakam	PLTGU	Kaltim *Add on* Blok 2	80,0	2027	2027	Rencana	SH-PLN
6	Mahakam	PLTS	Kalseltengtimra-1 (PLTS+BESS)	80,0	2027	2027	Rencana	SH-PLN
7	Mahakam	BESS	Kalseltengtimra-1 (PLTS+BESS)	50,0	2027	2027	Rencana	SH-PLN

No	Sistem	Jenis	Pembangkit	Kapasitas (MW)	Skenario COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
8	Mahakam	PLTS	Kalseltengtimra-2 (PLTS+BESS)	240,0	-	2028	Rencana	IPP
9	Mahakam	BESS	Kalseltengtimra-2 (PLTS+BESS)	150,0	-	2028	Rencana	IPP
10	Mahakam	PLTS	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	15,0	2029	2029	Rencana	IPP
11	Mahakam	PLTM	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	0,15	2029	2029	Rencana	IPP
12	Mahakam	PLTGU	Add-On Kaltara/ Kaltimra***)	50,0*	-	2030	Rencana	SH-PLN
13	Mahakam	PLTBm1)	Kalimantan (Kuota) Tersebar	10,0	2030	2030	Rencana	IPP
14	Mahakam	PLTS	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	30,0	2030	2030	Rencana	IPP
15	Mahakam	PLTS	Kalseltengtimra-4 (PLTS+BESS)	40,0	-	2030	Rencana	IPP
16	Mahakam	BESS	Kalseltengtimra-4 (PLTS+BESS)	25,0	-	2030	Rencana	IPP
17	Mahakam	PLTA	Kelai	45,0	2032	2032	Rencana	SH-PLN
18	Mahakam	PLTA	Tabang 1	101,0	2032	2032	Rencana	SH-PLN
19	Mahakam	PLTU	Tanah Grogot**	14	2030	2033	PPA	IPP
20	Mahakam	PLTA	Kelai 2	65,0	2032	2033	Rencana	SH-PLN
21	Mahakam	PLTA	Lambakan	15,0	2033	2033	Rencana	SH-PLN
22	Mahakam	PLTS	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	50,0	2033	2033	Rencana	IPP
23	Mahakam	PLTA	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	125,0	2034	2034	Rencana	IPP
24	Mahakam	PLTN	PLTN Kalimantan (Kuota) tersebar New EBT*)	250*	-	2033	Rencana	IPP
25	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltim	1,3	2025	2025	Rencana	PLN
26	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltim	10,5	2026	2026	Rencana	PLN
27	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltim	12,1	2027	2027	Rencana	PLN
28	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	0,9	2027	2027	Pengadaan	IPP
29	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Kaltim	7,7	2030	2030	Rencana	IPP
30	*Isolated*	PLTS+ BESS	*Isolated* Kaltim	9,5	2033	2033	Rencana	IPP
			Jumlah	1.677,0				

***) Merupakan *project* PLTGU/G di Sistem Kalseltengtimra, lokasi penempatan dapat di Provinsi Kalimantan Timur atau Kalimantan Utara menunggu kepastian ketersediaan lokasi.
**) Proses terminasi
*) Merupakan *project* PLTN di Sistem Kalimantan, lokasi penempatan dapat di Provinsi Kalimantan Timur ataupun provinsi lainnya, menunggu penetapan pemerintah serta akan di eksekusi setalah ada penugasan.
1) Merupakan kuota PLTBm/PLTBg Kalimantan, di mana penempatan pembangkit tidak *dedicated* di Provinsi Kalbar, namun dapat juga di provinsi lain sesuai kebutuhan setempat

Kapasitas tambahan pembangkit gas yang tercantum adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem, namun pada saat pelaksanaan *project* kapasitas tersebut dapat disesuaikan dengan ketersediaan mesin di pasaran. *Range* kapasitas yang masih dapat diakomodir adalah +/- 20%.
Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS *smoothing* minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.
Kapasitas PLTS+BESS yang tercantum (MW) merupakan *Estimasi capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas Fix PLTS dan MWh BESS akan dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Lokasi penempatan PLTS+BESS juga tidak terkunci di Provinsi ini, namun dapat disesuaikan di provinsi lain dengan konsep terpusat di satu lokasi ataupun tersebar di beberapa lokasi, bergantung hasil kajian kebutuhan sistem lebih lanjut.
Dengan adanya kebijakan Hilirisasi Nikel berdampak pada penambahan *demand* signifikan di Sistem Kalseltengtimra, yaitu dengan munculnya pelanggan *smelter* baru. Sebagian besar kebutuhan *demand* tersebut direncanakan beroperasi dalam waktu dekat (2025-2027).

Sebagai antisipasi kebutuhan tambahan jangka pendek, maka direncanakan penambahan PLTD/G/MG Sewa 157 MW di tahun 2025. Kapasitas pembangkit sewa dapat disesuaikan kembali mengikut kebutuhan operasional. Mengingat pembangkit ini dibutuhkan dalam waktu yang sangat dekat, maka skema pembangkit yang dapat dieksekusi adalah pembangkit *temporary* (sesuai dengan ketersediaan pembangkit yang ada). Selanjutnya, diperlukan pembangkit permanen sebagai pengganti pembangkit tersebut. Pembangkit permanen akan dipilih yang memiliki efisiensi lebih baik serta lokasi yang lebih optimal sehingga memberikan *benefit* ke PLN dengan penggantian tersebut. Pembangkit permanen yang direncanakan akan menggantikan pembangkit tersebut adalah PLTGU/G Kaltara/Kaltimra 100 MW dan PLTMG Tarakan 50 MW. Tahun pengoperasian pembangkit tersebut akan menyesuaikan kontrak pembangkit PLTD/G/MG Sewa 157 MW. Dalam perhitungan neraca daya, diasumsikan kontrak pembangkit PLTD/G/MG Sewa 157 MW berakhir di tahun 2031/2032, namun dapat menyesuaikan serta dapat diperpanjang bergantung pada keekonomian sewa dan/atau menyesuaikan kesiapan pembangkit permanen.

Selain itu juga, di tahun 2026 diperlukan penambahan PLTGU Kaltim-1 250 MW. Pada skema awal (2026) dapat dikonsepkan sebagai sewa pembangkit, namun jika memungkinkan tetap dibangun pembangkit permanen. Apabila kebutuhan daya PLTGU Kaltim-1 250 MW dipenuhi dengan skema sewa, pembangkit permanen akan direncanakan untuk menggantikan pembangkit sewa tersebut dengan mempertimbangkan *benefit* yang optimal untuk PLN baik secara keandalan ataupun keekonomian. Mengingat kebutuhan PLTGU dalam jangka pendek maka dapat juga dibuka opsi untuk mengubah teknologi menjadi PLTMG/PLTG baru ataupun sewa, atau juga relokasi dari sistem lain, selama target COD terpenuhi.

Selain pembangkit tersebut, direncanakan juga penambahan pembangkit permanen di tahun 2026 sebesar 100 MW dan di tahun 2027 sebesar 130 MW.

Interkoneksi dengan Kalimantan Utara direncanakan akan tersambung pada tahun 2025. Interkoneksi dengan Sistem Tenaga Listrik Tarakan direncanakan pada tahun 2026.

Pembangunan PLTA untuk memanfaatkan potensi energi setempat antara lain PLTA Tabang 1 (101 MW). Selain PLTA Tabang 1 tersebut, terdapat juga PLTA Tabang 2 (*cascade* PLTA Tabang-1) yang saat ini sudah dilakukan *pre-feasibility study*, dengan kapasitas sampai dengan 3x125 MW dengan proyeksi COD di tahun 2036-2038. Dengan beroperasinya PLTA Tabang 2 sebagai *project* PLN/SH (sesuai dengan kepemilikan PLTA Tabang 1), maka optimasi dan fleksibilitas operasi kedua PLTA tersebut menjadi lebih baik.

Di Provinsi Kalimantan Timur terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Boh	882	MW;
-	PLTA	Long Bangun	20	MW;
-	PLTA	Tabang 2	375	MW;
-	PLTA	Mentarang 1	300	MW;
-	PLTA	Tabang	240	MW;
-	PLTA	Muara Wahau	60	MW;
-	PLTBg	Berau	3	MW;
-	PLTBg	Pasir Damai, Grogot	1	MW;
-	PLTBm	Kaltim tersebar	31,5	MW;
-	PLTBm	Penajam Paser utara	9,5	MW;
-	PLTBm	PLTBm Berau	3	MW;
-	PLTN	Kalimantan	400	MW;
-	PLTS	Teluk Alulu, Maratua	0,7	MW;

- PLTS Pasca Tambang Kaltim 100 MW.

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Di *list project* Provinsi Kalimantan Timur kuota di atas terdapat kuota PLTS tersebar. Kuota PLTS tersebar tersebut, dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit. Kuota tersebut merupakan kuota sistem di mana lokasi pengembangan pembangkit dapat di Provinsi manapun selama masih terkoneksi ke Sistem yang sama. Penempatan kuota tersebut di Provinsi Kalimantan Timur tidak mengikat, namun terbuka untuk provinsi manapun selama potensinya tersedia. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku. Skema pengadaan untuk kuota tersebar tersebut sesuai dengan aturan yang berlaku.
Untuk menjamin keandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit *eksisting*, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.
Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional, yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Kapasitas kuota tersebar di luar *list* tersebut yang juga dapat dikembangkan di provinsi ini adalah:

- PLTBg Kalimantan (Kuota) Tersebar	3,8 MW	2029;
- PLTM Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	2,7 MW	2029;
- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	17 MW	2030;
- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	10 MW	2031;
- PLTA Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	300 MW	2031;
- PLTA Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	200 MW	2031;
- PLTA Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	400 MW	2032;
- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	16 MW	2032;
- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	5 MW	2033;
- PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	50 MW	2034;

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan sistem transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya Skenario RE *base* dan Program ARED termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/ Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (*BESS*)*, atau program pengurangan emisi lainnya.
Pengembangan sistem transmisi tenaga listrik dapat dilakukan dengan melibatkan peran dan partisipasi pemerintah berupa antara lain penyediaan pendanaan dan kerja sama dengan pihak ketiga. Hal tersebut dapat berupa pemberian pinjaman lunak, penerusan pinjaman pemerintah, hibah, dan/atau dukungan pembiayaan lainnya yang diperlukan.

Dalam hal terdapat perubahan lokasi pembangunan/pengembangan sistem transmisi, maka perubahan tersebut dapat dilakukan dengan persetujuan Menteri ESDM dan merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Pengembangan Transmisi

Beban sistem tenaga listrik Kalimantan Timur sudah cukup besar tetapi masih banyak daerah yang belum terjangkau oleh Sistem 150 kV Mahakam. Sebagai upaya untuk mengembangkan sistem tenaga listrik di Kalimantan Timur dan menurunkan penggunaan BBM, di daerah-daerah terpencil yang masih menggunakan PLTD secara bertahap akan dibangun jaringan transmisi 150 kV dan diinterkoneksikan dengan Sistem 150 kV Mahakam.

Untuk mempercepat pengembangan sistem tenaga listrik di Kabupaten Kutai Barat (Melak), PLN akan membangun jaringan transmisi 150 kV dari PLTMG Bangkanai ke Melak, jalur tersebut juga nantinya akan menjadi interkoneksi 150 kV dari Kalimantan Tengah ke Kalimantan Timur melalui daerah perbatasan provinsi.

Untuk menginterkoneksikan sistem *isolated* 20 kV dengan Sistem 150 kV Mahakam dan sekaligus menghubungkan ke Sistem di Kalimantan Utara, PLN akan membangun jaringan transmisi 150 kV yang membentang dari Sangatta sampai dengan Tanjung Redeb melalui Sepaso, Maloy dan Talisayan juga dari Sangatta ke Tanjung Redeb melalui Muara Wahau.

Untuk memenuhi kebutuhan rencana Ibu Kota Negara, PLN sedang melakukan kajian terkait pengembangan jaringan transmisi 150 kV dan 500 kV, yang akan terinterkoneksi dengan Sistem Kalimantan. Selama periode 2025-2034 direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV seperti ditampilkan dalam Tabel A14.16 hingga Tabel A14.18.

Tabel A14.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	464	470	935,6	234,6	-	125	262	1.311	-	4	3.806,2
500 kV	-	-	-	-	-	-	547	-	-	-	547
Total	**464**	**470**	**935,6**	**234,6**	**-**	**125**	**809**	**1.311**	**-**	**4**	**4.353,2**

Tabel A14.17. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario ARED (kms)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	464	470	935,6	234,6	-	125	262	1.269	42	4	3.806,2
500 kV	-	-	-	-	-	-	547	-	-	-	547
Total	**464**	**470**	**935,6**	**234,6**	**-**	**125**	**809**	**1.269**	**42**	**4**	**4.353,2**

Tabel A14.18. Rincian Rencana Pengembangan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Skenario COD		Status
						RE *Base*	ARED	
1	Inc 2 Phi (Kariangau-Petung)	Tempadung	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2025	2025	Konstruksi
2	Tempadung	MMP	150 kV	New, 2 cct, SUTT	6	2025	2025	Konstruksi
3	Tanjung Redeb	Talisayan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	210	2025	2025	Konstruksi
4	Talisayan	Maloy	150 kV	New, 2 cct, SUTT	234	2025	2025	Konstruksi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Skenario COD		Status
						RE *Base*	ARED	
5	Bontang Lestari (ex Bontang Koala)	Inc 2 Phi (PLTU Kaltim 2 (FTP 2) - Bontang)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	10	2025	2025	Pengadaan
6	PLTS IKN	GIS 4 IKN KIPP/Sepaku	150 kV	New, 2 cct, SKTT	26	2026	2026	Pengadaan
7	Tanah Grogot	Sei Durian	150 kV	New, 2 cct, SUTT	140	2026	2026	Pengadaan
8	Muara Wahau	Sangatta	150 kV	New, 2 cct, SUTT	256	2026	2026	Committed
9	Samboja	Inc 2 Phi (Karangjoang-Harapan Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2026	2026	Committed
10	Sambutan	PLTGU Kaltim-1	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2026	2026	Rencana
11	PLTGU Kaltim-1	KFI	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2026	2026	Rencana
12	Melak	Kotabangun	150 kV	New, 2 cct, SUTT	334	2027	2027	Committed
13	Kuaro	Tx Kuaro	150 kV	New, 2 cct, SUTT	280	2027	2027	Committed
14	Tx Kuaro	GIS 4 IKN KIPP/Sepaku	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6	2027	2027	Committed
15	Tenggarong/Bukit Biru	GI 1 K-IKN	150 kV	New, 2 cct, SUTT	126	2027	2027	Committed
16	Embalut	Tengkawang	150 kV	Upr, 2 cct, SUTT	32	2027	2027	Committed
17	Tengkawang	Harapan Baru	150 kV	Upr, 2 cct, SUTT	16.6	2027	2027	Rencana
18	GIS 4 IKN KIPP/Sepaku	GI 1 K-IKN	150 kV	New, 2 cct, SKTT	44	2027	2027	Committed
19	Embalut	Bukit Biru	150 kV	Upr, 2 cct, SUTT	40	2027	2027	Rencana
20	Kalseltengtimra-1 (PLTS+BESS) 50 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2027	2027	Rencana
21	GI PLTGU Kaltim-1	GI 150 kV Sisipan Sanga-sanga - Bukuan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	17	2027	2027	Rencana
22	Tanjung Redeb	PLTG/GU Kaltara/Kaltimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2027	2027	Rencana
23	PLTMG Bangkanai	Melak	150 kV	New, 2 cct, SUTT	210	2028	2028	Rencana
24	Sepaso	Inc 2 phi (Sanggata-Maloy)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2028	2028	Rencana
25	BWP 9	Inc 2 phi (Senipah-Muara Jawa)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1	2028	2028	Rencana
26	GI 1 K-IKN	GI 2 K-IKN	150 kV	New, 2 cct, SUTT	21.6	2028	2028	Rencana
27	Kalseltengtimra-2 (PLTS+BESS) 150 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2028	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Skenario COD		Status
						RE *Base*	ARED	
28	Manggarsari	New Balikpapan	150 kV	Upr, 2 cct, SUTT	24	2030	2030	Rencana
29	New Balikpapan	Balikpapan (Eks. GIS Balikpapan)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2030	2030	Rencana
30	Samarinda (Ex.GIS)	New Samarinda	150 kV	New, 2 cct, SKTT	30	2030	2030	Rencana
31	GIS 3 KIPP	GIS 4 IKN KIPP/Sepaku	150 kV	New, 2 cct, SKTT	7	2030	2030	Rencana
32	GIS 3 KIPP	Tx 4	150 kV	New, 2 cct, SKTT	12	2030	2030	Rencana
33	Tx 4	GI 1 K-IKN	150 kV	New, 2 cct, SUTT	12	2030	2030	Rencana
34	GIS 3 KIPP	PLTS IKN	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2030	2030	Rencana
35	PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar 30 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
36	Kalseltengtimra -4 (PLTS+BESS) 50 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
37	GITET Embalut	GITET IKN 1	500 kV	New, 2 cct, SUTET	150	2031	2031	Rencana
38	GITET IKN 1	GITET Balikpapan	500 kV	New, 2 cct, SUTET	150	2031	2031	Rencana
39	Industri (Coastal Road)	Petung (Coastal Road)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	90	2031	2031	Rencana
40	New Balikpapan	Industri	150 kV	Upr, 2 cct, SUTT	22	2031	2031	Rencana
41	GITET KFI	GITET Embalut	500 kV	New, 2 cct, SUTET	90	2031	2031	Rencana
42	GITET KFI	GITET Balikpapan	500 kV	New, 2 cct, SUTET	157	2031	2031	Rencana
43	Melak	Ujoh Bilang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	150	2031	2031	Rencana
44	GI Maloy	PT Ganda Alam Makmur	150 kV	New, 2 cct, SUTT	15	2032	2032	Rencana
45	Bangkanai	PT Manoor Bulan Lestari (MBL)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	28	2032	2032	Rencana
46	Melak	PT Indo Tambangraya Megah	150 kV	New, 2 cct, SUTT	12	2032	2032	Rencana
47	Bontang	PT Badak	150 kV	New, 2 cct, SUTT	14	2032	2032	Rencana
48	Kembang Janggut	Kotabangun	150 kV	New, 2 cct, SUTT	190	2032	2032	Rencana
49	Kembang Janggut	Muara Bengkal	150 kV	New, 2 cct, SUTT	200	2032	2032	Rencana
50	Muara Bengkal	Muara Wahau	150 kV	New, 2 cct, SUTT	240	2032	2032	Rencana
51	PLTA Tabang 1	Kembang Janggut	150 kV	New, 2 cct, SUTT	160	2032	2032	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Skenario COD		Status
						RE *Base*	ARED	
52	Muara Wahau	Tanjung Redeb	150 kV	New, 2 cct, SUTT	304	2032	2032	Rencana
53	Tanjung Redeb	Tanjung Batu (Derawan)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	100	2032	2032	Rencana
54	PLTA Kelai	Inc 2 Phi (Muara Wahau - Tanjung Redeb)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	6	2032	2032	Rencana
55	PLTA Kelai 2	PLTA Kelai	150 kV	New, 2 cct, SUTT	42	2032	2033	Rencana
56	PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2033	2033	Rencana
57	PLTA Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar 125 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra*	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20*	2034	2034	Rencana
58	GI 3 K-IKN	Inc 2 Phi (Bukit Biru - GI 1 K-IKN)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2034	2034	Rencana
					4.353,2			

* Panjang transmisi masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI di Kalimantan Timur sebagian besar untuk menjangkau sistem *isolated* menggantikan peran PLTD dan sebagian untuk peningkatan pelayanan dan keandalan serta mengambil beban dari GI yang sudah tidak dapat dikembangkan lagi. Terkait rencana pengembangan transmisi 500 kV maka akan dibangun GITET di Embalut dan Balikpapan, untuk pemenuhan kebutuhan Ibu Kota Negara (IKN) dilakukan kajian tersendiri melingkupi jaringan transmisi, gardu induk, sampai distribusi dan terus berkoordinasi dengan bidang terkait.

Rincian pengembangan gardu induk dalam periode 2025-2034 di Provinsi Kalimantan Timur diperlihatkan pada Tabel A14.19 hingga A14.21.

Tabel A14.19. Rekapitulasi Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV	150	60	180	360	300	360	90	60	120	120	1.800
500 kV	-	-	-	-	-	-	3.500	-	-	-	3.500
Total	**150**	**60**	**180**	**360**	**300**	**360**	**3.590**	**60**	**120**	**120**	**5.300**

Tabel A14.20. Rekapitulasi Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV	150	60	180	360	300	360	90	60	120	120	1.800
500 kV	-	-	-	-	-	-	3.500	-	-	-	3.500
Total	**150**	**60**	**180**	**360**	**300**	**360**	**3.590**	**60**	**120**	**120**	**5.300**

Tabel A14.21. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ *Ext*/ *Upr*	Kapasitas (MVA/ Bay/ Dia)	Skenario COD		Status
					RE *Base*	ARED	
1	GI Senipah	150/20 kV	Ext	30	2025	2025	*Committed*
2	Tempadung	150/20 kV	New	30	2025	2025	Konstruksi
3	Tanjung Redeb (arah Talisayan)	150 kV	Ext LB	2LB	2025	2025	Konstruksi
4	Talisayan	150/20 kV	New	30	2025	2025	Konstruksi
5	Bontang Lestari (Ex. Bontang Koala)	150/20 kV	New	60	2025	2025	Pengadaan
6	Maloy (Arah Talisayan)	150 kV	Ext LB	2LB	2025	2025	Konstruksi
7	Grogot (Arah Sei Durian)	150 kV	Ext LB	2LB	2026	2026	Pengadaan
8	Muara Wahau (Arah Sangatta)	150 kV	Ext LB	2LB	2026	2026	*Committed*
9	Samboja	150/20 kV	New	30	2026	2026	*Committed*
10	Sangatta (arah Muara Wahau)	150 kV	Ext LB	2LB	2026	2026	*Committed*
11	Maloy	150/20 kV	Ext	30	2026	2026	Rencana
12	Sambutan (Arah GI PLTG/GU Kaltim-1)	150 kV	Ext LB	2LB	2026	2026	Rencana
13	GI PLTGU Kaltim-1	150 kV	New	4LB	2026	2026	Rencana
14	Kuaro (Arah GIS 4/Sepaku)	150 kV	Ext LB	2LB	2027	2027	*Committed*
15	Tenggarong/Bukit Biru (arah GI 1)	150 kV	Ext LB	2LB	2027	2027	*Committed*
16	GI 1 K-IKN	150/20 kV	New	120	2027	2027	*Committed*
17	Sanga-Sanga (Muara Jawa)	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Rencana
18	GI 150 kV Sisipan Sanga-Sanga-Bukuan	150 kV	New	6LB	2027	2027	Rencana
19	GI PLTGU Kaltim 1 (Arah GI Sisipan Sanga-Sanga - Bukuan)	150 kV	Ext	2LB	2027	2027	Rencana
20	Tanjung Redeb (Arah PLTG/GU Kaltara/Kaltimra)	150 kV	New	2LB	2027	2027	Rencana
21	Melak (arah Bangkanai)	150 kV	Ext LB	2LB	2028	2028	Rencana
22	Sepaso	150/20 kV	New	30	2028	2028	Rencana
23	New Samarinda	150/20 kV	Ext	60	2028	2028	Rencana
24	GI BWP 9	150/20 kV	New	120	2028	2028	Rencana
25	GI 2 K-IKN	150/20 kV	New	120	2028	2028	Rencana
26	Samboja	150/20 kV	Ext	30	2028	2028	Rencana
27	Tenggarong/Bukit Biru	150/20 kV	Upr	60	2029	2029	Rencana
28	Kotabangun	150/20 kV	Ext	30*	2029	2029	Rencana
29	Sambera	150/20 kV	Ext	60	2029	2029	Rencana
30	New Balikpapan	150/20 kV	Ext	60	2029	2029	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ *Ext/ Upr*	Kapasitas (MVA/ Bay/ Dia)	Skenario COD		Status
					RE *Base*	ARED	
31	Sangatta	150/20 kV	Upr	60	2029	2029	Rencana
32	Tengkawang	150/20 kV	Upr	60	2029	2029	Rencana
33	Balikpapan (Eks. GIS)	150/20 kV	New	60	2030	2030	Rencana
34	New Samarinda (Arah Samarinda Ex. GIS)	150 kV	Ext LB	2LB	2030	2030	Rencana
35	Samarinda (Eks.GIS)	150/20 kV	New	60	2030	2030	Rencana
36	New Balikpapan (Arah Balikpapan Ex. GIS)	150 kV	Ext LB	2LB	2030	2030	Rencana
37	Tanjung Redeb	150/20 kV	Upr	60	2030	2030	Rencana
38	GIS 3 KIPP	150/20 kV	New	120	2030	2030	Rencana
39	Karang Joang	150/20 kV	Upr	60	2030	2030	Rencana
40	Samboja	150/20 kV	Upr	60	2031	2031	Rencana
41	GITET Balikpapan	500 kV	New	500	2031	2031	Rencana
42	GITET Embalut	500 kV	New	1000	2031	2031	Rencana
43	GITET IKN 1	500 kV	New	1000	2031	2031	Rencana
44	Industri (arah Petung)	150 kV	Ext LB	2LB	2031	2031	Rencana
45	Petung (arah Industri)	150 kV	Ext LB	2LB	2031	2031	Rencana
46	Kuaro	150/20 kV	Ext	30*	2031	2031	Rencana
47	GITET KFI	500 kV	New	1000	2031	2031	Rencana
48	GITET Embalut (Arah GITET KFI)	500 kV	Ext	2LB	2031	2031	Rencana
49	GITET Balikpapan (Arah GITET KFI)	500 kV	Ext	2LB	2031	2031	Rencana
50	Mahakam Ulu/ Ujoh Bilang	150/20 kV	New	30	2031	2031	Rencana
51	Melak (arah Ujoh Bilang)	150 kV	Ext LB	2LB	2031	2031	Rencana
52	Maloy (Arah PT GAM)	150 kV	Ext	2LB	2032	2032	Rencana
53	Bangkanai (Arah PT MBL)	150 kV	Ext LB	2LB	2032	2032	Rencana
54	Melak (Arah PT ITM)	150 kV	Ext	2LB	2032	2032	Rencana
55	Bontang (Arah PT Badak)	150 kV	Ext	2LB	2032	2032	Rencana
56	Kotabangun (arah Kembang Janggut)	150 kV	Ext LB	2LB	2032	2032	Rencana
57	Kembang Janggut	150/20 kV	New	30	2032	2032	Rencana
58	Kembang Janggut (arah Muara Bengkal)	150 kV	Ext LB	2LB	2032	2032	Rencana
59	Muara Bengkal	150/20 kV	New	30	2032	2032	Rencana
60	Muara Wahau (Arah Muara Bengkal)	150 kV	Ext LB	2LB	2032	2032	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ *Ext/ Upr*	Kapasitas (MVA/ Bay/ Dia)	Skenario COD		Status
					RE *Base*	ARED	
61	Kembang Janggut (arah Tabang)	150 kV	Ext LB	2LB	2032	2032	Rencana
62	Tanjung Redeb (arah Muara Wahau)	150 kV	Ext LB	2LB	2032	2032	Rencana
63	Tanjung Batu/ Derawan	150/20 kV	New	30*	2032	2032	Rencana
64	Tanjung Redeb (arah Tanjung Batu/Derawan)	150 kV	Ext LB	2LB	2032	2032	Rencana
65	GIS 3 KIPP	150/20 kV	Ext	60	2033	2033	Rencana
66	Senipah	150/20 kV	Upr	60	2033	2033	Rencana
67	GI 3 K-IKN	150/20 kV	New	120	2034	2034	Rencana
	Jumlah			5.300			

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, direncanakan juga pembangunan jaringan distribusi. Pengembangan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi. Proyeksi kebutuhan jaringan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) sampai tahun 2033 ditunjukkan pada Tabel A14.22.

Tabel A14.22. Rencana Pengembangan Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Jaringan TM	kms	802	801	792	776	755
Jaringan TR	kms	1.167	1.216	1.250	1.271	1.277
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	122	122	121	119	115
Tambahan Pelanggan		75.364	73.247	70.644	67.683	64.414

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Jaringan TM (kms)	kms	724	683	516	455	388
Jaringan TR (kms)	kms	1.263	1.224	950	852	738
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	111	104	79	69	59
Tambahan Pelanggan		60.611	56.143	41.810	36.386	30.747

Program Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Kalimantan Timur seperti pada Tabel A14.23

Tabel A14.23. Rencana Pengembangan Perdesaan Provinsi Kalimantan Timur

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	1,25	10,48	12,07

Panjang JTM	kms	1.070,16	538,81	537,84
Panjang JTR	kms	570,32	161,75	242,44
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	22	5,10	4,90
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	284	79	81

Kondisi pemukiman desa yang tersebar hingga perbatasan negara ditambah akses transportasi yang ada menjadi terbatas. Belum tersedianya jalur darat di beberapa desa merupakan salah satu kendala besar yang dialami di Provinsi Kalimantan Timur.
Seiring dengan rencana pengembangan distribusi di atas, juga direncanakan pengembangan listrik perdesaan sebagaimana ditunjukkan Tabel A14.23.
Kapasitas pembangkit yang tercantum merupakan kapasitas PLTS, sedangkan kapasitas baterai disesuaikan dengan beban yang ada.
Listrik perdesaan Provinsi Kalimantan Timur adalah program PLN untuk mempercepat Rasio Desa Berlistrik PLN 100%. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah desa berlistrik PLN, namun juga meningkatkan Rasio Elektrifikasi dengan penambahan pelanggan yang nantinya akan tersambung. Program ini juga di indikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program Listrik Perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan dengan pemanfaatan EBT.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Kalimantan Timur sebesar 100 % dengan RDB PLN 88,25 %. Masih terdapat sejumlah 116 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 6 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Kalimantan Timur sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99 % dengan RE PLN sebesar 95,23 %.
Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada Tabel A14.24

Tabel A14.24. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Kalimantan Timur

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah Tangga	1.212	115	2.306

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah

termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Kalimantan Timur sebagai berikut:

Tabel A14.25. Target RDB dan RE PLN Provinsi Kalimantan Timur

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	88,25	91,62	96,92	100
RE PLN (%)	95,23	96,67	98,46	100

A14.4 SISTEM IBUKOTA NEGARA BARU

Rencana pemindahan ibu kota negara (IKN) ke Pulau Kalimantan telah diumumkan Presiden pada tahun 2019. Pemindahan ini mulai aktif dilaksanakan pada tahun 2024. Inisiasi awal lokasi adalah di sebagian Kabupaten Penajam Paser Utara dan sebagian di Kabupaten Kutai Kartanegara. Hingga saat ini, penyusunan *Master Plan* Ibu Kota sedang dilaksanakan oleh Bappenas. Pemerintah menargetkan rencana induk (*masterplan*) pembangunan ibukota baru di Kalimantan Timur akan selesai pada akhir 2020.

Untuk rancangan zonasi dan tahapan pembangunan ibu kota negara baru yang disampaikan oleh Bappenas dibagi menjadi 3 tahapan besar sebagai berikut :

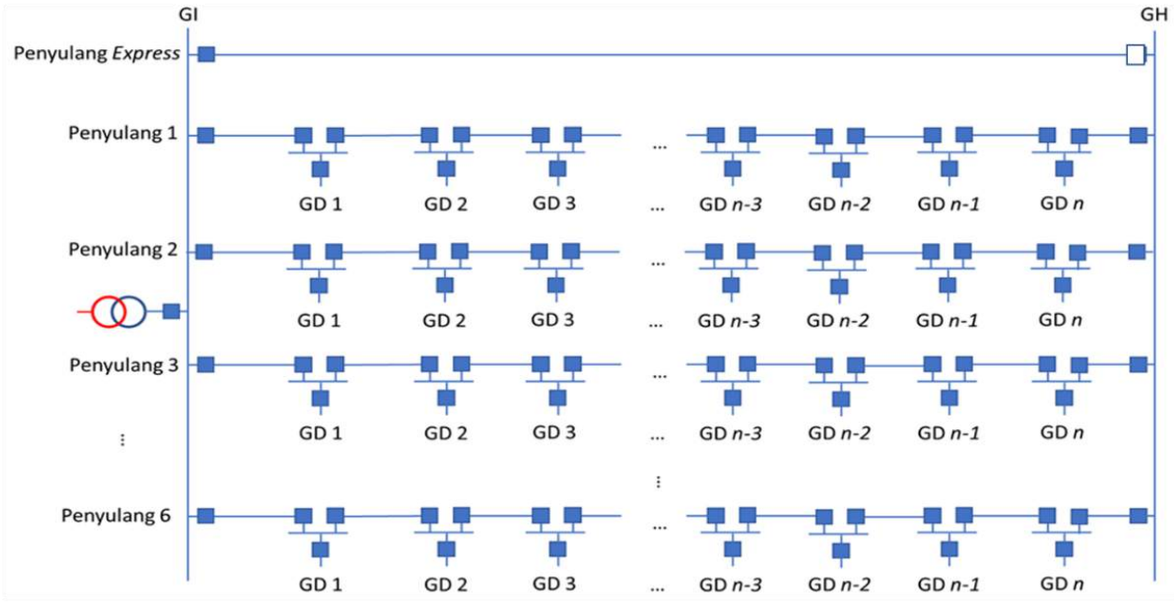
- Tahapan pertama yaitu pembangunan kawasan inti pusat pemerintahan pada tahun 2021-2024 yang terdiri dari:
  - Istana;
  - Kantor Lembaga Negara (Eksekutif, Legislatif, Yudikatif);
  - Taman Budaya;
  - *Botanical Garden.*
- Tahapan kedua yaitu pembangunan kawasan ibu kota negara pada tahun 2025-2029 yang terdiri dari:
  - Perumahan ASN/TNI/POLRI;
  - *Diplomatic Compound;*
  - Fasilitas pendidikan dan Kesehatan;
  - Universitas, *Science and Techno Park;*
  - *High Tech and Clean Industries;*
  - *R&D Center;*
  - *MICE/Convention Center;*
  - *Sport Center, Museum;*
  - *Shopping Mall;*
  - Pangkalan Militer.
- Tahapan ketiga yaitu pembangunan perluasan kawasan ibu kota negara pada tahun 2030-2045 sebagai berikut:
  - *National Park;*
  - Konservasi Orang Utan;
  - Klaster Permukiman Non-ASN;
  - Metropolitan;
  - Wilayah pengembangan terkait dengan wilayah provinsi sekitarnya.

Estimasi kebutuhan listrik IKN adalah lebih kurang 1.000 MW (sampai dengan *ultimate* di tahun 2045) yang akan disiapkan secara bertahap oleh PLN.
Untuk melistriki IKN pada tahap awal (sampai 2024), saat ini PLN sedang menyiapkan pembangunan *express feeder* dari GI terdekat dan akan selesai pada tahun 2023 dengan kemampuan pasokan daya sampai sekitar 40 MW. *Express feeder* ini di akan digunakan pada tahap pembangunan IKN, dan

sebagai *back up* pasokan daya saat IKN sudah beroperasi. Selain pembangunan JTM tersebut PLN juga sedang menyiapkan pembangunan GIS 2x60 MW (berikut SUTT dan SKLT 150 kV) serta PLTS IKN 50 MW. Kedua infrastruktur ini ditargetkan selesai pada semester 1 2024. Dengan proyeksi daya pada tahun 2024 sebesar 24 MW pada Kawasan Inti pemerintah, PLN sudah menyiapkan pasokan seluruh daya dari pembangkit EBT yang bersumber dari PLTA, PLTB, dan PLTS. Untuk pengembangan pasokan daya IKN selanjutnya, PLN berkomitmen penuh untuk melistriki menggunakan pembangkit-pembangkit EBT (PLTS, PLTB, dan PLTA) dengan total sampai dengan 1.000 MW (bertahap mengikuti pertumbuhan beban).
PLN saat ini sudah merencanakan pengembangan sistem IKN sampai dengan tahun 2045 dengan secara rinci, baik dari kebutuhan penambahan kapasitas GI (dan GI baru) maupun dari kebutuhan pembangunan SUTT-nya. Selain mengakomodir untuk pertumbuhan *demand*, PLN juga merencanakan keandalan sistem IKN dengan skema *zero downtime* (pada sistem Transmisi dan Distribusi). Pada sistem Transmisi, koneksi sistem IKN ke Sistem Kalimantan di rencanakan melalui 5 jalur SUTT dan SUTET, yaitu :

- SUTT 150 kV dari GI Kariangau, menggunakan SUTT 2 cct 2xZebra;
- SUTT 150 kV dari GI Bukit Biru, menggunakan SUTT 2 cct 2xZebra;
- SUTT 150 kV dari GI Kuaro, menggunakan SUTT 2 cct 2xHawk;
- SUTET 500 KV dari GITET Embalut, menggunakan SUTET 2cct 4xZebra;
- SUTET 500 KV dari GITET Balikpapan, menggunakan SUTET 2cct 4xZebra.

Sedangkan untuk keandalan sistem tegangan menengah PLN menyiapkan rencana pengembangan sistem distribusi dengan skema *closed loop* dengan pasokan dari dua sumber GI/GH yang berbeda terutama pada Kawasan Inti Pusat Pemerintahan (KIPP). Jaringan tegangan menengah pada KIPP secara *full* dibangun menggunakan kabel tanah (UGC) sehingga frekuensi gangguan akan sangat minim. Selain itu, terdapat *realtime monitoring* untuk memantau kondisi sistem distribusi.



Gambar A14.3. Ilustrasi Sistem Distribusi KIPP

Selain didesain dengan sistem *closed loop*, pada beban-beban (beban VIP dan VVIP) tertentu juga disiapkan *backup generation*/BESS.

A14.5. SISTEM TENAGA LISTRIK *ISOLATED*

Sistem Tenaga Listrik Daerah Terpencil

Sistem tenaga listrik skala sangat kecil di daerah terpencil yang sangat jauh dari pusat beban, saat ini direncanakan akan dilengkapi dengan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) baik melalui program listrik perdesaan maupun melalui kerja sama dengan Pemerintah Daerah.

Untuk daerah-daerah yang memiliki potensi tenaga minihidro, dapat dikembangkan menjadi PLTM dan pemerintah daerah serta IPP dapat berpartisipasi dalam pembangunannya.

Selain itu, untuk daerah–daerah yang mempunyai potensi *excess power* pembangkit non BBM dan energi terbarukan, direncanakan mengembangkan kerja sama untuk menyerap kelebihan daya dalam rangka mengurangi konsumsi BBM.

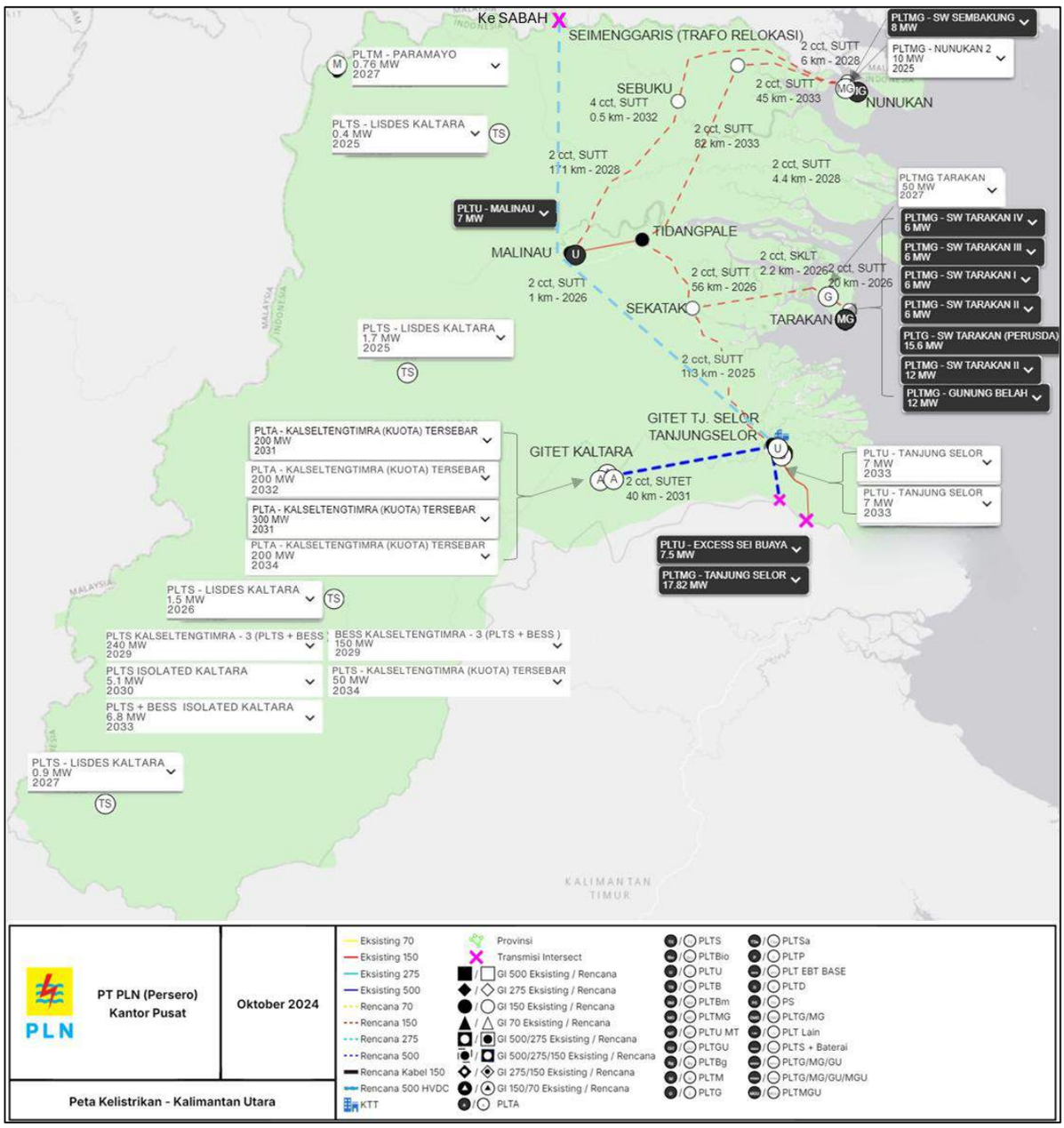
Sistem Tenaga Listrik Daerah Perbatasan

Kabupaten di Kalimantan Timur yang berbatasan langsung dengan Sarawak, Malaysia yaitu Kabupaten Mahakam Ulu yang merupakan wilayah pemekaran baru dari Kabupaten Kutai Barat. Kondisi di daerah perbatasan ini sebagian besar belum berlistrik. Potensi air dari hulu sungai Mahakam berpotensi dikembangkan sebagai PLTMH dan perlu dilakukan studi lebih lanjut. Selain itu, PLN akan melakukan kerja sama dengan Pemerintah Daerah dan Satuan Kerja Listrik Perdesaan untuk membangun PLTMH dan PLTS.

LAMPIRAN A.15
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KALIMANTAN UTARA

A15.1 KONDISI SISTEM TENAGA LISTRIK SAAT INI

Sejalan dengan terbentuknya Provinsi Kalimantan Utara, Sesuai Undang-Undang No. 20 tahun 2012 tanggal 16 November 2012, maka kebutuhan tenaga listrik dalam beberapa tahun ke depan diperkirakan akan tumbuh tinggi, terutama di kota-kota besar seperti Tanjung Selor sebagai ibu kota provinsi dan Tana Tidung, Malinau, Nunukan sebagai ibukota kabupaten. Peta Sistem Tenaga Listrik Kalimantan Utara ditunjukkan Gambar A15.1.



Gambar A15.1. Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Kalimantan Utara

Sesuai kondisi geografis, sistem tenaga listrik di Kalimantan Utara masih merupakan sistem *isolated* tersebar di setiap kabupaten/kota yang sebagian besar dipasok dari PLTD minyak melalui jaringan 20 kV, sehingga biaya pokok produksi masih tinggi. Kalimantan Utara direncanakan akan terhubung dengan sistem 150 KV Kalimantan (Sistem 150 kV Kalseltengtim dan Sistem 150 kV

Kalimantan Barat) pada tahun 2025 sehingga potensi-potensi pembangkit murah dapat disalurkan ke Kalimantan Utara.
Penjualan energi listrik selama tahun 2015-2024 di Kalimantan Utara tumbuh rata-rata sebesar 6,18% per tahun. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2015-2024 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel A15.1 dan Tabel A15.2.

Tabel A15.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	218	236	238	256	281	304	316	325	353	362
2	Bisnis	77	82	82	89	96	95	100	109	122	127
3	Publik	53	58	61	66	73	75	79	85	90	92
4	Industri	34	37	43	53	60	51	53	53	77	74
Jumlah		**382**	**413**	**424**	**465**	**510**	**525**	**548**	**571**	**642**	**655**
Pertumbuhan (%)		**5,51**	**8,27**	**2,56**	**9,77**	**9,70**	**3,01**	**4,24**	**4,25**	**12,45**	**2,04**

*) Hasil prognosa Tahun 2024

Tabel A15.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	98	107	114	127	138	151	163	174	184	186
2	Bisnis	8	9	9	10	10	11	12	13	14	14
3	Publik	5	5	5	5	5	6	6	6	7	7
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Jumlah		**111**	**121**	**128**	**141**	**153**	**167**	**181**	**193**	**205**	**207**
Pertumbuhan (%)		**8,30**	**8,93**	**6,01**	**10,27**	**8,67**	**8,89**	**8,21**	**6,89**	**8,44**	**0,93**

*) Hasil prognosa Tahun 2024

Saat ini PLTU Tanjung Selor dan PLTMG Tanjung Selor sudah dapat beroperasi untuk menyuplai kebutuhan listrik. Untuk beberapa daerah yang berpenduduk relatif sedikit dan terpencil, memilik sistem tenaga listrik yang kecil dan dilayani jaringan tegangan rendah yang tersambung langsung dari PLTD. Kondisi sistem tenaga listrik Kalimantan Utara ditunjukkan Tabel A15.3.

Tabel A15.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTD	Tanjung Selor	2	1,9	1,0	1,0
	Nunukan	19	23,7	14,4	14,4
	Malinau	10	13,3	10,0	8,1
	Tideng Pale	7	6,2	3,5	3,1
PLTMG	Tanjung Selor	2	17,8	15,0	15,0
	Tarakan	2	12,4	8,0	9,0
PLTU	Malinau	2	7,0	6,0	4,0
PLTS	Nunukan	1	0,3	0,05	0,05
Jumlah PLN		45	82,6	58,0	54,7
Excess					
PLTU	Tanjung Selor	1	5,0	5,0	5,0
Jumlah *Excess*		1	5,0	5,0	5,0

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
Sewa					
PLTMG	Nunukan	5	6,0	6,0	4,1
	Tarakan	6	31,4	31,4	27,5
PLTD	Tarakan	21	21,6	21,6	20,4
	Malinau	7	4,9	2,4	2,2
	Tideng Pale	3	2,0	0,7	0,7
PLTS	Nunukan	1	0,2	0,08	0,08
Jumlah Sewa		43	66,1	62,2	55,0
Jumlah		89	153,7	125,1	114,6

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Kalimantan Utara ditunjukkan pada Tabel A15.4 dan Tabel A15.5.

Tabel A15.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Bulungan/Tj. Selor	150/20	1	60
2	Tideng Pale/Tana Tidung	150/20	1	30
3	Malinau	150/20	1	30
	Total		3	120

Tabel A15.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	964	992	1.037	1.159	1.257	1.471	1.592	1.643	1.890	2.122	2.153
JTR (kms)	940	951	964	977	1.036	1.260	1.323	1.333	1.388	1.421	1.449
Gardu Distribusi (MVA)	144	153	159	168	190	193	133	194	196	200	218

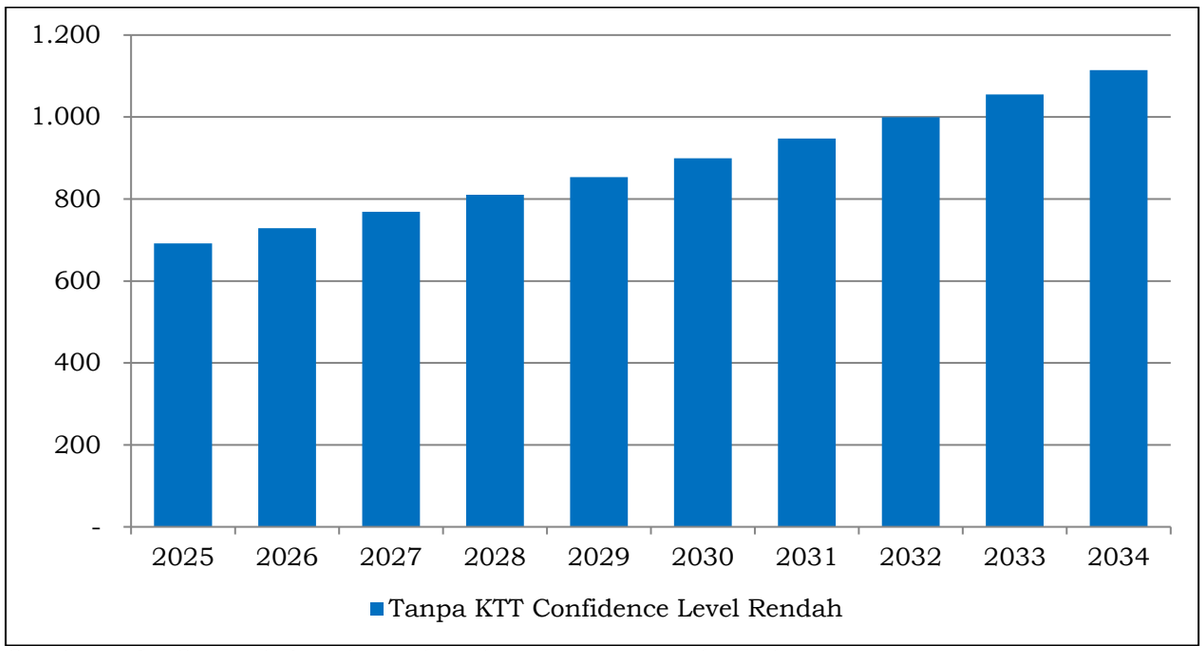
*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

A15.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI KALIMANTAN UTARA

Pertumbuhan ekonomi di Provinsi Kalimantan Utara (Kaltara) dalam lima tahun terakhir cukup tinggi. Pertumbuhan tertinggi adalah pada sektor rumah tangga, sedangkan terendah adalah pada sektor industri.

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Kalimantan Utara, hanya terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Kalimantan Utara hanya terdapat 1 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT-nya tersebut.

Proyeksi kebutuhan *demand* Provinsi Kalimantan Utara ditunjukkan pada Gambar A16.2.



Gambar A15.2. Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor rumah tangga dan industri. Pertumbuhan industri pertambangan dan *smelter* saat ini bertumbuh dengan cepat sehubungan dengan pembatasan pemerintah untuk melakukan ekspor hasil tambang mineral tanpa melalui proses pengolahan. Dengan adanya pembatasan ekspor tersebut, mendorong pihak swasta untuk membangun *smelter* dan pabrik pengolahan di Indonesia. Banyaknya calon pelanggan industri *smelter* dan pabrik pengolahan (selanjutnya disebut KTT atau Konsumen Tegangan Tinggi) di Kalimantan mendorong meningkatnya proyeksi pertumbuhan penjualan tenaga listrik.

Pada umumnya, industri *smelter* dan pabrik pengolahan akan membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga tentunya akan membutuhkan investasi yang besar pula. Terdapat potensi risiko tidak jadinya pembangunan *smelter* ataupun pabrik pengolahan barang tambang. Oleh karena itu, seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan tenaga listrik dengan mempertimbangkan *confidence level* operasi dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga, realisasi pelaksanaan pembangunan infrastruktur untuk menyuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila *confidence level* dari potensi pelanggan KTT telah tinggi.

Mengacu pada realisasi penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN dimasa yang akan datang, maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik 2025 – 2034 di Kalimantan Utara ditunjukkan pada Tabel A15.6 dan Tabel A15.7.

Tabel A15.6. Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	378	395	413	432	452	472	493	516	539	563
2	Bisnis	135	143	151	160	168	178	187	197	208	219
3	Publik	98	105	111	118	125	132	140	148	157	166
4	Industri	80	86	92,7	100,1	108,3	117	127	138,5	151,5	166,5
Jumlah		**691**	**729**	**769**	**810**	**853**	**899**	**948**	**1.000**	**1.055**	**1.114**
Pertumbuhan (%)		**5,53**	**5,46**	**5,42**	**5,39**	**5,36**	**5,34**	**5,42**	**5,47**	**5,55**	**5,63**

Tabel A15.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	190	194	197	201	205	208	212	216	219	233
2	Bisnis	15	15	16	16	17	17	18	19	19	20
3	Publik	7	8	8	8	9	9	9	10	10	10
4	Industri	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Jumlah		**212**	**217**	**221**	**226**	**230**	**235**	**240**	**244**	**249**	**253**
Pertumbuhan (%)		**2,27**	**2,18**	**2,11**	**2,06**	**2,01**	**1,97**	**1,93**	**1,90**	**1,86**	**1,84**

Tabel A15.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi(GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	4.60	691	749	114	212.184
2026	4.50	729	789	120	216.811
2027	4.50	769	831	126	221.396
2028	4.40	810	875	133	225.949
2029	4.30	853	921	140	230.483
2030	4.30	899	970	147	235.012
2031	4.30	948	1021	154	239.544
2032	4.30	1.000	1076	162	244.084
2033	4.30	1.055	1.124	169	248.634
2034	4.30	1.115	1.186	178	253.199
Pertumbuhan (%)	4,38	4,89%	4,70%	4,56%	1,78%

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Industri, rencana pengembangan Kawasan Pariwisata, dan rencana penjualan ke Sabah dan beberapa potensi pelanggan industri besar di Kalimantan Utara. Untuk melayani kebutuhan KI dan potensi pelanggan industri tersebut PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional, yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

A15.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Dalam rangka untuk memenuhi kebutuhan listrik yang tinggi di Provinsi Kalimantan Utara, direncanakan akan dibangun pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi, dengan mempertimbangkan ketersediaan potensi energi primer setempat dan sebaran penduduknya.

Potensi Energi Primer

Kalimantan Utara merupakan salah satu lumbung energi nasional yaitu sebagai daerah penghasil batubara, juga minyak dan gas bumi. Berdasarkan informasi dari Pemprov Kalimantan Utara, sumber energi primer yang ada meliputi:

- Gas alam di lapangan *South* Sebuku Blok Sei Menggaris sebesar 25 MSCF, juga di lapangan Bangkudulis sebesar 18 MMSCFD. Rencana Pemerintah, pasokan gas alam untuk sistem tenaga listrik akan ditingkatkan dari 7,65 TSCF menjadi 7,9 TSCF;
- Potensi Gas alam untuk pengembangan *Well Head* di lapangan Tutung dan Kecapi sebesar 7,5 MMSCFD;
- Potensi tenaga air yang sangat besar, terdapat di daerah aliran sungai (DAS) Kayan yang berlokasi sekitar 300 km dari rencana kawasan industri Maloi/Sangkulirang, selain itu ada juga potensi tenaga air lainnya yang berlokasi di Kalimantan Utara. Potensi tenaga air ini perlu dilakukan studi kelayakan untuk dapat dikembangkan lebih lanjut. Potensi energi air yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik di Kalimantan Utara sebesar 4.965 MW;

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Utara.

Rencana Penjualan Tenaga Listrik ke Sabah (Malaysia)

Sebagai bagian dari rencana pengembangan dan peningkatan penjualan tenaga listrik di Kalimantan Utara, saat ini PLN sedang melakukan studi bersama dengan TNB (Tenaga Nasional Berhad) dan SESB (Sabah *Electricity* Sdn. Berhad) terkait potensi penjualan tenaga listrik ke Sabah (Malaysia) dengan tetap memprioritaskan penyediaan pasokan listrik untuk daerah setempat. Dengan adanya potensi penjualan energi listrik ini diharapkan akan meningkatkan rencana pengembangan energi listrik dan memaksimalkan pengembangan sumber energi primer yang terdapat di Kalimantan Utara.

Pengembangan Pembangkit

Sesuai dengan ketersediaan sumber energi primer di Kalimantan Utara, untuk memenuhi kebutuhan listriknya akan dibangun beberapa pembangkit yaitu PLTU batubara dan PLTMG. Pemanfaatan potensi air yang sangat besar untuk PLTA, perlu kajian yang lebih mendalam dan komprehensif serta mempertimbangkan rencana jangka panjang interkoneksi antar negara terkait dengan kemampuan menyerap energi listrik yang akan diproduksi, risiko berkenaan variasi musim yang terkait erat dengan daya mampu PLTA serta permasalahan kestabilan sistem. Dalam rangka mempercepat pembangunan sistem tenaga listrik dan peningkatan ekonomi di Kalimantan Utara, serta untuk melayani kawasan industri dan pelanggan-pelanggan besar seperti KIPI Tanah Kuning, maka direncanakan pengembangan potensi DAS Kayan menjadi PLTA Kayan *Cascade*. Potensi ini akan dikembangkan sesuai pertumbuhan *demand*.
Khusus untuk tenaga listrik di daerah terpencil, pulau-pulau kecil terluar, daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis maka PLN akan merelokasi PLTD dari sistem *isolated* yang sudah disambung ke *grid* untuk jangka pendek. Sedangkan untuk jangka panjang, secara bertahap akan dikembangkan pembangkit EBT sesuai potensi energi setempat yang disesuaikan dengan kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Selama periode 2025-2034, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A15.9 dan Tabel A15.10 berikut.

Tabel A15.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW) Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	14
PLTMG	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTS	2,0	1,5	0,9	-	-	-	-	-	-	-	4,4
PLTM	-	-	0,8	-	-	-	-	-	-	-	0,8
Jumlah	**12**	**1,5**	**1,7**	**-**	**-**	**14**	**-**	**-**	**-**	**-**	**29**
SH-PLN											
PLTG	-	-	100*	-	-	-	-	-	-	-	100*
PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-	50
Jumlah	**-**	**-**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**50**
IPP											
PLTA	-	-	-	-	-	-	500	400	-	-	900
PLTS	-	-	-	-	-	5,1	-	-	-	50	55
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	6,8	-	6,8
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**5,1**	**500**	**400**	**6,8**	**50**	**962**
TOTAL											
PLTU	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	14
PLTG	-	-	100*	-	-	-	-	-	-	-	100*
PLTMG	10	-	50	-	-	-	-	-	-	-	60
PLTA	-	-	-	-	-	-	500	400	-	-	900
PLTM	-	-	0,8	-	-	-	-	-	-	-	0,8
PLTS	2,0	1,5	0,9	-	-	5,1	-	-	-	50	59
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	6,8	-	6,8
Jumlah	**12**	**1,5**	**52**	**-**	**-**	**19**	**500**	**400**	**6,8**	**50**	**1.041**

Tabel A15.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW) Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTMG	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	14
PLTS	2,0	1,5	0,9	-	-	-	-	-	-	-	4,4
PLTM	-	-	0,8	-	-	-	-	-	-	-	0,8
Jumlah	**12**	**1,5**	**1,7**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**14**	**-**	**29**
SH-PLN											
PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-	50
PLTG	-	-	100*	-	-	-	-	-	-	-	100*
PLTGU	-	-	-	-	-	50*	-	-	-	-	50*
Jumlah	**-**	**-**	**50**	**-**	**-**	**50***	**-**	**-**	**-**	**-**	**50**
IPP											
PLTA	-	-	-	-	-	-	500	200	-	200	900
PLTS	-	-	-	-	240	5,1	-	-	-	50	295
BESS	-	-	-	-	150	-	-	-	-	-	150
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	6,8	-	6,8
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**390**	**5,1**	**500**	**200**	**6,8**	**250**	**1.352**
Total											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	14
PLTMG	10	-	50	-	-	-	-	-	-	-	60

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTG	-	-	100*	-	-	-	-	-	-	-	100*
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	500	200	-	200	900
PLTM	-	-	0,8	-	-	-	-	-	-	-	0,8
PLTS	2,0	1,5	0,9	-	240	5,1	-	-	-	50	299
BESS	-	-	-	-	150	-	-	-	-	-	150
PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	6,8	-	6,8
Jumlah	**12**	**1,5**	**52**	**-**	**390**	**5,1**	**500**	**200**	**21**	**250**	**1.431**

Tabel A15.11. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Pembangkit	Kapasitas (MW)	Skenario COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	Mahakam	PLTMG	Tarakan	50,0	2027	2027	Rencana	SH-PLN
2	Mahakam	PLTGU/G	Kaltara/ Kaltimra*)	100,0*	2027	2027	Rencana	SH-PLN
3	Mahakam	PLTS	Kalseltengtimra-3 (PLTS+BESS)	240,0	-	2029	Rencana	*IPP*
4	Mahakam	BESS	Kalseltengtimra-3 (PLTS+BESS)	150,0	-	2029	Rencana	*IPP*
5	Mahakam	PLTGU	Add-On Kaltara/Kaltimra*)	50,0*	-	2030	Rencana	SH-PLN
6	Mahakam	PLTU	Tanjung Selor	14,0	2030	2033	Konstruksi	PLN
7	Mahakam	PLTA	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	300,0	2031	2031	Rencana	*IPP*
8	Mahakam	PLTA	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	200,0	2031	2031	Rencana	*IPP*
9	Mahakam	PLTA	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	200,0	2032	2032	Rencana	*IPP*
10	Mahakam	PLTA	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	200,0	2032	2034	Rencana	*IPP*
11	Mahakam	PLTS	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	50,0	2034	2034	Rencana	*IPP*
12	*Isolated*	PLTMG	Nunukan 2	10,0	2025	2025	Konstruksi	PLN
13	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltara	2,0	2025	2025	Rencana	PLN
14	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltara	1,5	2026	2026	Rencana	PLN
15	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltara	0,9	2027	2027	Rencana	PLN
16	*Isolated*	PLTM	Paramayo	0,76	2027	2027	Rencana	PLN
17	*Isolated*	PLTS	*Isolated* Kaltara	5,1	2030	2030	Rencana	*IPP*
18	*Isolated*	PLTS+BESS	*Isolated* Kaltara	6,8	2033	2033	Rencana	*IPP*
			Jumlah	1.431,0				

*) Merupakan *project* PLTGU/G di Sistem Kalseltengtimra, lokasi penempatan dapat di Provinsi Kalimantan Timur atau Kalimantan Utara menunggu kepastian ketersediaan lokasi.

Kapasitas tambahan pembangkit gas yang tercantum adalah kapasitas indikatif kebutuhan sistem, namun pada saat pelaksanaan *project* kapasitas tersebut dapat disesuaikan dengan ketersediaan mesin di pasaran. *Range* kapasitas yang masih dapat diakomodir adalah +/- 20%.

Pada penambahan kapasitas PLTS dan PLTB dimungkinkan untuk penambahan BESS *smoothing* minimal 10%, sebagai mitigasi fluktuasi frekuensi akibat intermitensi.

Kapasitas PLTS+BESS yang tercantum (MW) merupakan *Estimasi capacity* yang menyuplai sistem, sedangkan untuk kapasitas Fix PLTS dan MWh BESS akan

dikaji lebih lanjut, sesuai dengan kebutuhan sistem, keandalan, dan keekonomian yang optimal. Lokasi penempatan PLTS+BESS juga tidak terkunci di Provinsi ini, namun dapat disesuaikan di provinsi lain dengan konsep terpusat di satu lokasi ataupun tersebar di beberapa lokasi, bergantung hasil kajian kebutuhan sistem lebih lanjut.
Pembangkit IPP kuota tersebar (PLTA, PLTM, PLTBm, ataupun PLTBg) merupakan kuota Sistem Kalimantan yang peruntukannya masih terbuka untuk dikembangkan di Provinsi lain yang memiliki potensi tersebut dan terkoneksi dengan *Grid* Kalimantan. Lokasi pembangkit tersebar itu dapat tersebar ataupun di satu lokasi. Skema pengadaan untuk pemenuhan kuota tersebut sesuai dengan ketetapan yang berlaku terkini.
Pembangkit-pembangkit di atas digunakan untuk memenuhi kebutuhan listrik di Kalimantan Utara dan juga untuk daerah yang terinterkoneksi dengan Sistem Mahakam, termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar, Kawasan Ekonomi Khusus dan Kawasan Industri. Khusus untuk KIPI Tanah Kuning, kebutuhan akan dipenuhi melalui Sistem Interkoneksi 150 kV Kalseltengtimra.
Di Provinsi Kalimantan Utara terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Data Dian	1200	MW;
-	PLTA	Kaltara	300	MW;
-	PLTA	Kayan 1	900	MW;
-	PLTA	Kayan 2	1200	MW;
-	PLTA	Kayan 3	1200	MW;
-	PLTA	Mentarang 2	240	MW;
-	PLTA	Sei Tubu	200	MW;
-	PLTA	Sembakung	250	MW;
-	PLTA	Kayan 4, 5	5700	MW;
-	PLTA	Mentarang Hulu	150	MW;
-	PLTS	Tarakan	3	MW;
-	PLTS	Nunukan	9	MW;
-	PLTS	Sebatik	6	MW.

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Di *list project* Provinsi Kalimantan Utara kuota di atas terdapat kuota PLTA tersebar. Kuota PLTA tersebar tersebut, dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit. Kuota tersebut merupakan kuota sistem di mana lokasi pengembangan pembangkit dapat di Provinsi manapun selama masih terkoneksi ke Sistem yang sama. Penempatan kuota tersebut di Provinsi Kalimantan Utara tidak mengikat, namun terbuka untuk provinsi manapun selama potensinya tersedia. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku. Skema pengadaan untuk kuota tersebar tersebut sesuai dengan aturan yang berlaku. Kapasitas kuota tersebar di luar *list* tersebut yang juga dapat dikembangkan di Provinsi Kalimantan Utara adalah:

- PLTBg Kalimantan (Kuota) Tersebar	3,8 MW	2029;
- PLTM Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	2,7 MW	2029;
- PLTM Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	0,15 MW	2029;
- PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	15 MW	2029;

- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	10 MW	2030;
- PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	30 MW	2030;
- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	17 MW	2030;
- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	10 MW	2031;
- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	16 MW	2032;
- PLTBm Kalimantan (Kuota) Tersebar	5 MW	2033;
- PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	50 MW	2033;

Kalimantan Utara memiliki sumber energi baru terbarukan hidro yang berpotensi untuk dikembangkan. Potensi PLTA yang cukup besar ini dapat dikembangkan sendiri oleh PLN atau oleh swasta dengan tetap memperhatikan kriteria pengembangan pembangkit yaitu keseimbangan *supply-demand*, kesiapan sistem dan keekonomian. Mempertimbangkan kriteria pengembangan tersebut, maka pembangkit yang dikembangkan harus sesuai dengan kebutuhan listrik, kesiapan sistem dan memperhatikan biaya sehingga tidak merugikan PLN. Namun, tantangan terbesar pengembangan pembangkit adalah ketidakpastian *demand*. Risiko ketidakpastian ini dapat berakibat *overestimated* ataupun *underestimated* infrastruktur ketenagalistrikan, khususnya pembangkit. Jika PLTA di Kalimantan Utara dikembangkan oleh swasta, maka risiko ketidakpastian *demand* dapat berakibat pada kerugian PLN ketika skema bisnis yang dipilih adalah *take-or-pay*. Oleh karena itu, jika PLTA di Kalimantan Utara akan dikembangkan oleh swasta, maka opsi *take-and-pay* adalah opsi yang tepat agar beban dan risiko dari ketidakpastian tidak hanya dibebankan ke PLN.

Untuk menjamin keandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional, yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan sistem tenaga listrik interkoneksi transmisi 150 kV di Kalimantan Utara dimaksudkan untuk mendukung peningkatan pelayanan, efisiensi produksi tenaga listrik, serta pemenuhan kebutuhan daya yang cukup dan andal. Dengan adanya interkoneksi antara Kalimantan Utara dengan Kalimantan Timur, maka dapat dibangun pembangkit dengan kapasitas yang lebih besar, lebih efisien, serta andal.

Memperhatikan beban sistem tenaga listrik di Kalimantan Utara masih rendah, maka rencana proyek transmisi akan dibangun secara bertahap. Pada tahap pertama akan dibangun transmisi 150 kV Tanjung Selor–Tanjung Redeb, kemudian dikembangkan ke arah Tidang Pale, Malinau, Nunukan dan Tarakan. Selanjutnya akan disambung dengan sistem Kalimantan Timur agar menjadi lebih andal dan efisien.

Sejalan dengan semangat pengembangan ASEAN *Power Grid*, rencana pengembangan sistem tenaga listrik di Kalimantan Utara mencakup pembangunan infrastruktur interkoneksi antarnegara, yaitu Kalimantan Utara

– Sabah (Malaysia). Menindaklanjuti rencana tersebut, PT PLN (Persero) dan Sabah Electricity Sdn Bhd (SESB) serta bekerja sama dengan ASEAN *Centre for Energy* (ACE) sedang melakukan studi dengan fokus studi teknis, ekonomis, bisnis, dan regulasi yang akan menghasilkan kepastian demand dan infrastruktur terkait. Untuk itu, kebutuhan infrastruktur terkait dengan interkoneksi Kalimantan Utara dan Sabah (Malaysia) masih bersifat indikatif.
Selama periode 2025-2034, direncanakan pengembangan jaringan transmisi seperti ditampilkan dalam Tabel A15.12 hingga Tabel A15.14.

Tabel A15.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	226	160,4	2	362,8	-	-	-	2	164	89,8	1.007
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV	-	-	-	-	-	-	840	-	-	-	840
Total	**226**	**160,4**	**2**	**362,8**	**-**	**-**	**840**	**2**	**164**	**89,8**	**1.847**

Tabel A15.13. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Transmisi Skenario ARED (kms)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	226	160,4	2	362,8	-	-	-	2	164	89,8	1.007
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV	-	-	-	-	-	-	840	-	-	-	840
Total	**226**	**160,4**	**2**	**362,8**	**-**	**-**	**840**	**2**	**164**	**89,8**	**1.847**

Tabel A15.14. Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						Skenario Base	Skenario ARED	
1	Tanjung Selor	Tidang Pale	150 kV	New, 2 cct, SUTT	226	2025	2025	Konstruksi
2	Sekatak	Inc 2 phi (Tanjung Selor – Tidung Pale)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2026	2026	*Committed*
3	Sekatak	Landing Point Apas Payau	150 kV	New, 2 cct, SUTT	112	2026	2026	*Committed*
4	Landing Point Apas Payau	Landing Point Juata	150 kV	New, 2 cct, SKLT	4.4	2026	2026	*Committed*
5	Landing Point Juata	Tarakan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2026	2026	*Committed*
6	Inc 2 Phi (L.Point Juata - Tarakan)	PLTMG Tarakan	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2027	2027	Rencana
7	Landing Point Tinabasan	Landing Point Nunukan	150 kV	New, 2 cct, SKLT	8.8	2028	2028	Rencana
8	Malinau	Landing Point Tinabasan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	342	2028	2028	Rencana
9	Landing Point Nunukan	Nunukan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	12	2028	2028	Rencana
10	Kalseltengtimra-3 (PLTS+BESS) 150 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2029	Rencana
11	GITET Kaltara	GITET TJ. Selor	500 kV	New, 2 cct, SUTET	80	2031	2031	Rencana
12	GITET TJ. Selor	GITET Embalut	500 kV	New, 2 cct, SUTET	760	2031	2031	Rencana
13	PLTA Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar 300 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana
14	PLTA Kalseltengtimra	GI Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						Skenario Base	Skenario ARED	
	(Kuota) Tersebar 200 MW	Sistem Kalseltengtimra						
15	Sebuku	Inc 2 phi (Malinau - Nunukan)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2032	2032	Rencana
16	PLTA Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar 200 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	-	2032	Rencana
17	Sei Menggaris	Tidang Pale	150 kV	New, 2 cct, SUTT	164	2033	2033	Rencana
18	PLTA Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar 200 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	-	2034	Rencana
19	Sei Menggaris	Landing Point Sei Menggaris	150 kV	New, 2 cct, SUTT	69	2034	2034	Rencana
20	Landing Point Seimenggaris	Landing Point Nunukan 2	150 kV	New, 2 cct, SKLT	8.8	2034	2034	Rencana
21	GITET Tanjung Selor	Sabah	275 kV	New, 2 cct, SUTET	464*	2034	2034	Rencana
22	Landing Point Nunukan 2	Nunukan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	12	2034	2034	Rencana
23	PLTS Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2034	Rencana
24	PLTA Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar 400 MW	GI Eksisting/Baru Sistem Kalseltengtimra	500 kV	New, 2 cct, SUTET	20*	2032	-	Rencana
	Jumlah				1.847			

*Panjang transmisi masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pembangunan GI di Kalimantan Utara bertujuan untuk menyalurkan daya dari pembangkit non-BBM ke beban sistem yang masih dilayani dari PLTD, menjangkau sistem *isolated* kecil agar bisa mendapat pasokan yang lebih andal dan lebih murah. Pengembangan GI ini merupakan bagian dari rencana pengembangan sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Utara.
Jumlah GI 150 kV yang akan dibangun dalam periode 2025-2034, seperti diperlihatkan pada Tabel A15.15 hingga A15.17.

Tabel A15.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV	-	150	-	60	-	-	-	-	60	-	270
500 kV	-	-	-	-	-	-	500	-	-	-	500
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**-**	**150**	**-**	**60**	**-**	**-**	**500**	**-**	**60**	**-**	**770**

Tabel A15.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV	-	150	-	60	-	-	-	-	60	-	270
500 kV	-	-	-	-	-	-	500	-	-	-	500
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**-**	**150**	**-**	**60**	**-**	**-**	**500**	**-**	**60**	**-**	**770**

Tabel A15.17. Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ *Ext*/ *Upr*	Kapasitas (MVA/ Bay/ Dia)	Skenario COD		Status
					RE *Base*	ARED	
1	Sekatak	150/20 kV	*New*	30	2026	2026	*Committed*
2	Tarakan	150/20 kV	*New*	120	2026	2026	*Committed*
3	Malinau (Arah Nunukan)	150 kV	*Ext LB*	2LB	2028	2028	Rencana
4	Nunukan	150/20 kV	*New*	60	2028	2028	Rencana
5	GITET Kaltara	500 kV	*New*	4LB	2031	2031	Rencana
6	GITET Tj. Selor	500 kV	*New*	500	2031	2031	Rencana
7	Sebuku	150/20 kV	*New*	30*	2032	2032	Rencana
8	Tidang Pale/Tana Tidung (arah Seimenggaris)	150 kV	*Ext LB*	2LB	2033	2033	Rencana
9	Seimenggaris (Trafo Relokasi)	150/20 kV	*New*	10*	2033	2033	Rencana
10	Tarakan	150/20 kV	*Ext*	60	2033	2033	Rencana
11	GITET Tj. Selor (Arah Sabah)	275 kV	*New*	2LB**	2034	2034	Rencana
12	GITET Tj. Selor	500/275 KV	*Ext*	500**	2034	2034	Rencana
	Jumlah			770			

**Infrastruktur masih perkiraan sebelum ada hasil kajian

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, direncanakan juga pembangunan jaringan distribusi. Pengembangan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi. Proyeksi kebutuhan jaringan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) sampai tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel A15.18.

Tabel A15.18. Rencana Pengembangan Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Jaringan TM	kms	127	128	130	132	135
Jaringan TR	kms	54	54	54	54	54
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	6	6	6	6	5
Tambahan Pelanggan		4.702	4.627	4.585	4.553	4.534

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Jaringan TM	kms	138	142	145	149	134
Jaringan TR	kms	54	55	56	56	50
Kapasitas trafo gardu distribusi	MVA	5	6	6	6	5
Tambahan Pelanggan		4.529	4.523	4.540	4.550	4.565

Program Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokus utamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.

Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Kalimantan Utara seperti pada Tabel A15.19

Tabel A15.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Kalimantan Utara

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	2,03	1,49	0,85
Panjang JTM	kms	314,51	60,03	286,46
Panjang JTR	kms	271,51	37,62	169,61
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	5,45	0,65	3,43
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	97	12	63

Kondisi pemukiman desa yang tersebar hingga perbatasan negara membuat akses transportasi yang ada menjadi terbatas. Belum tersedianya infrastruktur di beberapa desa, merupakan salah satu kendala besar yang dialami di Provinsi Kalimantan Utara.
Seiring dengan rencana pengembangan distribusi di atas, juga direncanakan pengembangan listrik perdesaan baik dengan pengembangan jaringan maupun dengan penambahan pembangkit sebagaimana ditunjukkan pada Tabel A15.19. Kapasitas pembangkit yang tercantum merupakan kapasitas PLTS, sedangkan kapasitas baterai disesuaikan dengan beban yang ada.
Listrik perdesaan Provinsi Kalimantan Utara adalah program PLN untuk mempercepat Rasio Desa Berlistrik PLN 100%. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah desa berlistrik PLN, namun juga meningkatkan rasio elektrifikasi dengan penambahan pelanggan yang nantinya akan tersambung. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program Listrik Perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan dengan pemanfaatan EBT.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Kalimantan Utara sebesar 100 % dengan RDB PLN 75,73 %. Masih terdapat sejumlah 92 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 25 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Kalimantan Utara sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99 % dengan RE PLN sebesar 98,27 %.
Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada Tabel A.15.20.

Tabel A15.20. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Kalimantan Utara

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah Tangga	1.884	326	8

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Kalimantan Utara sebagai berikut:

Tabel A15.21. Target RDB dan RE PLN Provinsi Kalimantan Utara

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	75,73	82,57	95,23	100
RE PLN (%)	98,27	98,52	99,01	100

A15.4 SISTEM TENAGA LISTRIK DAN *ISOLATED* KALIMANTAN UTARA

Sistem Tenaga Listrik Daerah Terpencil

Sistem tenaga listrik skala sangat kecil di daerah terpencil yang sangat jauh dari pusat beban, saat ini direncanakan akan dilengkapi dengan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), termasuk melalui kerja sama dengan Pemerintah Daerah. Untuk daerah-daerah yang memiliki potensi tenaga mini hidro, dapat dikembangkan menjadi PLTMH dengan melibatkan Pemerintah Daerah serta pihak IPP untuk pembangunannya.

Sistem Tenaga Listrik Daerah Perbatasan

Terdapat dua kabupaten di Kalimantan Utara yang berbatasan langsung dengan Sabah, Malaysia yaitu Kabupaten Nunukan dan Kabupaten Malinau. Sebagian besar penduduk di kedua daerah tersebut masih belum menikmati aliran listrik dari PLN. Untuk memperluas elektrifikasi di dua kabupaten tersebut, PLN akan meningkatkan kapasitas PLTMG dengan memanfaatkan gas alam yang ada di Sembakung/Sebaung di daratan Kalimantan Utara. Selanjutnya listrik yang dibangkitkan akan disalurkan ke Nunukan dan Sebatik melalui jaringan kabel laut 20 kV. PLN juga tengah berupaya untuk mendapatkan pasokan gas alam termasuk gas skala kecil, untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik setempat guna menggantikan penggunaan BBM dan penambahan pelanggan.

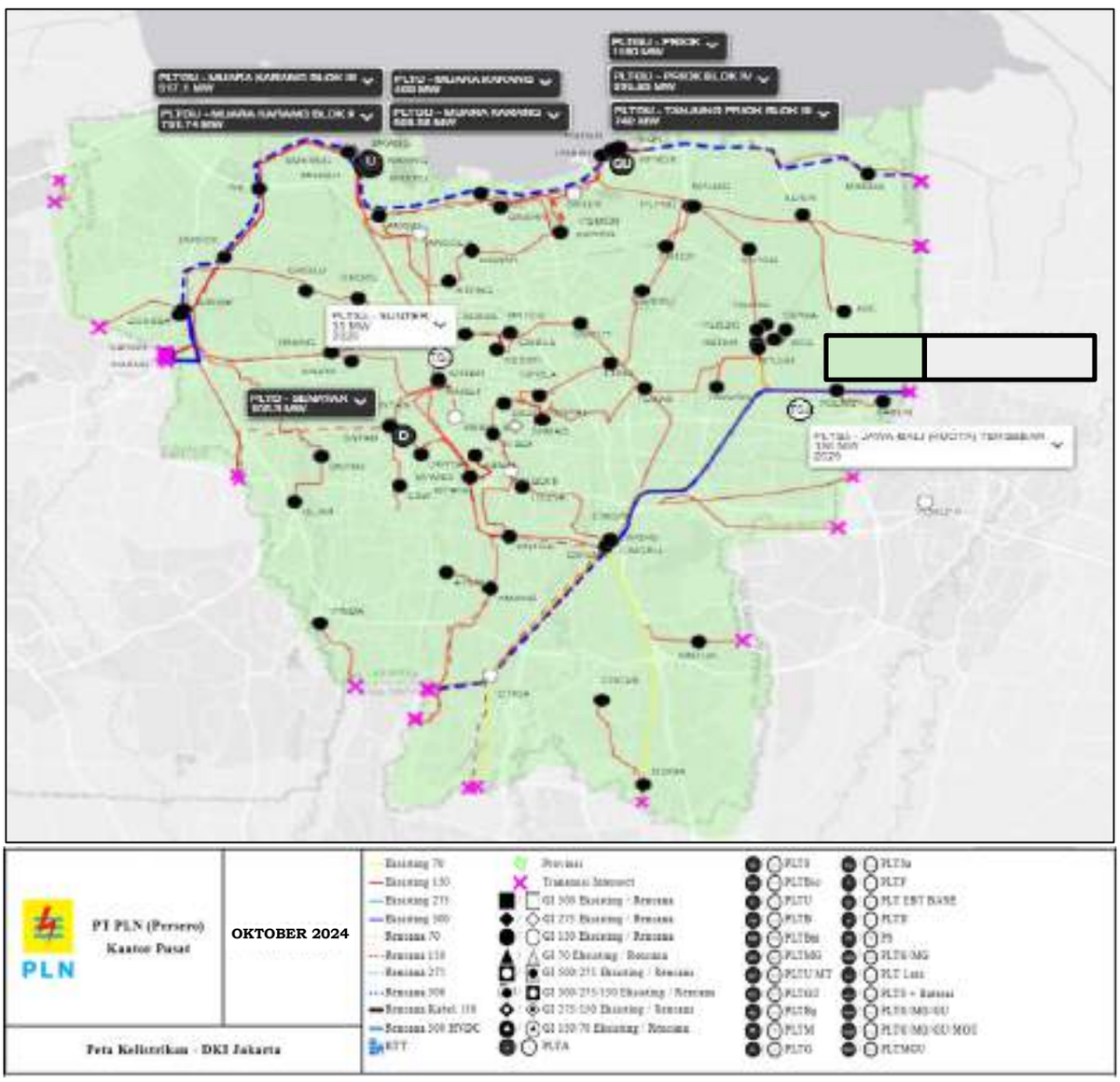
LAMPIRAN B
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI WILAYAH OPERASI JAWA, MADURA DAN BALI

B 1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA (DKI) JAKARTA
B 2. PROVINSI BANTEN
B 3. PROVINSI JAWA BARAT
B 4. PROVINSI JAWA TENGAH
B 5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA (DIY)
B 6. PROVINSI JAWA TIMUR
B 7. PROVINSI BALI

LAMPIRAN B.1
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero)
DI PROVINSI DKI JAKARTA

B1.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi DKI Jakarta (termasuk Kepulauan Seribu) tertinggi tahun 2024 sekitar 5.917 MW yang tercapai di bulan Oktober 2024. Kondisi saat ini mulai berkembang *distributed generation* seperti pelanggan membangun pembangkit sendiri yaitu PLTS Atap (*Rooftop PV*) di provinsi DKI Jakarta. Pasokan pembangkit yang terhubung di *grid* 150 kV adalah sekitar 4.200 MW yaitu PLTGU/PLTU Muara Karang, PLTGU/PLTG Tanjung Priok dan PLTD Senayan. Selain itu, terdapat PLTGU Jawa-2 (880 MW) yang terhubung di *grid* 500 kV.



Gambar B1.1. Peta Sistem tenaga listrik di Provinsi DKI Jakarta

Peta sistem tenaga listrik DKI Jakarta ditunjukkan pada Gambar B1.1. Pasokan Provinsi DKI Jakarta dari *grid* 500 kV melalui 8 GITET, yaitu Gandul, Kembangan, Duri Kosambi, Cawang, Priok, Bekasi, Cibinong dan Depok dengan kapasitas 11.000 MVA. Secara sistem tenaga listrik di Provinsi DKI Jakarta terdapat 7 sub sistem yaitu:

- Sub sistem Muarakarang 1,2 – Durikosambi 1,2 – Cawang 2,3 – Depok 1 yang memasok wilayah Jakarta Selatan, Jakarta Barat dan Jakarta Pusat;
- Sub sistem Priok – Bekasi 2,4 – Cawang 1 yang memasok wilayah Jakarta Utara, Jakarta Pusat, Jakarta Timur dan sebagian Bekasi;
- Sub sistem Bekasi 1,3 – Cibinong 3 yang berada di Jawa Barat, memasok wilayah Jakarta Timur;
- Sub sistem Pratu – Salak – Cibinong 1,2 – Depok 2;
- Sub sistem Gandul 1,3 yang memasok wilayah Jakarta Selatan;
- Sub sistem Gandul 2,4 yang memasok wilayah Jakarta Selatan;
- Sub sistem Lontar – Balaraja 1,2 – Kembangan yang memasok sebagian kecil Jakarta Barat dan Jakarta Selatan, serta sebagian besar Provinsi Banten.

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2015-2024 per sektor pelanggan di Provinsi DKI Jakarta ditunjukkan pada Tabel B1.1 dan Tabel B1.2.

Tabel B1.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	12.324	12.663	12.706	13.199	13.995	14.605	14.725	14,824	15.645	16.051
2	Bisnis	11.209	10.983	11.817	12.170	12.684	10.986	10.995	12,539	14.002	14.384
3	Publik	2.738	2.672	2.799	2.901	3.079	2.772	2.806	3,075	3.349	3.436
4	Industri	4.234	4.976	4.322	4.509	4.349	3.832	4.184	4,140	3.997	4.101
Jumlah		30.506	31.294	31.643	32.779	34.108	32.195	32.709	34.578	36.992	37.972
Pertumbuhan (%)		0,2	2,6	1,1	3,6	4,1	(5,6)	1,6	5,7	7,0	2,7

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Tabel B1.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	3.494	3.668	3.856	4.040	4.220	4.383	4.533	4,671	4.847	4.936
2	Bisnis	269	277	288	292	299	307	315	324	307	312
3	Publik	51	53	55	57	59	60	61	64	66	67
4	Industri	6,44	6,38	6,27	6,13	5,92	5,91	5,91	5,84	5,74	5,83
Jumlah		3.821	4.005	4.205	4.395	4.584	4.755	4.916	5.064	5.225	5.320
Pertumbuhan (%)		6,6	4,8	5,0	4,5	4,3	3,7	3,4	3,0	3,2	1,8

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Sedangkan rincian (jenis, kapasitas dan daya mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B1.3.

Tabel B1.3. Rekap Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Jenis Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTD	Jawa Bali	6	105	102	102
PLTGU	Jawa Bali	7	4.614	4.254	4.129
PLTU	Jawa Bali	2	400	324	324
Jumlah		15	5.119	4.681	4.555

Semakin menurunnya pasokan gas pipa dan untuk mempertahankan pasokan tenaga listrik ditahun mendatang maka diperlukan adanya sumber-sumber gas

baru termasuk pembangunan FSRU baru untuk PLTGU Muarakarang dan Priok yang ada di Provinsi DKI Jakarta.

Untuk gardu induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B1.4, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel B1.5.

Tabel B1.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk Eksisting (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Abadi Guna Papan	150/20	3	180
2	Ancol	150/20	3	180
3	Angke	150/20	4	240
4	Antasari	150/20	3	180
5	Bintaro	150/20	3	180
6	Bintaro 2/ Pondok Aren	150/20	3	180
7	Budi Kemuliaan	150/20	3	180
8	Cawang	150/20	4	240
9	Cawang	500/150	3	1.500
10	Cawang Baru	150/20	1	60
11	Cengkareng	150/20	5	300
12	Cipinang	150/20	3	180
13	Cipinang 2 / Rawamangun	150/20	2	120
14	CSW	150/20	2	120
15	Daan Mogot	150/20	3	180
16	Danayasa	150/20	3	180
17	Dukuh Atas	150/20	3	180
18	Duren Tiga	150/20	3	180
19	Duri Kosambi	150/20	5	300
20	Gambir Baru	150/20	4	240
21	Gambir Lama	150/20	3	180
22	Gandaria	150/20	2	120
23	Gandaria 2 / Ciracas	150/20	2	120
24	Gandul	150/20	4	240
25	Gandul	500/150	4	2.000
26	Gedung Pola	150/20	3	180
27	Grogol	150/20	3	180
28	Grogol 2	150/20	2	120
29	Gunung Sahari	150/20	2	120
30	Harapan Indah	150/20	3	180
31	Jatirangon	150/20	5	300
32	Jatirangon 2 / Cibubur	150/20	3	180
33	Jatiwaringin	150/20	2	120
34	JGC	150/20	3	180
35	Kandang Sapi	150/20	3	180
36	Karet Baru	150/20	3	180
37	Karet Lama	150/20	3	180
38	Kebon Jeruk	150/20	3	180
39	Kebon Sirih	150/20	2	120
40	Kebon Sirih 2 /Cempaka Putih	150/20	2	120
41	Kelapa Gading	150/20	3	180
42	Kemang	150/20	3	180
43	Kemayoran	150/20	4	240

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
44	Kemayoran 2 / Pademangan	150/20	1	60
45	Kembangan	150/20	3	180
46	Kembangan	500/150	2	1.000
47	Ketapang	150/20	3	180
48	Mampang Baru	150/20	3	180
49	Mampang Dua	150/20	1	60
50	Mangga Besar	150/20	3	180
51	Manggarai	150/20	3	180
52	Marunda	150/20	3	180
53	Miniatur	150/20	3	180
54	Muara Karang Baru	150/20	3	180
55	New Senayan	150/20	3	180
56	Pegangsaan	150/20	3	180
57	Penggilingan	150/20	3	180
58	Penggilingan 2 / Rawa Kuning	150/20	2	180
59	Petukangan	150/20	4	240
60	PIK	150/20	3	180
61	PLTD Senayan	150/20	2	120
62	Plumpang	150/20	4	240
63	Pondok Indah	150/20	3	180
64	Pondok Indah 2 / Cirendeu	150/20	2	120
65	Pondok Kelapa	150/20	3	180
66	Priok Timur	150/20	2	120
67	Priok Timur	500/150	2	1.000
68	Pulogadung	150/20	5	300
69	Pulogadung 2 / Rawa Terate	150/20	2	120
70	Pulomas	150/20	3	180
71	Senayan	150/20	3	180
72	Senayan III / Ulujami	150/20	1	60
73	Setia Budi	150/20	3	180
74	Sunter	150/20	2	120
75	Taman Rasuna	150/20	3	180
76	Tanah Tinggi	150/20	3	180
77	Tomang	150/20	2	120
78	Duren Tiga II / Ragunan	150/20	1	60
79	Gambir Lama II / Menteng	150/20	2	120
80	Kembangan II /Metland	150/20	1	60
81	Duri Kosambi	500/150	2	1.000
Total			227	19.400

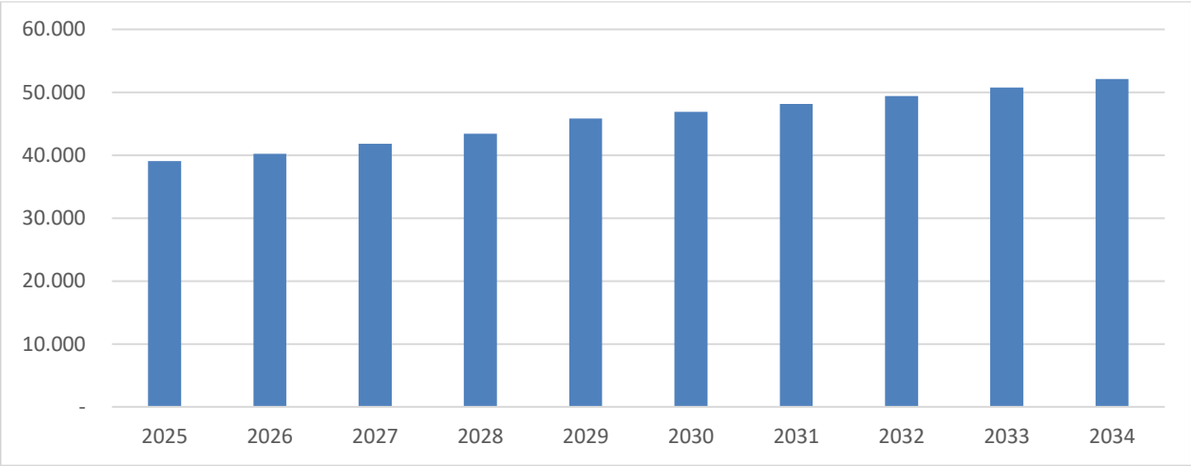
Tabel B1.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2015**	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	21.466	14.569	15.430	16.500	17.384	18.099	18.333	18.398	18.540	18.631
JTR (kms)	32.789	28.315	28.234	36.207	36.885	37.547	38.167	38.265	38.913	39.177
Gardu Distribusi (MVA)	9.209	7.115	7.033	7.506	7.630	7.728	7.760	7.784	7.823	7.906

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024
** Realisasi Dist. Jakarta Raya & Tangerang

B1.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi dimasa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2025 – 2034 diberikan pada Tabel B1.6, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 3,2% seperti ditunjukkan pada Gambar B1.2, sedangkan proyeksi jumlah pelanggan ditunjukkan pada Tabel B1.7. Tingginya proyeksi penjualan ini dipengaruhi oleh besarnya potensi daya sambung calon pelanggan *data center* di wilayah DKI Jakarta khususnya pada 2027-2029.



Gambar B1.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

Tabel B1.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	16.476	16.872	17.178	17.477	17.769	18.059	18.348	18.640	18.936	19.235
2	Bisnis	14.842	15.418	16.507	17.593	19.458	20.026	20.764	21.487	22.300	23.115
3	Publik	3.527	3.611	3.766	3.925	4.088	4.257	4.430	4.609	4.794	4.984
4	Industri	4.210	4.311	4.377	4.441	4.500	4.559	4.618	4.676	4.733	4.789
Jumlah		39.055	40.212	41.827	43.436	45.816	46.901	48.161	49.412	50.762	52.124
Pertumbuhan (%)		2,85	2,96	4,02	3,84	5,48	2,37	2,69	2,60	2,73	2,68

Tabel B1.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	4.986	5.036	5.086	5.135	5.183	5.231	5.281	5.334	5.390	5.450
2	Bisnis	315	318	322	326	331	335	341	346	353	360
3	Publik	67	68	68	69	70	70	71	72	72	73
4	Industri	5,9	6,0	6,1	6,1	6,2	6,3	6,3	6,4	6,5	6,5
Jumlah		5.374	5.428	5.483	5.536	5.590	5.643	5.699	5.758	5.822	5.890
Pertumbuhan (%)		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,2

Tabel B1.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	2,9	39.055	41.666	5.871	5.374.288
2026	3,0	40.212	42.845	6.037	5.428.374
2027	4,0	41.827	44.533	6.274	5.482.669

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2028	3,8	43.436	46.203	6.508	5.536.365
2029	5,5	45.816	48.692	6.858	5.589.601
2030	2,4	46.901	50.335	7.089	5.643.203
2031	2,7	48.161	52.201	7.350	5.698.994
2032	2,6	49.412	54.094	7.616	5.758.334
2033	2,7	50.762	56.134	7.902	5.821.787
2034	2,7	52.124	58.114	8.180	5.889.834
Pertumbuhan (%)	3,2	3,2	3,7	3,7	1,0

Dengan berkembangnya *distributed generation* seperti pelanggan membangun pembangkit sendiri yaitu PLTS Atap (*Rooftop PV*) akan berdampak pada turunnya beban siang di Provinsi DKI Jakarta. Proyeksi kebutuhan listrik pada Tabel B1.8 di atas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi DKI Jakarta. Untuk melayani kebutuhan potensi pelanggan besar tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

B1.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut:

Potensi Sumber Energi

Berdasarkan RUKN, Provinsi DKI Jakarta memiliki potensi sumber energi yang terdiri dari bioenergi sekitar 53 MW, energi surya sekitar 40 GW dan bayu 4 MW. Tidak ada potensi gas bumi, sehingga untuk memenuhi pasokan gas pembangkit di Jakarta saat beban puncak, PLN memanfaatkan pengoperasian FSRU LNG milik PT Nusantara Regas dengan kapasitas hingga 400 BBTUD.

Pembangkit listrik berbahan bakar gas di Provinsi DKI Jakarta adalah PLTGU Muara Karang dan PLTGU Priok. Pembangkit di Jakarta merupakan pembangkit *must run* yang harus selalu dioperasikan karena lokasinya yang sangat strategis sehingga diharapkan dapat menjaga keandalan pasokan listrik di DKI Jakarta. Selain itu, terdapat pembangkit di pusat beban Jakarta, yaitu PLTD Senayan 100 MW yang sangat strategis dan berfungsi untuk meningkatkan keandalan pasokan sistem *Mass Rapid Transit* (MRT) sebagai *back up* pasokan dari GI CSW dan GI Pondok Indah serta memenuhi kebutuhan pembangkit *blackstart*.
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi DKI Jakarta.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan kapasitas pembangkit di Sistem Jakarta sendiri sebesar 185 MW seperti dalam Tabel B1.10 dimana direncanakan pengembangan PLTSa untuk pemenuhan kebutuhan energi di Sistem Jawa Bali melalui pemanfaatan energi yang ramah lingkungan yang diharapkan dapat berperan serta dalam menurunkan tingkat emisi CO_2.

Tabel B1.9.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
IPP											

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
PLTSa	-	-	-	35	150	-	-	-	-	-	185
Jumlah	-	-	-	35	150	-	-	-	-	-	185

Tabel B1.9.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
IPP											
PLTSa	-	-	-	35	150	-	-	-	-	-	185
Jumlah	-	-	-	35	150	-	-	-	-	-	185

Tabel B1.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD RE *Base*	COD ARED	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTSa	Sunter	35	2028	2028	Pendanaan	IPP
2	Jawa Bali	PLTSa	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	150	2029	2029	Rencana	IPP
Jumlah				185				

Catatan :
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya sesuai dengan neraca daya skenario RE *base* dan ARED, termasuk program strategis pendukung ARED seperti *Green Enabling Transmission, Smart Grid, Smart Control System, Flexible Generation, co-firing, Carbon Capture Storage/ Carbon Capture Utilization Storage, Battery Energy Storage System (BESS)*, atau program pengurangan emisi lainnya.

Rencana pengembangan SUTET 500 kV bertujuan untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone* dan menurunkan BPP. Rencana pengembangan SUTT/SKTT 150 kV bertujuan untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Rincian rencana pembangunan jaringan transmisi di Provinsi DKI Jakarta tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel pembangunan jaringan transmisi B1.12.

Dalam rangka peningkatan keandalan dan efektivitas operasi transmisi eksisting khususnya kabel minyak, akan dilakukan asesmen untuk menentukan kelayakan penggantian kabel minyak menjadi kabel XLPE. Asesmen yang dilakukan meliputi beberapa aspek, yaitu tingkat *security* sistem, data statistik historikal gangguan, kondisi *health index asset* dan peningkatan kapasitas. Selanjutnya berdasarkan hasil asesmen tersebut menjadi dasar dilaksanakannya/tidak dilaksanakannya penggantian kabel minyak.

Program-program terkait manajemen aset yang meliputi rekondisi GI, penggantian peralatan baik Material Transmisi Utama (MTU), konduktor transmisi beserta peralatan pendukungnya, dimana program tersebut tidak signifikan meningkatkan kapasitas, tidak mengubah konfigurasi eksisting, atau tidak menambah aset, maka merupakan kebijakan yang tidak tercantum dalam daftar proyek GI dan transmisi di dalam RUPTL.

Tabel B1.11.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500 kV	30	44	20	-		-	-	-	-	-	94
275 kV	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	20

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	128	30	116	6		-	-	18	10	3	312
Total	158	74	136	26	-	-	-	18	10	3	426

Tabel B1.11.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500 kV	30	44	20	-		-	-	-	-	-	94
275 kV	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	20
150 kV	128	30	116	6		-	-	18	10	3	312
Total	158	74	136	26	-	-	-	18	10	3	426

Tabel B1.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Gandul II / Pamulang	Inc. (Serpong - Petukangan | Bintaro)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	80	2025	2025	Pengadaan
2	Budi Kemuliaan	Kebon Sirih	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4	2025	2025	Pengadaan
3	Muara Karang Lama	Budi Kemuliaan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	24	2025	2025	Pengadaan
4	Kebon Jeruk	Duri Kosambi	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2025	2025	Pengadaan
5	Priok	Muara Tawar	500 kV	New, 2 cct, SUTET	30	2025	2025	Konstruksi
6	Setiabudi II / Casablanca	Inc. (Cawang - Abadi Guna Papan | Taman Rasuna)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	4	2026	2026	Rencana
7	Manggarai	Dukuh Atas	150 kV	New, 1 cct, SKTT	3	2026	2026	Rencana
8	Cawang Lama	Tx. Cawang Lama	150 kV	New, 2 cct, SUTT	9,1	2026	2026	Konstruksi
9	Duren Tiga II / Ragunan	Tx. Ragunan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6	2026	2026	Konstruksi
10	Tx Cawang Lama	Tx. Ragunan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	3,6	2026	2026	Rencana
11	Danayasa	Abadi Guna Papan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4	2026	2026	Rencana
12	Cawang Baru	Gandul	500 kV	New, 2 cct, SKTET	44	2026	2026	Rencana
13	Ancol II / Pinangsia	Angke	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2027	2027	Rencana
14	Gambir Lama II	Inc. (Kebon Sirih - Gambir Lama)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	1	2027	2027	Rencana
15	Angke	Ancol	150 kV	New, 2 cct, SKTT	11,8	2027	2027	Rencana
16	Ancol	Kemayoran	150 kV	New, 2 cct, SKTT	9,6	2027	2027	Rencana
17	Kemayoran	Tx. Kemayoran	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2027	2027	Rencana
18	Muara Karang Lama	Duri Kosambi	150 kV	New, 2 cct, SKTT	38	2027	2027	Rencana
19	Petukangan	PLTD Senayan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	19	2027	2027	Rencana
20	Manggarai	Gedung Pola	150 kV	New, 1 cct, SKTT	3,5	2027	2027	Rencana
21	Duri Kosambi	Kembangan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	13,6	2027	2027	Rencana

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
22	Priok	Muara karang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	20	2027	2027	Rencana
23	Mampang Baru II	Inc. (Mampang - Karet Lama)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	6,4	2028	2028	Rencana
24	PLTSA Sunter	Kemayoran	150 kV	New, 1 cct, SUTT	3*	2028	2028	Rencana
25	Rasuna Said	Cawang	275 kV	New, 2 cct, SKTET	20	2028	2028	Rencana
26	Citra Garden	Kapuk / PIK	150 kV	New, 2 cct, SUTT	18	2032	2032	Rencana
27	Taman Rasuna II / Benhil	Karet Lama	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2033	2033	Rencana
28	Semanggi Barat II / Petamburan	Karet Lama	150 kV	New, 2 cct, SKTT	3	2034	2034	Rencana
29	PLTSa DKI Jakarta (Kuota) Tersebar 1	DKI Jakarta Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2029	2029	Rencana
30	PLTSa DKI Jakarta (Kuota) Tersebar 1	DKI Jakarta Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2029	2029	Rencana
31	PLTSa DKI Jakarta (Kuota) Tersebar 1	DKI Jakarta Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2029	2029	Rencana
32	Pondok Kelapa II	Inc. (Pondok Kelapa - Jatiwaringin)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2026	2026	Pengadaan
Total					426			

* Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan, belum ada kepastian lokasi

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET 500 kV bertujuan untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan evakuasi daya ke sistem tegangan tinggi. Rencana pengembangan GI 150 kV bertujuan untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Rincian rencana pembangunan gardu induk di Provinsi DKI Jakarta tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel B1.14.

Tabel B1.13.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	-	-	2.000	-	-	-	-	-	-	-	2.000
500/275 kV	-	-	-	1.000	-	-	-	-	-	-	1.000
275/150 kV	-	-	-	1.000	-	-	-	-	-	-	1.000
150/20 kV	180	240	240	300	60	-	60	180	420	360	1980
Total	180	240	2.240	2.300	60	-	60	180	420	360	5.980

Tabel B1.13.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	-	-	2.000	-	-	-	-	-	-	-	2.000
500/275 kV	-	-	-	1.000	-	-	-	-	-	-	1.000
275/150 kV	-	-	-	1.000	-	-	-	-	-	-	1.000
150/20 kV	180	240	240	300	60	-	60	180	420	360	1980

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Total	180	240	2.240	2.300	60	-	60	180	420	360	5.980

Tabel B1.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Gandul II / Pamulang	150/20 kV	New	120	2025	2025	Pengadaan
2	Muara Tawar	500 kV	Ext	-	2025	2025	Konstruksi
3	Budi Kemuliaan	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Pengadaan
4	Muara Karang Lama	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Rencana
5	Marunda	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
6	Senayan III / Ulujami	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana
7	Setiabudi II / Casablanca	150/20 kV	New	120	2026	2026	Rencana
8	Dukuh Atas	150 kV	Ext	1 LB	2026	2026	Rencana
9	Manggarai	150 kV	Ext	1 LB	2026	2026	Rencana
10	Gandul	500 kV	Ext	1 Dia	2026	2026	Rencana
11	Cawang Lama	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
12	Cawang Lama	150 kV	Ext	-	2026	2026	Rencana
13	Abadi Guna Papan	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
14	Angke	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
15	Ancol II / Pinangsia	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
16	Duren Tiga II / Ragunan	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Konstruksi
17	Duri Kosambi	500/150 kV	Ext	500	2027	2027	Rencana
18	Duri Kosambi	500/150 kV	Ext	500	2027	2027	Rencana
19	Duri Kosambi	150 kV	Ext	-	2027	2027	Rencana
20	Kapuk / PIK	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Konstruksi
21	Gambir Lama II	150 kV	Ext	1 LB	2027	2027	Rencana
22	Karet Lama	150 kV	Ext	1 LB	2027	2027	Rencana
23	Muara Karang Lama	150 kV	New	1 LB	2027	2027	Rencana
24	Muara Karang New	150/20 kV	New	60	2027	2027	Konstruksi
25	PLTD Senayan	150 kV	Ext	1 Dia	2027	2027	Rencana
26	Gedung Pola	150 kV	Ext	1 LB	2027	2027	Rencana
27	Manggarai	150 kV	Ext	1 LB	2027	2027	Rencana
28	Cawang Baru	500/150 kV	Ext	1000	2027	2027	Rencana
29	Duri Kosambi	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
30	Kembangan	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
31	Kemayoran	150 kV	Ext	1 LB	2028	2028	Rencana
32	PLTSA Sunter	150 kV	New	1 LB*	2028	2028	Rencana
33	Pondok Indah II / Cirendeu	150/20 kV	Ext	120	2028	2028	Rencana
34	Cawang	500 kV	Ext	2 Dia	2028	2028	Rencana
35	Cawang	275 kV	New	2 Dia	2028	2028	Rencana
36	Rasuna Said	275/150 kV	New	1000	2028	2028	Rencana
37	Rasuna Said	150/20 kV	New	60	2028	2028	Rencana
38	Cawang	500/275 kV	Ext	1000	2028	2028	Rencana
39	Harapan Indah	150/20 kV	Ext	60	2029	2029	Rencana
40	Bintaro	150/20 kV	Ext	60	2031	2031	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
41	Kapuk / PIK	150 kV	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
42	Citra Garden	150/20 kV	New	60	2032	2032	Rencana
43	Kembangan II / Metland Cyber City	150/20 kV	Ext	60	2032	2032	Rencana
44	Gambir Baru	150/20 kV	Ext	60	2033	2033	Rencana
45	Gambir Lama II	150/20 kV	Ext	60	2033	2033	Rencana
46	Grogol II / Kedaung	150/20 kV	Ext	120	2033	2033	Rencana
47	Kandang Sapi	150/20 kV	Ext	60	2033	2033	Rencana
48	Tomang	150 kV	Ext	1 LB	2033	2033	Rencana
49	Tomang	150 kV	Ext	1 LB	2033	2033	Rencana
50	Plumpang	150 kV	Upr	2 LB	2033	2033	Rencana
51	Pulo Gadung II	150/20 kV	Ext	60	2033	2033	Rencana
52	Karet Lama	150 kV	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
53	Taman Rasuna II / Benhil	150/20 kV	New	60	2033	2033	Rencana
54	Gandaria II / Jl. Raya Bogor	150/20 kV	Ext	60	2034	2034	Rencana
55	Mangga Besar	150/20 kV	Ext	60	2034	2034	Rencana
56	Karet Lama	150 kV	Ext	2 LB	2034	2034	Rencana
57	Semanggi Barat II / Petamburan	150/20 kV	New	120	2034	2034	Rencana
58	DKI Jakarta Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2029	2029	Rencana
59	DKI Jakarta Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2029	2029	Rencana
60	DKI Jakarta Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2029	2029	Rencana
61	Pondok Kelapa II	150/20 kV	New	60	2026	2026	Konstruksi
62	Mampang Baru II	150/20 kV	New	120	2028	2028	Rencana
63	Ancol	150/20 kV	Ext	60	2032	2032	Rencana
64	Kuningan	150/20 kV	Ext	120	2034	2034	Rencana
Total				5.980			

* Kebutuhan infrastruktur Gardu Induk terkait pembangkit tersebar.

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel B1.9.

Tabel B1.15. Pengembangan Sistem Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	676	692	711	720	730
Panjang JTR	kms	159	158	158	155	153
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	87	87	88	87	86
Tambahan Pelanggan		54.059	54.086	54.295	53.696	53.236

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	752	800	871	954	1.050
Panjang JTR	kms	153	159	168	178	190

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	87	91	96	103	111
Tambahan Pelanggan		53.602	55.791	59.339	63.453	68.047

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional, yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Sistem Tenaga Listrik di Kepulauan Seribu

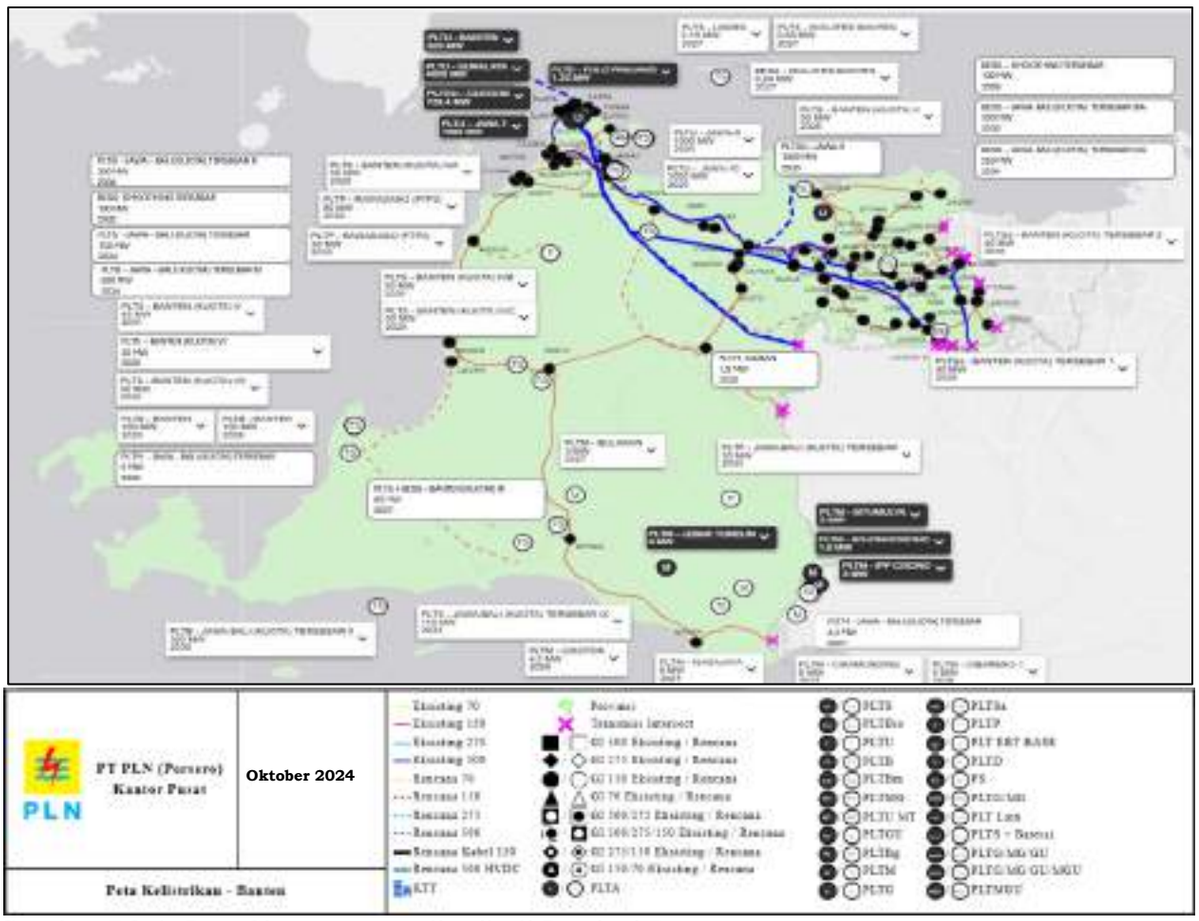
Saat ini Kepulauan Seribu telah memiliki sistem tenaga listrik eksisting berupa Saluran Kabel Laut Tegangan Menengah (SKLTM) dan Saluran Kabel Tegangan Menengah (SKTM). Aset yang dimiliki oleh pemerintah daerah DKI Jakarta yaitu Saluran Tegangan Menengah 87.015 ms, Gardu Distribusi 16 buah dan Gardu Hubung 4 buah. Aset yang dimiliki oleh PT. PLN (Persero) yaitu Saluran Kabel Laut Tegangan Menengah 5.400 ms, Saluran Kabel Tegangan Menengah 20.306 ms, Gardu Hubung 1 buah, Gardu Distribusi 7 buah, Saluran Rumah, kWh meter, dan PLTS dengan kapasitas 400 kWp.

Kondisi saat ini listrik disalurkan oleh PT PLN (Persero) dengan beberapa pulau wisata di Kepulauan Seribu masih ada yang dilistriki secara mandiri oleh pengelola resor. Sistem tenaga listrik eksisting perlu ditingkatkan keandalannya, untuk itu PT PLN (Persero) akan melakukan pengembangan sistem tenaga listrik di Kepulauan Seribu. Dalam rencana 2025-2034 akan dilakukan pengembangan kelistrikan pulau-pulau wisata atau resor di Kepulauan Seribu dengan memanfaatkan energi baru terbarukan berdasarkan hasil kajian potensi energi baru terbarukan di daerah tersebut.

LAMPIRAN B.2
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero)
DI PROVINSI BANTEN

B2.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Banten tertinggi pada tahun 2024 sekitar 4.143 MW yang tercapai pada bulan Februari 2024. Pasokan di Provinsi Banten terdiri dari pembangkit yang terkoneksi ke jaringan 150 kV sebesar 2.599 MW (PLTGU Cilegon, PLTU Labuan, dan PLTU Lontar) dan yang terkoneksi ke jaringan 500 kV sebesar 4.025 MW (PLTU Suralaya 1-8), 625 MW (PLTU LBE) dan 1.982 MW (PLTU Jawa-7 Unit 1-2).



Gambar B2.1. Peta Sistem tenaga listrik di Provinsi Banten

Pasokan provinsi Banten dari *grid* 500 kV adalah melalui 4 GITET, yaitu Suralaya, Cilegon, Balaraja dan Lengkong dengan kapasitas 5.000 MVA. Peta sistem tenaga listrik Banten ditunjukkan pada Gambar B2.1.
Secara sistem tenaga listrik Provinsi Banten terdiri atas 4 sub sistem yaitu:

- Sub sistem Suralaya memasok daerah industri Merak dan Salira.
- Sub sistem Cilegon 1,2,3 – PLTGU Cilegon – PLTU Labuan memasok Kabupaten Serang, Kota Cilegon, Kabupaten. Pandeglang dan Kabupaten Lebak.
- Sub sistem Balaraja 1,2 – Kembangan 1,2 – PLTU Lontar memasok Kabupaten/Kota Tangerang dan Tangerang Selatan.
- Sub sistem Balaraja 3,4 – Lengkong 1,2 memasok Kabupaten/Kota Tangerang dan Tangerang Selatan.

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2015-2024 per sektor pelanggan di Provinsi Banten ditunjukkan pada Tabel B2.1. dan Tabel B2.2.

Tabel B2.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	4.278	4.543	4.600	4.825	5.232	5.871	6.014	6.050	6.475	6.877
2	Bisnis	2.154	2.526	2.931	2.990	3.164	2.898	3.009	3.408	3.965	4.210
3	Publik	455	488	528	544	587	557	574	643	717	762
4	Industri	11.645	12.811	13.623	14.803	14.601	13.027	14.233	16.605	15.814	16.917
Jumlah		18.531	20.369	21.681	23.162	23.584	22.352	23.831	26.706	26.971	28.766
Pertumbuhan (%)		(3,5)	9,9	6,4	6,8	1,8	(5,2)	6,6	12,1	1,0	6,7

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Tabel B2.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	2.399	2.548	2.712	2.894	3.078	3.224	3.373	3.501	3.665	3.723
2	Bisnis	111	132	152	174	175	191	210	236	237	241
3	Publik	52	56	62	68	72	76	80	83	86	88
4	Industri	5,97	6,13	6,32	6,50	6,70	6,83	7,03	7,14	7,3	7,4
Jumlah		2.568	2.742	2.933	3.143	3.332	3.497	3.669	3.828	3.995	4.060
Pertumbuhan (%)		10,2	6,8	6,9	7,2	6,0	5,0	4,9	4,3	4,4	1,6

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Sedangkan rincian (jenis, kapasitas dan daya mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B2.3.

Tabel B2.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting

Pembangkit	Jumlah Unit	Sistem Tenaga Listrik	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTD	7	Jawa Bali	1,2	1,2	1,2
PLTGU	1	Jawa Bali	739	660	660
PLTU	14	Jawa Bali	5.885	5.467	4.890
Jumlah PLN	22		6.625	6.127	5.552
IPP					
PLTM	4	Jawa Bali	20,6	20,6	20,3
PLTU	3	Jawa Bali	2.607	2.607	2.578
Jumlah IPP	7		2.628	2.628	2.598
Jumlah	29		9.253	8.755	8.150

Semakin menurunnya pasokan gas pipa dan untuk mempertahankan pasokan tenaga listrik ditahun mendatang maka diperlukan adanya sumber-sumber gas baru termasuk pembangunan FSRU baru untuk PLTGU Cilegon yang ada di Provinsi Banten.

Untuk Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B2.4, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel B2.5.

Tabel B2.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk Eksisting (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Alam Sutera	150/20	3	180

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
2	Anyer	150/20	1	60
3	Asahimas	150/20	2	120
4	Balaraja	150/20	4	240
5	Balaraja	500/150	4	2.000
6	Bayah	150/20	1	60
7	BSD 1	150/20	2	120
8	Candra Asri	150/20	1	60
9	Cengkareng 2	150/20	2	120
10	Cikande	150/20	3	180
11	Cikupa	150/20	3	180
12	Ciledug	150/20	4	240
13	Cilegon	500/150	3	1.500
14	Cilegon Baru	150/20	2	120
15	Cilegon Lama	150/20	2	120
16	Citra Habitat	150/20	4	240
17	Curug	150/20	4	240
18	Gajah Tunggal	150/20	2	120
19	Gunung Mulia Steel	150/20	1	60
20	Jatake	150/20	5	300
21	Jatake Baru	150/20	2	120
22	Kopo	150/20	3	180
23	Kramatwatu	150/20	2	120
24	Lautan Steel	150/20	2	120
25	Legok	150/20	4	240
26	Lengkong	150/20	4	240
27	Lengkong	500/150	2	1.000
28	Lengkong 2	150/20	2	120
29	Malingping	150/20	1	60
30	Maximangando	150/20	2	120
31	Menes	150/20	3	180
32	Millenium	150/20	4	240
33	Modern	150/20	2	120
34	New Balaraja	150/20	3	180
35	New Tangerang	150/20	4	240
36	Pasar Kemis	150/20	4	240
37	Pasar Kemis 2	150/20	3	180
38	Primaethycolindo	150/20	2	120
39	Puncak Ardi Mulya	150/20	5	300
40	Rangkasbitung Baru	150/20	2	120
41	Saketi	150/20	3	180
42	Salira Indah	150/20	3	180
43	Sepatan	150/20	4	240
44	Sepatan II	150/20	2	120
45	Serang	150/20	5	300
46	Serpong	150/20	4	240
47	Sinar Sahabat	150/20	2	120
48	Sindang Jaya	150/20	2	120
49	Spinmill	150/20	2	120
50	Summarecon	150/20	2	120

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
51	Suralaya	150/20	1	30
52	Suralaya	500/150	1	250
53	Suralaya Baru	500/150	1	250
54	Suvarna	150/20	2	120
55	Tangerang	150/20	5	300
56	Teluk Naga	150/20	4	240
57	Teluk Naga II / Dadap	150/20	2	120
58	Tiga Raksa	150/20	4	240
Jumlah			158	13.790

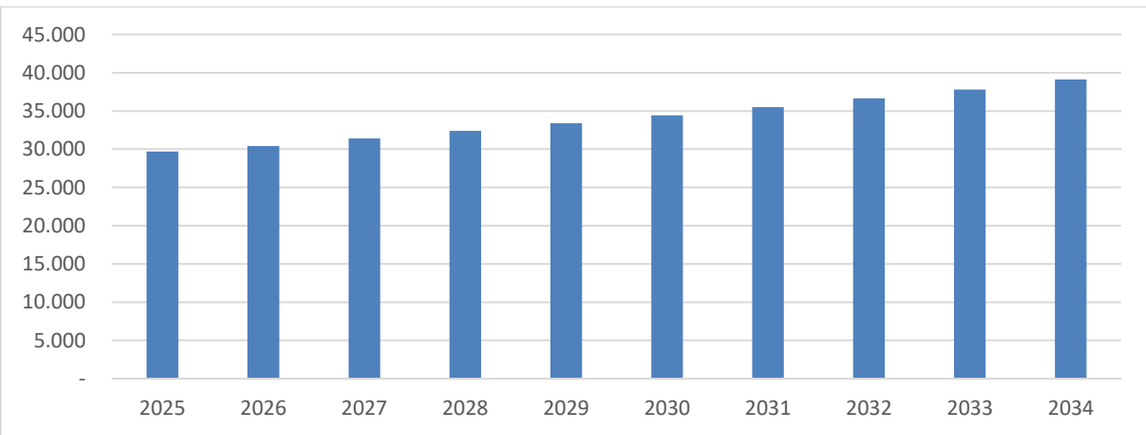
Tabel B2.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	6.553	14.437	15.086	14.639	15.112	15.739	15.895	16.138	16.677	17.021
JTR (kms)	12.016	24.013	23.841	24.695	25.574	25.661	25.797	25.800	25.855	25.962
Gardu Distribusi (MVA)	11.214	3.162	3.365	3.561	3.718	3.867	3.959	4.024	4.090	4.155

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

B2.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2025 – 2034 diberikan pada Tabel B2.8, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 3,1% seperti ditunjukkan pada Gambar B2.2, sedangkan proyeksi jumlah pelanggan ditunjukkan pada Tabel B2.7. Proyeksi penjualan ini dipengaruhi oleh besarnya jumlah calon KTT yang akan tersambung mulai tahun 2025.



Gambar B2.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

Tabel B2.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029
1	Rumah Tangga	7.069	7.225	7.572	7.931	8.302
2	Bisnis	4.328	4.424	4.540	4.656	4.771
3	Publik	783	800	856	916	983
4	Industri	17.534	17.957	18.432	18.886	19.327
Jumlah		29.715	30.406	31.400	32.390	33.383

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029
Pertumbuhan (%)		3,3	2,3	3,3	3,2	3,1
No.	Kelompok Pelanggan	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	8.685	9.083	9.498	9.930	10.380
2	Bisnis	4.885	4.999	5.112	5.226	5.341
3	Publik	1.056	1.133	1.214	1.301	1.392
4	Industri	19.793	20.303	20.823	21.371	21.999
Jumlah		34.418	35.517	36.647	37.828	39.113
Pertumbuhan (%)		3,1	3,2	3,2	3,2	3,4

Tabel B2.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	3.774	3.823	3.871	3.919	3.965	4.010	4.055	4.099	4.142	4.185
2	Bisnis	244	248	251	255	258	261	264	267	270	273
3	Publik	90	92	94	96	98	99	101	103	105	106
4	Industri	7,5	7,6	7,7	7,8	7,9	7,9	8,0	8,1	8,2	8,3
Jumlah		4.116	4.171	4.224	4.277	4.328	4.379	4.428	4.477	4.525	4.573
Pertumbuhan (%)		1,38	1,33	1,29	1,24	1,20	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05

Tabel B2.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	3,3	29.715	31.122	4.441	4.115.849
2026	2,3	30.406	31.835	4.543	4.170.631
2027	3,3	31.400	32.863	4.689	4.224.316
2028	3,2	32.390	33.895	4.837	4.276.872
2029	3,1	33.383	34.930	4.984	4.328.266
2030	3,1	34.418	36.010	5.138	4.378.628
2031	3,2	35.517	37.156	5.302	4.428.180
2032	3,2	36.647	38.334	5.470	4.477.048
2033	3,2	37.828	39.565	5.646	4.525.288
2034	3,4	39.113	40.905	5.837	4.572.970
Pertumbuhan (%)	3,1	3,1	3,1	3,1	1,2

Proyeksi kebutuhan listrik pada Tabel B2.8 diatas sudah termasuk kebutuhan KEK Tanjung Lesung dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Banten. Untuk melayani kebutuhan KEK dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

B2.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Berdasarkan RUKN, Provinsi Banten memiliki potensi sumber energi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari potensi panas bumi yang dapat dikembangkan untuk tenaga listrik yang diperkirakan mencapai 651 MWe yang tersebar di 7 lokasi yaitu Rawadano, Gunung Karang, Gunung

Pulosari, Gunung Endut, Pamancalan, Gunung Aseupan dan Malingping. Sedangkan potensi surya dan bayu sekitar 52 GW dan 5.5 GW.
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Banten.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B2.11.

Tabel B2.9 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
PLN											
PLTB	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-	200
PLTS	-	-	0,15	-	-	-	-	-	-	-	0,15
Jumlah	-	-	0,15	100	100	-	-	-	-	-	200
SH-PLN											
BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	250	250
PLTGU	-	-	-	-	-	500	-	-	-	-	500
Jumlah	-	-	-	-	-	500	-	-	-	250	750
IPP											
BESS	-	-	0,24	-	-	-	-	-	-	-	0,24
PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300	300
PLTGU	-	-	-	-	-	1000*)	-	-	-	-	1000*)
PLTM	-	4,2	19,4	12,8	-	-	-	-	-	-	36,4
PLTP	-	-	-	-	-	30	-	80	35	-	145
PLTS	-	50	0,65	90	-	150	-	-	-	45	336
PLTS+ BESS	-	-	-	-	-	80	-	-	-	-	80
PLTSa	-	-	-	40	-	40	-	-	-	-	80
PLTU	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.000
Jumlah	2.000	54	20,3	143	-	300	-	80	35	345	2.977
Total											
PLTU	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.000
PLTGU	-	-	-	-	-	500	-	-	-	-	500
PLTM	-	4,2	19,4	12,8	-	-	-	-	-	-	36,4
PLTP	-	-	-	-	-	30	-	80	35	-	145
PLTS	-	50	0,8	90	-	150	-	-	-	45	336
PLTB	-	-	-	100	100	-	-	-	-	300	500
BESS	-	-	0,2	-	-	-	-	-	-	250	250
PLTS+ BESS	-	-	-	-	-	80	-	-	-	-	80
PLTSa	-	-	-	40	-	40	-	-	-	-	80
Jumlah	2.000	54,2	20,4	243	100	800	-	80	35	595	3.927

Tabel B2.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
PLN											
BESS	-	-	-	100	-	-	-	100	-	-	200
PLTB	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-	200
PLTS	-	-	0,15	-	-	-	-	-	-	-	0,15

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Jumlah	-	-	0,15	200	100	-	-	100	-	-	400
SH-PLN											
BESS	-	-	-	-	-	-	-	300	-	250	550
Jumlah	-	-	-	-	-	-	-	300	-	250	550
IPP											
BESS	-	-	0,24	-	-	-	-	-	-	-	0,24
PLTB	-	-	-	-	-	300	-	-	-	900	1.200
PLTGU	-	-	-	-	-	1.000*	-	-	-	-	1.000*)
PLTM	-	4,2	19,4	12,8	-	-	-	-	-	-	36,4
PLTP	-	-	-	-	-	30	-	80	35	-	145
PLTS	-	50	0,7	90	50	100	45	-	110	150	596
PLTS+ BESS	-	-	80	-	-	-	-	-	-	-	80
PLTSa	-	-	-	40	-	40	-	-	-	-	80
PLTU	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.000
Jumlah	2.000	54,2	100	143	50	470	45	80	145	1.050	4.137
Total											
BESS	-	-	0,24	100	-	-	-	400	-	250	750
PLTB	-	-	-	100	100	300	-	-	-	900	1.400
PLTM	-	4,2	19,4	12,8	-	-	-	-	-	-	36,4
PLTP	-	-	-	-	-	30	-	80	35	-	145
PLTS	-	50	0,8	90	50	100	45	-	110	150	596
PLTS+ BESS	-	-	80	-	-	-	-	-	-	-	80
PLTSa	-	-	-	40	-	40	-	-	-	-	80
PLTU	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.000
Jumlah	2.000	54,2	100	343	150	470	45	480	145	1.300	5.087

Tabel B2.11. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD Base	COD ARED	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTU	Jawa-9	1000	2025	2025	Konstruksi	IPP
2	Jawa Bali	PLTU	Jawa-10	1.000	2025	2025	Konstruksi	IPP
3	Jawa Bali	PLTM	Cikotok	4,2	2026	2026	Konstruksi	IPP
4	Jawa Bali	PLTS	Banten (Kuota) II	50	2026	2026	Rencana	IPP
5	Jawa Bali	PLTM	Cikamunding	6	2027	2027	Pengadaan	IPP
6	Jawa Bali	PLTM	Nagajaya	6	2027	2027	Pengadaan	IPP
7	Jawa Bali	PLTM	Bulakan	3	2027	2027	Pengadaan	IPP
8	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	4,4	2027	2027	Rencana	IPP
9	Jawa Bali	PLTSa	Banten (Kuota) Tersebar 1	40	2028	2028	Rencana	IPP
10	Jawa Bali	PLTS	Banten (Kuota) IVA	50	2028	2028	Rencana	IPP
11	Jawa Bali	PLTS	Banten (Kuota) VI	40	2028	2028	Rencana	IPP
12	Jawa Bali	PLTM	Cibareno 1	5	2028	2028	Rencana	IPP
13	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	6	2028	2028	Rencana	IPP
14	Jawa Bali	PLTM	Karian	1,8	2028	2028	Rencana	IPP
15	Jawa Bali	PLTB	Banten	100	2028	2028	Rencana	PLN

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD Base	COD ARED	Status	Pengembang
16	Jawa Bali	PLTB	Banten	100	2029	2029	Rencana	PLN
17	Jawa Bali	PLTS+ BESS	Banten (Kuota) III	80	2030	2027	Rencana	IPP
18	Jawa Bali	PLTS	Banten (Kuota) IVC	50	2030	2029	Rencana	IPP
19	Jawa Bali	PLTSa	Banten (Kuota) Tersebar 2	40	2030	2030	Rencana	IPP
20	Jawa Bali	PLTS	Banten (Kuota) IVB	50	2030	2030	Rencana	IPP
21	Jawa Bali	PLTS	Banten (Kuota) VII	50	2030	2030	Rencana	IPP
22	Jawa Bali	PLTP	Rawadano (FTP2)	30	2030	2030	Eksplorasi	IPP
23	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-5	1000*	2030	2030	Rencana	IPP
24	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-Bali-7	500	2030	-	Rencana	SH-PLN
25	Jawa Bali	PLTP	Rawadano (FTP2)	80	2032	2032	Eksplorasi	IPP
26	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	35	2033	2033	Rencana	IPP
27	Jawa Bali	PLTS	Banten (Kuota) V	45	2034	2031	Rencana	IPP
28	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III	300	2034	2034	Rencana	IPP
29	Jawa Bali	BESS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVA	250	2034	2034	Rencana	SH-PLN
30	Jawa Bali	BESS	BESS *Smoothing* Tersebar	100	-	2028	Rencana	PLN
31	Jawa Bali	BESS	BESS *Smoothing* Tersebar	100	-	2032	Rencana	PLN
32	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	300	-	2030	Rencana	IPP
33	Jawa Bali	BESS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIIA	300	-	2032	Rencana	SH-PLN
34	Jawa Bali	PLTS	Banten (Kuota) Tersebar IX	110	-	2033	Rencana	IPP
35	Jawa Bali	PLTS	Banten (Kuota) Tersebar X	150	-	2034	Rencana	IPP
36	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV	600	-	2034	Rencana	IPP
37	Tunda	PLTS	Lisdes	0,2	2027	2027	Rencana	PLN
38	Pulau Panjang	BESS	*Isolated* Banten	0,2	2027	2027	Rencana	IPP
39	Pulau Panjang	PLTS	*Isolated* Banten	0,7	2027	2027	Rencana	IPP
Jumlah				5.587				

Keterangan:
*) Penggantian PLTU BBM/Gas

Catatan :
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun

Di Provinsi Banten terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTM	Cikutawungu	3	MW
PLTSa	Tangerang	40	MW
PLTM	Cikamunding	6	MW
PLTSa	Tangerang Selatan	40	MW
PLTP	Gunung Endut (FTP2)	35	MW
PLTB	Pandeglang I	300	MW
PLTS	Bojonegara	50	MW
PLTS	Serang	50	MW
PLTS	Banten I	40	MW
PLTS	Menes	50	MW
PLTS	Saketi	50	MW
PLTS+BESS	Malimping	80	MW
PLTS	Banten II	50	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut sudah tercantum dalam daftar potensi dan telah diverifikasi PLN mengenai studi kelayakan dan studi penyambungan yang serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Penambahan pembangkit disesuaikan dengan pertumbuhan beban dan kepastian tambahan pelanggan KTT. Di Provinsi Banten terdapat rencana pembangunan PLTGU baru, dimana infrastruktur dan energi primer gas direncanakan ketersediaannya sesuai dengan COD PLTGU. Pembangunan PLTGU dipersiapkan untuk beroperasi *dual firing* menggunakan gas dan BBM (untuk kondisi emergensi) sesuai dengan kebutuhan sistem dan kajian teknis.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET 500 kV bertujuan untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan pengembangan GITET. Rencana pengembangan SUTT 150 kV bertujuan untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Rincian rencana pembangunan jaringan transmisi di Provinsi Banten tahun 2025-2034 ditunjukkan pada tabel pembangunan jaringan transmisi B2.13.

Tabel B2.12.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500 kV	73	4	-	-	-	-	-	-	-	-	77
150 kV	149	73	2	50	-	8	-	-	10	-	292
Total	222	77	2	50	-	8	-	-	10	-	369*

* Tidak termasuk lingkup ISJ

Tabel B2.12.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi – ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500 kV	73	4	-	-	-	-	-	-	-	-	77
150 kV	149	73	2	50	-	8	-	-	10	-	292
Total	222	77	2	50	-	8	-	-	10	-	369*

* Tidak termasuk lingkup ISJ

Tabel B2.13. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Cikupa	Inc. (Balaraja - Kembangan)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	4	2025	2025	Konstruksi
2	Cikupa New	Tx. Cikupa New (Inc. Jatake - Jatake II)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	8,8	2025	2025	Committed
3	Tx. Cikupa New	Inc. (Jatake - Jatake II)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2,4	2025	2025	Committed
4	LBE	Bojanegara	500 kV	Rec, 2 cct, SUTET	35	2025	2025	Konstruksi
5	PLTU Jawa-9 & Jawa-10	Inc. (Suralaya Lama - Cilegon)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	8	2025	2025	Konstruksi
6	Suralaya Lama	Cilegon	500 kV	Rec, 2 cct, SUTET	26	2025	2025	Konstruksi
7	Lautan Baja Indonesia / LBI	Inc - (PUCAM II/ Modern - Kopo)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	8	2025	2025	Konstruksi
8	Serang Selatan / Baros	Serang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2025	2025	Konstruksi
9	Tanjung Lesung	Menes	150 kV	New, 2 cct, SUTT	90	2025	2025	Konstruksi
10	Tigaraksa II / Citra Maja	Tigaraksa	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2025	2025	Konstruksi
11	Cikande	Inc. (Bojanegara - Balaraja)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	4	2026	2026	Pengadaan
12	Cikande New	Inc. (Cikande – Indah Kiat | GMS)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2026	2026	Pengadaan
13	Cikande New	Cikande	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	9	2026	2026	Pengadaan
14	Serang Selatan / Baros	Rangkas Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2026	2026	Konstruksi
15	KEK PIK	Inc. (Lontar - Teluk Naga II / Dadap)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2027	2027	Rencana
16	Tigaraksa II	Kopo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2028	2028	Rencana
17	PLTB Banten	Tanjung Lesung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2028	2028	Rencana
18	Cikupa New	Curug Switching	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6	2030	2030	Rencana
19	Curug Switching	Inc. (Cikupa - Lippo Curug)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	2	2030	2030	Rencana
20	PLTGU Jawa-5	Cikande	500 kV	New, 2 cct, SUTET	34,6*	2030	2030	Rencana
21	PLTP Rawa Dano	Asahimas II / Anyer	150 kV	New, 2 cct, SUTT	36*	2030	2030	Rencana
22	Rangkasbitung Baru	Saketi	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	67,6*	2030	2030	Rencana
23	Lippo Curug II	Lippo Curug	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2033	2033	Rencana
24	PLTS Banten (Kuota) II	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4*	2026	2026	Rencana
25	PLTS+BESS Banten (Kuota) III	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	32*	2030	2027	Rencana
26	BESS Smoothing Tersebar (1)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	0	2028	Rencana
27	PLTS Banten (Kuota) IVA	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2028	2028	Rencana
28	PLTS Banten (Kuota) VI	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
29	PLTSa Banten (Kuota) Tersebar 1	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
30	PLTS Banten (Kuota) IVC	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	9,2*	2030	2029	Rencana
31	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II (1)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	0	2030	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
32	PLTS Banten (Kuota) IVB	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2*	2030	2030	Rencana
33	PLTS Banten (Kuota) VII	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
34	PLTSa Banten (Kuota) Tersebar 2	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
35	PLTS Banten (Kuota) V	Banten ting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2031	Rencana
36	BESS Smoothing Tersebar (2)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	0	2032	Rencana
37	PLTP Rawadano (FTP2)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2032	2032	Rencana
38	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IX	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2035	2033	Rencana
39	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVA (3)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2034	2034	Rencana
40	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III (1)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2034	Rencana
41	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV (1)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	0	2034	Rencana
42	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	0	2034	Rencana
43	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II (2)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	0	2030	Rencana
44	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II (3)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	0	2030	Rencana
45	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIIA (1)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	0	2032	Rencana
46	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIIA (2)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	0	2032	Rencana
47	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIIA (3)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	0	2032	Rencana
48	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVA (1)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2034	2034	Rencana
49	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVA (2)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2034	2034	Rencana
50	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III (2)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2034	Rencana
51	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III (3)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2034	Rencana
52	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV (2)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	0	2034	Rencana
53	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV (3)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	0	2034	Rencana
54	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV (4)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	0	2034	Rencana
55	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV (5)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	0	2034	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
56	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV (6)	Banten Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	0	2034	Rencana
Total					369**			

* Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi
** Tidak termasuk lingkup ISJ

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET 500 kV bertujuan untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone* dan evakuasi daya ke sistem tegangan tinggi. Rencana pengembangan GI 150 kV bertujuan untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Disamping itu untuk peningkatan keandalan sistem di Provinsi Banten direncanakan pemasangan reaktor dengan total sebesar 300 MVAr, serta pemasangan *short circuit current limiter* untuk menurunkan level hubung singkat. Rincian rencana pembangunan gardu induk di Provinsi Banten tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel B2.15.

Tabel B2.14.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	1.500	2.000	-	-	-	1.000	-	-	-	-	4.500
150/20 kV	600	180	180	120	-	60	-	-	120	-	1.260
Total	2.100	2.180	180	120	-	1.060	-	-	120	-	5.760*

* Tidak termasuk lingkup ISJ

Tabel B2.14.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	1.500	2.000	-	-	-	1.000	-	-	-	-	4.500
150/20 kV	600	180	180	120	-	60	-	-	120	-	1.260
Total	2.100	2.180	180	120	-	1.060	-	-	120	-	5.760*

* Tidak termasuk lingkup ISJ

Tabel B2.15. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Cikupa	500/150 kV	New	1000	2025	2025	Konstruksi
2	Cikupa New	150/20 kV	New	60	2025	2025	Committed
3	Cilegon	500 kV	Upr	2 Dia	2025	2025	Konstruksi
4	PLTU Jawa-9 & Jawa-10	500 kV	New	4 Dia*	2025	2025	Konstruksi
5	Suralaya Lama	500 kV	Upr	2 Dia	2025	2025	Konstruksi
6	Lautan Baja Indonesia / LBI	150 kV	New	3 LB	2025	2025	Konstruksi
7	Lautan Baja Indonesia / LBI	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Rencana
8	Cilegon	500/150 kV	Ext	500	2025	2025	Konstruksi
9	Cilegon Baru	150 kV	Ext	-	2025	2025	Energize
10	Suralaya Lama	150 kV	Ext	-	2025	2025	Rencana
11	Balaraja	500 kV	Ext	2 Dia	2025	2025	Konstruksi
12	Puncak Ardi Mulya II / Modern	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Pengadaan
13	Rangkasbitung Baru	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Konstruksi
14	Serang	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
15	Serang Selatan / Baros	150/20 kV	New	60	2025	2025	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
16	Puncak Ardi Mulya II / Modern	150 kV	Ext	1 LB	2025	2025	Rencana
17	Salira Indah	150 kV	Ext	1 LB	2025	2025	Rencana
18	Menes	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
19	Tanjung Lesung	150/20 kV	New	120	2025	2025	Konstruksi
20	Tigaraksa	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
21	Tigaraksa II / Citra Maja	150/20 kV	New	120	2025	2025	Pengadaan
22	Cikande	500/150 kV	New	1000	2026	2026	Konstruksi
23	Cikande	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Pengadaan
24	Cikande New	150/20 kV	New	60	2026	2026	Pengadaan
25	Suralaya Lama	500/150 kV	Upr	500	2026	2026	Rencana
26	Suralaya Lama	150 kV	Upr	-	2026	2026	Rencana
27	Suralaya Baru	500 kV	Upr	-	2026	2026	Rencana
28	Suralaya Baru	500/150 kV	Upr	500	2026	2026	Rencana
29	Rangkasbitung Baru	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Konstruksi
30	Serang Selatan / Baros	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Konstruksi
31	Puncak Ardi Mulya II / Modern	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana
32	Jatake II / Kelapa Dua	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Rencana
33	KEK PIK	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
34	Lautan Baja Indonesia / LBI	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Rencana
35	Indonesia Torray Synthetics (ITS)	150/20 kV	Ext	60	2028	2028	Rencana
36	Kopo	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
37	Tigaraksa II	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
38	PLTB Banten	150 kV	New	2 LB	2028	2028	Rencana
39	Tanjung Lesung	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
40	Teluk Naga II / Dadap	150/20 kV	Ext	60	2028	2028	Rencana
41	Cikupa	500/150 kV	Ext	1000	2030	2030	Rencana
42	Cikupa New	150 kV	Ext	-	2030	2030	Rencana
43	Curug Switching	150 kV	New	6 LB	2030	2030	Rencana
44	Summarecon Serpong	150/20 kV	Ext	60	2030	2030	Rencana
45	Cikande	500 kV	Ext	1 Dia*	2030	2030	Rencana
46	PLTGU Jawa-5	500 kV	New	4 Dia*	2030	2030	Rencana
47	Rangkasbitung Baru	150 kV	Upr	2 LB*	2030	2030	Rencana
48	Saketi	150 kV	Upr	2 LB*	2030	2030	Rencana
49	PLTP Rawa Dano	150/20 kV	New	60*	2030	2030	Rencana
50	Lippo Curug	150 kV	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
51	Lippo Curug II	150/20 kV	New	120	2033	2033	Rencana
52	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2026	2026	Rencana
53	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2027	Rencana
54	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2028	Rencana
55	BESS Smoothing Tersebar (1)	150 kV	New	2 LB*	-	2028	Rencana
56	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2028	2028	Rencana
57	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2028	2028	Rencana
58	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2028	2028	Rencana
59	Saketi	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2029	Rencana
60	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
61	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2030	Rencana
62	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2030	Rencana
63	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2030	Rencana
64	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2031	Rencana
65	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
66	BESS Smoothing Tersebar (2)	150 kV	New	2 LB*	-	2032	Rencana
67	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2032	2032	Rencana
68	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
69	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar 2	150/20 kV	New	60*	2033	2033	Rencana
70	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2035	2033	Rencana
71	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2034	Rencana
72	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVA (3)	150 kV	New	2 LB*	2034	2034	Rencana
73	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2034	Rencana
74	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
75	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
76	Serpong	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Rencana
77	Gajah Tunggal	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana
78	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
79	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
80	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
81	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIIA (1)	150 kV	New	2 LB*	-	2032	Rencana
82	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
83	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIIA (2)	150 kV	New	2 LB*	-	2032	Rencana
84	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
85	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIIA (3)	150 kV	New	2 LB*	-	2032	Rencana
86	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2034	Rencana
87	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVA (1)	150 kV	New	2 LB*	2034	2034	Rencana
88	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2034	Rencana
89	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVA (2)	150 kV	New	2 LB*	2034	2034	Rencana
90	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2034	Rencana
91	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2034	Rencana
92	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
93	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
94	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
95	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
96	Banten Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
Total				5.760*			

* Kebutuhan infrastruktur Gardu Induk terkait pembangkit tersebar.

Proyek transmisi interkoneksi Sumatera Jawa (ISJ) merupakan sistem interkoneksi yang menghubungkan Pulau Sumatera dan Jawa bertujuan untuk menyalurkan energi pembangkit EBT *baseload* (PLTA dan PLTP) di Sumatera ke pusat beban di Jawa. Adapun daftar proyek interkoneksi Sumatera Jawa di Provinsi Banten terdapat pada Tabel B2.16 untuk transmisi, dan Tabel B2.17 untuk gardu induk.

Tabel B2.16. Rencana Pengembangan SUTET terkait ISJ

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Cilegon	Citereup	500 kV	New, 1 cct, SUTET	130,0	2031	2031	Rencana
2	Bogor X	Tanjung Pucut / Salira	500 kV DC	New, 2 cct, SUTET	220,0	2031	2031	Rencana
3	Tanjung Pucut / Salira	Ketapang	500 kV DC	New, 2 cct, SKLTET	80,0	2031	2031	Rencana
4	Muara Enim	Ketapang	500 kV DC	New, 2 cct, SUTET	800,0	2031	2031	Rencana
Total					1.230			

Tabel B2.17. Rencana Pengembangan GITET terkait ISJ

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ *Uprate*	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Cilegon	500 kV	Ext	1 Dia	2031	2031	Rencana
2	Tanjung Pucut / Salira *Switching Station*	500 kV DC	New	-	2031	2031	Rencana
3	Ketapang	500 kV DC	New	-	2031	2031	Rencana
4	Muara Enim	500/150 kV DC	New	2 Dia	2031	2031	Rencana
Total*				-			

* Belum termasuk kebutuhan *converter* ISJ total 2x3000 MW (Muara Enim & Bogor X)

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) seperti pada tabel B2.18.

Tabel B2.18. Pengembangan Sistem Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	178	174	170	166	162
Panjang JTR	kms	82	79	77	74	72
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	57	56	55	54	53
Tambahan Pelanggan		55.914	54.782	53.685	52.556	51.394

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	158	155	153	150	148
Panjang JTR	kms	70	68	67	65	64
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	52	51	50	49	49
Tambahan Pelanggan		50.362	49.552	48.868	48.240	47.682

Untuk meningkatkan keandalan dan jaminan kontinuitas suplai sistem yang tidak terputus, pada Provinsi Banten diberlakukan *system Zero Down Time 20* kV. *Zero Down Time* merupakan suatu upaya untuk meminimalkan keluhan pelanggan terkait adanya pemadaman tenaga listrik dengan merekonfigurasi jaringan distribusi dari *spindle* menjadi *looping*. Kawasan yang telah diimplementasikan program *Zero Down Time* 20 kV yaitu *System Central Business District* Barat di Bumi Serpong Damai.
Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional, yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Pengembangan listrik perdesaan sudah termasuk dalam bagian pengembangan sistem distribusi, untuk detail pengembangan listrik perdesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.

Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Banten seperti pada tabel B2.19

Tabel B2.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	-	0,15
Panjang JTM	kms	4,7	-	5,4
Panjang JTR	kms	67,2	-	46,1
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	0,9	-	1,10
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	9	-	8

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Banten sebesar 100% dengan RDB PLN 99,94 %. Masih terdapat sejumlah 1 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN. Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Banten sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99 % dengan RE PLN sebesar 99,97 %.
Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah

tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

Pencapaian RDB PLN 100% dan RE PLN 100% ditargetkan pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Banten sebagai berikut:

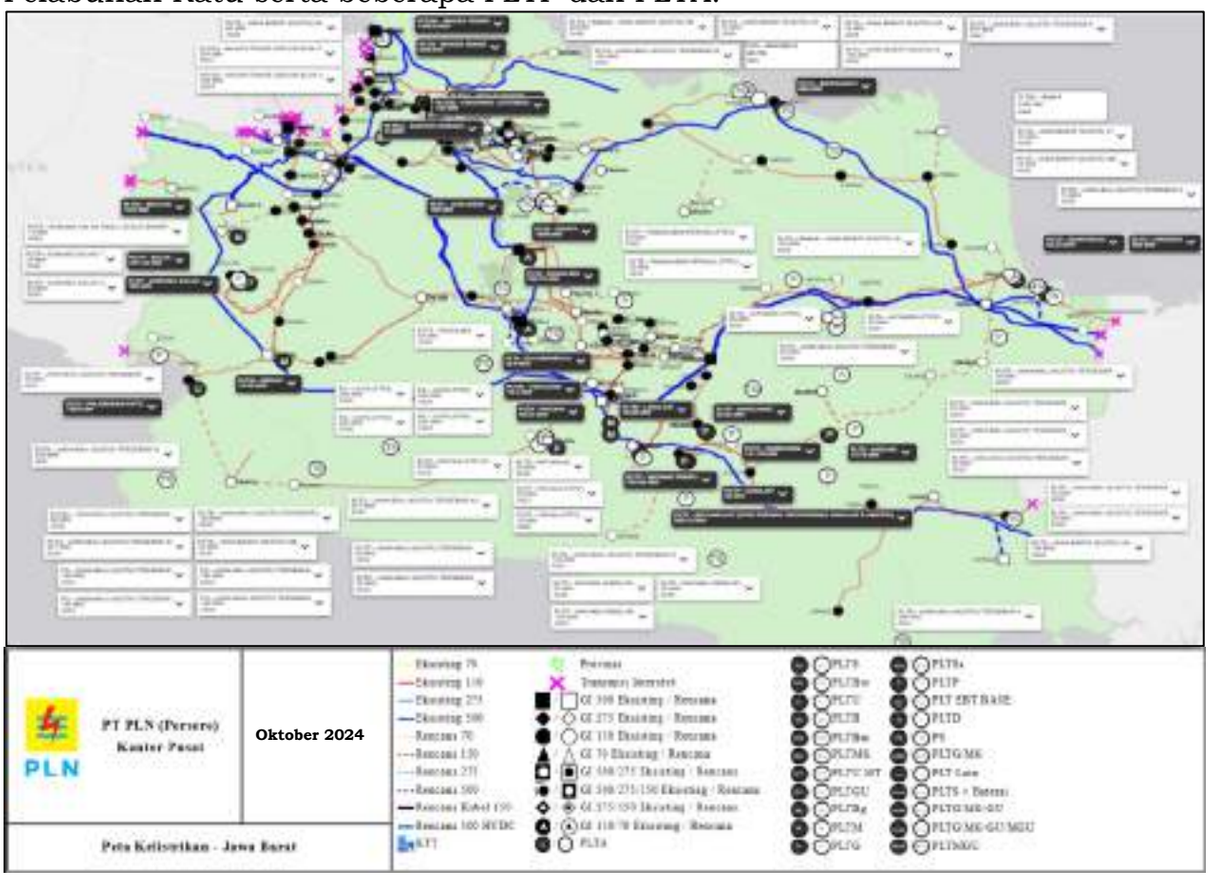
Tabel B2.20. Target RDB dan RE PLN Provinsi Banten

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	99,94	99,94	99,94	100
RE PLN (%)	99,97	99,97	99,97	100

LAMPIRAN B.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero)
DI PROVINSI JAWA BARAT

B3.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Jawa Barat tertinggi pada tahun 2024 sebesar 8.725 MW yang dicapai pada bulan Oktober 2024. Pembangkit di Jawa Barat yang berada pada *grid* 500 kV adalah PLTG/PLTGU Muara Tawar, PLTGU Jawa-1, PLTA Saguling, PLTA Cirata dan pembangkit yang berada di *grid* 150 kV adalah PLTU Indramayu, PLTGU Cikarang Listrindo, PLTU Cirebon, PLTU Pelabuhan Ratu serta beberapa PLTP dan PLTA.



Gambar B3.1. Peta Sistem tenaga listrik di Provinsi Jawa Barat

Pasokan Provinsi Jawa Barat dari *grid* 500 kV adalah melalui 10 GITET yaitu Bekasi, Sukatani, Cibatu, Tambun, Deltamas, Cirata, Bandung Selatan, Tasikmalaya, Ujung Berung, Cibinong, Depok dan Mandirancan dengan kapasitas 13.000 MVA. Peta sistem tenaga listrik Jawa Barat ditunjukkan pada Gambar B3.1.

Secara sistem tenaga listrik Provinsi Jawa Barat terdiri atas 10 sub sistem yaitu:

- Sub sistem Bandung Selatan – Ujung Berung memasok wilayah Kabupaten /Kota Bandung, Kota Cimahi dan Kabupaten Cianjur.
- Sub sistem Cirata memasok wilayah Kabupaten Purwakarta, Kabupaten Subang dan Kabupaten Bandung Barat.
- Sub sistem Tasik memasok wilayah Kab. Tasikmalaya, Kabupaten Garut, Kabupaten Sumedang, Kota Administratif Banjar dan Kabupaten Ciamis.
- Sub sistem Cibatu 3,4 – Mandirancan memasok wilayah Karawang, Kabupaten Cirebon, Kabupaten Kuningan, Kabupaten Indramayu dan Kabupaten Majalengka
- Sub sistem Cibatu 1,2 memasok Wilayah Cikarang.

- Sub sistem Bekasi 1,3 – Cibinong 3 memasok sebagian wilayah kota dan Kabupaten Bekasi.
- Sub sistem Cibinong 1,2 – Depok 2 – PLTU Pelabuan Ratu – PLTP Salak yang memasok wilayah Kota Depok, Kabupaten Bogor, Kabupaten Sukabumi beserta sebagian Jakarta Timur.
- Sub sistem Deltamas memasok sebagian daerah industri di Wilayah Kota Bekasi dan Kabupaten Karawang.
- Sub sistem Tambun memasok sebagian daerah industri di Wilayah Kota Bekasi dan Kabupaten Cikarang.
- Sub sistem Sukatani memasok daerah di sekitar Sukatani.

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2015-2024 per sektor pelanggan di Provinsi Jawa Barat ditunjukkan pada Tabel B3.1 dan Tabel B3.2.

Tabel B3.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	16.795	17.464	17.555	17.934	18.754	20.362	20.926	20.872	21.739	21.739
2	Bisnis	4.606	4.921	5.232	5.645	6.080	5.798	6.278	7.610	7.927	7.927
3	Publik	1.441	1.570	1.682	1.830	1.998	1.954	2.037	2.325	2.422	2.422
4	Industri	20.717	22.188	22.957	23.904	24.052	21.428	24.078	25.419	26.476	26.476
Jumlah		43.559	46.143	47.425	49.312	50.884	49.542	53.318	56.226	58.564	58.564
Pertumbuhan (%)		1,6	5,9	2,8	4,0	3,2	(2,6)	7,6	5,5	4,2	4,2

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Tabel B3.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	11.223	11.748	12.388	13.041	13.628	14.099	14.605	15.054	15.594	15.860
2	Bisnis	357	427	506	568	589	635	703	778	842	857
3	Publik	294	319	344	371	397	418	442	461	485	495
4	Industri	13,5	14,0	14,6	15,1	15,4	15,8	16,4	17,0	17,6	17,9
Jumlah		11.888	12.507	13.254	13.996	14.629	15.168	15.766	16.310	16.938	17.230
Pertumbuhan (%)		8,4	5,2	6,0	5,6	4,5	3,7	3,9	3,5	3,8	1,7

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Sedangkan rincian (jenis, kapasitas dan daya mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B3.3.

Tabel B3.3. Rekap Kapasitas Pembangkit Eksisting

Jenis Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terkahir
PLN					
PLTA	Jawa Bali	39	1.915	1.888	1.863
PLTG	Jawa Bali	10	1.168	1.132	1.128
PLTGU	Jawa Bali	3	1.152	1.079	743
PLTP	Jawa Bali	7	377	357	337
PLTU	Jawa Bali	6	2.040	1.839	1.842
Jumlah PLN		65	6.652	6.294	5.913
IPP					
PLTA	Jawa Bali	2	227	227	205
PLTGU	Jawa Bali	4	2.029	2.029	2.016
PLTM	Jawa Bali	30	150	150	113
PLTP	Jawa Bali	10	821	821	788

Jenis Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terkahir
PLTU	Jawa Bali	2	1.584	1.584	906
Jumlah IPP	Jawa Bali	48	4.811	4.811	4.029
Jumlah	Jawa Bali	113	11.463	11.106	9.942

Semakin menurunnya pasokan gas pipa dan untuk mempertahankan pasokan tenaga listrik ditahun mendatang maka diperlukan adanya sumber-sumber gas baru termasuk pembangunan FSRU baru untuk PLTGU Muaratawar yang ada di Provinsi Jawa Barat.

Untuk gardu induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan, daftar ditunjukkan pada Tabel B3.4, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel B3.5.

Tabel B3.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk Eksisting (MVA)

No	Nama	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Arjawinangun	70/20	3	80
2	Arjawinangun Baru	150/20	2	120
3	Babakan	70/20	3	90
4	Bandung Selatan	150/20	4	240
5	Bandung Selatan	500/150	2	1.000
6	Bandung Timur	150/20	2	120
7	Bandung Utara	150/20	4	240
8	Banjar	150/70	2	200
9	Banjar	150/20	3	180
10	Bogor Baru	150/20	4	240
11	Bogor Kota	150/20	2	120
12	Bojong Gede	150/20	2	120
13	Braga	150/20	2	120
14	Bunar Baru	150/20	2	120
15	Cangkring Baru	150/20	2	120
16	Ciamis	150/20	3	150
17	Cianjur	150/20	4	240
18	Ciawi	150/20	4	240
19	Cibabat	150/20	3	180
20	Cibabat Baru	150/20	3	180
21	Cibadak Baru	150/70	1	60
22	Cibadak Baru	150/20	3	180
23	Cibatu	150/20	4	240
24	Cibatu	500/150	4	2.000
25	Cibeureum Baru	150/20	3	180
26	Cibinong	150/70	2	200
27	Cibinong	150/20	4	240
28	Cibinong	500/150	3	1.500
29	Ciganea	70/20	1	30
30	Cigereleng	150/70	3	300
31	Cigereleng	150/20	4	240
32	Cikalong	70/20	1	0,5
33	Cikarang	150/20	3	180
34	Cikarang Lippo	150/20	2	120
35	Cikasungka	150/20	4	240

No	Nama	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
36	Cikedung	150/20	2	120
37	Cikumpay	150/20	4	240
38	Cileungsi	150/20	3	180
39	Cileungsi	70/20	2	60
40	Cirata	500/150	3	1.500
41	Ciratabaru	150/20	1	60
42	Ciratabaru	150/70	1	100
43	Dagopakar	150/20	2	120
44	Dawuan	150/20	3	180
45	Dayeuhkolot	150/20	2	120
46	Deltamas	150/20	2	120
47	Deltamas	500/150	2	1.000
48	Fajar	150/20	3	180
49	Gandamekar	150/20	4	240
50	Garut	150/20	4	240
51	Gedebage	150/20	2	120
52	Gistet 500Kv New Tambun	500/150	2	1.000
53	Gistet 500Kv Sukatani	500/150	2	1.000
54	Haurgeulis	150/20	3	180
55	Indramayu	70/20	2	60
56	Jababeka	150/20	4	240
57	Jatibarang	150/70	1	100
58	Jatibarang	150/20	2	120
59	Juishin	150/20	1	60
60	Kadipaten	70/20	3	90
61	Kamojang	150/20	1	60
62	Kanci	150/20	1	60
63	Karangnunggal	150/20	2	90
64	Katulampa	150/20	2	120
65	Kedungbadak	150/70	1	100
66	Kedungbadak	150/20	3	180
67	Kiaracondong	150/20	3	180
68	Kiarapayung	150/20	2	120
69	Kosambibaru	150/20	4	240
70	Kosambibaru	150/70	2	200
71	Kracak	70/20	2	40
72	Kuningan	70/20	3	90
73	Lagadar	150/20	4	240
74	Lamajan	70/20	3	30
75	Lembursitu	150/20	4	240
76	Majalaya	70/20	3	90
77	Malangbong	70/20	3	90
78	Maligi	150/20	2	120
79	Mandirancan	150/20	2	120
80	Mandirancan	500/150	2	1.000
81	Margakarya	150/20	2	120
82	Mekarsari	150/20	4	240
83	Muaratawar	500/150	2	1.000
84	New Kadipaten	150/20	2	120
85	New Rancakasumba	150/20	3	180

No	Nama	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
86	New Tambun	150/20	2	120
87	New Ujungberung	500/150	2	1.000
88	Pabuaran	150/20	2	120
89	Padalarang Baru	150/20	4	240
90	Pameungpeuk	70/20	3	90
91	Panasia	150/20	1	60
92	Pangandaran	70/20	3	90
93	Parakan	70/20	3	20
94	Parungmulya	150/20	3	180
95	Patuha	150/20	1	60
96	Peruri	150/20	3	180
97	Pinayungan	150/20	4	240
98	PLTU Indramayu	150/20	1	60
99	PLTU Pelabuhan Ratu	150/20	2	120
100	Poncol Baru	150/20	5	300
101	Poncol Baru II	150/20	2	120
102	Purwakarta	150/70	2	200
103	Purwakarta	70/20	2	50
104	Rajapaksi	150/20	2	120
105	Rancaekek	150/20	4	240
106	Rancakasumba	150/20	4	240
107	Rengasdengklok	70/20	4	110
108	Santosa	70/20	2	50
109	Semen Baru	150/70	1	100
110	Semen Baru	150/20	3	180
111	Semen Jawa	150/20	1	60
112	Sentul	150/20	5	300
113	Subang	70/20	3	90
114	Sukaluyu	150/20	2	120
115	Sukamandi	150/20	2	120
116	Sukatani	150/20	2	120
117	Sukatani	150/20	2	120
118	Sumadra	70/20	2	60
119	Sumedang	70/20	4	80
120	Sunyaragi	150/70	3	300
121	Sunyaragi	150/20	4	240
122	Taman Mekar	150/20	2	120
123	Tambun	150/70	1	100
124	Tambun	150/20	4	240
125	Tasikmalaya	150/70	2	200
126	Tasikmalaya	150/20	4	240
127	Tasikmalaya	500/150	2	1.000
128	Tasikmalaya Baru	150/20	2	120
129	Tata Jabar	150/20	1	60
130	Tegalherang	150/20	4	240
131	Telukjambe	150/20	4	240
132	Ubrug	70/20	1	3
133	Ujungberung	150/70	2	200
134	Ujungberung	150/20	5	300
135	Wayang Windu	150/70	1	100

No	Nama	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
	Total		350	31.373,5

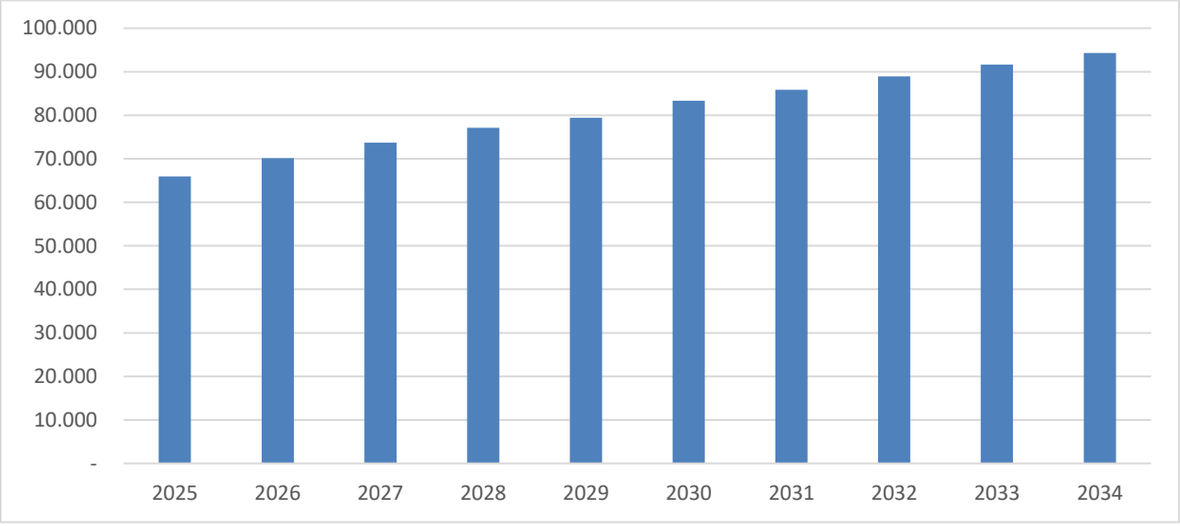
Tabel B3.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	40.693	43.000	44.262	45.421	47.125	47.821	48.197	48.947	50.226	51.066
JTR (kms)	108.372	113.513	119.854	121.833	124.875	128.128	128.986	129.577	130.191	130.868
Gardu Distribusi (MVA)	11.214	7.856	9.114	8.845	9.559	9.816	9.952	10.057	10.226	10.565

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

B3.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa mendatang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2025 – 2034 ditunjukkan pada Tabel B3.8, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 4,1% seperti ditunjukkan pada Gambar B3.2.



Gambar B3.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

Tabel B3.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	23.873	24.343	25.108	25.877	26.651	27.433	28.217	29.004	29.793	30.586
2	Bisnis	9.186	11.263	11.884	12.692	13.005	14.354	14.742	15.838	16.906	17.360
3	Publik	2.660	2.712	2.810	2.906	3.004	3.105	3.209	3.316	3.427	3.541
4	Industri	30.200	31.835	33.865	35.613	36.756	38.471	39.670	40.732	41.533	42.838
Jumlah		65.919	70.153	73.666	77.088	79.416	83.363	85.838	88.890	91.659	94.324
Pertumbuhan (%)		4,5	6,4	5,0	4,6	3,0	5,0	3,0	3,6	3,1	2,9

Tabel B3.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	16.088	16.310	16.528	16.741	16.950	17.154	17.354	17.550	17.742	17.931
2	Bisnis	871	884	897	909	922	934	946	957	969	980
3	Publik	503	511	520	527	535	543	550	557	565	572
4	Industri	18,1	18,2	18,4	18,6	18,8	18,9	19,1	19,3	19,4	19,6
Jumlah		17.480	17.724	17.963	18.197	18.425	18.649	18.869	19.084	19.295	19.502
Pertumbuhan (%)		1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1

Tabel B3.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	4,5	65.919	70.743	9.274	17.479.639
2026	6,4	70.153	75.161	9.851	17.723.739
2027	5,0	73.666	78.850	10.332	17.962.853
2028	4,6	77.088	82.418	10.797	18.196.824
2029	3,0	79.416	84.818	11.109	18.425.484
2030	5,0	83.363	88.932	11.645	18.649.200
2031	3,0	85.838	91.476	11.975	18.868.576
2032	3,6	88.890	94.627	12.385	19.083.774
2033	3,1	91.659	97.571	12.767	19.294.896
2034	2,9	94.324	100.404	13.135	19.502.045
Pertumbuhan (%)	4,1	4,1	4,0	4,0	1,2

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar khususnya *data center* yang lokasinya cukup banyak di Provinsi Jawa Barat. Untuk melayani kebutuhan potensi pelanggan besar tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

B3.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Berdasarkan RUKN, Provinsi Jawa Barat memiliki potensi sumber energi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari potensi tenaga air 381 MW. Untuk minyak bumi sekitar 564 MMSTB, gas bumi sekitar 1.691 BCF, serta potensi panas bumi yang dapat dikembangkan diperkirakan sekitar 4.763 MWe yang tersebar di 42 lokasi yaitu Kawah Ratu (Salak), Kiaraberes (Salak), Awi Bengkok, Ciseeng, Bujal Jasinga, Cisukarame, Selabintana, Cisolok, Gunung Pancar, Jampang, Tanggeung, Saguling, Cilayu, Kawah Cibuni, Gunung Patuha, Kawah Ciwidey, Maribaya, Tangkuban Perahu, Sagala Herang, Ciarinem, Gunung Papandayan, Gunung Masigit – Guntur, Kamojang, Darajat, Gunung Tampomas, Cipacing, Gunung Wayang Windu, Gunung Telaga Bodas, Gunung Galunggung, Ciheuras, Cigunung, Cibalong, Gunung Karaha, Gunung Sawal, Cipanas – Ciawi, Gunung Cakrabuana, Gunung Kromong, Sangkanhurip, Subang, Gunung Ciremai, Gunung Gede Pangrango dan Cibingbin.

Terdapat potensi energi surya dan angin dengan total sebesar 157 GW dan 12.7 GW yang tersebar di seluruh daerah di Jawa Barat.

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Jawa Barat. Pemanfaatan potensi energi untuk perbaikan bauran energi akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi syarat yaitu FS (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memenuhi.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B3.10.

Tabel B3.9.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150	150
PS	-	-	-	1.040	-	-	-	-	-	-	1.040
Jumlah	-	-	-	1.040	-	-	-	-	-	150	1.190
SH-PLN											
BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	250	250
PLTGU	250*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	40	-	-	40
PLTS	60	-	-	-	-	100	-	-	-	-	160
PLTS+ BESS	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
Jumlah	60	-	100	-	300	100	-	40	-	250	850
IPP											
PLTA	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	50
PLTB	-	150	-	-	-	-	75	150	-	-	375
PLTGU	-	-	-	-	1.000	-	-	-	-	1.000	2.000
PLTM	2,8	8,6	86,5	17,9	-	7,4	-	-	-	-	123
PLTP	15	95	35	40	25	25	40	118	415	-	808
PLTS	100	-	-	40	-	140	40	-	-	190	510
PLTS+ BESS	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-	80
PLTSa	-	-	-	90	-	-	-	-	-	-	90
PS	-	-	-	-	-	-	760	-	-	-	760
Jumlah	118	254	121	268	1.075	172	915	268	415	1190	4.796
Total											
BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	400	400
PLTA	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	50
PLTB	-	150	-	-	-	-	75	150	-	-	375
PLTGU	-	-	-	-	1.000	-	-	-	-	1.000	2.000
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTM	2,8	8,6	86,5	17,9	-	7,4	-	-	-	-	123
PLTP	15	95	35	40	25	25	40	158	415	-	848
PLTS	160	-	-	40	-	240	40	-	-	190	670
PLTS+ BESS	-	-	100	80	-	-	-	-	-	-	180
PLTSa	-	-	-	90	-	-	-	-	-	-	90
PS	-	-	-	1.040	-	-	760	-	-	-	1.800
Jumlah	178	254	221	1.308	1.375	272	915	308	415	1.590	6.836

Tabel B3.9.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PS	-	-	-	1.040	-	-	-	-	-	-	1.040
BESS	-	-	-	-	100	-	-	-	150	250	500
Jumlah	-	-	-	1.040	100	-	-	-	150	250	1.540

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
SH-PLN											
BESS	-	-	-	-	-	-	-	300	-	250	550
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	40	-	-	40
PLTS	60	-	-	100	-	-	-	-	-	-	160
PLTS+ BESS	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Jumlah	60	100	-	100	300	-	-	340	-	250	1.150
IPP											
PLTA	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	50
PLTB	-	150	150	-	-	75	400	-	-	-	775
PLTGU	-	-	-	-	1.000	-	-	-	-	-	1.000
PLTM	2,8	8,6	86,5	17,9	-	7,4	-	-	-	-	123
PLTP	15	125	5	40	25	25	40	118	415	-	808
PLTS	100		190	40	100	80	977	977	977	-	3.441
PLTS+ BESS	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-	80
PLTSa	-	-	-	90	-	-	-	-	-	-	90
PS	-	-	-	-	-	-	760	-	-	-	760
Jumlah	118	284	431	268	1.175	187	2.177	1.095	1.392	-	7.127
Total											
BESS	-	-	-	-	100	-	-	300	150	500	1.050
PLTA	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	50
PLTB	-	150	150	-	-	75	400	-	-	-	775
PLTGU	-	-	-	-	1.000	-	-	-	-	-	1.000
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTM	2,8	8,6	86,5	17,9	-	7,4	-	-	-	-	123
PLTP	15	125	5	40	25	25	40	158	415	-	848
PLTS	160	-	190	140	100	80	977	977	977	-	3.601
PLTS+ BESS	-	100	-	80	-	-	-	-	-	-	180
PLTSa	-	-	-	90	-	-	-	-	-	-	90
PS	-	-	-	1.040	-	-	-	760	-	-	1.800
Jumlah	178	384	431	1.408	1.575	187	2.177	1.435	1.542	500	9.817

Tabel B3.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD Base	COD ARED	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTGU	Muara Tawar *Add-on* Blok 4	250*	2025	2025	Konstruksi	SH-PLN
2	Jawa Bali	PLTM	Pareang	2,8	2025	2025	Pendanaan	IPP
3	Jawa Bali	PLTS	Saguling	60	2025	2025	Rencana	SH-PLN
4	Jawa Bali	PLTS	Jawa Barat (Kuota) IV	100	2025	2025	Rencana	IPP
5	Jawa Bali	PLTP	Gunung Salak *Small Scale Binary*	15	2025	2025	Konstruksi	IPP
6	Jawa Bali	PLTM	Jayamukti	2,3	2026	2026	Konstruksi	IPP
7	Jawa Bali	PLTM	Kertamukti	6,3	2026	2026	Konstruksi	IPP
8	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	150	2026	2026	Rencana	IPP
9	Jawa Bali	PLTP	Gunung Salak 7	40	2026	2026	Eksplorasi	IPP
10	Jawa Bali	PLTP	Patuha (FTP2)	55	2026	2026	Konstruksi	IPP

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD Base	COD ARED	Status	Pengembang
11	Jawa Bali	PLTP	Wayang Windu (FTP2)	30	2027	2026	Eksplorasi	IPP
12	Jawa Bali	PLTS+ BESS	Jawa Barat (Kuota) VA	100	2027	2026	Rencana	SH-PLN
13	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	74,7	2027	2027	Pengadaan	IPP
14	Jawa Bali	PLTM	Cilongsong	2,4	2027	2027	Pengadaan	IPP
15	Jawa Bali	PLTM	Talaga 2	2	2027	2027	Pengadaan	IPP
16	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	5	2027	2027	Rencana	IPP
17	Jawa Bali	PLTM	Pasirhanjuang	4,4	2027	2027	Pengadaan	IPP
18	Jawa Bali	PLTM	Cihaur	3	2027	2027	Pengadaan	IPP
19	Jawa Bali	PLTP	Cibuni (FTP2)	10	2028	2028	Eksplorasi	IPP
20	Jawa Bali	PLTS	Jawa Barat (Kuota) VII	40	2028	2028	Rencana	IPP
21	Jawa Bali	PS	Upper Cisokan *Pump Storage* (FTP2)	260	2028	2028	Konstruksi	PLN
22	Jawa Bali	PS	Upper Cisokan *Pump Storage* (FTP2)	260	2028	2028	Konstruksi	PLN
23	Jawa Bali	PS	Upper Cisokan *Pump Storage* (FTP2)	260	2028	2028	Konstruksi	PLN
24	Jawa Bali	PS	Upper Cisokan *Pump Storage* (FTP2)	260	2028	2028	Konstruksi	PLN
25	Jawa Bali	PLTSa	Jawa Barat (Kuota) Tersebar	90	2028	2028	Rencana	IPP
26	Jawa Bali	PLTP	Wayang Windu	30	2028	2028	Rencana	IPP
27	Jawa Bali	PLTM	Caringin	6,5	2028	2028	Pengadaan	IPP
28	Jawa Bali	PLTM	Cipanas	3	2028	2028	Rencana	IPP
29	Jawa Bali	PLTM	Sadawarna	2	2028	2028	Rencana	IPP
30	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	6,4	2028	2028	Rencana	IPP
31	Jawa Bali	PLTS+ BESS	Jawa Barat (Kuota) VB	80	2028	2028	Rencana	IPP
32	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-4	1.000	2029	2029	Rencana	IPP
33	Jawa Bali	PLTA	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50	2029	2029	Rencana	IPP
34	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25	2029	2029	Rencana	IPP
35	Jawa Bali	PLTG	Jawa-Bali-5	300	2029	2029	Rencana	SH-PLN
36	Jawa Bali	PLTS	Jawa Barat (Kuota) VIA	100	2030	2028	Rencana	SH-PLN
37	Jawa Bali	PLTS	Jawa Barat (Kuota) IIA	60	2030	2029	Rencana	IPP
38	Jawa Bali	PLTS	Jawa Barat (Kuota) VIII	40	2030	2029	Rencana	IPP
39	Jawa Bali	PLTS	Jawa Barat (Kuota) IIIB	40	2030	2030	Rencana	IPP
40	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25	2030	2030	Rencana	IPP
41	Jawa Bali	PLTM	Leuwikeris	7,4	2030	2030	Rencana	IPP
42	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	75	2031	2030	Rencana	IPP

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD Base	COD ARED	Status	Pengembang
43	Jawa Bali	PLTS	Jawa Barat (Kuota) VIB	40	2031	2030	Rencana	IPP
44	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40	2031	2031	Rencana	IPP
45	Jawa Bali	PS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	190	2031	2031	Rencana	IPP
46	Jawa Bali	PS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	190	2031	2031	Rencana	IPP
47	Jawa Bali	PS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	190	2031	2031	Rencana	IPP
48	Jawa Bali	PS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	190	2031	2031	Rencana	IPP
49	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III	150	2032	2027	Rencana	IPP
50	Jawa Bali	PLTP	Gunung Salak 8	63	2032	2032	Eksplorasi	IPP
51	Jawa Bali	PLTP	Tangkuban Perahu (FTP2)	20	2032	2032	Eksplorasi	SH-PLN
52	Jawa Bali	PLTP	Tangkuban Perahu (FTP2)	20	2032	2032	Eksplorasi	SH-PLN
53	Jawa Bali	PLTP	Patuha (FTP2)	55	2032	2032	Eksplorasi	IPP
54	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25	2033	2033	Rencana	IPP
55	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	55	2033	2033	Rencana	IPP
56	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	55	2033	2033	Rencana	IPP
57	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	20	2033	2033	Rencana	IPP
58	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	55	2033	2033	Rencana	IPP
59	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	30	2033	2033	Rencana	IPP
60	Jawa Bali	PLTP	Patuha (FTP2)	55	2033	2033	Eksplorasi	IPP
61	Jawa Bali	PLTP	Wayang Windu	120	2033	2033	Rencana	IPP
62	Jawa Bali	PLTS	Jawa Barat (Kuota) Tersebar IX	190	2034	2027	Rencana	IPP
63	Jawa Bali	BESS	BESS *Smoothing* Tersebar	150	2034	2034	Rencana	PLN
64	Jawa Bali	BESS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVB	250	2034	2034	Rencana	SH-PLN
65	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-6	1000	2034	-	Rencana	IPP
66	Jawa Bali	BESS	BESS *Smoothing* Tersebar	100	-	2029	Rencana	PLN
67	Jawa Bali	PLTS	Jawa Barat (Kuota) Tersebar X	977	-	2031	Rencana	IPP
68	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV	200	-	2031	Rencana	IPP

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD Base	COD ARED	Status	Pengembang
69	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar V	200	-	2031	Rencana	IPP
70	Jawa Bali	PLTS	Jawa Barat (Kuota) Tersebar XI	977	-	2032	Rencana	IPP
71	Jawa Bali	BESS	BESS Jawa Bali (Kuota) Tersebar II	200	-	2032	Rencana	SH-PLN
72	Jawa Bali	BESS	BESS Jawa Bali (Kuota) Tersebar IIIB	100	-	2032	Rencana	SH-PLN
73	Jawa Bali	PLTS	Jawa Barat (Kuota) Tersebar XII	977	-	2033	Rencana	IPP
74	Jawa Bali	BESS	BESS *Smoothing* Tersebar	150	-	2033	Rencana	PLN
75	Jawa Bali	BESS	BESS *Smoothing* Tersebar	100	-	2034	Rencana	PLN
Jumlah				9.817				

Keterangan:
*) Penambahan Kapasitas dari Pembangkit Eksisting (Peningkatan Efisiensi) dan tidak menambah konsumsui gas

Catatan :
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun

Di Provinsi Jawa Barat terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTA	Wado	50	MW
PLTA	Cibuni-3	172	MW
PLTA	Cibuni-4	105	MW
PLTA	Cikaso-3	53	MW
PLTA	Cimandiri-3	238	MW
PLTA	Cipasang	400	MW
PLTB	Sukabumi	150	MW
PLTB	Cirebon	75	MW
PLTB	Garut	150	MW
PLTB	Sukabumi II	200	MW
PLTB	Tasikmalaya I	200	MW
PLTM	Ciberang	5,8	MW
PLTM	Pongkor	5	MW
PLTM	Cibuluh	3,7	MW
PLTM	Bunijaya 1	1,2	MW
PLTM	Darma	1	MW
PLTM	Cipandak	7,7	MW
PLTM	Sukamaju	7,5	MW
PLTM	Cidurian	5,8	MW
PLTM	Cileat	5,2	MW
PLTM	Pasirjambu	5,1	MW
PLTM	Cikancana	4,7	MW
PLTM	Mekarwangi	4,5	MW
PLTM	Citarik	4	MW
PLTM	Gunung Guruh	3	MW

PLTM	Parentas	1,8	MW
PLTM	Curug Dadali	3,1	MW
PLTM	Kubang	0,4	MW
PLTM	Segrong	0,2	MW
PLTM	Citarum	4,5	MW
PLTP	Kamojang Low Pressure	5	MW
PLTP	Cipanas #1	25	MW
PLTP	Cipanas #2	25	MW
PLTP	Cisolok-Cisukarame (FTP2)	40	MW
PLTP	Gunung Ciremai (FTP2)	25	MW
PLTP	Gunung Galunggung #1	55	MW
PLTP	Gunung Galunggung #2	55	MW
PLTP	Papandayan	20	MW
PLTP	Masigit	55	MW
PLTP	Tampomas (FTP2)	30	MW
PLTS	Indramayu	100	MW
PLTS	Banjar	100	MW
PLTS	Muara Tawar	60	MW
PLTS	Cirebon	40	MW
PLTS	Patimban	40	MW
PLTS	Saguling Ekspansi	40	MW
PLTS+BESS	Jatigede	100	MW
PLTS+BESS	Jatiluhur	80	MW
PS	Jatiluhur	760	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut sudah tercantum dalam daftar potensi dan telah diverifikasi PLN mengenai studi kelayakan dan studi penyambungan yang serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Penambahan pembangkit disesuaikan dengan pertumbuhan beban dan kepastian tambahan pelanggan KTT. Di provinsi Jawa Barat terdapat rencana pembangunan PLTGU Baru, dimana infrastruktur dan energi primer gas direncanakan ketersediaannya sesuai dengan COD PLTGU. Pembangunan PLTGU dipersiapkan untuk beroperasi *dual firing* menggunakan gas dan BBM (untuk kondisi emergensi) sesuai dengan kebutuhan sistem dan kajian teknis.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2025-2034 ditunjukkan pada tabel pembangunan jaringan transmisi B3.12. Sedangkan untuk kebutuhan infrastruktur transmisi terkait Interkoneksi Sumatera Jawa (ISJ) dapat dilihat pada Tabel B3.15.

Tabel B3.11.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500 kV	18		66	69	15	150					318
150 kV	498	699	621	358	329	266	176	191	154	20	3.311
Total	516	699	687	427	344	416	176	191	154	20	3.629*

* Tidak termasuk lingkup ISJ

Tabel B3.11.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500 kV	18		66	69	15	150					318
150 kV	498	718	601	358	329	266	176	191	154	20	3.311
Total	516	718	667	427	344	416	176	191	154	20	3.629*

* Tidak termasuk lingkup ISJ

Tabel B3.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
1	Balongan	Inc. (Jatibarang - Arjawinangun)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	49	2025	2025	Pengadaan
2	Cibatu Baru / Deltamas	Tx. THK	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2025	2025	Rencana
3	Depok II	Inc. (Tx. Cimanggis - Rawadenok (Depok III))	150 kV	New, 2 cct, SUTT	8	2025	2025	Konstruksi
4	Telukjambe II	KTT Indah Kiat	150 kV	New, 1 cct, SUTT	2	2025	2025	Pengadaan
5	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	Inc. (Rancaekek - Sunyaragi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2025	2025	Konstruksi
6	Jatiluhur Baru	Inc. (Padalarang - Tatajabar)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	92	2025	2025	Pengadaan
7	Jatiluhur Baru	PLTA Jatiluhur	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2025	2025	Pengadaan
8	JISC / MOS	Jatiluhur Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	12	2025	2025	Rencana
9	*Switching* Tegalluar	Inc. (Ujungberung - Gedebage)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4,0	2025	2025	Committed
10	*Switching* Tegalluar	Traksi Tegalluar	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2025	2025	Committed
11	KTT Indorama Baru	Inc. (Padalarang Baru - Jatiluhur)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	12	2025	2025	Pengadaan
12	Muara Tawar	Inc. (Bekasi - Plumpang | Kandang Sapi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2025	2025	Konstruksi
13	PLTU Pelabuhan Ratu	Pelabuhan Ratu Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60,0	2025	2025	Konstruksi
14	PLTS Saguling	Switching Rajamandala	150 kV	New, 2 cct, SUTT	16	2025	2025	Pengadaan
15	*Switching* Rajamandala	Inc.(Cigereleng - Rajamandala)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2025	2025	Pengadaan
16	*Switching* Rajamandala	Inc.(Cigereleng - Sukaluyu)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2025	2025	Pengadaan
17	*Switching* Rajamandala	Rajamandala	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2025	2025	Pengadaan
18	Sentul Baru / Cijayanti	Inc. (Bogor Baru - Sentul)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2025	2025	Pengadaan

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
19	Cirata	Padalarang Baru	150 kV	New, 1 cct, SUTT	40	2025	2025	Rencana
20	Subang Baru	Inc. (Sukamandi - Haurgeulis)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2025	2025	Konstruksi
21	Sukatani *New*	Inc. (Bekasi - Sukatani)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2025	2025	Konstruksi
22	Kosambi Baru	Tx. New Sukatani	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	60	2025	2025	Konstruksi
23	Poncol Baru II	Tx. Jatiwaringin | Tambun II	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	12	2025	2025	Konstruksi
24	Tambun II / Tambun *New* / Pasar Kalong	Tambun	150 kV	New, 2 cct, SKTT	14	2025	2025	Pengadaan
25	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong	Tx. Poncol Baru II	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4	2025	2025	Pengadaan
26	Telukjambe II	Telukjambe	150 kV	New, 2 cct, SUTT	14	2025	2025	Konstruksi
27	Muara Tawar	Bekasi	500 kV	New, 2 cct, SUTET	18	2025	2025	Konstruksi
28	*Switching Data Center*	ADSI Deltamas	150 kV	New, 2 cct, SKTT	1	2026	2026	Rencana
29	KIIC II / Margakaya	ADSI KIIC	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4,0	2026	2026	Rencana
30	Telukjambe II	ADSI Suryacipta	150 kV	New, 2 cct, SKTT	3	2026	2026	Rencana
31	Babakan Baru	Inc. (CEP - Brebes)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2026	2026	Konstruksi
32	Bekasi Power	Jababeka II / Pamahan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	12	2026	2026	Rencana
33	Cibatu Baru II / Sukatani	Sukatani New	150 kV	New, 2 cct, SKTT	1	2026	2026	Rencana
34	Sukatani New	Tx. Bekasi Power	150 kV	New, 2 cct, SUTT	11	2026	2026	Rencana
35	Tx. Bekasi Power	Bekasi Power	150 kV	New, 2 cct, SKTT	1	2026	2026	Rencana
36	Cibadak Baru II / Lido	Inc. (Cibadak Baru - Ciawi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2026	2026	Rencana
37	Gandamekar II / Cibuntu	Inc. (Tambun - Gandamekar)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	10	2026	2026	Rencana
38	HLI	Heksa / AUA / AMI / Taman Mekar	150 kV	New, 1 cct, SKTT	1	2026	2026	Rencana
39	HLI	Tamansari/ KNIC	150 kV	New, 1 cct, SKTT	3,8	2026	2026	Rencana
40	Sukatani New	Jababeka II / Pamahan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	11,0	2026	2026	Rencana
41	Jababeka II / Pamahan	Jababeka	150 kV	New, 2 cct, SUTT	9,2	2026	2026	Rencana
42	Bandung Selatan	Tx. Wayang Windu	150 kV	New, 2 cct, SUTT	64	2026	2026	Rencana
43	Tx. Wayang Windu	Kamojang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2026	2026	Rencana
44	Tamansari/ KNIC	KIIC II / Margakaya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2026	2026	Rencana
45	Cikarang	KTT Gunung Raja Paksi	150 kV	New, 1 cct, SKTT	0,5	2026	2026	Rencana
46	Rancaekek	Sunyaragi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	166	2026	2026	Konstruksi
47	Salak Baru	Ciawi Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	100	2026	2026	Pengadaan
48	Bogor Baru	Katulampa	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	5	2026	2026	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
49	Katulampa	Cianjur	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	39,5	2026	2026	Rencana
50	Pertiwi Lestari	Inc. (KNIC / Tamansari - KIIC / Margakaya)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,0	2026	2026	Rencana
51	PLTS+BESS Jawa Barat (Kuota) VA	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2027	2026	Rencana
52	Rengasdengklok Baru	Sukatani /Gobel	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2026	2026	Rencana
53	Tanggeung / Cianjur Selatan	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	New, 2 cct, SUTT	120	2026	2026	Pengadaan
54	Bogor Baru II / Katulampa	Inc. (Bogor Baru - Cianjur)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	0,4	2027	2027	Rencana
55	CATL	Indah Kiat	150 kV	New, 2 cct, SKTT	2	2027	2027	Rencana
56	Cikalong	Cigereleng	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2027	2027	Rencana
57	Cikijing	Inc. (Malangbong Baru - Kuningan Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	80	2027	2027	Rencana
58	KIIC III	KIIC II / Margakaya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	12	2027	2027	Rencana
59	Tasikmalaya New	Ciamis	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2027	2027	Rencana
60	Kadipaten Baru II / Kertajati	Inc Tx (Rancaekek - Sunyaragi)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2027	2027	Rencana
61	Karawang	KIIC II / Margakaya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	22	2027	2027	Rencana
62	Karawang	Telukjambe II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4,4	2027	2027	Rencana
63	Subang Smartpolitan / Metropolitan	Subang baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	38,8	2027	2027	Rencana
64	Kedung Badak Baru II / Kencana	Inc. (Rawadenok - Kedung Badak)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2027	2027	Rencana
65	Kuningan Baru	Mandirancan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24	2027	2027	Pengadaan
66	Malangbong Baru	Kuningan Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	84	2027	2027	Rencana
67	Malangbong Baru	Karahabodas	150 kV	New, 2 cct, SUTT	74	2027	2027	Rencana
68	Patimban	Inc. (PLTU Indramayu - Sukamandi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2027	2027	Rencana
69	Bandung Utara	Padalarang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	25,6	2027	2027	Rencana
70	Cibatu	Mekarsari	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	18	2027	2027	Rencana
71	Mekarsari	Pinayungan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	9	2027	2027	Rencana
72	Sukarame	Wayang Windu	150 kV	New, 2 cct, SUTT	56	2027	2027	Rencana
73	Sukatani	Fajar SW | Cikarang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24	2027	2027	Rencana
74	Sumedang Baru	Inc. (Sunyaragi - Rancaekek)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	5	2027	2027	Konstruksi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
75	Tenjo	Inc. (Tigaraksa - Tigaraksa II)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	12	2027	2027	Rencana
76	KIIC	Karawang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	46	2027	2027	Rencana
77	Karawang	Inc. (Indramayu - Deltamas)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	16	2027	2027	Rencana
78	Cikalong	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	4	2027	2027	Pengadaan
79	Cibinong II	Jatirangon II / Cibubur	150 kV	New, 2 cct, SKTT	16	2028	2028	Rencana
80	PLTP Cibuni	Patuha	150 kV	New, 2 cct, SUTT	11*	2028	2028	Rencana
81	Karawang	Jatiluhur Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2028	2028	Rencana
82	Panasia II / Warung Lobak	Inc. (Bandung Selatan - Panasia)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40	2028	2028	Rencana
83	Braga	Bandung Timur	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2028	2028	Rencana
84	ITP	Bogor Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2028	2028	Rencana
85	Ubrug New	Inc. (PLTU Pelabuhan Ratu - Cibadak Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2028	2028	Rencana
86	Ubrug New	Inc. (PLTU Pelabuhan Ratu - Lembursitu | Semen Jawa)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2028	2028	Rencana
87	Ubrug New	Sentul Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	100	2028	2028	Rencana
88	Citeurup	Inc. (Cibinong-Sentul)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	15,7	2028	2028	Rencana
89	Ubrug	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	8	2028	2028	Rencana
90	Citeurup	Inc. (Cilegon-Cibinong)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	1	2028	2028	Rencana
91	Upper Cisokan PLTA PS	Inc. (Cibinong - Saguling)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	60	2028	2028	Rencana
92	Bandung Selatan II / Soreang	Inc. (Lagadar - Patuha)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2029	2029	Rencana
93	Bunar Baru	Kracak Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2029	2029	Rencana
94	Cibeureum II / Bandung Barat	Cibeureum	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2029	2029	Rencana
95	Cikalong	Bandung Selatan II / Soreang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2029	2029	Rencana
96	KIIC II / Margakaya	Kosambi Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2029	2029	Rencana
97	Kamojang	Tx. Bandung Selatan	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	22	2029	2029	Rencana
98	Kamojang	Tx. Drajat	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	28	2029	2029	Rencana
99	Lagadar II / Bojong	Inc. (Lagadar - Padalarang)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2029	2029	Rencana
100	Peruri II	Inc. (Pinayungan - Peruri | Parungmulya)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8,0	2029	2029	Rencana
101	PLTG Jawa Bali-5	Jababeka II / Pamahan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	83	2029	2029	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
102	Rancaekek II	Inc. (Rancaekek - Cikasungka)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2029	2029	Rencana
103	Kutamekar	Kosambi Baru	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	7,5	2029	2029	Rencana
104	Maligi	Kosambi Baru	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	7	2029	2029	Rencana
105	Parungmulya	Kutamekar	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	5,1	2029	2029	Rencana
106	Parungmulya	Maligi	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	2,6	2029	2029	Rencana
107	Gandul	Depok	500 kV	Rec, 2 cct, SUTET	15,0	2029	2029	Rencana
108	PLTGU Jawa-4	PLTGU Jawa-4 *Switching*	500 kV	New, 2 cct, SUTET	20*	2029	2029	Rencana
109	PLTGU Jawa-4 *Switching*	Inc. (Batang - Indramayu)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	40*	2029	2029	Rencana
110	Tx. Drajat	Tasikmalaya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	130	2030	2030	Rencana
111	Tx. Kamojang	Tx. Drajat	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2030	2030	Rencana
112	Kracak Baru	Kedung Badak	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2030	2030	Rencana
113	Tx. New Sukatani	Bekasi	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	58	2030	2030	Rencana
114	Tegal Herang II	Tegal Herang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2030	2030	Rencana
115	Mandirancan	Bandung Selatan	500 kV	New, 1 cct, SUTET	150	2030	2030	Rencana
116	PLTP Cisolok Sukarame	Inc. (Pelabuhan Ratu - Bayah)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	32	2031	2031	Rencana
117	Dawuan II / Megatama Putra Sejahtera KTT	Inc. (Kosambi Baru - PLTU Indramayu)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	10	2031	2031	Rencana
118	Garut	Tasikmalaya	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	40,3	2031	2031	Rencana
119	Pabuaran	Dawuan II / Megatama Putra Sejahtera KTT	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24	2031	2031	Rencana
120	Tasikmalaya Baru II / Singaparna	Inc. (Tasikmalaya - Garut)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	70	2031	2031	Rencana
121	Garut II / Leles	Inc. (Garut - Bandung Selatan)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40	2032	2032	Rencana
122	Cigereleng	Lagadar	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	32,8	2032	2032	Rencana
123	Cianjur	Padalarang Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	83,2	2032	2032	Rencana
124	PLTP Tangkuban Perahu I	Padalarang Baru II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	15	2032	2032	Rencana
125	Tambun III / Mustika Jaya	Tambun II	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2032	2032	Rencana
126	Cikumpay II / Sadang	Inc. (Cikumpay - Purwakarta | Cirata)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2033	2033	Rencana
127	Cileungsi III / Pasir Angin	Cileungsi II / Jonggol	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2033	2033	Rencana
128	KSB Gunung Sindur	Inc. (Gandul – Serpong)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	28	2033	2033	Rencana
129	Bekasi	Plumpang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	14	2033	2033	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
130	Cibinong	Cimanggis	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	13	2033	2033	Rencana
131	KSB Cirata	Cirata	150 kV	New, 1 cct, SUTT	15,0	2033	2033	Rencana
132	KSB Cirata	Inc. (Cirata – Walini)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4,0	2033	2033	Rencana
133	Ciawi Baru II / Cisarua	Inc. (Ciawi - Cibadak Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2034	2034	Rencana
134	PLTS Jawa Barat (Kuota) IV	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	21*	2025	2025	Rencana
135	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	16*	2026	2026	Rencana
136	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2032	2027	Rencana
137	PLTS Jawa Barat (Kuota) Tersebar IX	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2027	Rencana
138	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IX	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2027	Rencana
139	PLTSa Jawa Barat (Kuota) Tersebar	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	17,6*	2028	2028	Rencana
140	PLTS+BESS Jawa Barat (Kuota) VIA	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	19,6*	2030	2028	Rencana
141	PLTS Jawa Barat (Kuota) VI	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,4*	2028	2028	Rencana
142	BESS Smoothing Tersebar (1)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	-	2029	Rencana
143	PLTA Jawa-Bali (Kuota) Tersebar (Wado)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2029	2029	Rencana
144	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2029	2029	Rencana
145	PLTS Jawa Barat (Kuota) VII	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2029	Rencana
146	PLTS Jawa Barat (Kuota) IIA	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	66*	2030	2029	Rencana
147	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2031	2030	Rencana
148	PLTS Jawa Barat (Kuota) IIIB	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
149	PLTS Jawa Barat (Kuota) VIB	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2031	2030	Rencana
150	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV (1)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
151	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV (2)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
152	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar V (1)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
153	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar V (2)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
154	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (1)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
155	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (2)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
156	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (3)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
157	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (4)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
158	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (5)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
159	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (6)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
160	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (7)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
161	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (8)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
162	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (9)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
163	PLTP Gunung Salak 8	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2032	2032	Rencana
164	PLTP Patuha (FTP2)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2032	2032	Rencana
165	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (1)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
166	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (2)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
167	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (3)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
168	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (4)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
169	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (5)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
170	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (6)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
171	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (7)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
172	PLTS Jawa-Bali (Kuota)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
	Tersebar XI (8)							
173	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (9)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
174	BESS Smoothing Tersebar (1)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	-	2033	Rencana
175	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar 2	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
176	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar 3	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
177	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar 1	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
178	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar 4	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
179	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	Inc. (Jawa Barat Eksisting/Baru A - Jawa Barat Eksisting/Baru B)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	70*	2033	2033	Rencana
180	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar 5	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
181	PLTP Patuha (FTP2)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
182	PLTP Wayang Windu	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
183	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (1)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
184	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (2)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
185	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (3)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
186	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (4)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
187	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (5)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
188	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (6)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
189	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (7)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
190	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (8)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
191	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (9)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
192	BESS Smoothing Tersebar (2)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	-	2034	Rencana
193	BESS Smoothing Tersebar (2)	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2034	2034	Rencana
194	PLTU Indramayu / Sumur Adem	Indramayu	150 kV	New, 1 cct, SKTT	1,5	2025	2025	Pengadaan
195	Fajar Surya Wisesa II / Telaga Murni	Inc. (Kosambi Baru - Bekasi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	100,0	2028	2028	Rencana
196	Bengkok Baru / Dago II	Inc. (Bandung Utara - Dago Pakar)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40,0	2029	2029	Rencana
197	KTT Data Center	Inc. (THK - KIIC II)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	16,0	2030	2030	Rencana
198	PLTS+BESS Jawa Barat (Kuota) VB	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	17,6*	2028	2028	Rencana
199	Jatiluhur PS	Inc. (Cirata-Saguling)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	4,6*	2031	2031	Rencana
200	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
201	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
202	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIIB	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
203	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVB	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2034	Rencana
204	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVB	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2034	Rencana
205	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVB	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2034	Rencana
	Total				3.629**			

* Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan, belum ada kepastian lokasi
** Tidak termasuk lingkup ISJ

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Adapun rencana pemasangan kapasitor dibeberapa gardu induk dengan total sebesar 150 MVAr dan direncanakan pemasangan reaktor dengan total sebesar 400 MVAr guna peningkatan keandalan sistem di Provinsi Jawa Barat. Rincian rencana pembangunan gardu induk

sepanjang tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel B3.14. Sedangkan untuk kebutuhan infrastruktur gardu induk terkait Interkoneksi Sumatera Jawa (ISJ) dapat dilihat pada Tabel B3.16.

Tabel B3.13.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	2.500	1.000	4.000	3.000	-	-	-	-	-	-	10.500
150/70 kV	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
150/20 kV	1.200	960	1.920	900	960	300	480	360	300	240	7.620
Total	3.700	1.960	6.020	3.900	960	300	480	360	300	240	18.220*

* Tidak termasuk lingkup ISJ

Tabel B3.13.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	2.500	1.000	4.000	3.000	-	-	-	-	-	-	10.500
150/70 kV	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
150/20 kV	1.200	960	1.920	900	960	300	480	360	300	240	7.620
Total	3.700	1.960	6.020	3.900	960	300	480	360	300	240	18.220*

* Tidak termasuk lingkup ISJ

Tabel B3.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Heksa / AUA / AMI / Taman Mekar	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Rencana
2	Balongan	150/20 kV	New	120	2025	2025	Konstruksi
3	Cibatu	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Konstruksi
4	Cibatu Baru / Deltamas	500/150 kV	Ext	500	2025	2025	Konstruksi
5	Cibatu Baru / Deltamas	500/150 kV	Ext	500	2025	2025	Konstruksi
6	Cibatu Baru / Deltamas	150 kV	Ext	-	2025	2025	Pengadaan
7	Cibatu Baru / Deltamas	150 kV	Ext	-	2025	2025	Pengadaan
8	Cibatu Baru / Deltamas	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Konstruksi
9	Cibatu Baru / Deltamas	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Konstruksi
10	Salak Lama	150 kV	Upr	1 LB	2025	2025	Pengadaan
11	KTT Indah Kiat	150 kV	New	3 LB	2025	2025	Pengadaan
12	Telukjambe II	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Pengadaan
13	Indramayu	500/150 kV	Ext	500	2025	2025	Pengadaan
14	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	150 kV	New	4 LB	2025	2025	Konstruksi
15	Jatiluhur Baru	150/20 kV	New	60	2025	2025	Pengadaan
16	Jatiluhur Baru	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Rencana
17	JISC / MOS	150/20 kV	New	120	2025	2025	Rencana
18	Kadipaten Baru	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Committed
19	Kadipaten Baru	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Committed
20	Switching Tegalluar	150 kV	New	4 LB	2025	2025	Committed
21	KIIC II / Margakaya	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Rencana
22	KTT Data Center	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Rencana
23	KIIC II / Margakaya	150 kV	Ext	1 LB	2025	2025	Rencana
24	Pinayungan	150 kV	Ext	1 LB	2025	2025	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
25	KTT Indorama Baru	150 kV	New	6 LB	2025	2025	Pengadaan
26	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
27	Pelabuhan Ratu Baru	150/20 kV	New	60	2025	2025	Konstruksi
28	PLTS Saguling	150 kV	New	2 LB	2025	2025	Pengadaan
29	Switching Rajamandala	150 kV	New	8 LB	2025	2025	Pengadaan
30	Bekasi	500 kV	Ext	2 Dia	2025	2025	Konstruksi
31	Sentul Baru / Cijayanti	150/20 kV	New	180	2025	2025	Pengadaan
32	Subang Baru / Pamanukan	150/20 kV	New	180	2025	2025	Konstruksi
33	Kosambi Baru	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Konstruksi
34	Tambun	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Pengadaan
35	Tambun	500/150 kV	Ext	1000	2025	2025	Pengadaan
36	Poncol Baru II	150 kV	Ext	1 LB	2025	2025	Pengadaan
37	Telukjambe	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
38	Telukjambe II	150/20 kV	New	120	2025	2025	Konstruksi
39	Ujungberung Lama	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Pengadaan
40	KTT Data Center	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
41	KIIC II / Margakaya	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
42	Telukjambe II	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
43	Babakan Baru	150/20 kV	New	120	2026	2026	Konstruksi
44	Balongan	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Konstruksi
45	Bekasi Power	150 kV	Ext	4 LB	2026	2026	Rencana
46	Cibadak Baru II / Lido	150/20 kV	New	120	2026	2026	Rencana
47	Cikarang Baru Lippo	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana
48	Gandamekar II / Cibuntu	150/20 kV	New	120	2026	2026	Rencana
49	Heksa / AUA / AMI / Taman Mekar	150 kV	Ext	1 LB	2026	2026	Rencana
50	HLI	150 kV	New	3 LB	2026	2026	Rencana
51	Tamansari/ KNIC	150 kV	Ext	1 LB	2026	2026	Rencana
52	Cibatu Baru II / Sukatani	500/150 kV	Ext	1000	2026	2026	Rencana
53	Sukatani New	150 kV	Ext	4 LB	2026	2026	Rencana
54	Jababeka	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
55	Jababeka II / Pamahan	150/20 kV	New	120	2026	2026	Rencana
56	Bandung Selatan	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
57	Kamojang	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
58	KIIC II / Margakaya	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
59	Tamansari/ KNIC	150 kV	New	3 LB	2026	2026	Rencana
60	Tamansari/ KNIC	150/20 kV	Ext	120	2026	2026	Rencana
61	KIIC II / Margakaya	150 kV	Ext	1 LB	2026	2026	Rencana
62	Pinayungan	150 kV	Ext	1 LB	2026	2026	Rencana
63	Cikarang	150 kV	Ext	1 LB	2026	2026	Rencana
64	Rancaekek	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Konstruksi
65	Sunyaragi	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Konstruksi
66	Ciawi Baru	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Pengadaan
67	Salak Baru	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Pengadaan
68	Salak Baru	150 kV	Ext	-	2026	2026	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
69	Bogor Baru	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
70	Cianjur	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
71	Katulampa	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
72	Pertiwi Lestari	150/20 kV	Ext	120	2026	2026	Rencana
73	Pertiwi Lestari	150 kV	New	3 LB	2026	2026	Rencana
74	Wayang Windu	150 kV	Ext	-	2027	2026	Rencana
75	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	2027	2026	Rencana
76	PLTS+BESS Jawa Barat (Kuota) VA	150 kV	New	2 LB	2027	2026	Rencana
77	Sukatani /Gobel	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
78	Rengasdengklok Baru	150/20 kV	New	120	2026	2026	Rencana
79	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Pengadaan
80	Tanggeung / Cianjur Selatan	150/20 kV	New	60	2026	2026	Pengadaan
81	Pinayungan	150 kV	Ext	-	2026	2026	Rencana
82	Bandung Timur Baru	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Rencana
83	Bogor Baru II / Katulampa	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
84	CATL	150 kV	New	3 LB	2027	2027	Rencana
85	Indah Kiat	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
86	Cikalong	500 kV	New	4 Dia	2027	2027	Pengadaan
87	Cikalong	500/150 kV	Ext	1000	2027	2027	Rencana
88	Cigereleng	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
89	Cikalong	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
90	Wayang Windu	150/70 kV	Ext	100	2027	2027	Pengadaan
91	Cikedung	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
92	Cikijing	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
93	Cimanggis II / Tengah	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Rencana
94	Cirata Baru	150/20 kV	Upr	60	2027	2027	Rencana
95	Karawang	500 kV	Ext	2 Dia	2027	2027	Rencana
96	KIIC	500/150 kV	New	1000	2027	2027	Rencana
97	KIIC II / Margakaya	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
98	KIIC III	150/20 kV	New	120	2027	2027	Rencana
99	Ciamis	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
100	Tasikmalaya New	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
101	Kadipaten Baru II / Kertajati	150/20 kV	New	120	2027	2027	Rencana
102	Karawang	500/150 kV	New	2000	2027	2027	Rencana
103	Jatiluhur Baru	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
104	KIIC II / Margakaya	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
105	Telukjambe II	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
106	Karawang	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
107	Subang Baru / Pamanukan	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
108	Subang Smartpolitan / Metropolitan	150/20 kV	New	120	2027	2027	Rencana
109	Kedung Badak Baru II / Kencana	150/20 kV	New	120	2027	2027	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
110	KIIC II / Margakaya	150 kV	Ext	-	2027	2027	Rencana
111	Kuningan Baru	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
112	Mandirancan	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Pengadaan
113	Kuningan Baru	150/20 kV	New	60	2027	2027	Pengadaan
114	Karahabodas	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
115	Malangbong Baru	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
116	Malangbong Baru	150/20 kV	New	120	2027	2027	Rencana
117	Padalarang Baru II / Ngamprah / Walini	150/20 kV	New	120	2027	2027	Pengadaan
118	Patimban	150/20 kV	New	120	2027	2027	Rencana
119	Bandung Utara	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
120	Padalarang	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
121	Cibatu	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
122	Mekarsari	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
123	Mekarsari	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
124	Pinayungan	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
125	Rancanumpang / Gedebage	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Rencana
126	Wayang Windu	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
127	Sukarame	150/20 kV	New	120	2027	2027	Rencana
128	Sukatani New	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Rencana
129	Sukatani	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
130	Sumedang Baru	150/20 kV	New	120	2027	2027	Konstruksi
131	Tambun II / Pasar Kalong	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Rencana
132	Tenjo	150/20 kV	New	120	2027	2027	Rencana
133	Cibabat II / Leuwigajah	150/20 kV	Ext	60	2028	2028	Rencana
134	Cibinong II	150/20 kV	New	120	2028	2028	Rencana
135	Patuha	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
136	PLTP Cibuni	150/20 kV	New	60*	2028	2028	Rencana
137	Cikarang Baru Lippo	150/20 kV	Ext	60	2028	2028	Rencana
138	KIIC III	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
139	Jababeka II / Pamahan	150/20 kV	Ext	60	2028	2028	Rencana
140	Karawang	500/150 kV	Ext	1000	2028	2028	Rencana
141	Karawang	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
142	Maligi	150/20 kV	Ext	60	2028	2028	Rencana
143	Panasia II / Warung Lobak	150/20 kV	New	60	2028	2028	Rencana
144	Bandung Timur	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
145	Braga	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
146	Bogor Baru	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
147	ITP	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
148	Sukatani New	150/20 kV	Ext	60	2028	2028	Rencana
149	Telukjambe II	150/20 kV	Ext	60	2028	2028	Rencana
150	Ubrug	500/150 kV	New	1000	2028	2028	Rencana
151	Sentul Baru / Cijayanti	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
152	Ubrug New / Warung Kiara	150/20 kV	New	120	2028	2028	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
153	Citeurup	500/150 kV	New	1000	2028	2028	Rencana
154	Citeurup	150/20 kV	New	120	2028	2028	Rencana
155	Upper Cisokan PLTA PS	500 kV	New	4 Dia	2028	2028	Rencana
156	Balongan	150/20 kV	Ext	60	2029	2029	Rencana
157	Bandung Selatan II / Soreang	150 kV	New	4 LB	2029	2029	Rencana
158	Bunar Baru	150 kV	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
159	Kracak Baru	150/20 kV	New	120	2029	2029	Rencana
160	Cibeureum	150 kV	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
161	Cibeureum II / Bandung Barat	150/20 kV	New	120	2029	2029	Rencana
162	Bandung Selatan II / Soreang	150 kV	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
163	Cikalong	150 kV	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
164	Kosambi Baru	150 kV	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
165	Kamojang	150 kV	Upr	2 LB	2029	2029	Rencana
166	Lagadar II / Bojong	150/20 kV	New	120	2029	2029	Rencana
167	Kedung Badak	150 kV	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
168	Depok	500 kV	Upr	2 Dia	2029	2029	Rencana
169	Gandul	500 kV	Upr	2 Dia	2029	2029	Rencana
170	Peruri II	150/20 kV	New	120	2029	2029	Rencana
171	Jababeka II / Pamahan	150 kV	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
172	PLTG Jawa Bali-5	150/20 kV	New	60	2029	2029	Rencana
173	PLTGU Jawa-4	500 kV	New	2 Dia*	2029	2029	Rencana
174	PLTGU Jawa-4 Switching	500 kV	New	4 Dia*	2029	2029	Rencana
175	Poncol Baru II	150/20 kV	Ext	60	2029	2029	Rencana
176	Rancaekek II	150/20 kV	New	120	2029	2029	Rencana
177	Kosambi Baru	150 kV	Upr	2 LB	2029	2029	Rencana
178	Kutamekar	150 kV	Upr	2 LB	2029	2029	Rencana
179	Maligi	150 kV	Upr	2 LB	2029	2029	Rencana
180	Parungmulya	150 kV	Upr	2 LB	2029	2029	Rencana
181	Rengasdengklok Baru	150/20 kV	Ext	60	2029	2029	Rencana
182	Sentul Baru / Cijayanti	150/20 kV	Ext	60	2029	2029	Rencana
183	Tasikmalaya	150 kV	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana
184	Mandirancan	500 kV	Ext	-	2030	2030	Rencana
185	Kracak Baru	150 kV	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana
186	Bekasi	150 kV	Upr	2 LB	2030	2030	Rencana
187	Tegal Herang	150 kV	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana
188	Tegal Herang II	150/20 kV	New	120	2030	2030	Rencana
189	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	150/20 kV	Ext	60	2031	2031	Rencana
190	PLTP Cisolok Sukarame	150/20 kV	New	60	2031	2031	Rencana
191	Dawuan II / Megatama Putra Sejahtera KTT	150/20 kV	New	120	2031	2031	Rencana
192	Dawuan II / Megatama Putra Sejahtera KTT	150 kV	Ext	2 LB	2031	2031	Rencana
193	Pabuaran	150 kV	Ext	2 LB	2031	2031	Rencana
194	Sawangan	150/20 kV	Ext	60	2031	2031	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
195	Tambun II / Pasar Kalong	150/20 kV	Ext	60	2031	2031	Rencana
196	Tasikmalaya Baru II / Singaparna	150/20 kV	New	120	2031	2031	Rencana
197	Cangkring Baru / Kapetakan	150/20 kV	Ext	60	2032	2032	Rencana
198	Garut II / Leles	150/20 kV	New	60	2032	2032	Rencana
199	Cigereleng	150 kV	Upr	2 LB	2032	2032	Rencana
200	Lagadar	150 kV	Upr	2 LB	2032	2032	Rencana
201	Cianjur	150 kV	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
202	Padalarang	150 kV	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
203	Pertiwi Lestari	150/20 kV	Ext	60	2032	2032	Rencana
204	Patuha	150 kV	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
205	Padalarang Baru II	150 kV	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
206	PLTP Tangkuban Perahu I	150/20 kV	New	60	2032	2032	Rencana
207	Tambun II / Pasar Kalong	150 kV	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
208	Tambun III / Mustika Jaya	150/20 kV	New	60	2032	2032	Rencana
209	Telukjambe II / Surya Cipta	150/20 kV	Ext	60	2032	2032	Rencana
210	Arjawinangun Baru	150/20 kV	Ext	60	2033	2033	Rencana
211	Cikumpay II / Sadang	150/20 kV	New	60	2033	2033	Rencana
212	Cileungsi II / Jonggol	150 kV	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
213	Cileungsi III / Pasir Angin	150/20 kV	New	120	2033	2033	Rencana
214	KSB Gunung Sindur	150 kV	New	5 LB	2033	2033	Rencana
215	Katulampa	150/20 kV	Ext	60	2033	2033	Rencana
216	Bekasi	150 kV	Upr	2 LB	2033	2033	Rencana
217	Cibinong	150 kV	Upr	2 LB	2033	2033	Rencana
218	Cimanggis	150 kV	Upr	2 LB	2033	2033	Rencana
219	KSB Cirata New	150 kV	New	5 LB	2033	2033	Rencana
220	Ciawi Baru II / Cisarua	150/20 kV	New	120	2034	2034	Rencana
221	Cibadak Baru II / Lido	150/20 kV	Ext	60	2034	2034	Rencana
222	Dayeuhkolot	150/20 kV	Ext	60	2034	2034	Rencana
223	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2025	2025	Rencana
224	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2026	2026	Rencana
225	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2032	2027	Rencana
226	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2027	Rencana
227	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2027	Rencana
228	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2028	2028	Rencana
229	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2028	Rencana
230	PLTS+BESS Jawa Barat (Kuota) VIA	150 kV	New	2 LB*	2030	2028	Rencana
231	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2028	2028	Rencana
232	BESS Smoothing Tersebar (1)	150 kV	New	2 LB*	-	2029	Rencana
233	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2029	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
234	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2029	2029	Rencana
235	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2029	2029	Rencana
236	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2029	Rencana
237	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2029	Rencana
238	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2031	2030	Rencana
239	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2030	Rencana
240	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2031	2030	Rencana
241	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
242	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
243	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
244	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
245	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2038	2031	Rencana
246	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2038	2031	Rencana
247	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2038	2031	Rencana
248	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2038	2031	Rencana
249	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2038	2031	Rencana
250	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2038	2031	Rencana
251	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2038	2031	Rencana
252	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2038	2031	Rencana
253	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2038	2031	Rencana
254	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2032	2032	Rencana
255	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2039	2032	Rencana
256	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2039	2032	Rencana
257	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2039	2032	Rencana
258	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2039	2032	Rencana
259	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2039	2032	Rencana
260	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2039	2032	Rencana
261	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2039	2032	Rencana
262	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2039	2032	Rencana
263	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2039	2032	Rencana
264	BESS Smoothing Tersebar (1)	150 kV	New	2 LB*	-	2033	Rencana
265	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
266	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
267	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
268	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
269	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
270	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	150/20 kV	New	60*	2033	2033	Rencana
271	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
272	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
273	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
274	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2040	2033	Rencana
275	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2040	2033	Rencana
276	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2040	2033	Rencana
277	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2040	2033	Rencana
278	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2040	2033	Rencana
279	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2040	2033	Rencana
280	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2040	2033	Rencana
281	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2040	2033	Rencana
282	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2040	2033	Rencana
283	BESS Smoothing Tersebar (2)	150 kV	New	2 LB*	-	2034	Rencana
284	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
285	BESS Smoothing Tersebar (2)	150 kV	New	2 LB*	2034	2034	Rencana
286	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2034	Rencana
287	PLTU Indramayu / Sumur Adem	150 kV	Ext	1 Dia	2025	2025	Pengadaan
288	Dawuan	150 kV	Ext	1 LB	2025	2025	Rencana
289	Patuha	150 kV	Ext	-	2026	2026	Rencana
290	Cimanggis	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Rencana
291	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Pengadaan
292	Fajar Surya Wisesa II / Telaga Murni	150/20 kV	New	120	2028	2028	Rencana
293	Bengkok Baru / Dago II	150/20 kV	New	60	2029	2029	Rencana
294	KTT Data Center	150/20 kV	New	120	2030	2030	Rencana
295	Gandamekar II / Cibuntu	150/20 kV	Ext	60	2030	2030	Rencana
296	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2028	2028	Rencana
297	Jatiluhur PS	500 kV	New	4 Dia*	2031	2031	Rencana
298	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	150 kV	New	2 LB*	-	2032	Rencana
299	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
300	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	150 kV	New	2 LB*	-	2032	Rencana
301	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
302	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIIB	150 kV	New	2 LB*	-	2032	Rencana
303	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
304	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2034	Rencana
305	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVB	150 kV	New	2 LB*	2034	2034	Rencana
306	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2034	Rencana
307	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVB	150 kV	New	2 LB*	2034	2034	Rencana
308	Jawa Barat Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2034	Rencana
309	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVB	150 kV	New	2 LB*	2034	2034	Rencana
Total				18.220**			

* Kebutuhan infrastruktur Gardu Induk terkait pembangkit tersebar.
** Tidak termasuk lingkup ISJ

Proyek transmisi interkoneksi Sumatera Jawa (ISJ) merupakan sistem interkoneksi yang menghubungkan Pulau Sumatera dan Jawa bertujuan untuk menyalurkan energi pembangkit EBT *baseload* (PLTA dan PLTP) di Sumatera ke pusat beban di Jawa. Adapun daftar proyek terkait interkoneksi Sumatera Jawa yang terdapat di Provinsi Jawa Barat terdapat pada Tabel B3.15 untuk transmisi, dan Tabel B3.16 untuk gardu induk.

Tabel B3.15. Rencana Pengembangan SUTET terkait ISJ

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Bogor X	Inc. (Bunar Baru - Kracak Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8,0	2031	2031	Rencana
2	Bogor X	Inc. (Cilegon - Citereup)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	120,0	2031	2031	Rencana
3	Bogor X	Inc. (Depok - Cikalong)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	6,0	2031	2031	Rencana
4	Citereup	Cibinong	500 kV	New, 1 cct, SUTET	6,0	2031	2031	Rencana
Total*					140			

Tabel B3.16. Rencana Pengembangan GITET terkait ISJ

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Bogor X	150/20 kV	New	120	2031	2031	Rencana
2	Citereup	500 kV	Ext	1 Dia	2031	2031	Rencana
3	Cibonong	500 kV	Ext	1 Dia	2031	2031	Rencana
4	Bogor X	500/150 kV	New	1000	2031	2031	Rencana
5	Bogor X (Converter Station)	500/150 kV DC	New	2 Dia	2031	2031	Rencana
Total*				1.120			

* Belum termasuk kebutuhan *converter* ISJ total 2x2600 MW (Muara Enim & Bogor X)

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) seperti pada tabel B3.17.

Tabel B3.17. Pengembangan Sistem Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	873	856	841	825	808
Panjang JTR	kms	1.141	1.110	1.081	1.052	1.023
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	230	227	224	221	217
Tambahan Pelanggan		249.477	244.100	239.114	233.971	228.660

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	792	778	765	752	739
Panjang JTR	kms	996	972	949	927	905
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	214	211	208	205	203
Tambahan Pelanggan		223.716	219.376	215.198	211.112	207.149

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional, yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian rasio desa berlistrik dan rasio elektrifikasi PLN 100%.

Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Jawa Barat seperti pada tabel B3.18.

Tabel B3.18. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	-	-
Panjang JTM	kms	46,6	7,9	40,7
Panjang JTR	kms	192,8	45,9	369,9
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	2,8	0,60	3,0
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	42	8	60

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian rasio desa berlistrik mencapai 100% dan seluruhnya telah berlistrik PLN (RDB PLN 100%). Adapun untuk capaian rasio elektrifikasi di Provinsi Jawa Barat sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 99,99%.

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan

rasio elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

Capaian RDB PLN sudah mencapai 100% capaian RE PLN 100% ditargetkan pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Jawa Barat sebagai berikut:

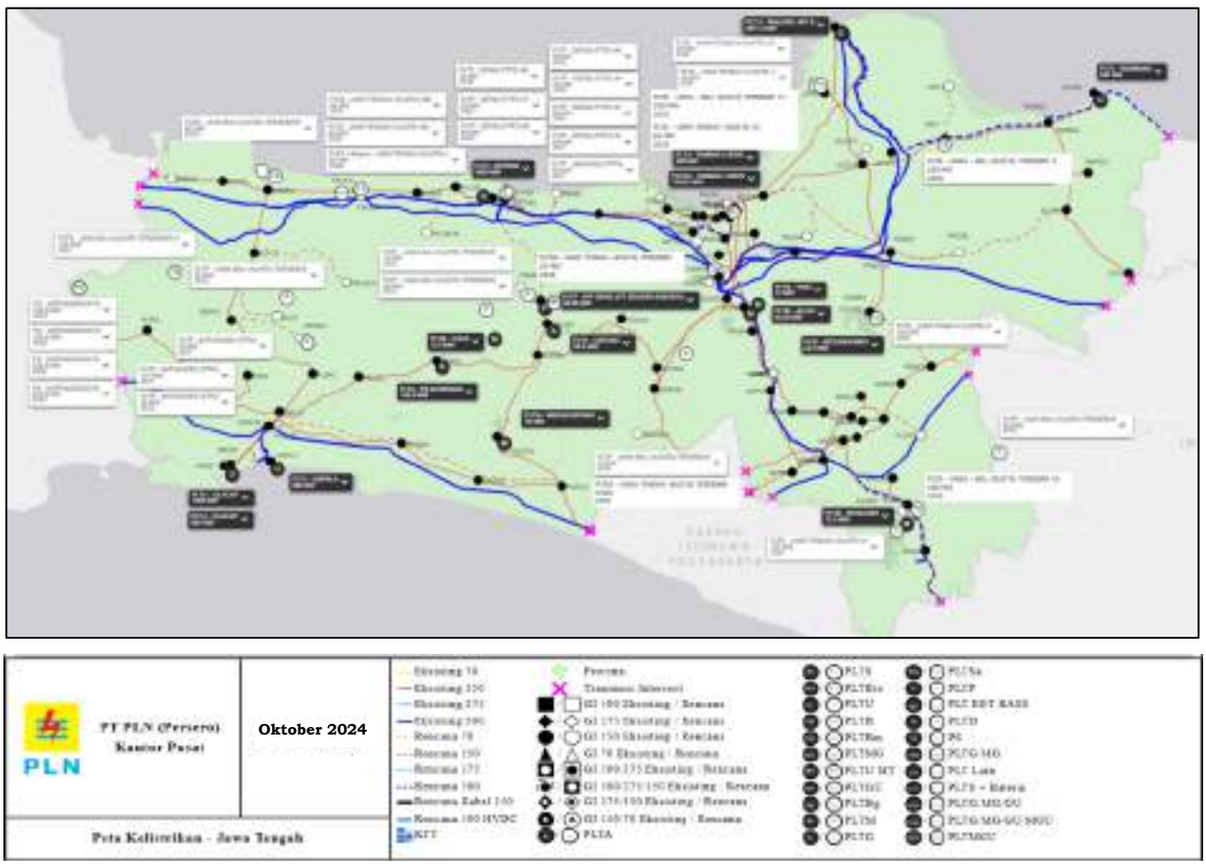
Tabel B3.19. Target RDB dan RE PLN Provinsi Jawa Barat

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	100	100	100	100
RE PLN (%)	99,99	99,99	99,99	100

LAMPIRAN B.4
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI JAWA TENGAH

B4.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Jawa Tengah tertinggi tahun 2024 sekitar 4.296 MW yang tercapai pada bulan Oktober 2024. Sementara pembangkit yang terkoneksi ke jaringan 500 kV dan 150 kV dengan kapasitas hingga 12.044 MW. Pembangkit listrik di Jawa Tengah yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTU Tanjung Jati B, PLTU Adipala, PLTU Cilacap Exp, PLTU Jawa 8, PLTU Jawa Tengah (PPP) dan PLTU Jawa 4 dan di *grid* 150 kV adalah PLTGU/PLTU Tambak Lorok, PLTU Cilacap, PLTP Dieng, PLTA Mrica dan PLTA tersebar. Peta sistem tenaga listrik Jawa Tengah ditunjukkan pada Gambar B4.1.



Gambar B4.1. Peta Wilayah Provinsi Jawa Tengah

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 4 GITET, yaitu Tanjung Jati, Ungaran, Pedan, Kesugihan dan Pemalang dengan kapasitas 6.500 MVA. Sistem tenaga listrik Provinsi Jawa Tengah terdiri atas 6 subsistem yaitu:

- Sub sistem Pedan 1,2 yang memasok wilayah Surakarta, Karanganyar, Sukoharjo, Sragen, Klaten, dan wilayah DIY yaitu Bantul dan Gunungkidul
- Sub sistem Pedan 3,4 yang memasok wilayah Surakarta, Sukoharjo, Wonogiri, dan wilayah DIY yaitu Bantul, Kulon Progo, Sleman
- Sub sistem Ungaran dan Sub sistem Tanjung Jati yang memasok wilayah Kota Semarang, Kabupaten Salatiga, Kabupaten Demak, Kabupaten Jepara, Kabupaten Rembang, Kota Salatiga, Kabupaten Blora, Kabupaten Pati,
- Sub sistem Pemalang yang memasok wilayah Kabupaten Batang, Kabupaten Pemalang, Kabupaten Pekalongan, Kabupaten Brebes, Kabupaten Kendal dan Kota Tegal.

- Sub sistem Kesugihan – PLTU Cilacap memasok Kabupaten Wonosobo, Kabupaten Tumenggung, DIY, Kabupaten Cilacap, Kabupaten Banyumas, Kabupaten Purworejo, Kabupaten Purbalingga dan Kabupaten Kebumen.

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2015-2024 per sektor pelanggan di Provinsi Jawa Tengah ditunjukkan pada Tabel B4.1 dan Tabel B4.2

Tabel B4.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	9.807	10.370	10.428	10.816	11.486	12.556	12.987	12.962	13.620	14.630
2	Bisnis	2.339	2.585	2.685	2.907	3.178	3.169	3.513	3.790	4.171	4.480
3	Publik	1.360	1.493	1.572	1.693	1.824	1.773	1.829	2.035	2.233	2.398
4	Industri	6.901	7.228	7.717	8.142	8.270	7.593	8.332	8.778	8.408	9.348
Jumlah		20.408	21.675	22.402	23.558	24.757	25.091	26.661	27.565	28.432	30.856
Pertumbuhan (%)		4,0	6,2	3,4	5,2	5,1	1,3	6,3	3,4	3,1	8,5

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Tabel B4.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	8.284	8.551	8.910	9.276	9.621	9.905	10.224	10.510	10.834	10.987
2	Bisnis	307	349	384	408	432	462	500	537	580	602
3	Publik	269	284	301	317	334	347	363	377	391	396
4	Industri	7,1	7,7	8,6	9,8	10,9	12,0	13,5	14,9	17,0	17,8
Jumlah		8.866	9.192	9.604	10.011	10.398	10.726	11.100	11.438	11.821	12.003
Pertumbuhan (%)		4,8	3,7	4,5	4,2	3,9	3,2	3,5	3,0	3,3	1,5

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Sedangkan rincian (jenis, kapasitas dan daya mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B4.3.

Tabel B4.3. Rekap Kapasitas Pembangkit Eksisting Pembangkit

Jenis Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTA	Jawa Bali	27	318	307	298
PLTD	*Isolated*	9	5,7	4,9	2,8
PLTG	Jawa Bali	2	55	49,5	-
PLTGU	Jawa Bali	3	1.813	1.589	1.612
PLTM	Jawa Bali	5	10,1	8,8	9,4
PLTS	Jawa Bali	5	0,2	0,2	0,1
PLTU	Jawa Bali	10	4.410	4.012	3.906
Jumlah PLN		61	6.613	5.971	5.829
IPP					
PLTD	*Isolated*	2	1,6	1,6	1,6
PLTM	Jawa Bali	28	43,8	40,3	24,3
PLTP	Jawa Bali	1	60	47	49,6
PLTU	Jawa Bali	8	6.105	6.021	6.104
Jumlah IPP		39	6.210	6.110	6.179
Jumlah		100	12.823	12.081	12.008

Untuk gardu induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B4.4, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel B4.5.

Tabel B4.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk Eksisting (MVA)

No	Nama	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Ampel	150/20	1	60
2	Balapulang	150/20	2	120
3	Banyudono	150/20	3	180
4	Batang	150/20	3	180
5	Batang New	150/20	2	120
6	Bawen	150/20	2	120
7	Blora	150/20	2	90
8	Boyolali	150/20	1	60
9	Boyolali	500/150	2	1.000
10	Brebes	150/20	3	180
11	Bringin	150/20	2	120
12	Bumi Semarang Baru	150/20	2	80
13	Bumiayu	150/20	2	90
14	Cepu	150/20	2	90
15	Comal	150/20	1	60
16	Dieng	150/20	1	30
17	Gombong	150/20	3	136
18	Gondangrejo	150/20	2	120
19	Jajar	150/20	3	180
20	Jekulo	150/20	2	120
21	Jelok	150/20	1	30
22	Jepara	150/20	2	120
23	Kalasan	150/20	2	120
24	Kalibakal	150/20	5	230
25	Kalisari	150/20	2	120
26	Kaliwungu	150/20	2	120
27	Kebasen	150/20	4	240
28	Kebumen	150/20	3	150
29	Kedungombo	150/20	1	60
30	Kesugihan	150/20	2	120
31	Kesugihan	500/150	2	1.000
32	Klaten	150/20	3	180
33	Krapyak	150/20	3	180
34	Kudus	150/20	3	180
35	Lomanis	150/20	3	110
36	Majenang	150/20	3	110
37	Mangkunegaran	150/20	2	120
38	Masaran	150/20	3	180
39	Mojosongo	150/20	2	120
40	Mranggen	150/20	2	120
41	Mrica	150/20	2	120
42	Nguntoronadi	150/20	1	60
43	Palur	150/20	4	240
44	Pandeanlamper	150/20	3	180
45	Pati	150/20	3	180
46	Pedan	150/20	3	180

No	Nama	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
47	Pedan	500/150	4	2.000
48	Pekalongan	150/20	3	180
49	Pemalang	150/20	3	180
50	Pemalang	500/150	2	1.000
51	PLTU Rembang (Sluke)	150/20	1	60
52	Pudakpayung	150/20	2	120
53	Purbalingga	150/20	3	180
54	Purwodadi	150/20	4	210
55	Purworejo	150/20	3	150
56	Randugarut	150/20	2	120
57	Rawalo	150/20	2	90
58	Rayon Utama Makmur	150/20	1	60
59	Rembang	150/20	2	120
60	Sanggrahan	150/20	3	180
61	Sayung	150/20	3	180
62	Secang	150/20	2	120
63	Semen Grobogan	150/20	1	60
64	Semen Indonesia	150/20	1	30
65	Semen Nusantara	150/20	2	120
66	Simpanglima	150/20	2	120
67	Solobaru	150/20	4	240
68	Sragen	150/20	3	180
69	Srondol	150/20	2	92
70	Star	150/20	1	60
71	Tambaklorok III	150/20	2	120
72	Tanjung Jati	150/20	1	60
73	Tarub	150/20	1	60
74	Temanggung	150/20	2	90
75	Ungaran	150/20	2	120
76	Ungaran	500/150	3	1.500
77	Wadaslintang	150/20	1	60
78	Weleri	150/20	2	120
79	Wonogiri	150/20	2	120
80	Wonosari	150/20	3	180
81	Wonosobo	150/20	2	90
Total			184	16.078

Tabel B4.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

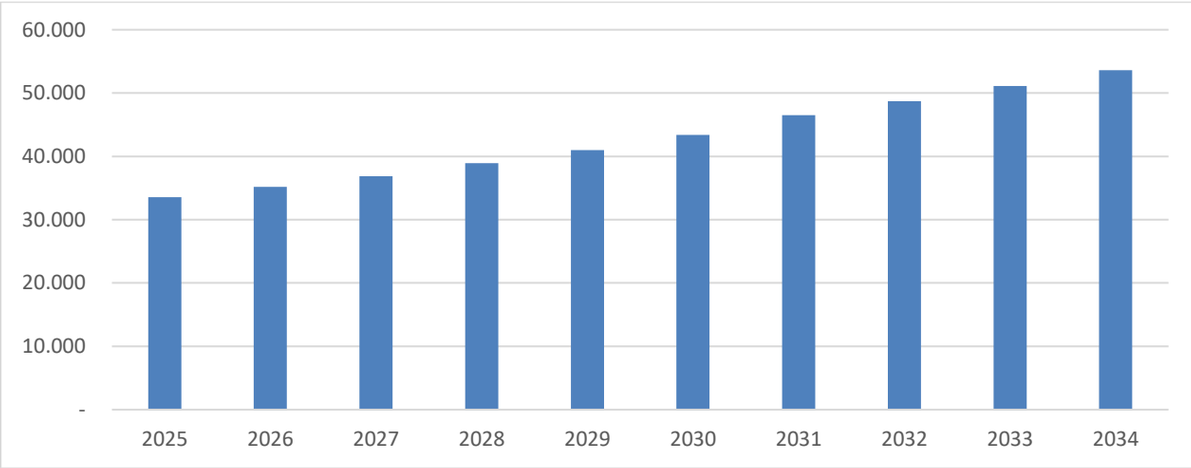
Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	43.810	44.376	45.836	47.168	47.954	48.433	48.711	48.975	49.306	49.618
JTR (kms)	45.657	47.333	46.545	48.199	49.050	49.413	49.711	50.129	50.572	50.976
Gardu Distribusi (MVA)	4.952	5.186	5.592	6.059	6.369	6.955	7.167	7.289	7.483	7.697

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

B4.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2025 – 2034

diberikan pada Tabel B4.8, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 5.7% seperti ditunjukkan pada Gambar B4.2



Gambar B4.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

Tabel B4.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	15.399	16.139	16.945	17.800	18.703	19.654	20.642	21.682	22.772	23.918
2	Bisnis	4.715	4.942	5.193	5.447	5.716	5.996	6.281	6.582	6.899	7.234
3	Publik	2.524	2.646	2.773	2.906	3.047	3.196	3.354	3.521	3.700	3.890
4	Industri	10.926	11.475	11.971	12.780	13.527	14.558	16.232	16.927	17.750	18.570
Jumlah		33.564	35.202	36.882	38.933	40.993	43.403	46.509	48.712	51.121	53.611
Pertumbuhan (%)		8,8	4,9	4,8	5,6	5,3	5,9	7,2	4,7	4,9	4,9

Tabel B4.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	11.141	11.294	11.448	11.602	11.757	11.911	12.065	12.220	12.375	12.532
2	Bisnis	623	644	664	684	703	720	738	754	770	784
3	Publik	402	408	413	418	423	428	433	437	441	445
4	Industri	18,5	19,2	19,9	20,5	21,2	21,8	22,3	22,9	23,4	23,9
Jumlah		12.185	12.365	12.546	12.725	12.904	13.081	13.258	13.434	13.610	13.786
Pertumbuhan (%)		1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3

Tabel B4.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	8,8	33.564	35.683	5.242	12.184.529
2026	4,9	35.202	37.350	5.486	12.365.468
2027	4,8	36.882	39.078	5.738	12.545.648
2028	5,6	38.933	41.208	6.049	12.725.022
2029	5,3	40.993	43.319	6.358	12.903.658
2030	5,9	43.403	45.794	6.719	13.081.233
2031	7,2	46.509	48.993	7.187	13.257.515
2032	4,7	48.712	51.232	7.513	13.433.595
2033	4,9	51.121	53.766	7.883	13.609.531
2034	4,9	53.611	56.385	8.265	13.785.552
Pertumbuhan (%)	5,7	5,7	5,6	5,5	1,4

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi Jawa Tengah. Untuk melayani kebutuhan potensi pelaggan besar tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

B4.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Berdasarkan RUKN, Provinsi Jawa Tengah memiliki potensi sumber energi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari potensi tenaga air yang dapat dikembangkan adalah diperkirakan mencapai 123 MW, dan panas bumi yang diperkirakan mencapai 1.342 MWe yang tersebar di 14 lokasi yaitu Banyugaram, Bumiayu, Baturaden – Gunung Slamet, Guci, Mangunan – Wanayasa, Candradimuka, Dieng. Krakal, Panulisan, Gunung Ungaran, Gunung Umbul – Telomoyo, Kuwuk, Gunung Lawu dan Klepu, serta potensi dari batubara sekitar 0,8 juta ton. Selain itu terdapat potensi energi surya dan angin sebesar 176 GW dan 8,5 GW di Provinsi Jawa Tengah.

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Jawa Barat. Pemanfaatan potensi energi untuk perbaikan bauran energi akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi syarat yaitu FS (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memenuhi.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B4.10.

Tabel B4.9.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PS	-	-	-	-	-	-	-	943	-	-	943
PLTS	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2
Jumlah	1,2	-	-	-	-	-	-	943	-	-	944
SH-PLN											
BESS	-	3	-	-	-	1	-	-	-	250	254
PLTB	-	2,2	-	-	-	-	-	-	-	-	2,2
PLTP	-	-	-	-	-	-	55	-	-	-	55
PLTS	200	7,2	50	50	-	3,6	-	-	-	-	311
Jumlah	200	12,4	50	50	-	4,6	55	-	-	250	622
IPP											
PLTB	-	-	-	-	-	-	60	100	-	-	160
PLTM	10,1	6,5	149	0,7	-	5	-	-	-	-	171
PLTP	-	-	55	35	-	110	185	80	270	-	735
PLTS	-	-	-	-	-	-	40	-	-	107	147
PLTS+ BESS	-	-	-	-	-	90	50	-	-	-	140
PLTSa	-	-	-	-	-	25	-	-	-	-	25
Jumlah	10,1	6,5	204	35,7	-	230	335	180	270	107	1.378
Total											

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
BESS	-	3	-	-	-	1	-	-	-	250	254
PLTB	-	2,2	-	-	-	-	60	100	-	-	162
PLTM	10,1	6,5	149	0,7	-	5	-	-	-	-	171
PLTP	-	-	55	35	-	110	240	80	270	-	790
PLTS	201	7,2	50	50	-	3,6	40	-	-	107	459
PLTS+ BESS	-	-	-	-	-	90	50	-	-	-	140
PLTSa	-	-	-	-	-	25	-	-	-	-	25
PS	-	-	-	-	-	-	-	943	-	-	943
Jumlah	211	18,9	254	85,7	-	235	390	1.123	270	357	2.944

Tabel B4.9.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
BESS	-	-	-	-	-	250	-	-	-	-	250
PLTS	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2
PS	-	-	-	-	-	-	-	943	-	-	943
Jumlah	1,2	-	-	-	-	250	-	943	-	-	1.194
SH-PLN											
BESS	-	3	-	-	-	1	200	100	-	250	554
PLTB	-	2,2	-	-	-	-	-	-	-	-	2,2
PLTP	-	-	-	-	-	-	55	-	-	-	55
PLTS	200	7,2	50	50	-	3,6	-	-	-	-	311
Jumlah	200	12,4	50	50	-	4,6	255	100	-	250	922
IPP											
PLTB	-	-	-	50	110	-	100	600	-	-	860
PLTM	10,1	6,5	149	0,7	-	5	-	-	-	-	171
PLTP	-	-	55	35	-	110	185	80	270	-	735
PLTS	-	57	-	-	-	40	786	786	851	836	3.356
PLTS+ BESS	-	-	90	50	-	-	-	-	-	-	140
PLTSa	-	-	-	-	-	25	-	-	-	-	25
Jumlah	10,1	63,5	294	136	110	180	1.071	1.466	1.121	836	5.287
Total											
BESS	-	3	-	-	-	251	200	100	-	250	804
PLTB	-	2,2	-	50	110	-	100	600	-	-	862
PLTM	10,1	6,5	149	0,7	-	5	-	-	-	-	171
PLTP	-	-	55	35	-	110	240	80	270	-	790
PLTS	201	64,2	50	50	-	43,6	786	786	851	836	3.668
PLTS+ BESS	-	-	90	50	-	-	-	-	-	-	140
PLTSa	-	-	-	-	-	25	-	-	-	-	25
PS	-	-	-	-	-	-	-	943	-	-	943
Jumlah	211	75,9	344	186	110	435	1.326	2.509	1.121	1.086	7.403

Tabel B4.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD RE *Base*	COD ARED	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTM	Harjosari	9,9	2025	2025	Konstruksi	IPP
2	Jawa Bali	PLTM	Banyubiru	0,17	2025	2025	Pengadaan	IPP
3	Jawa Bali	PLTS	Jawa Tengah (Kuota) II	100	2025	2025	Rencana	SH-PLN
4	Jawa Bali	PLTS	Jawa Tengah (Kuota) IV	100	2025	2025	Rencana	SH-PLN

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD RE *Base*	COD ARED	Status	Pengembang
5	Jawa Bali	PLTM	Gerak Serayu	4,98	2026	2026	Pengadaan	IPP
6	Jawa Bali	PLTM	Jatibarang	1,5	2026	2026	Pengadaan	IPP
7	Jawa Bali	PLTP	Dieng (FTP2)	55	2027	2027	Konstruksi	IPP
8	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	149	2027	2027	Rencana	IPP
9	Jawa Bali	PLTS	Jawa Tengah (Kuota) IIIB	50	2027	2027	Rencana	SH-PLN
10	Jawa Bali	PLTP	Dieng (FTP2)	35	2028	2028	Konstruksi	IPP
11	Jawa Bali	PLTS	Jawa Tengah (Kuota) IIIA	50	2028	2028	Rencana	SH-PLN
12	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	0,7	2028	2028	Rencana	IPP
13	Jawa Bali	PLTS+BESS	Jawa Tengah (Kuota) IIIC	90	2030	2027	Rencana	IPP
14	Jawa Bali	PLTP	Dieng (FTP2)	55	2030	2030	Konstruksi	IPP
15	Jawa Bali	PLTP	Dieng (FTP2)	55	2030	2030	Konstruksi	IPP
16	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	5	2030	2030	Rencana	IPP
17	Jawa Bali	PLTSa	Jawa Tengah (Kuota) Tersebar	20	2030	2030	Rencana	IPP
18	Jawa Bali	PLTSa	Jawa Tengah (Kuota) Tersebar	5	2030	2030	Rencana	IPP
19	Jawa Bali	PLTS+BESS	Jawa Tengah (Kuota) I	50	2031	2028	Rencana	IPP
20	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	60	2031	2029	Rencana	IPP
21	Jawa Bali	PLTS	Jawa Tengah (Kuota) V	40	2031	2030	Rencana	IPP
22	Jawa Bali	PLTP	Baturaden (FTP2)	110	2031	2031	Eksplorasi	IPP
23	Jawa Bali	PLTP	Baturaden (FTP2)	75	2031	2031	Eksplorasi	IPP
24	Jawa Bali	PLTP	Ungaran (FTP2)	55	2031	2031	Eksplorasi	SH-PLN
25	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	50	2032	2028	Rencana	IPP
26	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III	50	2032	2029	Rencana	IPP
27	Jawa Bali	PLTP	Baturaden (FTP2)	35	2032	2032	Eksplorasi	IPP
28	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	45	2032	2032	Rencana	IPP
29	Jawa Bali	PS	Matenggeng PS	235,8	2032	2032	Rencana	PLN
30	Jawa Bali	PS	Matenggeng PS	235,8	2032	2032	Rencana	PLN
31	Jawa Bali	PS	Matenggeng PS	235,8	2032	2032	Rencana	PLN
32	Jawa Bali	PS	Matenggeng PS	235,8	2032	2032	Rencana	PLN
33	Jawa Bali	PLTP	Dieng (FTP2)	55	2033	2033	Konstruksi	IPP
34	Jawa Bali	PLTP	Dieng (FTP2)	55	2033	2033	Konstruksi	IPP
35	Jawa Bali	PLTP	Dieng (FTP2)	35	2033	2033	Konstruksi	IPP
36	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40	2033	2033	Rencana	IPP
37	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	20	2033	2033	Rencana	IPP
38	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	55	2033	2033	Rencana	IPP
39	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	10	2033	2033	Rencana	IPP

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD RE *Base*	COD ARED	Status	Pengembang
40	Jawa Bali	PLTS	Jawa Tengah (Kuota) Tersebar IX	57	2034	2026	Rencana	IPP
41	Jawa Bali	PLTS	Jawa Tengah (Kuota) VI	50	2034	2034	Rencana	IPP
42	Jawa Bali	BESS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVC	250	2034	2034	Rencana	SH-PLN
43	Jawa Bali	BESS	BESS *Smoothing* Tersebar	250	-	2030	Rencana	PLN
44	Jawa Bali	BESS	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	200	-	2031	Rencana	SH-PLN
45	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV	100	-	2031	Rencana	IPP
46	Jawa Bali	PLTS	Jawa Tengah (Kuota) Tersebar X	786	-	2031	Rencana	IPP
47	Jawa Bali	BESS	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIIC	100	-	2032	Rencana	SH-PLN
48	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar V	200	-	2032	Rencana	IPP
49	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VI	200	-	2032	Rencana	IPP
50	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VII	200	-	2032	Rencana	IPP
51	Jawa Bali	PLTS	Jawa Tengah (Kuota) Tersebar XI	786	-	2032	Rencana	IPP
52	Jawa Bali	PLTS	Jawa Tengah (Kuota) VII	65	-	2033	Rencana	IPP
53	Jawa Bali	PLTS	Jawa Tengah (Kuota) Tersebar XII	786	-	2033	Rencana	IPP
54	Jawa Bali	PLTS	Jawa Tengah (Kuota) Tersebar XIII	786	-	2034	Rencana	IPP
55	Parang	PLTS	Lisdes	1,2	2025	2025	Rencana	PLN
56	Karimunjawa	BESS	*Isolated* Jateng	3	2026	2026	Rencana	SH-PLN
57	Karimunjawa	PLTS	*Isolated* Jateng	7,2	2026	2026	Rencana	SH-PLN
58	Karimunjawa	PLTB	*Isolated* Jateng	2,2	2026	2026	Rencana	SH-PLN
59	Karimunjawa	PLTS	Isolated Jateng	3,6	2030	2030	Rencana	SH-PLN
60	Karimunjawa	BESS	Isolated Jateng	1	2030	2030	Rencana	SH-PLN
Jumlah				7.403				

Catatan :
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun

Selain Pembangkit pada Tabel B4.10, terdapat pembangkit potensi yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTA	Rawalo-2	10,3	MW
PLTA	Maung	350	MW
PLTB	Blora	50	MW
PLTB	Tegal	60	MW
PLTB	Brebes	50	MW
PLTB	Brebes II	100	MW
PLTB	Blora II	200	MW
PLTB	Jepara	200	MW

PLTB	Wonogiri I	200	MW
PLTM	Bantarkawung	7,5	MW
PLTM	Selokromo	7	MW
PLTM	Kepil	5	MW
PLTM	Begaluh 2	3,6	MW
PLTM	Serayu 3	3,5	MW
PLTM	Paweden 1	3,16	MW
PLTM	Dadapayam	3	MW
PLTM	Kambangan	3	MW
PLTM	Karekan 2	3	MW
PLTM	Rejosari 1	3	MW
PLTM	Rejosari 2	3	MW
PLTM	Begaluh 1	2,9	MW
PLTM	Randu	2,6	MW
PLTM	Kaliguwa-2	2,5	MW
PLTM	Domiyang	2	MW
PLTM	Logawa 4	1,94	MW
PLTM	Banjaran	1,8	MW
PLTM	Prukut 1	1,75	MW
PLTM	Tuwel	1,75	MW
PLTM	Siwedung	1,7	MW
PLTM	Kemiri	1,5	MW
PLTM	Plipiran	1,5	MW
PLTM	Tempuran	1,5	MW
PLTM	Prukut 2	1,5	MW
PLTM	Kaliguwa-1	1,4	MW
PLTM	Logawa 5 Babakan	1,34	MW
PLTM	Limbangan	0,55	MW
PLTM	Cenggini	0,45	MW
PLTM	Kali Urip	9	MW
PLTM	Bringin	4	MW
PLTM	Binangun	3,75	MW
PLTM	Kalibening	3,2	MW
PLTM	Kumenyep 2	3	MW
PLTM	Kalierang	2,5	MW
PLTM	Mojoagung	1,6	MW
PLTM	Logawa 6	1,52	MW
PLTM	Kumenyep 1	1,5	MW
PLTM	Bumijawa	0,75	MW
PLTM	Mangli	0,54	MW
PLTM	Kaliwadas	0,35	MW
PLTM	Rakit 2	0,3	MW
PLTM	Situwangi	0,25	MW
PLTM	Tlaga	9	MW
PLTM	Pandanarum	8	MW
PLTM	Djawan	5,01	MW
PLTM	Slatri	3,25	MW
PLTM	Ambal	2,1	MW
PLTM	Sembawa	2	MW
PLTM	Kalisapi	1,05	MW

PLTM	Sirukem	1	MW
PLTM	Panaraban	1	MW
PLTM	Bawang	0,75	MW
PLTM	Adipasir 1	0,25	MW
PLTM	Adipasir 2	0,25	MW
PLTM	Gelang	0,25	MW
PLTM	Gumiwang 1	0,2	MW
PLTM	Gumiwang 2	0,2	MW
PLTM	Alba	0,25	MW
PLTM	Aries	0,25	MW
PLTP	Gunung Lawu #2	55	MW
PLTP	Guci #2	55	MW
PLTP	Umbul Telumoyo (FTP2)	45	MW
PLTP	Candradimuka	40	MW
PLTP	Guci (FTP2)	20	MW
PLTP	Gunung Lawu #1	55	MW
PLTP	Mangunan-Wanayasa	10	MW
PLTS	Kedungombo	100	MW
PLTS	Gajahmungkur	100	MW
PLTS	Batang	50	MW
PLTS	Pemalang	50	MW
PLTS+BESS	Semanu	90	MW
PLTS+BESS	Pemalang	50	MW
PLTSa	Semarang	20	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut sudah tercantum dalam daftar potensi dan telah diverifikasi PLN mengenai studi kelayakan dan studi penyambungan yang serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2025-2034 ditunjukkan pada tabel pembangunan jaringan transmisi B4.12.

Tabel B4.11.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500 kV	106	-	7	30	-	-	-	129	340	-	611
150 kV	177	193	622	673	94	40	120	-	60	-	1.979
Total	283	193	629	703	94	40	120	129	400	-	2.591

Tabel B4.11.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500 kV	106	-	7	30	-	-	-	129	340	-	611
150 kV	177	193	622	673	94	40	120	-	60	-	1.979
Total	283	193	629	703	94	40	120	129	400	-	2.591

Tabel B4.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
1	Medari	Inc. (Sanggrahan - Kentungan)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2025	2025	Pengadaan
2	Beringin	Jelok	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	16	2025	2025	Konstruksi
3	Weleri	Kaliwungu	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	43.9	2025	2025	Konstruksi
4	KIT Batang	Inc. (Batang New - Weleri)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	11	2025	2025	Konstruksi
5	KEK Kendal	Inc. (Weleri - Kaliwungu)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	36	2025	2025	Pengadaan
6	Kudus II / Nalumsari	Inc. (Kudus - Jepara)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1	2025	2025	Konstruksi
7	KIT Batang	Inc. (Batang New - Weleri)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	11	2025	2025	Konstruksi
8	Pati II / Trangkil	Pati	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2025	2025	Pengadaan
9	Rawalo / Kesugihan	Inc. (PLTU Adipala - PLTU Cilacap)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	28	2025	2025	Pengadaan
10	PLTS Jawa Tengah (Kuota) II	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	7	2025	2025	Rencana
11	PLTS Jawa Tengah (Kuota) IV	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2025	2025	Rencana
12	Pedan	Ampel / Tuntang	500 kV	New, 1 cct, SUTET	56	2025	2025	Pengadaan
13	Ungaran	Ampel / Tuntang	500 kV	New, 1 cct, SUTET	22.0	2025	2025	Pengadaan
14	Banyudono	Jajar	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	14	2026	2026	Rencana
15	Purwodadi	Kedungombo	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	42.0	2026	2026	Rencana
16	Gondangrejo	Jajar	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	18.9	2026	2026	Rencana
17	BSB (Bukit Semarang Baru)	Tx. (Ungaran - Weleri	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1.6	2026	2026	Rencana
18	Pudak Payung	Pandean Lamper	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	27.9	2026	2026	Rencana
19	Ungaran	Pudak Payung	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	28	2026	2026	Rencana
20	Kedungombo	Sragen	150 kV	New, 2 cct, SUTT	59	2026	2026	Rencana
21	Lomanis	Inc. (Semen Nusantara - Kesugihan / Rawalo)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2026	2026	Rencana
22	Jelok	Sanggrahan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	86.0	2027	2027	Rencana
23	Kalibakal	Bumiayu	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	70	2027	2027	Rencana
24	Purwodadi	Blora	150 kV	New, 2 cct, SUTT	120.0	2027	2027	Rencana
25	Pedan	Solo Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	31	2027	2027	Rencana
26	Batang New	Comal	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2027	2027	Rencana
27	Batang New	KIT Batang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2027	2027	Rencana
28	PLTU Cilacap	Tx. Rawalo / Kesugihan	500 kV	New, 2 cct, SUTET	7	2027	2027	Rencana

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
29	Kesugihan / Rawalo	Lomanis	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	54	2027	2027	Rencana
30	Dieng	Batang New	150 kV	New, 2 cct, SUTT	71.0	2027	2027	Rencana
31	Garung	Inc. (Dieng - Wonosobo)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2027	2027	Rencana
32	Garung	Wonosobo	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	11	2027	2027	Rencana
33	Rawalo	Inc. (Cilacap-Kalibakal)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4.0	2027	2027	Rencana
34	Bumiayu	Balapulang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	44.0	2027	2027	Rencana
35	Palur	Gondangrejo	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	12	2027	2027	Rencana
36	Sanggrahan	Medari	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	56	2028	2028	Rencana
37	Kesugihan	Purworejo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	190.0	2028	2028	Rencana
38	Masaran	Sragen	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	12.3	2028	2028	Rencana
39	Tambak Lorok III	Pandean Lamper	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	12.6	2028	2028	Pengadaan
40	Tambak Lorok III	Ungaran	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	58	2028	2028	Pengadaan
41	Weleri	Inc. (Batang - Ungaran)	500 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2028	2028	Rencana
42	Batang	Kaliwungu	150 kV	New, 2 cct, SUTT	109	2028	2028	Rencana
43	KTT Seafer Kendal	KEK Kendal	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2028	2028	Rencana
44	Weleri II	KTT Seafer Kendal	150 kV	New, 2 cct, SUTT	38.2	2028	2028	Rencana
45	Pandean Lamper	Simpang Lima	150 kV	New, 2 cct, SKTT	8.4	2028	2028	Rencana
46	Simpang Lima	Kalisari	150 kV	New, 2 cct, SKTT	5	2028	2028	Rencana
47	Lomanis	Semen Nusantara	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	9	2028	2028	Rencana
48	Purwodadi	Inc. (Tanjung Jati - Pemalang)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	14	2028	2028	Rencana
49	Purwodadi	Inc. (Unagaran - Krian|Ngimbang)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	12	2028	2028	Rencana
50	Purwodadi	Sayung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	92	2028	2028	Rencana
51	Balapulang	Kebasen	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	42	2028	2028	Rencana
52	Wates	Bantul	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	20	2028	2028	Rencana
53	Medari	Kentungan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	22	2029	2029	Rencana
54	Palur II / Karanganyar	Inc. (Masaran - Palur)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2029	2029	Rencana
55	Purbalingga II / Belik	Balapulang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	50	2029	2029	Rencana
56	Purworejo	Wates	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	20	2029	2029	Rencana
57	Ungaran	Jelok	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	40.0	2030	2030	Rencana
58	PLTP Baturaden / Slamet	Bumiayu	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana
59	Sanggrahan II / Rajeg	Inc. (Sanggrahan - Medari)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2031	2031	Rencana
60	Tambak Lorok II / Gajah	Inc. (Sayung - Kudus)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40	2031	2031	Rencana
61	PLTP Ungaran	Bawen	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2031	2031	Rencana
62	Matenggeng PLTA PS	Inc. (Tasikmalaya - Kesugihan / Rawalo)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	57	2032	2032	Rencana

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
63	*Switching* Kendal	Inc. (Ungaran - Mandirancan)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	12.0	2032	2032	Rencana
64	Tambak Lorok	*Switching* Kendal	500 kV	New, 2 cct, SUTET	60	2032	2032	Rencana
65	Tanjung Jati	Rembang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	340	2033	2033	Rencana
66	Pekalongan III / Kajen	Pekalongan II / Comal	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2033	2033	Rencana
67	Purwodadi II / Wirosari	Purwodadi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2033	2033	Rencana
68	PLTS Jawa Bali Tersebar IX	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2026	Rencana
69	PLTS+BESS Jawa Tengah (Kuota) IIIC	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2030	2027	Rencana
70	PLTS Jawa Tengah (Kuota) IIIB	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	11.6*	2027	2027	Rencana
71	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2032	2028	Rencana
72	PLTP Dieng (FTP2)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2028	2028	Rencana
73	PLTS Jawa Tengah (Kuota) IIIA	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	14*	2028	2028	Rencana
74	PLTS+BESS Jawa Tengah (Kuota) I	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	14*	2031	2028	Rencana
75	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2031	2029	Rencana
76	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2032	2029	Rencana
77	BESS Smoothing Tersebar (1)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	-	2030	Rencana
78	BESS Smoothing Tersebar (2)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	-	2030	Rencana
79	PLTP Dieng (FTP2)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2030	2030	Rencana
80	PLTP Dieng (FTP2)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2030	2030	Rencana
81	PLTS Jawa Tengah (Kuota) V	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2031	2030	Rencana
82	PLTSa Jawa-Bali (Kuota) Tersebar 1	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
83	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I (1)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
84	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I (2)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
85	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
86	PLTP Baturaden (FTP2)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
87	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (1)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
88	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (2)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
89	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X(3)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
90	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (4)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
91	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (5)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
92	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X(6)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
93	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (7)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
94	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (8)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
95	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar V	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
96	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VI	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
97	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VII	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
98	PLTP Baturaden (FTP2)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2032	2032	Rencana
99	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar (1)	Inc. (Jawa Tengah Eksisting/Baru A - Jawa Tengah Eksisting/Baru B)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	64*	2032	2032	Rencana
100	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (1)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
101	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (2)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
102	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (3)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
103	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (4)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
104	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (5)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
105	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (6)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
106	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (7)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
107	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (8)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
108	PLTP Dieng (FTP2) 1	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
109	PLTP Dieng (FTP2) 2	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
110	PLTP Dieng (FTP2) 3	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
111	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar (3)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
112	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar (4)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
113	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar (2)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4*	2033	2033	Rencana
114	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar (5)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
115	PLTS Jawa Tengah (Kuota) VII	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
116	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (1)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
117	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (2)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
118	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (3)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
119	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (4)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
120	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (5)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
121	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (6)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
122	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (7)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
123	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (8)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
124	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVC (1)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2034	Rencana
125	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVC (2)	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2034	Rencana
126	PLTS Jawa Tengah (Kuota) VI	Jawa Tengah Eksisting	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2034	Rencana

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
127	PLTS Jawa Bali Tersebar XIII (1)	Jawa Tengah Eksisting	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2034	Rencana
128	PLTS Jawa Bali Tersebar XIII (2)	Jawa Tengah Eksisting	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2034	Rencana
129	PLTS Jawa Bali Tersebar XIII (3)	Jawa Tengah Eksisting	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2034	Rencana
130	PLTS Jawa Bali Tersebar XIII (4)	Jawa Tengah Eksisting	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2034	Rencana
131	PLTS Jawa Bali Tersebar XIII (5)	Jawa Tengah Eksisting	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2034	Rencana
132	PLTS Jawa Bali Tersebar XIII (6)	Jawa Tengah Eksisting	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2034	Rencana
133	PLTS Jawa Bali Tersebar XIII (7)	Jawa Tengah Eksisting	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2034	Rencana
134	PLTS Jawa Bali Tersebar XIII (8)	Jawa Tengah Eksisting	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2034	Rencana
135	Brebes II / Ketanggungan	Inc. (Brebes - CEP)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8.0	2027	2027	Rencana
136	Pandean Lamper II / Banget Ayu	Inc. (Tambak Lorok - Bawen)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10.0	2027	2027	Rencana
137	BESS Jawa Tengah (Kuota) IIIC	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	-	2032	Rencana
	Total				2.591			

* Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan, belum ada kepastian lokasi.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem. Adapun rencana pemasangan kapasitor dibeberapa gardu induk dengan total sebesar 350 MVAr dan direncanakan pemasangan reaktor dengan total sebesar 200 MVAr guna peningkatan keandalan sistem di Provinsi Jawa Tengah. Rincian rencana pembangunan gardu induk sepanjang tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel B4.14.

Tabel B4.13.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	-	1.000	1.000	3.000	-	-	-	1.000	1.000	-	7.000
150/20 kV	720	270	300	60	180	60	240	-	120	60	2.010
Total	720	1.270	1.300	3.060	180	60	240	1.000	1.120	60	9.010

Tabel B4.13.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	-	1.000	1.000	3.000	-	-	-	1.000	1.000	-	7.000
150/20 kV	720	270	300	60	180	60	240	-	120	60	2.010
Total	720	1.270	1.300	3.060	180	60	240	1.000	1.120	60	9.010

Tabel B4.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Medari	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Pengadaan
2	Beringin	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Konstruksi
3	Jelok	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Konstruksi
4	Kaliwungu	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Konstruksi
5	Weleri	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Rencana
6	Gombong	150/20 kV	Upr	60	2025	2025	Rencana
7	Jepara	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Rencana
8	KIT Batang	150 kV	Ext	3 LB	2025	2025	Rencana
9	KIT Batang	150/20 kV	New	120	2025	2025	Konstruksi
10	KEK Kendal	150/20 kV	New	240	2025	2025	Konstruksi
11	Kudus	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Pengadaan
12	Kudus II / Nalumsari	150/20 kV	New	60	2025	2025	Konstruksi
13	KIT Batang	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Rencana
14	Pati	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Rencana
15	Pati	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Pengadaan
16	Pati II / Trangkil	150/20 kV	New	60	2025	2025	Pengadaan
17	Rawalo / Kesugihan	500 kV	Ext	2 Dia	2025	2025	Pengadaan
18	Pedan	500 kV	Ext	-	2025	2025	Pengadaan
19	Ungaran	500 kV	Ext	-	2025	2025	Pengadaan
20	Ampel / Tuntang	500/150 kV	Ext	1000	2026	2026	Rencana
21	Ampel New / Tuntang New	150 kV	Ext	-	2026	2026	Rencana
22	Banyudono	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
23	Jajar	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
24	Cepu	150/20 kV	Ext	30	2026	2026	Rencana
25	Kedungombo	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
26	Purwodadi	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
27	Gondangrejo	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
28	Jajar	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
29	Jekulo	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana
30	Pekalongan II / Comal	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana
31	BSB (Bukit Semarang Baru)	150 kV	Ext	4 LB	2026	2026	Rencana
32	Pandean Lamper	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
33	Pudak Payung	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
34	Pudak Payung	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
35	Ungaran	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
36	Kedungombo	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
37	Sragen	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
38	Lomanis	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
39	Srondol	150/20 kV	Upr	60	2026	2026	Rencana
40	Jelok	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
41	Sanggrahan	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
42	Bumiayu	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
43	Kalibakal	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
44	Blora	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
45	Purwodadi	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
46	Majenang	150/20 kV	Upr	60	2027	2027	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
47	Pedan	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
48	Solo Baru	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
49	Batang / Pemalang	500/150 kV	Ext	1000	2027	2027	Rencana
50	Batang New	150 kV	Ext	4 LB	2027	2027	Rencana
51	Comal	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
52	KIT Batang	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Rencana
53	PLTU Cilacap	500 kV	Ext	2 Dia	2027	2027	Rencana
54	Kesugihan / Rawalo	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
55	Batang New	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
56	Dieng	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
57	Garung	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
58	Wonosobo	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
59	Rawalo	150 kV	Upr	1 LB	2027	2027	Rencana
60	Rawalo	150 kV	Ext	1 LB	2027	2027	Rencana
61	Balapulang	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
62	Bumiayu	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
63	Gondangrejo	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
64	Palur	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
65	Medari	150 kV	Upr	1 LB	2028	2028	Rencana
66	Sanggrahan	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
67	Rawalo / Kesugihan	500/150 kV	Ext	1000	2028	2028	Konstruksi
68	Kesugihan	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
69	Purworejo	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
70	Sragen	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
71	Pandean Lamper	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
72	Ungaran	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
73	Weleri	500/150 kV	New	1000	2028	2028	Rencana
74	Batang	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
75	Kaliwungu	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
76	KEK Kendal	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
77	KTT Seafer Kendal	150 kV	New	6 LB	2028	2028	Rencana
78	Weleri II	150 kV	New	2 LB	2028	2028	Rencana
79	Kalisari	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
80	Pandean Lamper	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
81	Simpang Lima	150 kV	Ext	4 LB	2028	2028	Rencana
82	Lomanis	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
83	Semen Nusantara	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
84	Purwodadi	500/150 kV	New	1000	2028	2028	Rencana
85	Purwodadi	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
86	Sayung	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
87	Balapulang	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
88	Kebasen	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
89	Sragen	150/20 kV	Ext	60	2028	2028	Rencana
90	Kentungan	150 kV	Upr	2 LB	2029	2029	Rencana
91	Medari	150 kV	Upr	1 LB	2029	2029	Rencana
92	Mranggen	150/20 kV	Ext	60	2029	2029	Rencana
93	Palur II / Karanganyar	150/20 kV	New	60	2029	2029	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
94	Balapulang	150 kV	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
95	Purbalingga II / Belik	150/20 kV	New	60	2029	2029	Rencana
96	Bantul	150 kV	Upr	2 LB	2029	2029	Rencana
97	Purworejo	150 kV	Upr	2 LB	2029	2029	Rencana
98	Wates	150 kV	Upr	2 LB	2029	2029	Rencana
99	Wates	150 kV	Upr	2 LB	2029	2029	Rencana
100	Jelok	150 kV	Upr	2 LB	2030	2030	Rencana
101	Ungaran	150 kV	Upr	2 LB	2030	2030	Rencana
102	Lomanis	150/20 kV	Upr	60	2030	2030	Rencana
103	Bumiayu	150 kV	Ext	2 LB	2031	2031	Rencana
104	PLTP Baturaden / Slamet	150/20 kV	New	60*	2031	2031	Rencana
105	Bawen	150/20 kV	Ext	60	2031	2031	Rencana
106	Sanggrahan II / Rajeg	150/20 kV	New	60	2031	2031	Rencana
107	Tambak Lorok II / Gajah	150/20 kV	New	60	2031	2031	Rencana
108	Bawen	150 kV	Ext	2 LB	2031	2031	Rencana
109	PLTP Ungaran	150/20 kV	New	60	2031	2031	Rencana
110	Matenggeng PLTA PS	500 kV	New	4 Dia	2032	2032	Rencana
111	*Switching* Kendal	500 kV	New	4 Dia	2032	2032	Rencana
112	Tambak Lorok	500/150 kV	New	1000	2032	2032	Rencana
113	Tambak Lorok	150 kV	Ext	-	2032	2032	Rencana
114	Rembang	500 kV	Ext	2 Dia	2033	2033	Rencana
115	Tanjung Jati	500 kV	Ext	2 Dia	2033	2033	Rencana
116	Rembang	500/150 kV	New	1000	2033	2033	Rencana
117	Pekalongan II / Comal	150 kV	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
118	Pekalongan III / Kajen	150/20 kV	New	60	2033	2033	Rencana
119	Purwodadi	150 kV	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
120	Purwodadi II / Wirosari	150/20 kV	New	60	2033	2033	Rencana
121	Pekalongan	150/20 kV	Ext	60	2034	2034	Rencana
122	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2025	2025	Rencana
123	PLTS Jawa Tengah (Kuota) II	150 kV	New	2 LB*	2025	2025	Rencana
124	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2025	2025	Rencana
125	PLTS Jawa Tengah (Kuota) IV	150 kV	New	2 LB*	2025	2025	Rencana
126	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2026	Rencana
127	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2027	Rencana
128	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2027	2027	Rencana
129	PLTS Jawa Tengah (Kuota) IIIB	150 kV	New	2 LB*	2027	2027	Rencana
130	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2032	2028	Rencana
131	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2028	2028	Rencana
132	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2028	2028	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
133	PLTS Jawa Tengah (Kuota) IIIA	150 kV	New	2 LB*	2028	2028	Rencana
134	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2031	2028	Rencana
135	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2031	2029	Rencana
136	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2032	2029	Rencana
137	BESS Smoothing Tersebar (1)	150 kV	New	2 LB*	-	2030	Rencana
138	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
139	BESS Smoothing Tersebar (2)	150 kV	New	2 LB*	-	2030	Rencana
140	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
141	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2030	Rencana
142	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2030	Rencana
143	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2031	2030	Rencana
144	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2030	Rencana
145	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I (1)	150 kV	New	2 LB*	-	2031	Rencana
146	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
147	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I (2)	150 kV	New	2 LB*	-	2031	Rencana
148	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
149	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
150	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2031	2031	Rencana
151	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
152	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
153	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
154	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
155	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
156	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
157	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
158	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
159	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
160	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
161	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
162	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2032	2032	Rencana
163	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar (1)	150/20 kV	New	60*	2032	2032	Rencana
164	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
165	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
166	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
167	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
168	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
169	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
170	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
171	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
172	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
173	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
174	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
175	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
176	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
177	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
178	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
179	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
180	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
181	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
182	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
183	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
184	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
185	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
186	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
187	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
188	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVC (1)	150 kV	New	2 LB*	-	2034	Rencana
189	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
190	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVC (2)	150 kV	New	2 LB*	-	2034	Rencana
191	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
192	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2034	Rencana
193	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
194	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
195	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
196	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
197	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
198	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
199	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
200	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2034	Rencana
201	Tanjung Jati B	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana
202	Brebes II / Ketanggungan	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
203	Pandean Lamper	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Konstruksi
204	Pandean Lamper II / Banget Ayu	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
205	BESS Jawa Tengah (Kuota) IIIC	150 kV	New	2 LB*	-	2032	Rencana
206	Jawa Tengah Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
Total				9.010			

* Kebutuhan infrastruktur gardu induk terkait pembangkit tersebar.

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) seperti pada tabel B4.15.

Tabel B4.15. Pengembangan Sistem Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	211	208	205	202	199
Panjang JTR	kms	225	222	218	215	212
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	145	145	145	145	145
Tambahan Pelanggan		181.436	180.940	180.180	179.374	178.636

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	196	193	190	189	187
Panjang JTR	kms	209	205	203	201	199
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	144	144	144	145	145
Tambahan Pelanggan		177.575	176.282	176.080	175.936	176.022

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian rasio desa berlistrik dan rasio elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Jawa Tengah seperti pada tabel B4.16.

Tabel B4.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	1,2	-	-
Panjang JTM	kms	39	3,3	27,9
Panjang JTR	kms	49,4	3,1	68,6
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	4,35	0,25	5,15
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	86	5	103

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik dan RDB PLN di Provinsi Jawa Tengah telah mencapai 100%. Adapun untuk capaian rasio elektrifikasi di Provinsi Jawa Tengah sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99 % dengan RE PLN sebesar 99,99%.

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

RDB PLN di Provinsi Jawa Tengah sudah mencapai 100% sedangkan pencapaian RE PLN 100% ditargetkan pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Jawa Tengah sebagai berikut:

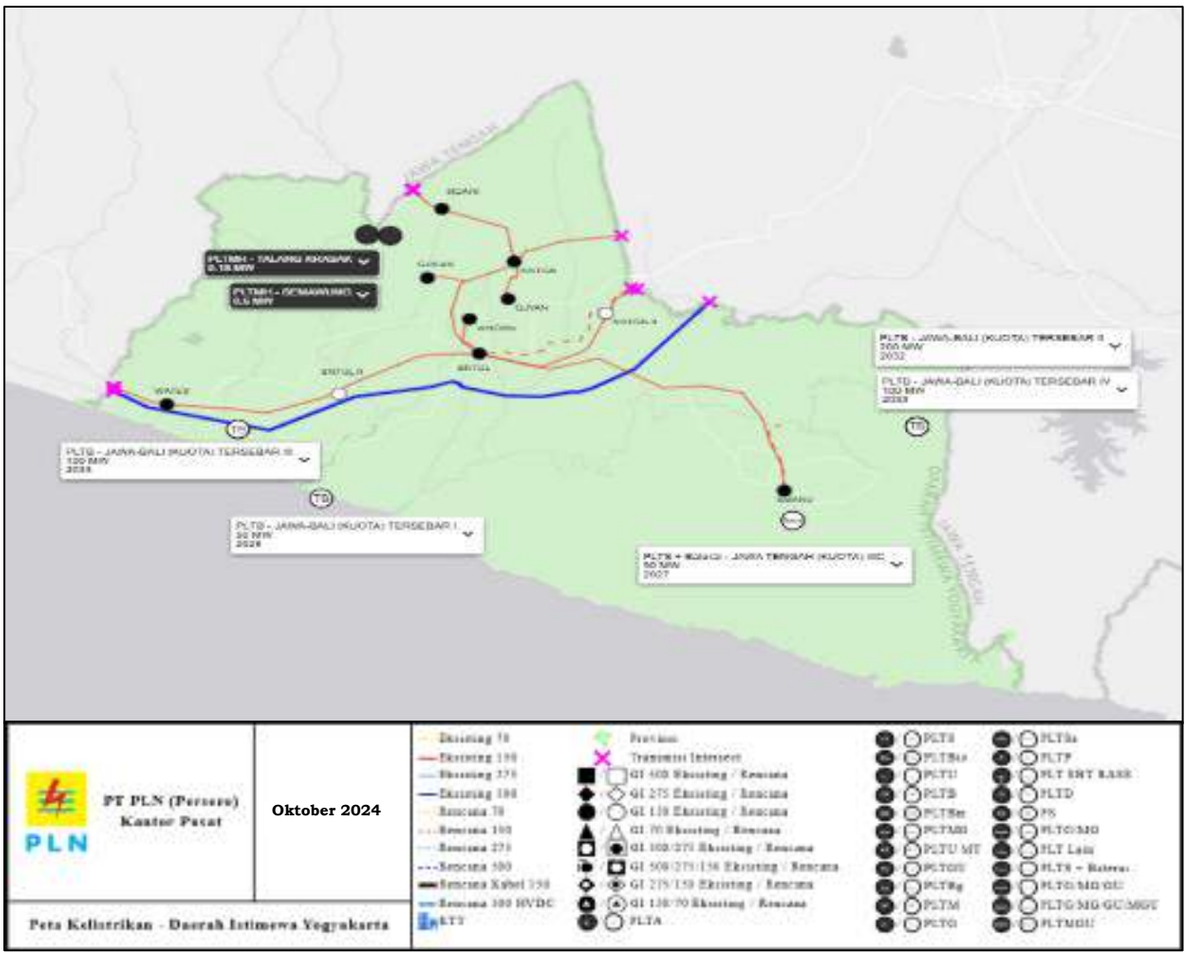
Tabel B4.17. Target RDB dan RE PLN Provinsi Jawa Tengah

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	100	100	100	100
RE PLN (%)	99,99	99,99	99,99	100

LAMPIRAN B.5
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero)
DI PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA (DIY)

B5.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi DIY tertinggi tahun 2024 sekitar 622 MW yang tercapai bulan Oktober 2024. Pasokan dari subsistem Pedan dan Kesugihan di Provinsi Jawa Tengah. Peta sistem tenaga listrik Provinsi DIY ditunjukkan pada Gambar B5.1.



Gambar B5.1. Peta Sistem tenaga listrik di Provinsi DIY

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2015-2024 per sektor pelanggan di Provinsi DIY ditunjukkan pada Tabel B5.1 dan Tabel B5.2.

Tabel B5.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	1.376	1.465	1.448	1.502	1.582	1.704	1.769	1.893	1.928	2.078
2	Bisnis	570	660	697	736	796	698	700	749	894	964
3	Publik	300	333	340	366	389	367	374	400	473	510
4	Industri	238	240	240	253	262	245	265	284	269	290
Jumlah		2.484	2.698	2.724	2.857	3.029	3.012	3.108	3.327	3.564	3.841
Pertumbuhan (%)		4,8	8,6	1,0	4,9	6,0	(0,6)	3,2	7,0	7,1	7,8

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Tabel B5.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	952	989	1.039	1.097	1.148	1.201	1.250	1.295	1.350	1.372
2	Bisnis	48,1	57,1	59,6	60,3	62,2	62,8	47,6	68,6	73,1	73,9
3	Publik	33,7	36,2	38,9	41,2	43,3	45,2	47,6	49,3	52,1	53,9
4	Industri	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9
Jumlah		1.034	1.083	1.138	1.199	1.254	1.310	1.364	1.414	1.476	1.501
Pertumbuhan (%)		6,3	4,7	5,1	5,4	4,6	4,5	4,2	3,6	4,4	1,7

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B5.3, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel B5.4.

Tabel B5.3 Realisasi Kapasitas Gardu Induk Eksisting (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapsitas (MVA)
1	Bantul	150/20	3	180
2	Gejayan	150/20	2	120
3	Godean	150/20	2	120
4	Kentungan	150/20	3	180
5	Medari	150/20	3	150
6	Semanu	150/20	2	120
7	Wates	150/20	3	150
8	Wirobrajan	150/20	2	120
Total			20	1.140

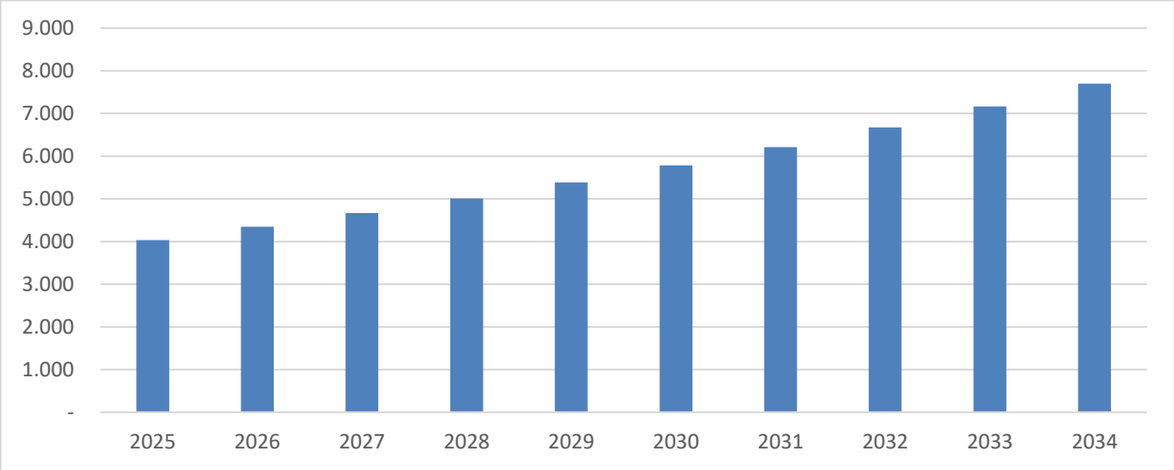
Tabel B5.4 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	5.426	5.519	5.613	5.711	5.766	5.795	5.812	5.831	5.898	5.931
JTR (kms)	5.522	5.557	5.634	5.724	5.843	6.010	6.122	6.155	6.261	6.293
Gardu Distribusi (MVA)	800	833	885	940	986	1.009	1.028	1.029	1.043	1.049

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

B5.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2025 – 2034 diberikan pada Tabel B5.7, dengan rata-rata pertumbuhan penjualan energi selama 10 tahun sekitar 7,2% seperti ditunjukkan pada Gambar B5.2.



Gambar B5.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

Tabel B5.5. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	2.182	2.353	2.522	2.705	2.904	3.116	3.343	3.586	3.846	4.125
2	Bisnis	1.012	1.091	1.188	1.292	1.407	1.530	1.663	1.807	1.964	2.134
3	Publik	535	577	605	635	666	698	732	768	806	845
4	Industri	305	328	353	380	409	440	474	511	550	592
Jumlah		4.034	4.349	4.668	5.012	5.385	5.785	6.212	6.672	7.166	7.697
Pertumbuhan (%)		5,0	7,8	7,3	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4

Tabel B5.6. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.394	1.415	1.434	1.453	1.472	1.489	1.505	1.521	1.537	1.552
2	Bisnis	74,7	75,4	76,1	76,8	77,5	78,1	78,7	79,2	79,7	80,3
3	Publik	55,7	57,6	59,7	61,8	64,0	66,3	68,7	71,3	73,9	76,7
4	Industri	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Jumlah		1.525	1.548	1.571	1.593	1.614	1.634	1.654	1.673	1.691	1.710
Pertumbuhan (%)		1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1

Tabel B5.7. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	5,0	4.034	4.318	584	1.525.090
2026	7,8	4.349	4.643	627	1.548.483
2027	7,3	4.668	4.975	670	1.571.098
2028	7,4	5.012	5.335	716	1.592.944
2029	7,4	5.385	5.721	766	1.613.985
2030	7,4	5.785	6.134	820	1.634.220
2031	7,4	6.212	6.574	877	1.653.857
2032	7,4	6.672	7.047	938	1.672.729
2033	7,4	7.166	7.555	1.003	1.691.429
2034	7,4	7.697	8.099	1.073	1.709.963
Pertumbuhan (%)	7,2	7,2	7,0	6,8	1,3

B5.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Pengembangan sarana untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi DIY yaitu pengembangan sarana pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi.

Potensi Sumber Energi

Berdasarkan RUKN, Provinsi DI Yogyakarta memiliki potensi sumber energi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari potensi panas bumi yang dapat dikembangkan sekitar 10 MWe terdapat di 1 lokasi, surya sebesar 30 GW, angin 2 GW dan tenaga air 11 MWe.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B5.9.

Tabel B5.8.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
IPP											
PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
Jumlah	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
Total											
PLTB	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
Jumlah	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50

Tabel B5.8.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
IPP											
PLTB	-	-	-		-	-	-		200	200	450
Jumlah	-	-	-		-	-	-		200	200	450
Total											
PLTB	-	-	-		-	-	-		200	200	450
Jumlah	-	-	-		-	-	-		200	200	450

Tabel B5.9. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD RE *Base*	COD ARED	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	50	2033	2028	Rencana	IPP
2	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	200	-	2032	Rencana	IPP
3	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III	100	-	2033	Rencana	IPP
4	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV	100	-	2033	Rencana	IPP
Total				450				

Catatan :
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang

dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2025-2034 ditunjukkan pada tabel pembangunan jaringan transmisi B5.11.

Tabel B5.10.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	-	93	-	-	-	4	-	-	-	-	97
Total	-	93	-	-	-	4	-	-	-	-	97

Tabel B5.10.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	-	93	-	-	-	4	-	-	-	-	97
Total	-	93	-	-	-	4	-	-	-	-	97

Tabel B5.11 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
1	Kentungan II / Kalasan	Bantul	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2026	2026	Rencana
2	Pedan	Kentungan II / Kalasan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	63,2	2026	2026	Rencana
3	Bantul II / Tuksono	Inc. (Bantul - Wates | Purworejo)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2030	2030	Rencana
4	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	DI Yogyakarta Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	46*	2033	2028	Rencana
5	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	DI Yogyakarta Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
6	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III	DI Yogyakarta Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
7	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV	DI Yogyakarta Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
	Total				97			

* Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel B5.12.

Tabel B5.12.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV	-	60	-	-	-	60	-	-	-	-	120
Total	-	60	-	-	-	60	-	-	-	-	120

Tabel B5.12.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV	-	60	-	-	-	60	-	-	-	-	120

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Total	-	60	-	-	-	60	-	-	-	-	120

Tabel B5.13. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Bantul	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana
2	Bantul	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
3	Kentungan II / Kalasan	150 kV	Ext	4 LB	2026	2026	Rencana
4	Pedan	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
5	Bantul II / Tuksono	150/20 kV	New	60	2030	2030	Rencana
6	DI Yogyakarta Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	2033	2028	Rencana
7	DI Yogyakarta Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	0	2032	Rencana
8	DI Yogyakarta Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	0	2033	Rencana
9	DI Yogyakarta Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	0	2033	Rencana
Total				120			

* Kebutuhan infrastruktur Gardu Induk terkait pembangkit tersebar.

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) seperti pada Tabel B5.14.

Tabel B5.14. Pengembangan Sistem Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	35	33	32	30	29
Panjang JTR	kms	69	66	64	61	59
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	21	20	20	19	18
Tambahan Pelanggan		24.190	23.393	22.615	21.847	21.040

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	28	27	25	25	25
Panjang JTR	kms	56	54	52	51	51
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	18	17	17	17	16
Tambahan Pelanggan		20.235	19.638	18.871	18,700	18.534

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian rasio desa berlistrik dan rasio elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Daerah Istimewa Yogyakarta seperti pada tabel B.5.15

Tabel B5.15. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	-	-
Panjang JTM	kms	4,0	-	-
Panjang JTR	kms	18,1	7,2	1,4
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	0.6	-	0.15
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	12	-	3

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian rasio desa berlistrik dan RDB PLN di Provinsi Daerah Istimewa Yogyakarta telah mencapai 100%. Adapun untuk capaian rasio elektrifikasi di Provinsi Daerah Istimewa Yogyakarta sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 99,64%. Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan rasio elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

RDB PLN di Provinsi Daerah Istimewa Yogyakarta sudah mencapai 100% dan ditargetkan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Daerah Istimewa Yogyakarta sebagai berikut:

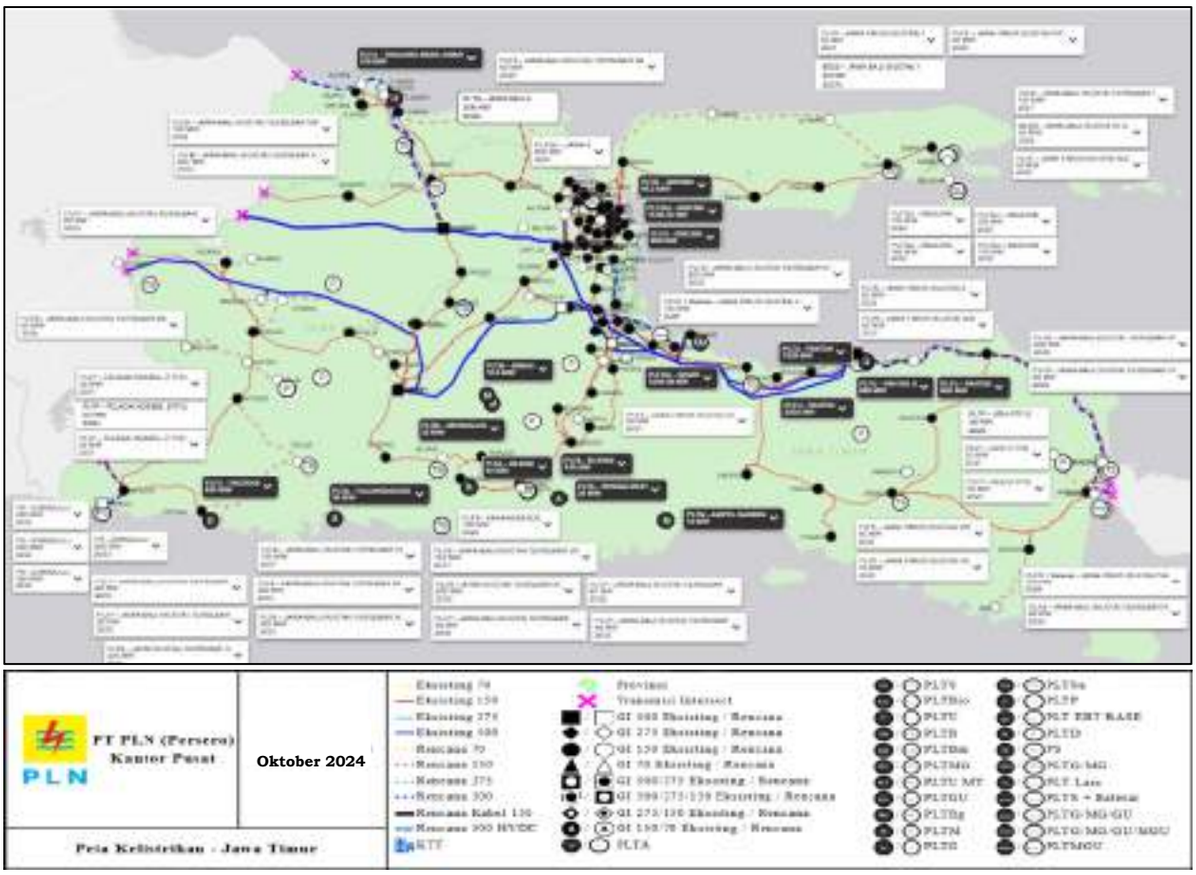
Tabel B5.16. Target RDB dan RE PLN Provinsi DIY

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	100	100	100	100
RE PLN (%)	99,64	99,75	99,99	100

LAMPIRAN B.6
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero)
DI PROVINSI JAWA TIMUR

B6.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Jawa Timur tahun 2024 sebesar 6.937 MW yang tercapai pada bulan Oktober tahun 2024. Sementara pembangkit yang terkoneksi ke jaringan 500 kV dan 150 kV dengan kapasitas terpasang 9.799 MW, sedangkan daya mampu tahun 2023 sebesar 9.051 MW. Pembangkit listrik di Jawa Timur yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTU Paiton, PLTGU Gresik dan PLTGU Grati, sedangkan yang terhubung ke *grid* 150 kV adalah PLTGU/PLTU Gresik, PLTG/PLTGU Grati, PLTU Pacitan, PLTU Tanjung Awar-awar dan PLTA tersebar (Karangkates, Wlingi, Sengguruh, Tulung Agung, dll). Peta sistem tenaga listrik Jawa Timur ditunjukkan pada Gambar B6.1.



Gambar B6.1. Peta Sistem tenaga listrik di Provinsi Jawa Timur

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 6 GITET, yaitu Krian, Gresik, Grati, Kediri, Paiton dan Ngimbang, dengan kapasitas 9.000 MVA. Sistem tenaga listrik Provinsi Jawa Timur terdiri atas 7 subsistem yaitu:

- Sub sistem Krian 1,2 – Gresik yang memasok Kota Surabaya, Kabupaten Gresik, Kabupaten Tuban, Kabupaten Lamongan, Kabupaten Pemekasan, Kabupaten Sumenep, Kabupaten Sampang dan Kabupaten Bangkalan.
- Sub sistem Krian 3,4 yang memasok wilayah Kabupaten Mojokerto
- Sub sistem Grati yang memasok wilayah Kabupaten iv, Kabupaten Probolinggo, Kota Malang dan Kabupaten Batu.
- Sub sistem Kediri 1,2 dan Sub sistem Kediri 3,4 yang memasok Kota Kediri, Kota Madiun, Kota Mojokerto, Kabupaten Ponorogo, Kabupaten Mojokerto dan Kabupaten Pacitan.

- Sub sistem Paiton memasok Kabupaten Banyuwangi, Kabupaten Jember, Kabupaten Lumajang, Kabupaten Probolinggo, Kabupaten Jombang, Kabupaten Nganjuk, Kabupaten Magetan, Kabupaten Situbondo dan Kabupaten Bondowoso.
- Sub sistem Ngimbang memasok Kabupaten Tuban, Kabupaten Bojonegoro, Kabupaten Paciran dan Kabupaten Lamongan.

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2015-2024 per sektor pelanggan di Provinsi Jawa Timur ditunjukkan pada Tabel B6.1 dan Tabel B6.2.

Tabel B6.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	12.127	12.968	12.929	13.319	13.915	15.337	15.619	15.462	16.004	16.804
2	Bisnis	3.831	4.147	4.402	4.770	5.233	4.884	5.014	5.454	5.933	6.229
3	Publik	1.786	1.973	2.088	2.234	2.386	2.311	2.355	2.598	2.783	2.922
4	Industri	13.081	13.839	14.696	15.495	15.695	15.081	16.469	17.032	17.167	18.226
Jumlah		30.825	32.927	34.114	35.818	37.229	37.614	39.457	40.547	41.886	44.221
Pertumbuhan (%)		1,0	6,8	3,6	5,0	3,9	1,0	4,9	2,8	3,3	5,6

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Tabel B6.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	9.317	9.637	9.994	10.384	10.919	11.306	11.651	11.979	12.385	12.502
2	Bisnis	483	549	626	676	647	640	689	740	746	747
3	Publik	295	320	349	378	402	418	438	456	467	480
4	Industri	16,3	19.9	23,7	31,6	45,8	68,0	86,5	101	121	124
Jumlah		10.112	10.526	10.993	11.470	12.013	12.432	12.865	13.275	13.721	13.853
Pertumbuhan (%)		4,9	4,1	4,4	4,3	4,7	3,5	3,5	3,2	3,3	1,0

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Sedangkan rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B6.3

Tabel B6.3. Rekap Kapasitas Pembangkit Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTGU	Jawa Bali	6	2.836	2.469	2.418
PLTA	Jawa Bali	9	224	218	217
PLTD	Jawa Bali	59	30,2	27,7	27,4
PLTG	Jawa Bali	2	40	31	31
PLTM	*Isolated*	21	69,6	66,4	54,3
PLTMG	*Isolated*	3	3,2	3	3,15
PLTS	Jawa Bali	16	1,47	1,47	1,44
PLTU	Jawa Bali	11	3.390	3.054	3.093
Jumlah PLN		127	6.594	5.871	5.846
IPP					
PLTBM	Jawa Bali	1	3	3	1
PLTM	Jawa Bali	3	4,97	4,97	2,98
PLTSa	Jawa Bali	2	10,8	10,8	6,48
PLTU	Jawa Bali	5	3.253	3.253	3.253
Jumlah IPP		11	3.272	3.272	3.264
Jumlah		138	9.866	9.142	9.110

Semakin menurunnya pasokan gas pipa dan untuk mempertahankan pasokan tenaga listrik ditahun mendatang maka diperlukan adanya sumber-sumber gas baru termasuk pembangunan FSRU baru untuk PLTGU Gresik, Grati, dan Madura yang ada di Provinsi Jawa Timur.

Untuk gardu induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B6.4, sedangkan asset distribusi ditunjukkan pada Tabel B6.4.

Tabel B6.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk Eksisting (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Altaprima	150/20	3	180
2	Bangkalan	150/20	2	120
3	Bungah	150/20	1	60
4	Cerme	150/20	3	150
5	Gilitimur	150/20	2	60
6	Guluk-Guluk	150/20	1	60
7	Manyar	150/20	4	240
8	Manyar	150/70	1	100
9	Pamekasan	150/20	2	120
10	Petrokimia	150/20	3	150
11	Sambikerep	150/20	2	120
12	Sampang	150/20	2	120
13	Segoromadu	150/20	4	240
14	Segoromadu	150/70	1	50
15	Sumenep	150/20	2	120
16	Tandes	150/20	5	270
17	Gresik	500/150	2	1.000
18	Babat	150/20	3	150
19	Banaran	150/20	3	180
20	Banaran	150/70	4	310
21	Bojonegoro	150/20	3	180
22	Jatigedong	150/20	1	60
23	Jayakertas	150/20	2	120
24	Jombang	150/20	2	120
25	Kediri	150/20	2	120
26	Kertosono	150/20	2	120
27	Kertosono	150/70	2	200
28	Lamongan	150/20	3	180
29	Manisrejo	150/20	2	110
30	Manisrejo	150/70	3	235
31	Mliwang	150/20	2	120
32	Newpacitan	150/20	2	120
33	Newponorogo	150/20	2	120
34	Newponorogo	150/70	1	100
35	Newtulungagung	150/20	1	60
36	Nganjuk II	150/20	2	120
37	Ngawi	150/20	2	120
38	Ngimbang	150/20	1	60
39	Paciran	150/20	2	120
40	Tanjungawarawar	150/20	1	40
41	Tuban	150/20	3	150
42	Blitar Baru	70/20	3	90

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
43	Caruban	70/20	2	50
44	Dolopo	70/20	1	30
45	Dolopo	70/25	1	30
46	Magetan	70/20	2	50
47	Mranggen	70/20	2	50
48	Nganjuk	70/20	3	80
49	Pare	70/20	2	60
50	PLTA Tulungagung	70/20	1	30
51	Trenggalek	70/20	2	60
52	Tulungagung	70/20	3	80
53	PLTU Pacitan	150/20	1	60
54	Kediri	500/150	4	2.000
55	Ngimbang	500/150	2	1.000
56	Balongbendo	150/20	4	240
57	Bambe	150/20	2	120
58	Kasihjatim	150/20	2	110
59	Kebonagung	150/20	3	180
60	Kebonagung	150/70	3	300
61	Lawang	150/20	2	120
62	Mojoagung	150/20	3	150
63	Newwlingi	150/20	1	60
64	Ngoro	150/20	5	270
65	Pakis	150/20	2	120
66	Sekarputih	150/20	4	240
67	Sekarputih	150/70	5	450
68	Sengkaling	150/20	2	120
69	Sengkaling	150/70	2	160
70	Surabaya Barat	150/20	3	180
71	Wlingi	150/20	1	60
72	Wlingi	150/70	1	100
73	Blimbing	70/20	3	90
74	Karangkates	70/20	2	60
75	Ploso	70/20	3	90
76	Polehan	70/20	3	90
77	Selorejo	70/20	1	20
78	Sengguruh	70/20	2	60
79	Siman	70/20	1	30
80	Tarik	70/20	3	70
81	Turen	70/20	3	90
82	Wlingi	70/20	1	30
83	Driyorejo	150/20	4	240
84	Driyorejo	150/70	2	150
85	Karangpilang	150/20	2	120
86	Krian	500/150	5	2.500
87	Banyuwangi	150/20	4	180
88	Bondowoso	150/20	2	120
89	Bulukandang	150/20	2	120
90	Bumicokro	150/20	3	180
91	Genteng	150/20	3	180
92	Gondangwetan	150/20	3	180

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
93	Grati	150/20	1	60
94	Jember	150/20	4	240
95	KIS	150/20	1	60
96	Kraksaan	150/20	2	120
97	Lumajang	150/20	3	180
98	New Pandaan	150/20	2	120
99	New Porong	150/20	1	60
100	Paiton	150/20	1	40
101	Pier	150/20	2	120
102	Probolinggo	150/20	3	170
103	Puger	150/20	1	60
104	Purwosari	150/20	2	120
105	Situbondo	150/20	3	140
106	Tanggul	150/20	3	180
107	Sukorejo	70/20	1	30
108	Bangil	150/20	2	120
109	Bangil	150/70	2	160
110	Paiton	500/150	3	1.500
111	Grati	500/150	3	1.500
112	Babadan	150/20	3	170
113	Buduran	150/20	1	60
114	Buduran	150/70	2	200
115	Kalisari	150/20	1	60
116	Kenjeran	150/20	3	170
117	Perak	150/20	1	60
118	Rungkut	150/20	5	300
119	Sedati	150/20	2	120
120	Sidoarjo	150/20	2	120
121	Sukolilo	150/20	4	240
122	Surabaya Selatan	150/20	3	180
123	Buduran	70/20	1	30
124	Buduran	150/20	3	180
125	Darmogrande	150/20	3	180
126	Gembong	150/20	1	60
127	Gunung Sari	150/20	2	120
128	Kedinding	150/20	1	60
129	Krembangan	150/20	3	170
130	Kupang	150/20	2	120
131	Ngagel	150/20	2	120
132	Sawahan	150/20	2	110
133	Simpang	150/20	2	110
134	Ujung	150/20	2	60
135	Undaan	150/20	2	120
136	Waru	150/20	5	290
137	Waru	150/70	2	139
138	Wonokromo	150/20	3	180
Total			320	26.334

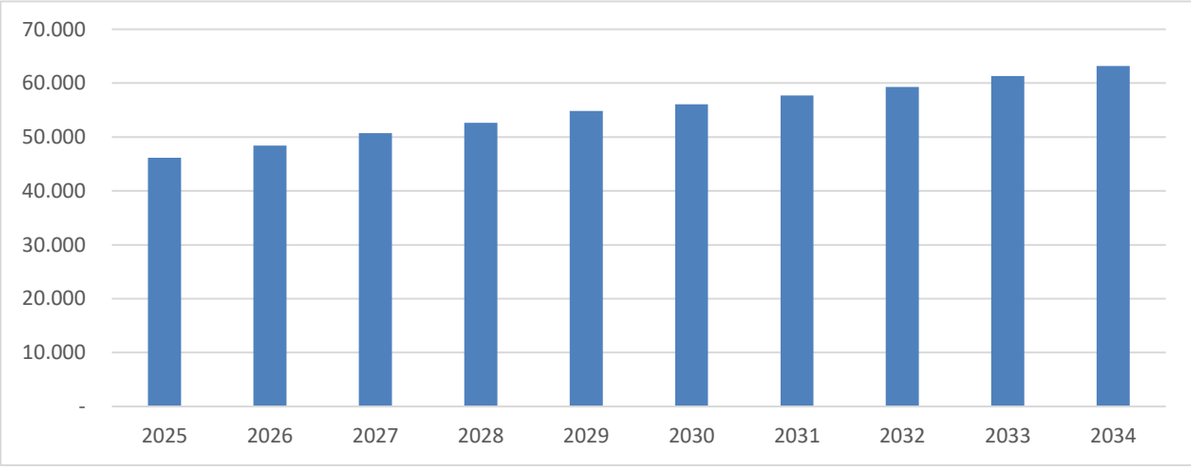
Tabel B6.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	34.584	35.920	37.276	38.272	39.522	40.357	40.718	41.194	41.808	42.553
JTR (kms)	74.147	72.296	74.014	75.351	77.109	78.096	78.620	79.414	80.432	80.462
Gardu Distribusi (MVA)	6.660	7.036	7.475	7.870	8.298	8.493	8.537	8.627	8.810	9.106

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

B6.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi dan industri, pertambahan penduduk dan peningkatan Rasio Elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik Jawa Timur pada tahun 2025-2034 dapat dilihat pada Tabel B6.8, dengan rata-rata pertumbuhan penjualan energi selama 10 tahun sekitar 3,6% seperti ditunjukkan pada Gambar B6.2.



Gambar B6.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

Tabel B6.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2033
1	Rumah Tangga	17.283	17.779	18.184	18.590	19.002	19.427	19.858	20.300	20.752	21.216
2	Bisnis	6.407	6.591	6.794	6.986	7.177	7.365	7.545	7.725	7.909	8.095
3	Publik	3.005	3.091	3.216	3.343	3.471	3.602	3.734	3.870	4.008	4.150
4	Industri	19.445	20.955	22.527	23.724	25.194	25.683	26.564	27.409	28.653	29.728
Jumlah		46.140	48.416	50.721	52.643	54.844	56.076	57.701	59.304	61.322	63.189
Pertumbuhan (%)		4,3	4,9	4,8	3,8	4,2	2,2	2,9	2,8	3,4	3,0

Tabel B6.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2033
1	Rumah Tangga	12.614	12.721	12.823	12.921	13.014	13.102	13.185	13.263	13.336	13.404
2	Bisnis	748	748	749	750	750	751	752	752	753	754
3	Publik	492	504	515	526	536	545	554	563	570	577
4	Industri	126	130	133	136	140	143	147	150	153	156
Jumlah		13.980	14.104	14.221	14.333	14.440	14.542	14.638	14.728	14.813	14.891
Pertumbuhan (%)		0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5

Tabel B6.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	4,3	46.140	49.562	7.178	13.979.822
2026	4,9	48.416	51.922	7.505	14.103.626
2027	4,8	50.721	54.341	7.840	14.220.907
2028	3,8	52.643	56.339	8.113	14.333.132
2029	4,2	54.844	58.626	8.426	14.440.133
2030	2,2	56.076	59.884	8.591	14.541.807
2031	2,9	57.701	61.554	8.814	14.637.916
2032	2,8	59.304	63.198	9.032	14.728.242
2033	3,4	61.322	65.277	9.315	14.812.749
2034	3,0	63.189	67.261	9.598	14.891.404
Pertumbuhan (%)	3,6	3,6	3,5	3,4	0,7

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan Kawasan Industri dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Jawa Timur. Untuk melayani kebutuhan potensi KI dan pelanggan besar lainnya tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

B6.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Berdasarkan RUKN, Provinsi Jawa Timur memiliki potensi sumber energi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari potensi gas bumi yang dapat dikembangkan sekitar 4.332 BCF, minyak bumi 685 MMSTB, batubara 0,1 juta ton, dan tenaga air 82 MW. Serta panas bumi yang diperkirakan mencapai 1.284 MWe. Pasokan gas untuk pembangkit PLN di Jawa Timur (Gresik dan Grati) cukup besar, antara lain dari Pertamina Tiung Biru, SIPL, KEI, PJU Bukit Tua, PHE WMO, HCML. Namun demikian volumenya akan semakin menurun dan diperkirakan akan terjadi kekurangan pasokan gas untuk pembangkit di Jawa Timur. Walaupun demikian sebenarnya potensi gas di Jawa Timur cukup banyak diantaranya potensi gas disekitar Kepulauan Madura, sehingga diharapkan kekurangan tersebut dapat terpenuhi. Selain itu juga diperkirakan ada potensi gas pipa dari lapangan Jambaran - Tiung Biru, yang rencananya akan memasok kebutuhan gas dari Gresik dan Tambak Lorok. Terdapat rencana pembangunan pipa gas Gresik - Semarang, yaitu gas akan dialirkan melalui pipa yang rencananya akan dibangun dengan menghubungkan Grati, Gresik hingga Tambak Lorok. Pembangunan pipa gas Gresik - Semarang sangat bermanfaat untuk mengintegrasikan pasokan gas ke pembangkit dan mempermudah manuver pasokan gas. Namun perlu diperhatikan lokasi sumber pasokan gas dan lokasi pembangkit sehingga tidak terbebani dengan biaya transportasi gas yang mahal.

Selain itu juga terdapat pengembangan potensi energi baru terbarukan seperti surya dan bayu sebesar 177 GW dan 10 GW di Provinsi Jawa Timur. Pemanfaatan potensi energi baru terbarukan dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi syarat-syarat diantaranya Dokumen FS (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga jual berdasarkan peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan serta studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*).

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Jawa Timur.

Pengembangan Pembangkit

Adapun, pengembangan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B6.10.

Tabel B6.9.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
PLN											
BESS	-	-	1,5	-	-	-	-	-	-	-	1,5
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTS	5,2	0,8	6,4	-	-	-	-	-	-	-	12,4
PLTS+ BESS	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Jumlah	5,2	0,8	8	-	-	-	-	-	-	-	14
SH-PLN											
BESS	50		50	-	-	-	-	-	-	250	350
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTGU	-	-	800		-	-	-	-	-	-	800
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3
PLTS	50	-	100	50	-	-	-	-	-	-	300
PLTS+ BESS	-	-	-	206	3	-	-	-	-	-	209
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000		1.000
Jumlah	200	-	950	256	303	-	-	3,0	1.000	250	2.962
IPP											
PLTB	-	-	-	-	-	80	-	-	100	-	180
PLTM	-	1,7	46,1	-	-	-	-	-	-	-	47,9
PLTP	30	-	80	-	-	55	110	60,0	210	-	545
PLTS	100	-	-	-	-	50	-	-	-	116	266
Jumlah	130	2	126	-	-	185	110	60	310	116	1.039
Total											
BESS	50	-	51,5	-	-	-	-	-	-	250	352
PLTB	-	-	-	-	-	80	-	-	100	-	180
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTGU	-	-	800	-	-	-	-	-	-	-	800
PLTM	-	1,7	46,1	-	-	-	-	-	-	-	47,9
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3
PLTP	30	-	80	-	-	55	110	60	210	-	545
PLTS	255	1	106	50	-	50	-	-	-	116	578
PLTS+ BESS	-	-	0,1	206	3	-	-	-	-	-	209
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000	-	1.000
Jumlah	335	3	1.084	256	303	185	110	63	1.310	366	4.015

Tabel B6.9.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
PLN											
BESS	-	-	252	-	-	-	400	-	-	-	652
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTS	5.2	0,8	6,4	-	-	-	-	-	-	-	12,4
PLTS+ BESS	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Jumlah	5,2	0,8	258	-	-	-	400	-	-	-	664
SH-PLN											
BESS	50		50	-	-	-	-	-	300	250	650
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTGU	-	-	800	-	-	-	-	-	-	-	800
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3
PLTS	150		100	50	-	-	-	-	-	-	300
PLTS+ BESS	-	200	-	6	3	-	-	-	-	-	209
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000		1.000
Jumlah	200	200	950	56	303	-	-	3	1.300	250	3.262
IPP											
PLTB	-	-	100	-	-	680	200	100	800	-	1.880
PLTM		1,7	46,1	-	-	-	-	-	-	-	47,9
PLTP	30	-	80	-	-	55	110	60	210	-	545
PLTS	100	66	-	-	50	625	50	50	525	-	1.466
Jumlah	130	68	226	-	50	1.360	360	210	1.535	-	3.939
Total											
BESS	50	-	302	-	-	-	400	-	300	250	1.302
PLTB	-	-	100	-	-	680	200	100	800	-	1.880
PLTG	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
PLTGU	-	-	800	-	800	-	-	-	-	-	800
PLTM	-	1,7	46,1	-	-	-	-	-	-	-	48
PLTMG	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3
PLTP	30	-	80	-	-	55	110	60	210	-	545
PLTS	255	67	106	50	50	625	50	50	525	-	1.778
PLTS+ BESS	-	200	0,1	6	3	-	-	-	-	-	209
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000	-	1.000
Jumlah	335	269	1.434	56	353	1.360	760	213	2.835	250	7.865

Tabel B6.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD RE *Base*	COD ARED	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	BESS	Jawa Timur (Kuota) IVD	50	2025	2025	Rencana	SH-PLN
2	Jawa Bali	PLTS	Karangkates	100	2025	2025	Rencana	SH-PLN
3	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) IVD	50	2025	2025	Rencana	SH-PLN
4	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) IIB	50	2025	2025	Rencana	IPP
5	Jawa Bali	PLTP	Ijen (FTP2)	30	2025	2025	Konstruksi	IPP
6	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) IIA	50	2025	2025	Rencana	IPP
7	Jawa Bali	PLTM	Jatimlerek	1,73	2026	2026	Pengadaan	IPP
8	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-3	800	2027	2027	Rencana	SH-PLN
9	Jawa Bali	BESS	Jawa Timur (Kuota) I	50	2027	2027	Rencana	SH-PLN

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD RE *Base*	COD ARED	Status	Pengembang
10	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) I	50	2027	2027	Rencana	SH-PLN
11	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	7,4	2027	2027	Rencana	IPP
12	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	3,5	2027	2027	Rencana	IPP
13	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	4,6	2027	2027	Rencana	IPP
14	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	3,75	2027	2027	Rencana	IPP
15	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	3,5	2027	2027	Rencana	IPP
16	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	3,5	2027	2027	Rencana	IPP
17	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	3,26	2027	2027	Rencana	IPP
18	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	3,16	2027	2027	Rencana	IPP
19	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	3,1	2027	2027	Rencana	IPP
20	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	3,07	2027	2027	Rencana	IPP
21	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	2,18	2027	2027	Rencana	IPP
22	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	2,12	2027	2027	Rencana	IPP
23	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	1,41	2027	2027	Rencana	IPP
24	Jawa Bali	PLTP	Ijen (FTP2)	30	2027	2027	Eksplorasi	IPP
25	Jawa Bali	PLTP	Ijen (FTP2)	50	2027	2027	Eksplorasi	IPP
26	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	0,38	2027	2027	Rencana	IPP
27	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	0,56	2027	2027	Rencana	IPP
28	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	0,26	2027	2027	Rencana	IPP
29	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	0,38	2027	2027	Rencana	IPP
30	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) IVB	50	2027	2027	Rencana	SH-PLN
31	Jawa Bali	PLTS+BESS	Jawa Timur (Kuota) V	100	2028	2026	Rencana	SH-PLN
32	Jawa Bali	PLTS+BESS	Jawa Timur (Kuota) IVA	100	2028	2026	Rencana	SH-PLN
33	Jawa Bali	PLTG/GU	Madura	100*)	2028	2028	Rencana	SH-PLN
34	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) IVC	50	2028	2028	Rencana	SH-PLN
35	Jawa Bali	PLTG/GU	Madura	100*)	2029	2029	Rencana	SH-PLN
36	Jawa Bali	PLTG	Jawa-Bali-4	300	2029	2029	Rencana	SH-PLN
37	Jawa Bali	PLTG/GU	Madura	100*)	2030	2030	Rencana	SH-PLN

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD RE *Base*	COD ARED	Status	Pengembang
38	Jawa Bali	PLTG/GU	Madura	165*)	2030	2030	Rencana	SH-PLN
39	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) VI	50	2030	2029	Rencana	IPP
40	Jawa Bali	PLTP	Telaga Ngebel (FTP2)	55	2030	2030	Eksplorasi	IPP
41	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	80	2030	2030	Rencana	IPP
42	Jawa Bali	PLTP	Telaga Ngebel (FTP2)	55	2031	2031	Eksplorasi	IPP
43	Jawa Bali	PLTP	Telaga Ngebel (FTP2)	55	2031	2031	Eksplorasi	IPP
44	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	60	2032	2032	Rencana	IPP
45	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	100	2033	2027	Rencana	IPP
46	Jawa Bali	PS	Grindulu	250	2033	2033	Rencana	SH-PLN
47	Jawa Bali	PS	Grindulu	250	2033	2033	Rencana	SH-PLN
48	Jawa Bali	PS	Grindulu	250	2033	2033	Rencana	SH-PLN
49	Jawa Bali	PS	Grindulu	250	2033	2033	Rencana	SH-PLN
50	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	60	2033	2033	Rencana	IPP
51	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	55	2033	2033	Rencana	IPP
52	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	55	2033	2033	Rencana	IPP
53	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	20	2033	2033	Rencana	IPP
54	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	20	2033	2033	Rencana	IPP
55	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) Tersebar XI	66	2034	2026	Rencana	IPP
56	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) VIII	50	2034	2030	Rencana	IPP
57	Jawa Bali	BESS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IVD	250	2034	2034	Rencana	SH-PLN
58	Jawa Bali	BESS (Smoothing)	BESS Smoothing Tersebar	250		2027	Rencana	PLN
59	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) Tersebar XII	525		2030	Rencana	IPP
60	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) VII	50		2030	Rencana	IPP
61	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV	200		2030	Rencana	IPP
62	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar V	200		2030	Rencana	IPP
63	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III	200		2030	Rencana	IPP
64	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) IX	50		2031	Rencana	IPP
65	Jawa Bali	BESS (Smoothing)	BESS Smoothing Tersebar	400		2031	Rencana	PLN

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD RE *Base*	COD ARED	Status	Pengembang
66	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VII	100		2031	Rencana	IPP
67	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VI	100		2031	Rencana	IPP
68	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) X	50		2032	Rencana	IPP
69	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VIII	100		2032	Rencana	IPP
70	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X	200		2033	Rencana	IPP
71	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI	200		2033	Rencana	IPP
72	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII	200		2033	Rencana	IPP
73	Jawa Bali	PLTB	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IX	200		2033	Rencana	IPP
74	Jawa Bali	PLTS	Jawa Timur (Kuota) Tersebar XIII	525		2033	Rencana	IPP
75	Jawa Bali	BESS	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIID	300		2033	Rencana	SH-PLN
76	*Isolated*	PLTS	Lisdes	1,2	2025	2025	Rencana	PLN
77	*Isolated*	PLTS	Lisdes	4	2025	2025	Rencana	PLN
78	Gili Raja	PLTS	*Isolated* Jatim	0,8	2026	2026	Rencana	PLN
79	Sepanjang	BESS	*Isolated* Jatim	1,5	2027	2027	Rencana	PLN
80	Sepanjang	PLTS	*Isolated* Jatim	1,5	2027	2027	Rencana	PLN
81	Isolated	PLTS	Lisdes	4,88	2027	2027	Rencana	PLN
82	Gili Noko	PLTS+BESS	*Isolated* Jatim	0,075	2027	2027	Rencana	PLN
83	Bawean	PLTS+BESS	*Isolated* Jatim	3	2028	2028	Rencana	SH-PLN
84	Bawean	PLTS+BESS	*Isolated* Jatim	3	2028	2028	Rencana	SH-PLN
85	Bawean	PLTS+BESS	*Isolated* Jatim	3	2029	2029	Rencana	SH-PLN
86	Bawean	PLTMG	*Isolated* Jatim	3	2032	2032	Rencana	SH-PLN
Jumlah				7.865				

Keterangan :
*) Relokasi Aset Pembangkit Eksisting

Catatan :
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun

Di Provinsi Jawa Timur terdapat potensi pengembangan pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu :

BESS	Guluk-Guluk	50	MW
PLTB	Sumenep	100	MW
PLTB	Banyuwangi I	80	MW
PLTB	Banyuwangi II	200	MW
PLTB	Jombang I	200	MW
PLTB	Tuban I	200	MW
PLTB	Blitar I	100	MW
PLTB	Pati I	100	MW
PLTB	Tuban II	100	MW

PLTB	Blitar II	200	MW
PLTB	Jombang II	200	MW
PLTB	Malang I	200	MW
PLTB	Trenggalek I	200	MW
PLTM	Lodoyo 2	7,4	MW
PLTM	Mrican	3,5	MW
PLTM	Balelo	4,6	MW
PLTM	Kanzy 2	3,75	MW
PLTM	Sumberarum 1	3,5	MW
PLTM	Sumberarum 3	3,5	MW
PLTM	Ketajek	3,26	MW
PLTM	Jompo 2 (Jompo Bawah)	3,16	MW
PLTM	Kanzy 4	3,1	MW
PLTM	Kanzy 6	3,07	MW
PLTM	Kanzy 7	2,18	MW
PLTM	Jompo 1 (Jompo Atas)	2,12	MW
PLTM	Kali Tengah (Sungai Tengah)	1,41	MW
PLTP	Arjuno Welirang	60	MW
PLTP	Gunung Pandan	60	MW
PLTP	Iyang Argopuro (FTP2)	55	MW
PLTP	Songgoriti	55	MW
PLTP	Gunung Wilis #1	20	MW
PLTP	Gunung Wilis #2	20	MW
PLTS	Guluk-Guluk	50	MW
PLTS	Paiton	50	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut sudah tercantum dalam daftar potensi dan telah diverifikasi PLN mengenai studi kelayakan dan studi penyambungan yang serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Penambahan pembangkit disesuaikan dengan pertumbuhan beban dan kepastian tambahan pelanggan KTT. Di provinsi Jawa Timur terdapat rencana pembangunan PLTGU Baru, dimana infrastruktur dan energi primer gas direncanakan ketersediaannya sesuai dengan COD PLTGU. Pembangunan PLTGU dipersiapkan untuk beroperasi dual firing menggunakan gas dan BBM (untuk kondisi emergensi) sesuai dengan kebutuhan sistem dan kajian teknis.
Adapun, untuk meningkatkan keandalan pasokan kelistikan di Pulau Madura, maka direncanakan akan dilakukan penambahan pembangkit gas sebesar 30 MW dengan opsi relokasi atau sewa yang akan memanfaatkan ketersediaan potensi gas pipa di Madura tahun 2025 sebesar 7 BBTUD. Selanjutnya dengan meningkatnya potensi gas pipa di Madura tahun 2028/2029 sebesar 30 BBTUD, maka akan dilakukan tambahan pembangkit gas di Madura dengan opsi relokasi dari Pulau Jawa ke Pulau Madura, maupun pembangunan PLTGU baru tergantung ketersediaan *supply chain* PLTGU. Opsi pemilihan baru dan relokasi juga mempertimbangkan kriteria operasi yang disyaratkan dan perbandingan secara finansial. Apabila potensi gas pipa tidak mencukupi untuk pembangkit gas Madura maka penyediaaan gas dapat bersumber dari FSRU.

Pengembangan Sistem Isolated Kepulauan di Jawa Timur

Di Jawa Timur terdapat 25 subsistem *isolated*, yaitu Bawean, Mandangin, Gili Iyang, Kangean, Sepeken, Sapudi, Gili Genting, Gili Ketapang, Raas, Sepanjang, Pagerungan Kecil, Tonduk, Paleyat, Goa-goa, Masakambing, Sakala, Saobi, Sabuntan, Gili Noko, Saular, Sapungkur Besar, Sadulang Besar, Saibus, Giliraja, Kemirian Mandangin, yang dilistriki oleh PLN dan IPP.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi kesistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2025-2034 ditunjukkan pada pembangunan jaringan transmisi Tabel B6.12

Tabel B6.11.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500 kV	322	14	127	126	-	23	-	-	542	-	1.154
275 kV	-	-	53	-	28	-	-	-	-	-	81
150 kV	373	1.079	703	517	108	200	20	154	110	22	3.286
Total	695	1.093	883	643	136	223	20	154	652	22	4.521

Tabel B6.11.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500 kV	322	14	127	126	-	23	-	-	542	-	1.154
275 kV	-	-	53	-	28	-	-	-	-	-	81
150 kV	373	1.110	703	486	108	200	20	154	110	22	3.286
Total	695	1.124	883	612	136	223	20	154	652	22	4.521

Tabel B6.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Bangil	Inc. (Paiton - Kediri)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	8	2025	2025	Konstruksi
2	Bangil	Bulukandang	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	27,8	2025	2025	Konstruksi
3	Bangil	Lawang	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	32	2025	2025	Konstruksi
4	Bangil New	Inc. (Bangil - Gempol / New Porong)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2,8	2025	2025	Pengadaan
5	Bangil New	Inc. (Lawang - Bulu Kandang)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1,6	2025	2025	Pengadaan
6	Bulukandang	Lawang	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	20,9	2025	2025	Konstruksi
7	Tx. Kebon Agung	Kebon Agung	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	29,0	2025	2025	Committed
8	PLTP Ijen	Banyuwangi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60*	2025	2025	Konstruksi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
9	Bangkalan	T.22	150 kV	New, 2 cct, SUTT	17	2025	2025	Pengadaan
10	Kedinding	Tx. Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4,0	2025	2025	Pengadaan
11	Kedinding	Tx. Kenjeran	150 kV	New, 1 cct, SKTT	2	2025	2025	Pengadaan
12	Kedinding	Tx. Ujung	150 kV	New, 1 cct, SKTT	2	2025	2025	Pengadaan
13	Babat / Baureno	Lamongan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	63	2025	2025	Konstruksi
14	Lamongan	Cerme	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	40,2	2025	2025	Konstruksi
15	Paiton	T.11 Eksisting Grati	500 kV	New, 2 cct, SUTET	7	2025	2025	Pengadaan
16	Kediri	Mojoagung	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	98	2025	2025	Konstruksi
17	PLTS Karangkates	Sutami	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2025	2025	Konstruksi
18	Kediri	Tx. Mojoagung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2025	2025	Pengadaan
19	Waru	Krian	500 kV	New, 2 cct, SUTET	45	2025	2025	Konstruksi
20	Waru New	Waru	150 kV	New, 2 cct, SKTT	1	2025	2025	Pengadaan
21	Paiton	Watudodol / Kalipuro	500 kV	New, 2 cct, SUTET	262,0	2025	2025	Konstruksi
22	Kalipuro New	Inc. (Situbondo - Banyuwangi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2025	2025	Konstruksi
23	Bangil	Inc. (Grati - Krian)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	10	2026	2026	Rencana
24	New Porong	Tx. Bangil (T148A)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	23,2	2026	2026	Konstruksi
25	Tx. Bangil (T148A)	Tx. Bangil New	150 kV	New, 2 cct, SUTT	16	2026	2026	Rencana
26	Tx. New Bangil	Blimbing Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	62,0	2026	2026	Rencana
27	Bungah	Paciran	150 kV	New, 2 cct, SUTT	65	2026	2026	Rencana
28	Tuban	Paciran	150 kV	New, 2 cct, SUTT	112,0	2026	2026	Rencana
29	KI Tuban	Mliwang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	5	2026	2026	Rencana
30	Wlingi II	Wlingi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	28,0	2026	2026	Rencana
31	Madiun	Inc. (Pedan - Kediri)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	2	2026	2026	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
32	Madiun	Inc. (Ngawi - Manisrejo)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2026	2026	Rencana
33	Manisrejo	Ngawi	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	64,6	2026	2026	Rencana
34	Tx. Batu Marmar	Guluk Guluk	150 kV	New, 2 cct, SUTT	66	2026	2026	Rencana
35	Tx. Batu Marmar	Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	185	2026	2026	Rencana
36	Kertosono	Inc. (Kediri – Jayakertas)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2026	2026	Rencana
37	Ngimbang	Inc. (Ungaran - Krian)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	2	2026	2026	Rencana
38	PLTS+BESS Jawa Timur (Kuota) IVA	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2028	2026	Rencana
39	PLTS+BESS Jawa Timur (Kuota) V	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	11,0	2028	2026	Rencana
40	PLTU Paiton II	Inc. (Paiton - Situbondo)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4,0	2026	2026	Rencana
41	Tuban	Kerek	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	28	2026	2026	Rencana
42	Caruban Baru	Manisrejo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	34	2026	2026	Konstruksi
43	Caruban Baru	Tx. Nganjuk	150 kV	New, 2 cct, SUTT	79	2026	2026	Rencana
44	Tx. Nganjuk	Kertosono	150 kV	New, 2 cct, SUTT	34	2026	2026	Pengadaan
45	Jenu / TPPI	Mliwang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	17	2026	2026	Rencana
46	Genteng	BSI	150 kV	New, 2 cct, SUTT	74	2027	2027	Rencana
47	Genteng	Inc. (Jember - Banyuwangi)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	8	2027	2027	Rencana
48	Dolopo Baru	Inc. (Manisrejo - Ponorogo)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2027	2027	Rencana
49	Kedinding	Kalisari	150 kV	New, 2 cct, SKTT	14	2027	2027	Pengadaan
50	Manyar	Cerme	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	15,3	2027	2027	Pengadaan
51	Kalanganyar	Tx. Surabaya Selatan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	37	2027	2027	Rencana
52	Tx. Surabaya Selatan	Surabaya Selatan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	11	2027	2027	Rencana
53	Bangkalan	Sampang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	110,6	2027	2027	Rencana
54	Magetan Baru	Dolopo Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	50	2027	2027	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
55	New Ngoro	Inc. (Bangil - Kediri)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	4	2027	2027	Rencana
56	New Ngoro	Inc. (Sekarputih - Ngoro)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8,0	2027	2027	Rencana
57	Ngoro	Sekarputih	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	44	2027	2027	Rencana
58	Bulukandang	Inc. (Bangil – Lawang)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	6	2027	2027	Rencana
59	Suryazigzag	Inc. (Banaran – New Nganjuk)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	3,0	2027	2027	Rencana
60	Paiton Baru / Besuki	Inc. (Paiton - Situbondo)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	5	2027	2027	Rencana
61	Banyuwangi	Jember	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	83	2027	2027	Rencana
62	Jember	Tx, Genteng	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	66,9	2027	2027	Rencana
63	Tx. Genteng	Banyuwangi	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	37,9	2027	2027	Rencana
64	PLTGU Jawa-3	Gresik	500 kV	New, 2 cct, SUTET	2,0	2027	2027	Rencana
65	Darmo Grande	Waru	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	21,3	2027	2027	Rencana
66	Krian	Darmo Grande	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	9,1	2027	2027	Rencana
67	Ujung	T.01 (Arah Perak)	150 kV	Rec, 2 cct, SKTT	0,7	2027	2027	Rencana
68	Kalanganyar	Grati	500 kV	New, 2 cct, SUTET	121,2	2027	2027	Konstruksi
69	Kalanganyar *Switching* Point	LP Kalanganyar	275 kV	New, 2 cct, SUTET	6	2027	2027	Rencana
70	LP Gunung Anyar	Surabaya Selatan	275 kV	New, 2 cct, SUTET	7	2027	2027	Rencana
71	LP Kalanganyar	LP Gunung Anyar	275 kV	New, 2 cct, SKLTET	40	2027	2027	Rencana
72	Rungkut	Surabaya Selatan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	22	2027	2027	Rencana
73	Waru	Rungkut	150 kV	New, 2 cct, SKTT	12	2027	2027	Rencana
74	Tanjung Awar-Awar	Ngimbang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	126,0	2028	2028	Rencana
75	Tanjung Awar-Awar	New Tanjung Awar-Awar	150 kV	New, 2 cct, SKTT	0,6	2028	2028	Rencana
76	Tanjung Awar-Awar	NGRR	150 kV	New, 2 cct, SKTT	1,3	2028	2028	Rencana
77	Tanjung Awar-Awar	Tuban	150 kV	New, 2 cct, SKTT	1	2028	2028	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
78	Ngimbang	Lamongan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	62,0	2028	2028	Rencana
79	Gresik Baru	Tx. Sawahan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2028	2028	Rencana
80	Tx. Sawahan	Sawahan II	150 kV	New, 2 cct, SKTT	16,0	2028	2028	Rencana
81	Jember II / Arjasa	Inc. (Bondowoso - Jember)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2028	2028	Rencana
82	Cerme	Segoromadu	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	19	2028	2028	Rencana
83	New Tanjung Awar - Awar	Jenu	150 kV	New, 2 cct, SKTT	24	2028	2028	Rencana
84	Ngoro	New Porong	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2028	2028	Pengadaan
85	Pamekasan	Guluk Guluk	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	57	2028	2028	Rencana
86	Sampang	Pamekasan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	53,4	2028	2028	Rencana
87	Wlingi	Sutami	150 kV	New, 2 cct, SUTT	48	2028	2028	Rencana
88	Mojoagung	Sekarputih	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	22,0	2028	2028	Pengadaan
89	Guluk Guluk	Sumenep	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	36,9	2028	2028	Rencana
90	PLTG/GU Madura	Guluk Guluk	150 kV	New, 2 cct, SUTT	46,0	2028	2028	Rencana
91	Kerek	Mliwang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	18	2028	2028	Rencana
92	Waru	Buduran	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	21	2028	2028	Rencana
93	Blitar	Inc. (tulungagung II - Wlingi II)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1	2028	2028	Rencana
94	Surabaya Selatan	Waru *Switching* Point	275 kV	New, 2 cct, SUTET	28	2029	2029	Rencana
95	Mantingan	Inc. (Sragen - Ngawi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2029	2029	Rencana
96	Tandes	Sawahan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	6	2029	2029	Rencana
97	Grati	Gondangwetan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	42	2029	2029	Rencana
98	Tanjung Bumi	Inc. (Bangkalan - Batu Marmar)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2029	2029	Rencana
99	Landing Point Banyuwangi	Gilimanuk	500 kV	New, 2 cct, SKLTET	13	2030	2030	Rencana
100	Watudodol / Kalipuro	Landing Point Banyuwangi	500 kV	New, 2 cct, SUTET	9,6	2030	2030	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
101	Kalanganyar	Buduran	150 kV	New, 2 cct, SKTT	9	2030	2030	Rencana
102	Kediri	Jayakertas	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	32	2030	2030	Rencana
103	Kediri	Kertosono	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	30,4	2030	2030	Rencana
104	Kertosono	Jayakertas	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	1	2030	2030	Rencana
105	Undaan	Kenjeran	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2030	2030	Rencana
106	Wonokromo	Kupang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	16,0	2030	2030	Rencana
107	Undaan	Simpang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10,0	2030	2030	Rencana
108	Probolinggo	Gondangwetan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	68,0	2030	2030	Rencana
109	Sekarputih II / Gondang	Inc. (Sekarputih - Ngoro)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2030	2030	Rencana
110	PLTP Wilis / Ngebel	Dolopo Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	50*	2030	2030	Rencana
111	Wonoayu	Balongbendo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2031	2031	Rencana
112	Ponorogo	Trenggalek Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	70,0	2032	2032	Rencana
113	Trenggalek Baru	PLTU Pacitan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	84,0	2032	2032	Rencana
114	Balong Panggang	Kasih Jatim	150 kV	New, 2 cct, SUTT	70	2033	2033	Rencana
115	Rembang	Tanjung Awar-Awar	500 kV	New, 2 cct, SUTET	340	2033	2033	Rencana
116	Grindulu PLTA PS	Grindulu *Switching*	500 kV	New, 2 cct, SUTET	182	2033	2033	Rencana
117	Grindulu *Switching*	Inc. (Pedan - Kediri)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	20	2033	2033	Rencana
118	Tunjungan	Simpang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2033	2033	Rencana
119	Tunjungan	Undaan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2033	2033	Rencana
120	Probolinggo II / Tongas	Inc. (Probolinggo - Gondangwetan)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	12	2034	2034	Rencana
121	Sidoarjo II	KIS	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2034	2034	Rencana
122	PLTS Jawa Timur (Kuota) IIA	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1*	2025	2025	Rencana
123	PLTS Jawa Timur (Kuota) IIB	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	48,6*	2025	2025	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
124	PLTS Jawa Timur (Kuota) IVD	Jawa Timur Eksisiting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	2025	2025	Rencana
125	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2026	Rencana
126	BESS Smoothing Tersebar (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	-	2027	Rencana
127	BESS Smoothing Tersebar (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	-	2027	Rencana
128	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar I	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2033	2027	Rencana
129	PLTS Jawa Timur (Kuota) I	Jawa Timur Eksisiting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	2027	2027	Rencana
130	PLTG Jawa Bali-4	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2029	2029	Rencana
131	PLTS Jawa Timur (Kuota) VI	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2029	Rencana
132	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar II	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
133	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
134	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
135	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar V (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
136	PLTP Telaga Ngebel (FTP2) 1	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2030	2030	Rencana
137	PLTS Jawa Timur (Kuota) VII	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
138	PLTS Jawa Timur (Kuota) VIII	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2030	Rencana
139	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
140	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
141	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (3)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
142	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (4)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
143	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (5)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
144	BESS Smoothing Tersebar (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	-	2031	Rencana
145	BESS Smoothing Tersebar (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	-	2031	Rencana
146	BESS Smoothing Tersebar (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	-	2031	Rencana
147	BESS Smoothing Tersebar (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	-	2031	Rencana
148	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VI	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
149	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VII	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
150	PLTP Telaga Ngebel (FTP2) 2	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana
151	PLTP Telaga Ngebel (FTP2) 3	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana
152	PLTS Jawa Timur (Kuota) IX	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
153	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VIII	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
154	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	74*	2032	2032	Rencana
155	PLTS Jawa Timur (Kuota) X	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2032	Rencana
156	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IX (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
157	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
158	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
159	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
160	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60*	2033	2033	Rencana
161	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
162	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60*	2033	2033	Rencana
163	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2033	2033	Rencana
164	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XIII (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
165	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XIII (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
166	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XIII (3)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
167	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XIII (4)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
168	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XIII (5)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
169	BESS Smoothing Tersebar (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	2034	2034	Rencana
170	BESS Smoothing Tersebar (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	2034	2034	Rencana
171	Lumajang	Tanggul	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	65,0	2026	2026	Rencana
172	Tanggul	Jember	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	58,8	2026	2026	Rencana
173	Paiton	Situbondo	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	107,6	2026	2026	Rencana
174	Driyorejo II / Wringinanom	Inc. (Krian - Driyorejo)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2026	2026	Pengadaan
175	Sukorejo	Inc. (Blimbing baru - New Bangil)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2,0	2027	2027	Rencana
176	Blimbing Baru	Tx. Kebon Agung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	45,4	2027	2027	Pengadaan
177	Sengkaling	Tx. Lawang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	16,0	2027	2027	Pengadaan
178	Menganti	Inc. (Krian - Altaprima)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2029	2029	Rencana
179	Dhanapura	Inc. (Banaran - Manisrejo)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	5,8	2030	2030	Rencana
180	Pier II	Inc. (Grati - Pier)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	10,0	2030	2030	Rencana
181	PLTS Jawa Timur (Kuota) IVB	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	32*	2027	2027	Rencana
182	PLTS Jawa Timur (Kuota) IVC	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	2028	2028	Rencana
183	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar III (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
184	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IV (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
185	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar V (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
186	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
187	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
188	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (3)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
189	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (4)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
190	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (5)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
191	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIID (1)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	-	2033	Rencana
192	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIID (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	-	2033	Rencana
193	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIID (3)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6*	-	2033	Rencana
194	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IX 2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
195	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar X (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
196	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XI (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
197	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar XII (2)	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
	Total				4.521			

* Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan, belum ada kepastian lokasi

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem. Adapun rencana pemasangan kapasitor di beberapa gardu induk dengan total sebesar 460 MVAr dan direncanakan pemasangan reaktor dengan total sebesar 200 MVAr guna peningkatan keandalan sistem di Provinsi Jawa Timur. Selain itu untuk melayani dan mengantisipasi

tingginya pertumbuhan beban di pusat perkotaan seperti di daerah Tunjungan (Surabaya) akan dilakukan kajian rencana pengembangan *Under Ground Substation.* Rencana pengembangan Gardu Induk sepanjang Tahun 2025 – 2034 ditunjukkan pada Tabel B6.14.

Tabel B6.13.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	3.000	2.000	1.000	2.000	-	1.000	-	-	-	-	9.000
500/275 kV	-	-	1.000	-	1.000	-	-	-	-	-	2.000
275/150 kV	-	-	1.000	-	-	-	-	-	-	-	1.000
150/70 kV	660	600	780	180	300	300	300	-	240	480	3.840
150/20 kV	200	100	-	-	-	-	-	-	-	-	300
70/20 kV	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
Total	3.920	2.700	3.780	2.180	1.300	1.300	300	-	240	480	16.200

Tabel B6.13.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	3.000	2.000	1.000	2.000	-	1.000	-	-	-	-	9.000
500/275 kV	-	-	1.000	-	1.000	-	-	-	-	-	2.000
275/150 kV	-	-	1.000	-	-	-	-	-	-	-	1.000
150/70 kV	660	600	780	180	300	300	300	-	240	480	3.840
150/20 kV	200	100	-	-	-	-	-	-	-	-	300
70/20 kV	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
Total	3.920	2.700	3.780	2.180	1.300	1.300	300	-	240	480	16.200

Tabel B6.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Bangil	500/150 kV	New	500	2025	2025	Konstruksi
2	Bangil	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Rencana
3	Bulukandang	150 kV	Upr	1 LB	2025	2025	Pengadaan
4	Kebon agung	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Rencana
5	Lawang	150 kV	Upr	1 LB	2025	2025	Rencana
6	Bangil New	150/20 kV	New	60	2025	2025	Pengadaan
7	Banyuwangi	150/20 kV	Upr	60	2025	2025	Rencana
8	Bungah	150 kV	Ext	4 LB	2025	2025	Pengadaan
9	Bungah	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Rencana
10	Ponorogo	150/70 kV	Ext	100	2025	2025	Rencana
11	Ngimbang	500/150 kV	Ext	500	2025	2025	Committed
12	Genteng	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Rencana
13	Banyuwangi	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
14	PLTP Ijen	150/20 kV	New	60*	2025	2025	Konstruksi
15	Kasih Jatim	150/20 kV	Upr	60	2025	2025	Rencana
16	Bangkalan	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Rencana
17	Perak	150 kV	Upr	1 LB	2025	2025	Konstruksi
18	Tandes	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Energize
19	Babat / Baureno	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Konstruksi
20	Cerme	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
21	Lamongan	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Konstruksi
22	Lamongan	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Konstruksi
23	Ngoro	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Rencana
24	Mojoagung	150 kV	Upr	2 LB	2025	2025	Konstruksi
25	PLTS Karangkates	150 kV	New	2 LB	2025	2025	Konstruksi
26	Sutami	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
27	Kediri	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Pengadaan
28	Sekarputih / Mojokerto	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Rencana
29	Situbondo	150/20 kV	Upr	60	2025	2025	Rencana
30	Tarik	70/20 kV	Upr	30	2025	2025	Konstruksi
31	Tulungagung II	150/20 kV	Ext	60	2025	2025	Committed
32	PLTA Tulungagung	70/20 kV	Ext	30	2025	2025	Rencana
33	Driyorejo	150/70 kV	Upr	100	2025	2025	Rencana
34	Krian	500 kV	Ext	1 Dia	2025	2025	Pengadaan
35	Waru	500/150 kV	New	1000	2025	2025	Konstruksi
36	Waru New	150/20 kV	New	60	2025	2025	Pengadaan
37	Paiton	500 kV	Ext	3 Dia	2025	2025	Konstruksi
38	Watudodol / Kalipuro	500/150 kV	New	1000	2025	2025	Konstruksi
39	Kalipuro New	150/20 kV	New	60	2025	2025	Konstruksi
40	Bangil	500/150 kV	Ext	500	2026	2026	Pengadaan
41	Gempol / New Porong	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Pengadaan
42	Paciran	150 kV	Ext	4 LB	2026	2026	Rencana
43	Tuban	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
44	Rejoso	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
45	Segoromadu	150/70 kV	Ext	100	2026	2026	Rencana
46	Cerme	150 kV	Ext	-	2026	2026	Rencana
47	KI Tuban	150 kV	New	3 LB	2026	2026	Rencana
48	Mliwang	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
49	Wlingi	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
50	Wlingi II	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
51	Madiun	500/150 kV	New	1000	2026	2026	Rencana
52	Manisrejo	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
53	Ngawi	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
54	Madiun	150/20 kV	New	60	2026	2026	Rencana
55	Bangkalan	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
56	Guluk Guluk	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
57	Kertosono	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
58	Ngimbang	500 kV	Ext	2 Dia	2026	2026	Rencana
59	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB	2028	2026	Rencana
60	PLTS+BESS Jawa Timur (Kuota) IVA	150 kV	New	2 LB	2028	2026	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
61	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB	2028	2026	Rencana
62	PLTS+BESS Jawa Timur (Kuota) V	150 kV	New	2 LB	2028	2026	Rencana
63	PLTU Paiton II	150/20 kV	New	60	2026	2026	Rencana
64	Pier	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
65	Driyorejo	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
66	Kerek	150 kV	Upr	4 LB	2026	2026	Rencana
67	Tuban	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
68	Manisrejo	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Konstruksi
69	Caruban Baru	150/20 kV	New	120	2026	2026	Konstruksi
70	Caruban Baru	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
71	Kertosono	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
72	Sidoarjo	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana
73	Jenu / TPPI	150 kV	New	4 LB	2026	2026	Rencana
74	Mliwang	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
75	Petrokimia	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
76	BSI	150 kV	New	3 LB	2027	2027	Rencana
77	Genteng	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
78	Genteng	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
79	Dolopo Baru	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
80	Kalisari	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Pengadaan
81	Cerme	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Pengadaan
82	Manyar	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Pengadaan
83	Buduran	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
84	Surabaya Selatan	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
85	Kalanganyar	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
86	Kalanganyar	500/275 kV	New	1000	2027	2027	Rencana
87	Kasih Jatim	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Rencana
88	Bangkalan	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Pengadaan
89	Ujung	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
90	Bangkalan	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
91	Sampang	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
92	Magetan Baru	150/20 kV	New	120	2027	2027	Rencana
93	New Ngoro	500/150 kV	New	1000	2027	2027	Rencana
94	New Ngoro	150/20 kV	New	120	2027	2027	Rencana
95	Bulukandang	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
96	Suryazigzag	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
97	Paiton Baru / Besuki	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
98	Banyuwangi	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
99	Genteng	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
100	Jember	150 kV	Upr	2 LB	2027	2027	Rencana
101	Gresik	500 kV	Ext	2 Dia	2027	2027	Rencana
102	Kalanganyar *Switching Point*	275 kV	New	2 Dia	2027	2027	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
103	Surabaya Selatan	275/150 kV	New	1000	2027	2027	Konstruksi
104	Surabaya Selatan	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
105	Surabaya Selatan	150 kV	Ext	-	2027	2027	Konstruksi
106	Ngimbang	500 kV	Ext	2 Dia	2028	2028	Rencana
107	Tanjung Awar-Awar	500/150 kV	New	1500	2028	2028	Rencana
108	New Tanjung Awar-Awar	150/20 kV	New	60	2028	2028	Rencana
109	Driyorejo II / Wringinanom	150/20 kV	Ext	60	2028	2028	Rencana
110	Ngimbang	500/150 kV	Ext	500	2028	2028	Rencana
111	Lamongan	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
112	Ngimbang	150 kV	Ext	-	2028	2028	Rencana
113	Ngimbang	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
114	Gresik Baru	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
115	Sawahan II	150 kV	New	8 LB	2028	2028	Rencana
116	Jember II / Arjasa	150/20 kV	New	60	2028	2028	Rencana
117	Cerme	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
118	Segoromadu	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
119	Jenu / TPPI	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
120	New Tanjung Awar - Awar	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
121	New Porong	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Pengadaan
122	Ngoro	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Pengadaan
123	Pamekasan	150 kV	Upr	4 LB	2028	2028	Rencana
124	Sampang	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
125	Sutami	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
126	Wlingi	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
127	Mojoagung	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Pengadaan
128	Sekarputih / Mojokerto	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Konstruksi
129	Guluk-Guluk	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
130	PLTG/GU Madura	150 kV	New	2 LB	2028	2028	Rencana
131	Sumenep	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
132	Kerek	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
133	Mliwang	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
134	Blitar	150 kV	New	-	2028	2028	Rencana
135	Waru *Switching Point*	275 kV	Ext	2 Dia	2029	2029	Rencana
136	Batu Marmar	150/20 kV	New	60	2029	2029	Rencana
137	Tanjung Bumi	150/20 kV	New	60	2029	2029	Rencana
138	Mantingan	150/20 kV	New	60	2029	2029	Rencana
139	Waru	500/275 kV	New	1000	2029	2029	Rencana
140	Kalanganyar	500/150 kV	Ext	1000	2030	2030	Rencana
141	Kenjeran	150 kV	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana
142	Undaan	150 kV	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana
143	Kupang	150 kV	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana
144	Wonokromo	150 kV	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
145	Simpang	150 kV	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana
146	Undaan	150 kV	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana
147	Petrokimia	150/20 kV	Upr	60	2030	2030	Rencana
148	Gondangwetan	150 kV	Upr	2 LB	2030	2030	Rencana
149	Probolinggo	150 kV	Upr	2 LB	2030	2030	Rencana
150	Sekarputih II / Gondang	150/20 kV	New	120	2030	2030	Rencana
151	Dolopo Baru	150 kV	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana
152	PLTP Wilis / Ngebel	150/20 kV	New	60*	2030	2030	Rencana
153	Mojoagung	150/20 kV	Upr	60	2031	2031	Rencana
154	Sedati	150/20 kV	Ext	60	2031	2031	Rencana
155	Sidoarjo	150/20 kV	Ext	60	2031	2031	Rencana
156	Balongbendo	150 kV	Ext	2 LB	2031	2031	Rencana
157	Wonoayu	150/20 kV	New	120	2031	2031	Rencana
158	Pacitan	150 kV	Ext	2 LB	2032	2032	Rencana
159	Babadan	150/20 kV	Ext	60	2033	2033	Rencana
160	Kasih Jatim	150 kV	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
161	Balong Panggang	150/20 kV	New	60	2033	2033	Rencana
162	Tanjung Awar-Awar	500 kV	Ext	2 Dia	2033	2033	Rencana
163	Grindulu PLTA PS	500 kV	New	4 Dia	2033	2033	Rencana
164	Grindulu *Switching*	500 kV	New	4 Dia	2033	2033	Rencana
165	Trenggalek Baru	150/20 kV	New	60	2033	2033	Rencana
166	Simpang	150 kV	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
167	Undaan	150 kV	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
168	Tunjungan	150/20 kV	New	60	2033	2033	Rencana
169	Bangil New	150/20 kV	Ext	60	2034	2034	Rencana
170	Bungah	150/20 kV	Ext	60	2034	2034	Rencana
171	Driyorejo II / Wringinanom	150/20 kV	Ext	60	2034	2034	Rencana
172	Kraksaan	150/20 kV	Ext	60	2034	2034	Rencana
173	Probolinggo II / Tongas	150/20 kV	New	120	2034	2034	Rencana
174	KIS	150 kV	Ext	2 LB	2034	2034	Rencana
175	Sidoarjo II	150/20 kV	New	120	2034	2034	Rencana
176	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	2025	2025	Rencana
177	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	2025	2025	Rencana
178	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	2025	2025	Rencana
179	PLTS Jawa Timur (Kuota) IVD	150 kV	New	2 LB*	2025	2025	Rencana
180	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2026	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
181	BESS Smoothing Tersebar (1)	150 kV	New	2 LB*	-	2027	Rencana
182	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2027	Rencana
183	BESS Smoothing Tersebar (2)	150 kV	New	2 LB*	-	2027	Rencana
184	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2027	Rencana
185	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2027	Rencana
186	Jawa Timur Eksisiting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2027	2027	Rencana
187	PLTS Jawa Timur (Kuota) I	150 kV	New	2 LB*	2027	2027	Rencana
188	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2029	2029	Rencana
189	PLTG Jawa Bali-4	150/20 kV	New	60*	2029	2029	Rencana
190	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2029	Rencana
191	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2030	Rencana
192	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
193	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
194	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
195	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2030	2030	Rencana
196	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
197	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2030	Rencana
198	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
199	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
200	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
201	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
202	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
203	BESS Smoothing Tersebar (1)	150 kV	New	2 LB*	-	2031	Rencana
204	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
205	BESS Smoothing Tersebar (2)	150 kV	New	2 LB*	-	2031	Rencana
206	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
207	BESS Smoothing Tersebar (1)	150 kV	New	2 LB*	-	2031	Rencana
208	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
209	BESS Smoothing Tersebar (2)	150 kV	New	2 LB*	-	2031	Rencana
210	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
211	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
212	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
213	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2031	2031	Rencana
214	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2031	2031	Rencana
215	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2031	Rencana
216	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
217	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2032	2032	Rencana
218	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2032	Rencana
219	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
220	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
221	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
222	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
223	Jawa Timur Eksisting/Baru	150/20 kV	New	60*	2033	2033	Rencana
224	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
225	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
226	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	2033	2033	Rencana
227	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
228	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
229	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
230	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
231	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
232	BESS Smoothing Tersebar (1)	150 kV	New	2 LB*	2034	2034	Rencana
233	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2034	Rencana
234	BESS Smoothing Tersebar (2)	150 kV	New	2 LB*	2034	2034	Rencana
235	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	2034	2034	Rencana
236	Paiton	500/150 kV	Ext	500	2026	2026	Rencana
237	Paiton	150 kV	Ext	-	2026	2026	Rencana
238	Jember	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
239	Lumajang	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
240	Tanggul	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
241	Tanggul	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
242	Paiton	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
243	Situbondo	150 kV	Upr	2 LB	2026	2026	Rencana
244	Driyorejo II / Wringinanom	150/20 kV	New	120	2026	2026	Pengadaan
245	Gondang Wetan	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana
246	Ngawi	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
247	Pier	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana
248	Sukorejo	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
249	Sengkaling	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Pengadaan
250	Blimbing Baru	150/20 kV	New	180	2027	2027	Pengadaan
251	Kasih Jatim	150/20 kV	Ext	60	2027	2027	Rencana
252	Menganti	150/20 kV	New	120	2029	2029	Rencana
253	Dhanapura	150/20 kV	New	60	2030	2030	Rencana
254	Pier II	150/20 kV	New	60	2030	2030	Rencana
255	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	2027	2027	Rencana
256	PLTS Jawa Timur (Kuota) IVB	150 kV	New	2 LB*	2027	2027	Rencana
257	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	2028	2028	Rencana
258	PLTS Jawa Timur (Kuota) IVC	150 kV	New	2 LB*	2028	2028	Rencana
259	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
260	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
261	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
262	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
263	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
264	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
265	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
266	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2030	Rencana
267	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIID (1)	150 kV	New	2 LB*	-	2033	Rencana
268	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
269	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIID (2)	150 kV	New	2 LB*	-	2033	Rencana
270	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
271	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IIID (3)	150 kV	New	2 LB*	-	2033	Rencana
272	Jawa Timur Eksisiting	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
273	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
274	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
275	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
276	Jawa Timur Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB*	-	2033	Rencana
Total				16.200			

* Kebutuhan infrastruktur Gardu Induk terkait pembangkit tersebar.

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) seperti pada Tabel B6.15

Tabel B6.15 Pengembangan Sistem Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	536	547	499	508	528
Panjang JTR	kms	1.273	1.302	1.192	1.217	1.267
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	131	129	123	118	113
Tambahan Pelanggan		126.634	123.804	117.282	112.224	107.002

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	551	571	592	613	634
Panjang JTR	kms	1.326	1.379	1.433	1.490	1.544
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	108	102	96	91	85
Tambahan Pelanggan		101.673	96.109	90.326	84.508	78.655

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan listrik perdesaan sudah termasuk dalam bagian pengembangan sistem distribusi, untuk detail pengembangan listrik perdesaan pada subbab berikut.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian rasio desa berlistrik dan rasio elektrifikasi PLN 100%.

Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Jawa Timur seperti pada tabel B.6.16

Tabel B6.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	3,0	-	4,9
Panjang JTM	kms	101,6	39,0	229,1
Panjang JTR	kms	200,4	145,9	433,8
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	9,6	4,2	25,1
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	96	42	251

Kapasitas pembangkit yang tercantum merupakan kapasitas PLTS, sedangkan kapasitas baterai disesuaikan dengan beban yang ada.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian rasio desa berlistrik di Provinsi Jawa Timur sebesar 100 % dengan RDB PLN 99,94 %. Masih terdapat sejumlah 4 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 1 desa

mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).

Adapun untuk capaian rasio elektrifikasi di Provinsi Jawa Timur sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,66 % dengan RE PLN sebesar 99,54 %. Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan rasio elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap. Ditargetkan capaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Jawa Timur sebagai berikut:

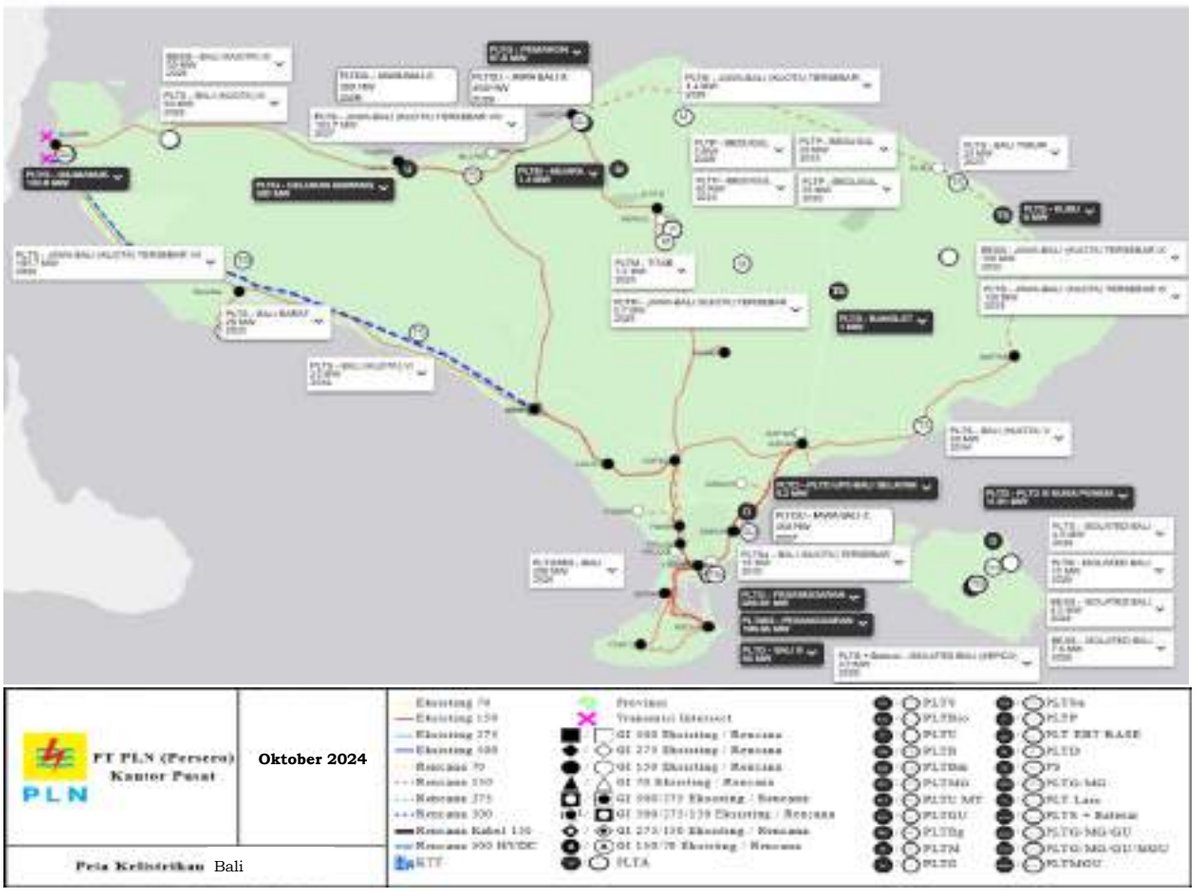
Tabel B6.18. Target RDB dan RE PLN Provinsi Jawa Timur

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	99,94	99,96	99,96	100
RE PLN (%)	99,54	99,69	99,84	100

LAMPIRAN B.7
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero)
DI PROVINSI BALI

B7.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik Provinsi Bali tertinggi tahun 2024 sebesar 1.164 MW yang tercapai pada Bulan Oktober 2024. Daya dipasok dari pasokan dari kabel laut Jawa-Bali 380 MW dan pembangkit 150 kV sebesar 1.142 MW yang terdiri atas pembangkit non BBM 567 MW, pembangkit BBM 568 MW, pembangkit EBT (Air dan Surya) 6,9 MW dan PLTU Celukan Bawang 380 MW. Peta sistem tenaga listrik Bali ditunjukkan pada Gambar B7.1.



Gambar B7.1. Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Bali

Untuk realisasi penjualan tenaga listrisk dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2015-2024 per sektor pelanggan di Provinsi Bali ditunjukkan pada Tabel B7.1 dan Tabel B7.2

Tabel B7.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	1.918	2.105	2.059	2.154	2.345	2.434	2.343	2.474	2.738	3.157
2	Bisnis	2.226	2.510	2.527	2.629	2.800	1.972	1.833	2.431	3.034	3498
3	Publikx	282	305	310	332	359	351	348	371	375	432
4	Industri	168	179	174	188	203	189	183	195	208	239
Jumlah		4.594	5.099	5.070	5.303	5.707	4.947	4.708	5.471	6.355	7.327
Pertumbuhan (%)		6,0	11,0	(0,6)	4,6	7,6	(13,3)	(4,8)	16,2	16,1	15,3

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Tabel B7.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	975	1.020	1.082	1.145	1.212	1.263	1.303	1.343	1.398	1.413
2	Bisnis	168	193	203	201	205	214	223	233	246	251
3	Publik	37,6	40,6	43,4	46,2	48,7	50,2	51,8	53,4	55,4	56,5
4	Industri	0,8	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Jumlah		1.182	1.255	1.329	1.393	1.467	1.529	1.579	1.631	1.702	1.721
Pertumbuhan (%)		8,5	6,2	5,9	4,8	5,3	4,2	3,3	3,2	4,4	1,2

* Hasil Prognosa Tahun 2024

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B7.3.

Tabel B7.3. Rekap Kapasitas Pembangkit Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTD	Jawa Bali	16	70	62,8	61,2
PLTDG	Jawa Bali	12	200	182	181
PLTG	Jawa Bali	5	557	526	494
PLTS	Tiga Nusa	1	3,5	3,5	3,5
Jumlah PLN		34	831	774	740
IPP					
PLTM	Jawa Bali	1	1,4	1,4	0,84
PLTS	Jawa Bali	1	1	1	0,6
PLTU	Jawa Bali	3	380	380	380
Jumlah IPP		5	382	382	381
Jumlah		39	1.213	1.157	1.122

Guna menurunkan pemakaian BBM dan pasokan tenaga listrik di provinsi Bali diperlukan pembangunan FSRU baru untuk pembangkit yang ada di provinsi tersebut.
Sedangkan gardu induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di tunjukkan pada Tabel B7.4, sedangkan asset distribusi ditunjukkan pada Tabel B7.5.

Tabel B7.4 Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Amlapura	150/20	2	120
2	Antosari	150/20	2	120
3	Bandara Ngurah Rai	150/20	2	120
4	Baturiti	150/20	2	90
5	Celukan Bawang	150/20	1	60
6	Gianyar	150/20	3	150
7	Gilimanuk	150/20	2	90
8	Kapal	150/20	4	240
9	Kubu	150/20	1	60
10	Negara	150/20	2	60
11	Nusadua	150/20	3	180
12	Padang Sambian	150/20	3	180
13	Payangan	150/20	2	120
14	Pecatu	150/20	2	120
15	Pemaron	150/20	2	120
16	Pemecutan Kelod	150/20	4	240

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
17	Pesanggaran	150/20	3	180
18	Sanur	150/20	4	240
19	Tanah Lot	150/20	2	120
Total			46	2.610

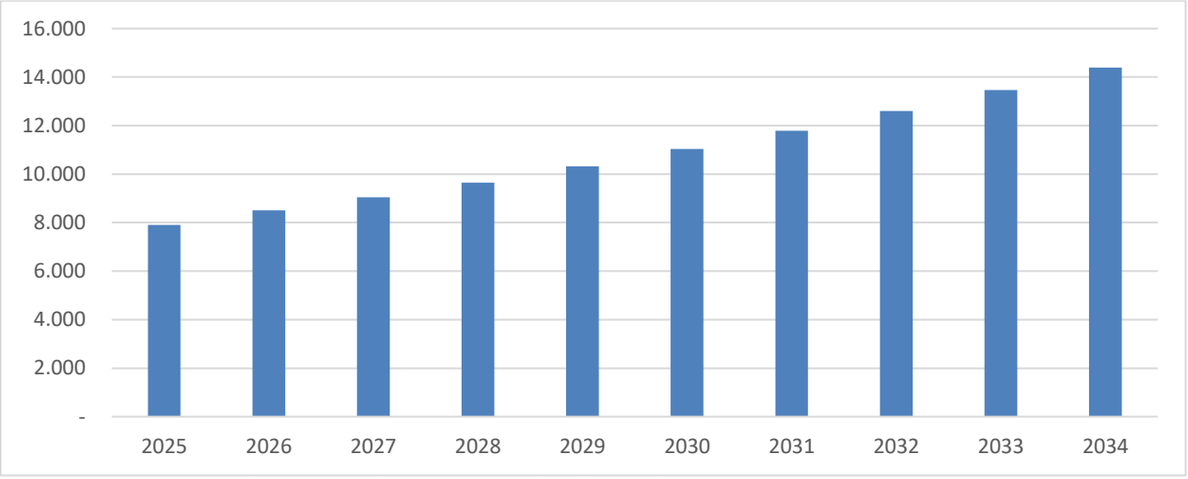
Tabel B7.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	6.677	7.097	7.566	7.780	8.101	8.510	8.692	8.768	8.830	8.929
JTR (kms)	9.948	10.741	11.872	12.461	13.556	14.383	14.716	14.823	14.939	15.215
Gardu Distribusi (MVA)	1.515	1.634	1.773	1.819	1.888	2.021	2.037	2.099	2.112	2.203

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

B7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi dan pertumbuhan penduduk dimasa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2025–2034 dapat dilihat pada Tabel B7.6, dengan rata-rata pertumbuhan penjualan energi selama 10 tahun sekitar 7,0% seperti ditunjukkan pada Gambar B7.2, sedangkan proyeksi jumlah pelanggan ditunjukkan pada Tabel B7.7.



Gambar B7.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

Tabel B7.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029
1	Rumah Tangga	3.404	3.667	3.897	4.158	4.452
2	Bisnis	3.771	4.062	4.329	4.622	4.950
3	Publik	466	502	536	574	617
4	Industri	258	278	284	292	301
Jumlah		7.899	8.509	9.046	9.646	10.320
Pertumbuhan (%)		7,8	7,7	6,3	6,6	7,0

No.	Kelompok Pelanggan	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	4.766	5.092	5.445	5.820	6.220
2	Bisnis	5.302	5.668	6.066	6.493	6.951
3	Publik	662	709	760	813	870
4	Industri	310	319	328	337	347
Jumlah		11.040	11.788	12.599	13.464	14.387

No.	Kelompok Pelanggan	2030	2031	2032	2033	2034
Pertumbuhan (%)		7,0	6,8	6,9	6,9	6,9

Tabel B7.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.428	1.443	1.459	1.476	1.493	1.511	1.529	1.548	1.567	1.587
2	Bisnis	255	260	265	271	277	283	290	297	304	311
3	Publik	57,7	59,0	60,5	62,1	63,9	65,7	67,6	69,7	71,8	74,0
4	Industri	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Jumlah		1.742	1.763	1.786	1.810	1.836	1.862	1.888	1.916	1.944	1.973
Pertumbuhan (%)		1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5

Tabel B7.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2024	7,8	7.899	8.341	1.209	1.741.842
2025	7,7	8.509	8.975	1.296	1.763.379
2026	6,3	9.046	9.537	1.372	1.786.084
2027	6,6	9.646	10.161	1.457	1.810.085
2028	7,0	10.320	10.864	1.553	1.835.502
2029	7,0	11.040	11.613	1.654	1.861.639
2030	6,8	11.788	12.391	1.759	1.888.139
2031	6,9	12.599	13.233	1.871	1.915.673
2032	6,9	13.464	14.118	1.990	1.944.054
2033	6,9	14.387	15.079	2.122	1.973.325
Pertumbuhan (%)	7,0	7,0	6,9	6,5	1,4

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi Bali. Untuk melayani kebutuhan potensi pelanggan besar tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

B7.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Provinsi Bali sebagai destinasi wisata dunia memiliki sumber daya energi terbarukan yang melimpah dan didukung kondisi masyarakat yang terbuka dan mudah untuk menerima teknologi terbaru untuk memulai tahapan implementasi *Smart Grid* secara bertahap. Hal ini juga didukung pemerintahan Provinsi Bali yang mengeluarkan Peraturan Gubernur No. 45 Tahun 2019 tentang Bali Energi Bersih serta Peraturan Gubernur No. 48 Tahun 2019 tentang penggunaan kendaraan listrik di Provinsi Bali sehingga dapat menjadikan Bali sebagai *Eco Green,* wisata yang sejalan dengan rencana implementasi *Smart Grid* dan peningkatan *Electric Vehicle.* Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik Bali diperlukan pembangunan tambahan transmisi dan distribusi yang didukung dengan *Smart Grid* yang disebut Bali *Eco Smart.*

Potensi Sumber Energi

Berdasarkan RUKN, Provinsi Bali memiliki potensi sumber energi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari potensi panas bumi sekitar 335 MWe terdapat di 6 lokasi.

Saat ini pasokan kebutuhan energi primer dan bahan bakar untuk pembangkit di Bali diperoleh dari provinsi lain, seperti BBM, LNG, dan Batubara yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan energi primer pada PLTU Celukan

Bawang, PLTD/G Pesanggaran, PLTG Pemaron, PLTG Gilimanuk dan PLTG Relokasi. Untuk pembangkit yang masih dioperasikan menggunakan BBM maka akan dilakukan regasifikasi. Adapun potensi energi surya dan bayu sebesar 22 GW dan 1,5 GW.
Pemanfaatan potensi energi baru terbarukan dapat meningkatkan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem jika memenuhi syarat diantaranya FS (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga berdasarkan peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan serta studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*). Selain itu untuk melayani pertumbuhan pelanggan dan menurunkan BPP di Nusa Penida direncanakan pengembangan pembangkit *hybrid* dengan kapasitas hingga 10 MW dengan melakukan kajian studi terlebih dahulu.

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Bali.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B7.10.

Tabel B7.9.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
PLN											
PLTS+ BESS	-	-	-	3,5	-	-	-	-	-	-	3,5
Jumlah	-	-	-	3,5	-	-	-	-	-	-	3,5
SH-PLN											
BESS	-	57,5	-	-	-	-	-	-	-	-	57,5
PLTB	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTGU	-	-	450	-	-	-	-	-	-	-	450
PLTMG	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTS	-	54,5	-	-	-	-	-	-	-	198	252
Jumlah	-	322	450	-	-	-	-	-	-	198	970
IPP											
PLTGU	-	-	-	450	450	-	-	-	-	-	900
PLTM	1,3	-	-	1,4	0,7	-	-	-	-	-	3,3
PLTP	-	-	-	5	-	60	-	-	110	-	175
PLTS	50	-	-	-	-	-	-	-	-	219	269
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	19	-	19
Jumlah	51,3	-	-	456,4	450,7	60	-	-	129	219	1.366
Total											
BESS	-	57,5	-	-	-	-	-	-	-	-	57,5
PLTB	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTGU	-	-	450	450	450	-	-	-	-	-	1.350
PLTM	1,3	-	-	1,4	0,7	-	-	-	-	-	3,3
PLTMG	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTP	-	-	-	5	-	60	-	-	110	-	175
PLTS	50	54,5	-	-	-	-	-	-	-	416	521
PLTS+ BESS	-	-	-	3,5	-	-	-	-	-	-	3,5
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	19	-	19
Jumlah	51,3	322	450	460	450,7	60	-	-	129	416	2.339

Tabel B7.9.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit – ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
PLN											
PLTS+ BESS	-	-	-	3,5	-	-	-	-	-	-	3,5
Jumlah	-	-	-	3,5	-	-	-	-	-	-	3,5
SH-PLN											
BESS	-	157,5	-	-	-	-	-	-	100	-	257,5
PLTB	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTGU	-	-	450	-	-	-	-	-	-	-	450
PLTMG	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTS	-	252	-	-	-	-	-	-	-	-	252
Jumlah	-	620	450	-	-	-	-	-	100	-	1.170
IPP											
BESS	-	50	-	-	-	-	-	-	-	-	50
PLTGU	-	-	-	450	450	-	-	-	-	-	900
PLTM	1,3	-	-	1,4	0,7	-	-	-	-	-	3,3
PLTP	-	-	-	5	-	60	-	-	110	-	175
PLTS	50	-	194	-	-	-	-	-	130	50	424
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	19	-	19
Jumlah	51	50	194	456,4	450,7	60	-	-	259	50	1.571
Total											
BESS	-	207	-	-	-	-	-	-	100	-	307
PLTB	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTGU	-	-	450	450	-	450	-	-	-	-	1.350
PLTM	1,3	-	-	1,4	0,7	-	-	-	-	-	3,3
PLTMG	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTP	-	-	-	5	-	60	-	-	110	-	175
PLTS	50	252	194	-	-	-	-	-	130	50	676
PLTS+ BESS	-	-	-	3,5	-	-	-	-	-	-	3,5
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	19	-	19
Jumlah	51,3	670	644	460	450,7	60	-	-	359	50	2.744

Tabel B7.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD BASE	COD ARED	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTM	Titab	1,27	2025	2025	Konstruksi	IPP
2	Jawa Bali	PLTS	Bali Timur	25	2025	2025	Konstruksi	IPP
3	Jawa Bali	PLTS	Bali Barat	25	2025	2025	Pendanaan	IPP
4	Jawa Bali	PLTMG	Bali	200	2026	2026	Rencana	SH-PLN
5	Jawa Bali	BESS	Bali (Kuota) Tersebar III	50	2026	2026	Rencana	SH-PLN
6	Jawa Bali	PLTS	Bali (Kuota) III	50	2026	2026	Rencana	SH-PLN
7	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-Bali-2	450	2027	2027	Rencana	SH-PLN
8	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-Bali-3	450	2028	2028	Rencana	IPP
9	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-Bali-6	450	2029	2029	Rencana	IPP
10	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	1,35	2028	2028	Rencana	IPP
11	Jawa Bali	PLTP	Bedugul	5	2028	2028	Eksplorasi	IPP
12	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	0,65	2029	2029	Rencana	IPP
13	Jawa Bali	PLTP	Bedugul	60	2030	2030	Eksplorasi	IPP
14	Jawa Bali	PLTP	Bedugul	55	2033	2033	Rencana	IPP
15	Jawa Bali	PLTP	Bedugul	55	2033	2033	Rencana	IPP

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD BASE	COD ARED	Status	Pengembang
16	Jawa Bali	PLTSa	Bali (Kuota) Tersebar	19	2033	2033	Rencana	IPP
17	Jawa Bali	PLTS	Bali (Kuota) V	25	2034	2034	Rencana	IPP
18	Jawa Bali	PLTS	Bali (Kuota) Tersebar VII	197,73	2034	2026	Rencana	SH-PLN
19	Jawa Bali	PLTS	Bali (Kuota) Tersebar VIII	193,66	2034	2027	Rencana	IPP
20	Jawa Bali	BESS	Bali (Kuota) Tersebar VII	100	-	2026	Rencana	SH-PLN
21	Jawa Bali	BESS	Bali (Kuota) Tersebar VIII	50	-	2026	Rencana	IPP
22	Jawa Bali	PLTS	Bali (Kuota) Tersebar IX	130	-	2033	Rencana	IPP
23	Jawa Bali	BESS	Bali (Kuota) IX	100	-	2033	Rencana	SH-PLN
24	Jawa Bali	PLTS	Bali (Kuota) VI	25		2034	Rencana	IPP
25	Tiga Nusa	PLTB	Isolated Bali	10	2026	2026	Rencana	SH-PLN
26	Tiga Nusa	BESS	Isolated Bali	7,5	2026	2026	Rencana	SH-PLN
27	Tiga Nusa	PLTS	Isolated Bali	4,5	2026	2026	Rencana	SH-PLN
28	Tiga Nusa	PLTS+BESS	Isolated Bali	3,5	2028	2028	Rencana	PLN
Jumlah				2.744				

Catatan :
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastrukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun

Di Provinsi Bali terdapat potensi pengembangan pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu :

BESS	Buleleng	50	MW
PLTS	Buleleng	50	MW
PLTSa	Suwung	19	MW
PLTS	Karangasem	130	MW
BESS	Karangasem	100	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut sudah tercantum dalam daftar potensi dan telah diverifikasi PLN mengenai studi kelayakan dan studi penyambungan yang serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Adapun, untuk meningkatkan keandalan pasokan kelistikan di Pulau Bali, maka direncanakan akan dilakukan penambahan pembangkit. Opsi penambahan pembangkit berupa pembangkit baru atau relokasi, mempertimbangkan kriteria operasi yang disyaratkan dan perbandingan secara finansial serta *Supply Chain* dari PLTGU. Penambahan pembangkit di subsistem bali termasuk pengembangan PLTMG Pesanggaran dan PLTGU baru, guna mengantisipasi keterlambatan konstruksi JBC, dan kedepannya jika JBC sudah beroperasi. PLTMG Pesanggaran akan dioperasikan sebagai pembangkit pemikul beban puncak (*peaker*).

Penambahan pembangkit disesuaikan dengan pertumbuhan beban dan kepastian tambahan pelanggan KTT. Di Provinsi Bali terdapat rencana pembangunan PLTMG Pesanggaran dan PLTGU baru, dimana infrastruktur dan energi primer gas direncanakan ketersediaannya sesuai dengan COD PLTGU.

Pembangunan PLTGU dipersiapkan untuk beroperasi *dual firing* menggunakan gas dan BBM (untuk kondisi emergensi) sesuai dengan kebutuhan sistem dan kajian teknis.

Pengembangan Transmisi

Proyeksi pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik yang meningkat cukup besar di provinsi Bali, sehingga untuk itu dibutuhkan tambahan pasokan daya. Upaya PLN untuk memenuhi kebutuhan listrik jangka panjang di Bali tersebut dengan membangun pembangkit di Bali dan juga membangun transmisi interkoneksi berkapasitas besar antara Pulau Jawa dan Pulau Bali. Teknologi yang sesuai untuk tujuan ini adalah transmisi bertegangan ekstra tinggi 500 kV. Transmisi ini berkapasitas sekitar 2.000 MW dengan panjang sekitar 185 kms dan akan menyeberangi Selat Bali dengan kabel laut dengan jarak ± 3km. Transmisi ini dikenal dengan nama proyek *Jawa - Bali Connection* (JBC) *500 kV*.

Pembangunan transmisi ini juga bermanfaat untuk menurunkan biaya produksi listrik di Bali yang selama ini dilayani dengan pembangkit skala kecil dengan BBM, LNG dan batubara yang tingkat efisiensinya belum maksimal. Pembangunan JBC juga dapat meningkatkan keandalan dan fleksibilitas di Pulau Bali yang saat ini terkoneksi ke Pulau Jawa hanya melalui kabel laut 150 kV yang kapasitasnya terbatas. Menurut survei awal yang telah dilakukan, rute transmisi 500 kV ini masuk ke kawasan Taman Nasional Baluran di Jawa Timur dan Taman Nasional Bali Barat, izin dari Kementerian Kehutanan dan Kementerian Lingkungan Hidup sudah terbit pada bulan April 2013. Transmisi 500 kV direncanakan beroperasi pada tahun 2030.

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan subsistem Bali sepanjang tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel pembangunan jaringan transmisi B7.12.

Tabel B7.11.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500 kV	-	-	-	-	-	151	-	-	-	-	151
150 kV	60	1	40	332	143	8	119	-	-	20	724
Total	60	1	40	332	143	160	119	-	-	20	875

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500 kV	-	-	-	-	-	151	-	-	-	-	151
150 kV	60	31	40	332	143	8	119	-	-	-	734
Total	60	31	40	332	143	160	119	-	-	-	885

Tabel B7.11.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (kms)

Tabel B7.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	PLTS Bali Barat	Negara	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,92*	2025	2025	Konstruksi
2	PLTS Bali Timur	Kubu	150 kV	New, 2 cct, SUTT	3,16*	2025	2025	Konstruksi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
3	Nusa Dua	Tx. Pesanggaran	150 kV	New, 2 cct, SUTT	17,3	2025	2025	Rencana
4	Pesanggaran	Tx. Bandara	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,1	2025	2025	Rencana
5	Tx. Kapal	Pemecutan Kelod	150 kV	New, 2 cct, SKTT	32,2	2025	2025	Rencana
6	PLTMG Bali (Pesanggaran)	Pesanggaran	150 kV	New, 2 cct, SKTT	1	2026	2026	Rencana
7	Pesanggaran III / Bali Turtle	Inc. (Pesanggaran - Sanur)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2027	2027	Rencana
8	Kubu	Pemaron	150 kV	New, 2 cct, SUTT	105,6	2029	2029	Rencana
9	PLTGU Jawa Bali-3	Tinga - Tinga	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2*	2028	2028	Rencana
10	Tinga - Tinga	Inc.(PLTU Celukan Bawang - Kapal)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2028	2028	Rencana
11	Tinga - Tinga	Tanah Lot	150 kV	New, 2 cct, SUTT	123,6	2028	2028	Rencana
12	Tx. Gilimanuk	Tx. Celukan Bawang	150 kV	New, 1 cct, SUTT	0,5	2028	2028	Rencana
13	Pesanggaran	Padang Sambian	150 kV	New, 2 cct, SKTT	7,89	2027	2027	Rencana
14	Pesanggaran	Pemecutan Kelod	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4,84	2027	2027	Rencana
15	Gianyar II / Bangli	Gianyar	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2028	2028	Rencana
16	PLTGU Jawa-Bali 2	Inc.(Sanur-Pesanggaran)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	5,4	2027	2027	Rencana
17	PLTGU Jawa-Bali 2	Sanur	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4,6	2027	2027	Rencana
18	PLTP Bedugul	Baturiti	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4*	2028	2028	Rencana
19	Baturiti	Payangan	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	28,01	2028	2028	Rencana
20	Payangan	Tx. Kapal	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	21,48	2028	2028	Rencana
21	Pemaron	Baturiti	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	40,86	2028	2028	Rencana
22	Tx. Kapal	Baturiti	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	38,17	2028	2028	Rencana
23	Padangsambian II / Canggu	Padangsambian	150 kV	New, 2 cct, SKTT	17,6	2029	2029	Rencana
24	Pemecutan Kelod II	Pemecutan Kelod	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2029	2029	Rencana
25	Gilimanuk	Antosari (Ekstension)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	151,2	2030	2030	Pengadaan
26	Antosari (Ekstension)	Tx. Celukan Bawang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1,4	2030	2030	Rencana
27	Antosari (Ekstension)	Tx. Kapal	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2030	2030	Rencana
28	Antosari (Ekstension)	Tx. Negara	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2030	2030	Rencana
29	Antosari (Ekstension)	Tx. Tanah Lot	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2030	2030	Rencana
30	New Sanur	Inc. (Gianyar - Sanur)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2030	2030	Rencana
31	BESS Bali (Kuota) III	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2026	2026	Rencana
32	PLTS Bali (Kuota) III	Inc.(Bali Eksisting/Baru A - Bali Eksisting/Baru B)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1,5*	2026	2026	Rencana
33	PLTS Jawa-Bali (Kuota)	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2027	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Lingkup	Panjang (Kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
	Tersebar VIII (1)							
34	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VIII (2)	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2027	Rencana
35	PLTP Bedugul 1	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2030	2030	Rencana
36	BESS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IX	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
37	PLTP Bedugul 2	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
38	PLTP Bedugul 3	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
39	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar IX	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
40	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar V & VI	Bali Eksisting	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2034	Rencana
41	PLTB Jawa-Bali (Kuota) Tersebar V	Bali Eksisting	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2034	Rencana
42	Antosari (Extension)	Padangsambian II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	37,2	2031	2031	Rencana
43	Antosari (Extension)	Tx. Pemecutan Kelod II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	37,2	2031	2031	Rencana
44	Padang Sambian II	Padang Sambian I	150 kV	New, 2 cct, SKTT	18,92	2031	2031	Rencana
45	Tx. Pemecutan Kelod II	Pemecutan Kelod I	150 kV	New, 2 cct, SKTT	25,8	2031	2031	Rencana
46	BESS Bali (Kuota) Tersebar VII	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10*	-	2026	Rencana
47	BESS Bali (Kuota) Tersebar VII	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	-	2026	Rencana
48	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VII (1)	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2034	2026	Rencana
49	PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar VII (2)	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2034	2026	Rencana
50	PLTGU Jawa Bali-6	Tinga - Tinga	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1*	2029	2029	Rencana
51	Amlapura	Gianyar	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	67,79	2028	2028	Rencana
52	Pesanggaran	Sanur	150 kV	New, 2 cct, SKTT	15,6	2027	2027	Rencana
	Total				885			

* Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan , belum ada kepastian lokasi

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET 500 kV bertujuan untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan evakuasi daya ke sistem tegangan tinggi. Rencana pengembangan GI 150 kV bertujuan untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Disamping itu untuk peningkatan keandalan sistem di Provinsi Bali direncanakan pemasangan reaktor dengan total sebesar 200 MVAr. Rincian rencana pembangunan gardu induk di Provinsi Bali dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel B7.14

Tabel B7.13.a. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	-	-	-	-	-	1.000	1.000	-	-	-	2.000
150/20 kV	180	120	120	180	300	120	-	60	180	60	1.320
Total	180	120	120	180	300	1.120	1.000	60	180	60	3.320

Tabel B7.13.b. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Gardu Induk	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
500/150 kV	-	-	-	-	-	1.000	1.000	-	-	-	2.000
150/20 kV	180	120	120	180	300	120	-	60	180	60	1.320
Total	180	120	120	180	300	1.120	1.000	60	180	60	3.320

Tabel B7.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Negara	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
2	Kubu	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Konstruksi
3	Pemecutan Kelod	150 kV	Ext	2 LB	2025	2025	Rencana
4	Pesanggaran	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana
5	Antosari / Gilimanuk	150 kV	Ext	-	2026	2026	Rencana
6	Pesanggaran III / Bali Turtle	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
7	Kubu	150 kV	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
8	Pemaron	150 kV	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
9	PLTGU Jawa Bali-3	150/20 kV	New	60*	2028	2028	Rencana
10	Tinga - Tinga	150/20 kV	New	60	2028	2028	Rencana
11	Pesanggaran	150 kV	Upr	6 LB	2027	2027	Rencana
12	Gianyar II / Bangli	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
13	Gianyar II / Bangli	150/20 kV	New	120	2028	2028	Rencana
14	Sanur	150 kV	Ext	2 LB	2027	2027	Rencana
15	PLTGU Jawa-Bali 2	150/20 kV	New	60	2027	2027	Rencana
16	Baturiti	150 kV	Ext	2 LB	2028	2028	Rencana
17	PLTP Bedugul	150/20 kV	New	60*	2028	2028	Rencana
18	Baturiti	150 kV	Upr	4 LB	2028	2028	Rencana
19	Payangan	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
20	Pemaron	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
21	Kapal II / Tanah Lot	150/20 kV	Ext	60	2029	2029	Rencana
22	Padangsambian	150 kV	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
23	Padangsambian II / Canggu	150/20 kV	New	120	2029	2029	Rencana
24	Pemecutan Kelod II	150/20 kV	New	120	2029	2029	Rencana
25	Antosari / Gilimanuk	500/150 kV	New	1000	2030	2030	Pengadaan
26	Antosari (Ekstension)	150/20 kV	Ext	60	2030	2030	Rencana
27	Kapal	150 kV	Ext	-	2030	2030	Rencana
28	New Sanur	150/20 kV	New	60	2030	2030	Rencana
29	Payangan	150/20 kV	Ext	60	2032	2032	Rencana
30	Nusa Dua II / Pecatu	150/20 kV	Ext	60	2033	2033	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/ Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
31	Padangsambian II / Canggu	150/20 kV	Ext	60	2033	2033	Rencana
32	Pesanggaran III / Bali Turtle	150/20 kV	Ext	60	2033	2033	Rencana
33	New Sanur	150/20 kV	Ext	60	2034	2034	Rencana
34	Bali Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	2026	2026	Rencana
35	PLTS Bali (Kuota) III	150 kV	New	4 LB	2026	2026	Rencana
36	Bali Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	2034	2027	Rencana
37	Bali Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	2034	2027	Rencana
38	Bali Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	2030	2030	Rencana
39	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New	2 LB	-	2033	Rencana
40	Bali Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	-	2033	Rencana
41	Bali Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	-	2033	Rencana
42	Bali Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	2033	2033	Rencana
43	Bali Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	-	2033	Rencana
44	Bali Eksisting	150 kV	Ext	2 LB	-	2034	Rencana
45	Bali Eksisting	150 kV	Ext	2 LB	2034	2034	Rencana
46	Antosari / Gilimanuk	500/150 kV	Ext	1000	2031	2031	Rencana
47	Antosari (Ekstension)	150 kV	Ext	4 LB	2031	2031	Rencana
48	Antosari (Ekstension)	150 kV	Ext	-	2031	2031	Rencana
49	Padangsambian II / Canggu	150 kV	Ext	6 LB	2031	2031	Rencana
50	Pemecutan Kelod II	150 kV	Ext	6 LB	2031	2031	Rencana
51	Bali Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	-	2026	Rencana
52	BESS Bali (Kuota) Tersebar VII	150 kV	New	2 LB	-	2026	Rencana
53	Bali Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	-	2026	Rencana
54	Bali Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	2034	2026	Rencana
55	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New	2 LB	2034	2026	Rencana
56	Bali Eksisting/Baru	150 kV	Ext	2 LB	2034	2026	Rencana
57	Bali Eksisting/Baru	150 kV	New	2 LB	2034	2026	Rencana
58	Tinga - Tinga	150 kV	Ext	2 LB	2029	2029	Rencana
59	PLTGU Jawa Bali-6	150/20 kV	New	60*	2029	2029	Rencana
60	Gianyar	150/20 kV	Ext	60	2026	2026	Rencana
61	Amlapura	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
62	Gianyar	150 kV	Upr	2 LB	2028	2028	Rencana
63	Kubu	150/20 kV	Ext	180	2025	2025	Rencana
64	BESS Bali (Kuota) III	150 kV	New	2 LB	2026	2026	Rencana
Total				3.320			

* Kebutuhan infrastruktur Gardu Induk terkait pembangkit tersebar.

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034, diperlukan rencana pengembangan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) seperti pada Tabel B7.15

Tabel B7.15. Pengembangan Sistem Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	131	137	145	154	163
Panjang JTR	kms	326	345	367	392	419
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	53	56	59	63	67
Tambahan Pelanggan		20.566	21.537	22.705	24.001	25.417

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	168	171	178	184	191
Panjang JTR	kms	436	446	469	489	510
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	70	71	75	78	81
Tambahan Pelanggan		26.136	26.500	27.534	28.381	29.271

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perkonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Rasio elektrifikasi di Provinsi Bali pada Triwulan III tahun 2024 sudah 100%. dan rasio desa berlistrik adalah sebesar 100% dengan jumlah desa 716 berlistrik PLN.

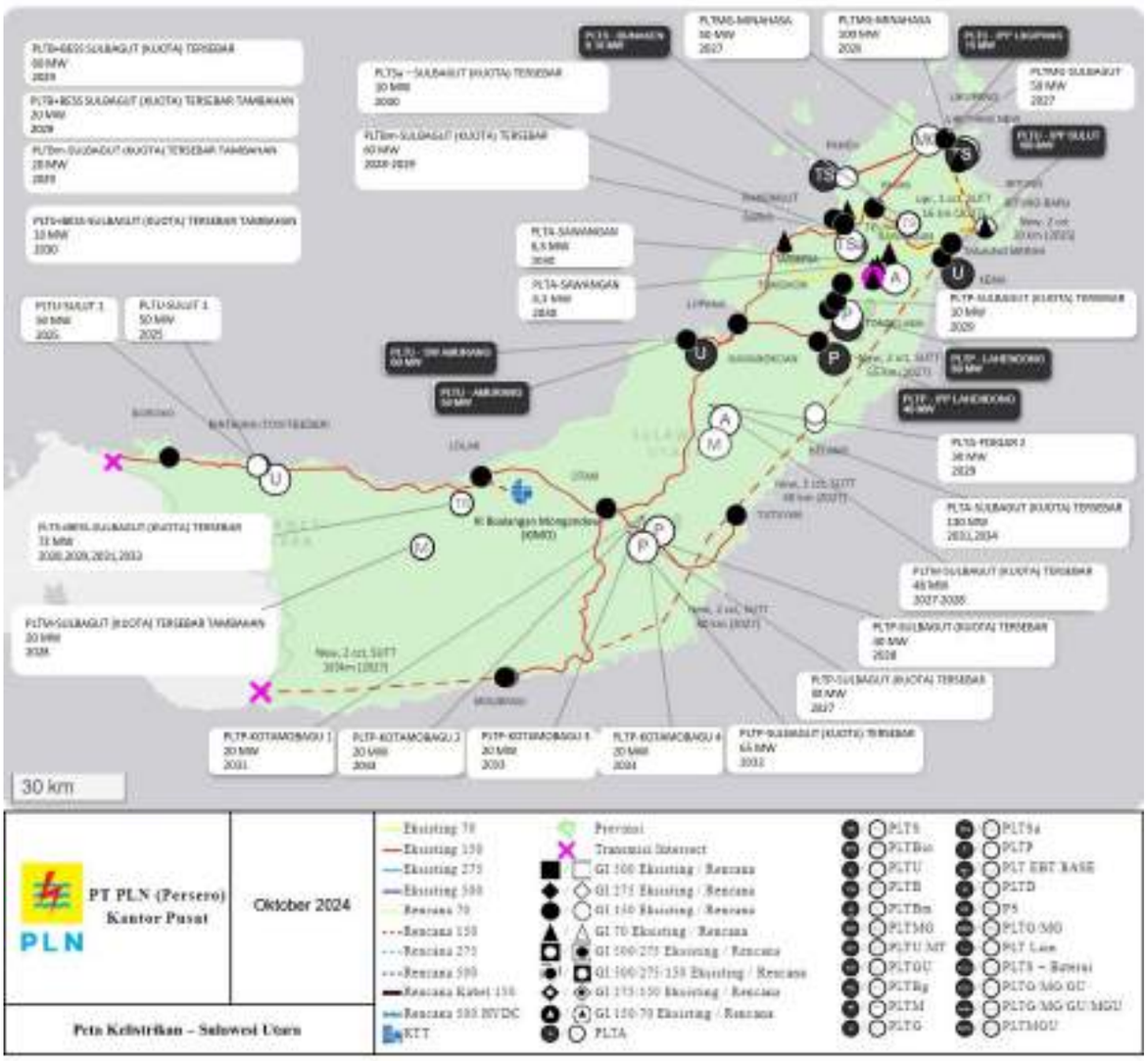
LAMPIRAN C
RENCANA PENGEMBANGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI
REGIONAL SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA

C1. PROVINSI SULAWESI UTARA
C2. PROVINSI SULAWESI TENGAH
C3. PROVINSI GORONTALO
C4. PROVINSI SULAWESI SELATAN
C5. PROVINSI SULAWESI TENGGARA
C6. PROVINSI SULAWESI BARAT
C7. PROVINSI MALUKU
C8. PROVINSI MALUKU UTARA
C9. PROVINSI PAPUA, PAPUA PEGUNUNGAN, PAPUA TENGAH DAN PAPUA SELATAN
C10. PROVINSI PAPUA BARAT DAN PAPUA BARAT DAYA
C11. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT
C12. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

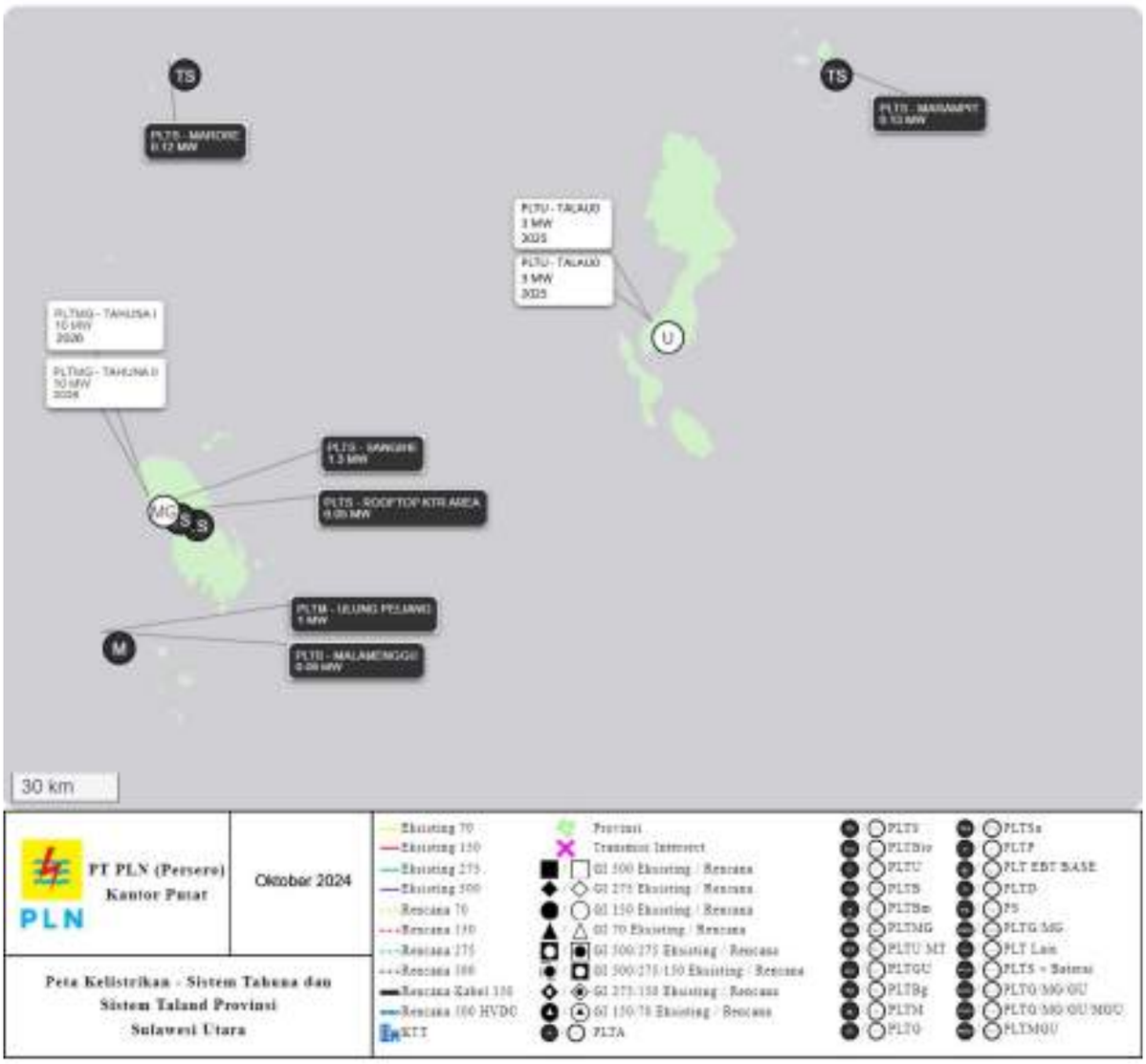
LAMPIRAN C.1
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK
PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SULAWESI UTARA

C1.1 KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Utara terdiri dari sistem interkoneksi 150 kV dan 70 kV yang disebut Sistem Minahasa dan sistem tenaga listrik 20 kV *isolated.* Sistem Minahasa telah terkoneksi dengan sistem tenaga listrik Provinsi Gorontalo dan ke depannya akan disambung sampai ke Tolitoli dan Leok di Provinsi Sulawesi Tengah. Sistem interkoneksi ini disebut Sistem Sulawesi Bagian Utara (Sulbagut). Sistem Minahasa melayani kota dan kabupaten seluruh Provinsi Sulawesi Utara yang berada di daratan. Sedangkan sistem tenaga listrik 20 kV melayani kota/daerah yang berlokasi di kepulauan yaitu Kabupaten Kepulauan Sitaro, Kepulauan Sangihe, dan Kepulauan Talaud, termasuk sistem *isolated* pulau terluar Indonesia yaitu Pulau Miangas, Marore, dan Marampit.
Untuk pengembangan sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Utara diperlihatkan pada Gambar C1.1. Untuk pengembangan dua Sistem *Isolated* Talaud dan Tahuna diperlihatkan pada Gambar C1.2.



Gambar C1.1 Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Sulawesi Utara



Gambar C1.2 Peta Sistem Tenaga Listrik Talaud dan Tahuna di Provinsi Sulawesi Utara

Untuk meningkatkan jam nyala sistem *isolated* yang didominasi oleh PLTD direncanakan dapat dikembangkan dengan pembangkit tenaga terbarukan seperti PLTMH, PLTB, PLTBm, dan PLTS sesuai dengan potensi setempat dan memenuhi keseimbangan antara suplai dan *demand,* meningkatkan keandalan sistem setempat dan memenuhi prinsip keekonomian (menurunkan biaya pokok penyediaan sistem).

Penjualan tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 5,79%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel C1.1.

Tabel C1.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	734	749	773	812	855	932	971	960	1.010	1.053
2	Bisnis	315	353	399	428	437	396	406	429	469	487
3	Publik	136	142	152	162	168	165	179	183	199	197
4	Industri	119	156	221	274	321	370	384	394	417	436
Jumlah		1.303	1.401	1.545	1.677	1.781	1.862	1.940	1.966	2.095	2.172
Pertumbuhan %		5,0	7,5	10,3	8,5	6,2	4,6	4,2	1,3	6,6	3,7

* Prognosa penjualan Tahun 2024

Penambahan jumlah pelanggan tahun 2015–2024 tumbuh rata-rata sebesar 4,49% Komposisi realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 ditunjukkan pada Tabel C1.2.

Tabel C1.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	535,3	561,4	587,9	618,0	646,3	676,5	705,9	730,4	759,8	789,8
2	Bisnis	21,6	23,3	24,8	25,8	26,4	27,1	27,8	28,6	28,9	30,4
3	Publik	15,8	17,0	18,1	19,4	20,4	21,4	23,4	24,1	25,1	25,9
4	Industri	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Jumlah		573,1	602,2	631,2	663,6	693,5	725,4	757,6	783,6	814,3	846,7
Pertumbuhan %		5,01	5,08	4,82	5,13	4,52	4,59	4,44	3,44	3,91	3,98

* Prognosa jumlah pelanggan Tahun 2024

Beberapa pulau kecil di sekitar Kota Manado, Kota Bitung, dan Kabupaten Minahasa Utara juga disuplai dari sistem *isolated* 20 kV. Pulau-pulau ini meliputi Pulau Bunaken, Papusungan, Manado Tua, Bangka, Talise, Nain, Mantehage, dan Gangga. Pada beberapa sistem *isolated* 20 kV ke depannya akan diperkenalkan *pilot project* teknologi jaringan cerdas (*smart grid*) berupa pembangkit listrik tenaga *hybrid* yang salah satunya telah berada di sistem *isolated* 20 kV Tahuna. Proyek ini memungkinkan kombinasi antara pembangkit listrik tenaga EBT variabel (*Variable Renewable Energy*/VRE *power plant*) dengan pembangkit listrik tenaga BBM untuk mengatasi kondisi *intermittent*.
Sistem tenaga listrik Provinsi Sulawesi Utara saat ini dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTP, PLTU, PLTA/M, PLTD HSD, PLTS, dan PLTMG. Tabel C1.3 berikut adalah daftar pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Utara.

Tabel C1.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTU	Sulbagut	2	50,00	43,50	43,5
PLTD	Sulbagut	11	74,52	23,20	23,2
	Tahuna	18	9,42	6,90	6,9
	Talaud	22	9,34	5,82	3,8
	Siau/Ondong	27	11,70	7,02	7,0
	Lirung	43	9,90	4,67	4,7
	Tagulandang	9	4,28	2,83	1,1
	Molibagu	7	4,09	2,33	2,5
	Isolated tersebar daerah Tahuna	24	11,16	6,80	6,9
	Isolated tersebar daerah Manado	25	2,94	2,40	1,9
PLTP	Sulbagut	4	80,00	74,90	74,9
PLTA/M	Sulbagut	7	51,38	49,00	49,0
	Tahuna	1	1,00	0,80	0,8
PLTMH	Sulbagut	5	4,25	4,00	4,0
PLTS	*Isolated* tersebar daerah Manado	1	0,33	0,13	-
	Isolated tersebar daerah Tahuna	3	1,47	1,12	6,9
Jumlah PLN		209	325,78	235,42	237,09
Sewa					
PLTU	Sulbagut	2	60,00	51,84	51,8
PLTD	Tahuna	2	6,00	6,00	5,9

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
	Talaud	1	2,00	1,20	1,1
	Siau/Ondong	2	3,00	2,80	2,8
Jumlah Sewa		7	71	62	62
IPP					
PLTU	Sulbagut	4	200	200	200
PLTP	Sulbagut	2	40	40	40
PLTS	Sulbagut	2	15	15	15
PLTM	Sulbagut	2	6,5	6,5	6,5
Jumlah IPP		10	262	262	262
Jumlah		226	658,28	558,73	560,23

Gardu induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Utara ditunjukkan pada Tabel C1.4 dan Tabel C1.5.

Tabel C1.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

No	Nama GI/GITET	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (UNIT)	Total Kapasitas (MVA)
1	Ranomut	70/20	4	90
2	Sawangan	70/20	1	30
3	Bitung	70/20	3	80
4	Tonsealama	70/20	3	60
5	Teling	70/20	3	50
6	GIS Teling	150/20	2	90
7	Paniki	150/20	2	90
8	Tomohon	150/20	1	60
9	Tomohon	70/20	2	20
10	Kawangkoan	150/20	3	70
11	Lopana	150/20	2	50
12	Tasik Ria	70/20	2	50
13	Likupang	70/20	3	60
14	Tanjung Merah	150/20	2	90
15	Otam	150/20	2	90
16	Lolak	150/20	1	30
17	GIS Sinsingon	150/20	1	20
18	Buroko	150/20	1	20
19	Molibagu	150/20	1	30
20	Amurang	150/20	1	60
21	GIS Sario	150/20	1	60
22	GI Tutuyuan	150/20	1	30
23	GI Bintauna (Town Feeder)	150/20	1	20
24	GI Pandu	150/20	1	60
	TOTAL		44	1.310

Tabel C1.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

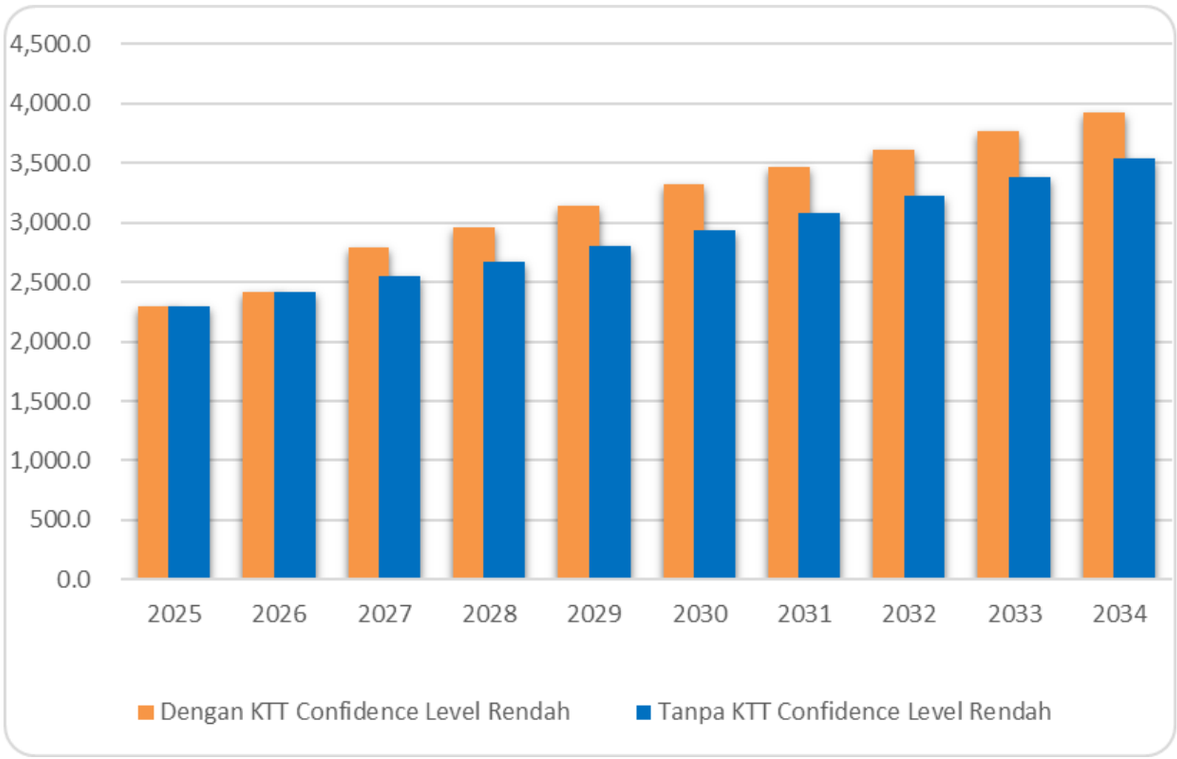
No.	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	JTM (kms)	5.225	6.422	5.297	5.356	5.460	5.622	5.666	5.680	5.680	5.774
2	JTR (kms)	4.030	4.564	5.174	5.240	6.007	6.043	6.088	6.239	6.255	6.292
3	Gardu Distribusi (MVA)	514	509	587	506	533	542	546	550	567	568

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

C1.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Utara dalam 5 tahun terakhir (2020-2024) rata-rata 3,79% per tahun. Berdasarkan sumbangannya, sektor Perdagangan, Hotel dan Restoran (PHR) masih menjadi pendorong utama pertumbuhan ekonomi diikuti oleh sektor bangunan serta sektor pengangkutan dan komunikasi. Sulawesi Utara merupakan daerah tujuan wisata dan kegiatan *Meeting, Incentive, Convention, Exhibition* (MICE), sehingga akan menjadi salah satu faktor pendorong tingginya pertumbuhan sektor PHR serta sektor pengangkutan dan komunikasi.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir (2020-2024) rata-rata mencapai 4,06% per tahun. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Sulawesi Utara, selain terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL) juga terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Oleh karena itu, untuk Provinsi Sulawesi Utara terdapat 2 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT.
Perbandingan proyeksi kebutuhan listrik kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C1.3.



Gambar C1.3 Perbandingan Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor rumah tangga dan industri. Pertumbuhan industri pertambangan dan *smelter* saat ini bertumbuh dengan cepat sehubungan dengan pembatasan pemerintah untuk melakukan ekspor hasil tambang mineral tanpa melalui proses pengolahan. Dengan adanya pembatasan ekspor tersebut, mendorong pihak swasta untuk membangun *smelter* dan pabrik pengolahan di Indonesia. Banyaknya calon pelanggan industri *smelter* dan pabrik pengolahan (selanjutnya disebut KTT atau konsumen tegangan tinggi) di Sulawesi mendorong meningkatnya proyeksi pertumbuhan penjualan tenaga listrik.
Pada umumnya, industri *smelter* dan pabrik pengolahan akan membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga tentunya akan membutuhkan

investasi yang besar pula. Terdapat potensi risiko tidak jadinya pembangunan *smelter* ataupun pabrik pengolahan barang tambang. Oleh karena itu, seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan tenaga listrik dengan mempertimbangkan *confidence level* operasi dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga, realisasi pelaksanaan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan untuk menyuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila *confidence level* dari potensi pelanggan KTT menjadi *confidence level* tinggi.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik, dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi COVID-19 terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan pada Tabel C1.6, Tabel C1.7, dan Tabel C1.8.

Tabel C1.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.107,1	1.163,3	1.222,5	1.280,2	1.340,8	1.404,1	1.470,4	1.539,4	1.611,9	1.687,6
2	Bisnis	518,9	554,7	588,8	623,6	659,7	697,6	737,6	779,6	823,8	870,5
3	Publik	208,0	219,0	230,1	241,2	252,2	263,6	275,4	287,4	299,8	312,7
4	Industri	459,0	482,4	745,7	816,8	887,5	958,8	982,7	1.006,9	1.031,7	1.057,1
Jumlah		2.293,0	2.419,3	2.787,2	2.961,8	3.140,2	3.324,1	3.465,9	3.613,3	3.767,3	3.927,9
Pertumbuhan %		5,6	5,5	15,2	6,3	6,0	5,9	4,3	4,3	4,3	4,3

Tabel C1.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	825,0	861,3	898,8	937,4	976,9	1.018,2	1.061,3	1.106,2	1.153,2	1.202,3
2	Bisnis	31,8	33,2	34,8	36,2	37,8	39,5	41,2	43,1	45,0	47,1
3	Publik	26,9	27,9	28,8	29,8	30,8	31,9	32,9	34,1	35,2	36,4
4	Industri	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
Jumlah		884,2	923,0	963,0	1.004,0	1.046,1	1.090,1	1.136,1	1.184,0	1.234,0	1.286,4
Pertumbuhan %		4,4	4,4	4,3	4,3	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2

Tabel C1.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	5,1	2.293	2674	412	884.193
2026	5,0	2.419	2823	434	922.996
2027	4,9	2.787	3252	499	963.012
2028	4,8	2.962	3457	530	1.004.021
2029	4,7	3.140	3666	561	1.046.113
2030	4,7	3.324	3882	594	1.090.106
2031	4,7	3.466	4049	618	1.136.064
2032	4,7	3.613	4222	644	1.183.950
2033	4,7	3.767	4403	671	1.234.044
2034	4,7	3.928	4592	700	1.286.417
Pertumbuhan	4,8	6,2%	6,2%	6,1%	4,3%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah memperhitungkan kebutuhan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), dan seluruh potensi pelanggan besar (konsumen tegangan tinggi/KTT) lainnya di Provinsi Sulawesi Utara baik yang *confidence level* tinggi (sudah PJBTL) maupun *confidence level* rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU).

Daftar calon pelanggan besar di Sulawesi Utara dengan *confidence level* yang masih rendah diperlihatkan pada Tabel C1.9

Tabel C1.9. Daftar KTT dengan *Confidence Level* Rendah

Nama KTT	Perkiraan Tahun Awal Kebutuhan	Kapasitas Kebutuhan Total (MVA)
KI Mongondow	2027	800
Total MVA		800

Untuk memenuhi kebutuhan daya calon pelanggan KTT dengan *cofindence level* rendah di atas, perlu ditambahkan infrastruktur pembangkit, transmisi, dan gardu induk yang ditampilkan pada Tabel C1.10 hingga Tabel C1.12. Kebutuhan infrastruktur transmisi dan gardu induk tersebut seperti SUTT 150 kV dan *extension line bay* gardu induk untuk kebutuhan suplai dari masing-masing pelanggan KTT merupakan infrastruktur yang dibutuhkan di luar kebutuhan infrastruktur bersama yang telah direncanakan di Sulawesi Utara.

Tabel C1.10. Rencana Pembangunan Pembangkit Untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	Sulbagut	PLTMG	Sulbagut	50	2027	2027	Rencana	SH-PLN
2	Sulbagut	PLTM	Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	20	2028	2028	Rencana	IPP
3	Sulbagut	PLTB + BESS	Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	20	2029	2029	Rencana	IPP
4	Sulbagut	PLTBio	Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	20	-	2029	Rencana	IPP
5	Sulbagut	PLTS + BESS	Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	10	-	2030	Rencana	IPP
	Total			120				

Tabel C1.11. Rencana Infrastruktur Transmisi untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Lolak	KI Mongondow	150	New, 2 cct SUTT	8	2027	Rencana

Tabel C1.12. Rencana Infrastruktur Gardu Induk untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext/ Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Lolak	150	*Ext*	2 LB arah KI Mongondow	2027	Rencana

Rencana pembangunan infrastruktur untuk suplai pelanggan KTT pada tabel di atas sangat tergantung pada kepastian *demand* calon pelanggan serta skema bisnisnya. Perlu dilakukan kajian lebih lanjut terkait konfigurasi jaringan untuk

rencana suplai calon pelanggan KTT tersebut. Jika terjadi perubahan *demand* baik kebutuhan dayanya maupun teknologi yang digunakan, maka akan dapat mengubah rencana infrastruktur ketenagalistrikan yang sudah direncanakan sebelumnya. Sehingga infrastruktur untuk suplai pelanggan KTT akan dibangun jika sudah ada kepastian dari *demand* calon pelanggan KTT tersebut.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

C1.3 PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Sulawesi Utara dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat dan kondisi geografis serta sebaran penduduknya.

Potensi Energi Primer

Sulawesi Utara memiliki potensi sumber energi terbarukan yang cukup besar berupa panas bumi hingga 120 MW yang tersebar di Kotamobagu, Klabat Wineru, dan Lahendong. Dari potensi panas bumi tersebut, yang sudah dieksploitasi sebesar 120 MW yaitu PLTP Lahendong unit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6.
Kendala yang dihadapi untuk mengembangkan potensi panas bumi dan beberapa tenaga air yang cukup besar adalah masalah status lahan di mana sebagian besar potensi tersebut berada di kawasan hutan cagar alam Gunung Ambang di Kabupaten Bolaang Mongondow.
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Utara.
Beberapa potensi tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA dan terdapat di kawasan tersebut adalah Poigar III (24 MW). Potensi energi air yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 318,4 MW yang tersebar di 37 lokasi. Untuk daerah pulau-pulau, sumber energi primer yang tersedia adalah tenaga angin dan radiasi matahari. Mengingat karakteristik tenaga angin dan tenaga matahari yang tidak kontinu (*intermittent*), maka untuk pengembangannya lebih cocok dibuat *hybrid* dengan PLTD eksisting. Selain potensi energi di atas, terdapat potensi pengembangan PLTSa di daerah Manado sebesar 20 MW.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2034 direncanakan tambahan pembangkit baru termasuk pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTM dan PLTS. Mengingat sifat PLTS yang *intermittent*, dalam rangka membantu pengelolaan sistem dalam mengoperasikan pembangkit *intermittent* diperlukan *forecasting* dari angin ataupun solar sehingga membantu memverifikasi dari *forecasting* yang disampaikan oleh pengelola pembangkit. Karena jika terjadi deviasi yang terlalu besar antara data *projected* dengan realisasi, akan berdampak pada penyiapan *spinning reserve* yang tidak akurat. Selain itu, sifat *intermittent* dari PLTS dapat memberikan

pengaruh yang signifikan pada stabilitas sistem kelistrikan di Sulawesi Bagian Utara. Oleh karena itu, kesiapan pembangkit *follower* sangat dibutuhkan. Opsi lain adalah dengan menyediakan *Battery Energy Storage System* (BESS) sehingga dampak *intermittency* PLTS terhadap sistem dapat dieliminasi.

Jenis pembangkit yang akan dibangun meliputi PLTU, PLTG/MG, PLTA serta PLTP dan PLTS. Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah terpencil, pulau-pulau kecil terluar, daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut. Pada beberapa sistem telah dibuka kuota PLTB serta PLTS dengan BESS yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak *intermittent* dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA milik Kementerian PU. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTGU/G/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Khusus untuk Sistem Sulbagut direncanakan penambahan BESS untuk mengoptimalkan pembangkit *base load* seperti PLTP dan PLTA *run of river* baik yang sudah eksisting maupun masih dalam tahap rencana. BESS akan dimanfaatkan untuk menyimpan energi berlebih pada saat kondisi beban rendah (pagi hari) dan energi tersebut digunakan kembali pada malam hari khususnya saat beban puncak (*shifting*). Hal ini akan memberikan dampak positif pada pengurangan pemakaian pembangkit berbahan bakar gas yang pada umumnya memiliki BPP tinggi. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTGU/G/MG.

Untuk sistem-sistem *isolated* yang jam nyala operasinya masih di bawah 24 jam serta tidak dapat disambungkan ke *grid*, rencana pengembangannya akan dibangun PLTS beserta BESS agar jam nyala operasinya menjadi 24 jam.

Tabel C1.13, Tabel C1.14, dan Tabel C1.15 berikut menampilkan daftar rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Utara. Pelaksanaan pembangunan pembangkit-pembangkit (khususnya yang bertujuan untuk pelayanan calon pelanggan KTT) di bawah ini akan sangat bergantung dengan *confidence level* pelanggan KTT itu sendiri. Untuk memitigasi risiko tersebut, pembangunan pembangkit (khususnya untuk pelanggan KTT) akan mulai

dilakukan setelah perjanjian jual-beli atau SPJBTL (Surat Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik) disepakati bersama.

Tabel C1.13. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit Skenario RE *Base* (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	106	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106
PLTS + BESS	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
BESS (MWh)	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4
Jumlah	108	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	-	20	-	60	-	80
PLTMG	-	110	100	10	-	-	-	-	-	-	220
PLTA	-	-	-	-	-	17	-	-	-	-	17
Jumlah	-	110	100	10	-	17	20	-	60	-	317
IPP											
PLTP	-	-	30	40	10	-	-	65	-	-	145
PLTM	-	-	18	50	-	-	-	-	-	-	68
PLTA	-	-	-	-	30	-	30	-	-	100	160
PLTS + BESS	-	-	29	3	-	3	-	-	19	-	54
PLTSa	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTBm	-	-	-	50	30	-	-	-	-	-	80
BESS (MWh)	-	-	6	1	-	1	-	-	4	-	11
Jumlah	-	-	77	143	70	13	30	65	19	100	517
Total											
PLTU	106	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106
PLTP	-	-	30	40	10	-	20	65	60	-	225
PLTMG	-	110	100	10	-	-	-	-	-	-	220
PLTM	4	-	18	50	-	-	-	-	-	-	72
PLTA	-	-	-	-	30	17	30	-	-	100	177
PLTS + BESS	2	-	29	3	-	3	-	-	19	-	56
PLTSa	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTBm	-	-	-	50	30	-	-	-	-	-	80
BESS (MWh)	0,4	-	6	1	-	1	-	-	4		11
Jumlah	108	110	177	153	70	30	50	65	79	100	942

Tabel C1.14. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit Skenario ARED (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	106	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106
PLTS + BESS	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
BESS (MWh)	0,4	-	-	-	576	-	-	-	388	-	964,4
Jumlah	108	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	-	20	-	60	-	80
PLTMG	-	110	100	10	-	-	-	-	-	-	220
PLTA	-	-	-	-	-	17	-	-	-	-	17
Jumlah	-	110	100	10	-	17	20	-	60	-	317

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
IPP											
PLTP	-	-	30	40	10	-	-	65	-	-	145
PLTM	-	-	18	50	-	-	-	-	-	-	68
PLTA	-	-	-	-	30	-	30	-	-	100	160
PLTS + BESS	-	-	29	18	17	13	20	-	39	-	136
PLTB + BESS	-	-	-	-	80	-	-	-	-	-	80
PLTSa	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTBm	-	-	-	50	30	-	-	-	-	-	80
BESS (MWh)	-	-	6	4	19	3	4	-	8	-	43
Jumlah	-	-	77	158	167	23	50	65	39	100	679
Total											
PLTU	106	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106
PLTP	-	-	30	40	10	-	20	65	60	-	225
PLTMG	-	110	100	10	-	-	-	-	-	-	220
PLTM	-	-	18	50	-	-	-	-	-	-	68
PLTA	-	-	-	-	30	17	30	-	-	100	177
PLTS + BESS	2	-	29	18	17	13	20	-	39	-	138
PLTB + BESS	-	-	-	-	80	-	-	-	-	-	80
PLTSa	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTBm	-	-	-	50	30	-	-	-	-	-	80
BESS (MWh)	0,44	-	6	4	595	3	4	-	396	-	1.008
Jumlah	108	110	177	168	167	40	70	65	99	100	1.104

Tabel C1.15. Daftar Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/ Nama Pembangkit	Kap (MW/ MWh)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	*Isolated*	PLTS	Lisdes	2,2	2025	2025	Rencana	PLN
2	*Isolated*	PLTU	Talaud	2x3	2025	2025	Konstruksi	PLN
3	*Isolated*	PLTMG	Tahuna I	10	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
4	*Isolated*	PLTS + BESS	Dedieselisasi	29	2027	2027	Pengadaan	IPP
5	*Isolated*	PLTMG	Tahuna II	10	2028	2028	*Committed*	SH-PLN
6	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Utara	3,1	2028	2028	Rencana	IPP
7	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Utara	3	2030	2030	Rencana	IPP
8	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Utara	19,1	2033	2033	Rencana	IPP
9	Sulbagut	PLTU	Sulut 1	2x50	2025	2025	Konstruksi	PLN
10	Sulbagut	PLTMG	Minahasa	100	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
11	Sulbagut	PLTMG	Minahasa	50	2027	2027	*Committed*	SH-PLN
12	Sulbagut	PLTP	Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2027	2027	Rencana	IPP
13	Sulbagut	PLTM	Sulbagut (Kuota) Tersebar	8,3	2027	2027	Pengadaan	IPP
14	Sulbagut	PLTMG	Sulbagut	50	2027	2027	Rencana	SH-PLN
15	Sulbagut	PLTM	Sulbagut (Kuota) Tersebar	10	2027	2027	Rencana	IPP
16	Sulbagut	PLTP	Sulbagut (Kuota) Tersebar	40	2028	2028	Rencana	IPP

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/ Nama Pembangkit	Kap (MW/ MWh)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
17	Sulbagut	PLTM	Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2028	2028	Rencana	IPP
18	Sulbagut	PLTBm	Sulbagut (Kuota) Tersebar	50	2028	2028	Rencana	IPP
19	Sulbagut	PLTS + BESS	Sulbagut (Kuota) Tersebar	15		2028	Rencana	IPP
20	Sulbagut	PLTM	Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	20	2028	2028	Rencana	IPP
21	Sulbagut	BESS	BESS Sulbagut	576		2029	Rencana	PLN
22	Sulbagut	PLTA	Poigar-2	30	2029	2029	Pengadaan	IPP
23	Sulbagut	PLTB + BESS	Sulbagut (Kuota) Tersebar	60		2029	Rencana	IPP
24	Sulbagut	PLTS + BESS	Sulbagut (Kuota) Tersebar	17		2029	Rencana	IPP
25	Sulbagut	PLTB + BESS	Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	20		2029	Rencana	IPP
26	Sulbagut	PLTBm	Sulbagut (Kuota) Tersebar	10	2029	2029	Rencana	IPP
27	Sulbagut	PLTBm	Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	20	2029	2029	Rencana	IPP
28	Sulbagut	PLTP	Sulbagut (Kuota) Tersebar	10	2029	2029	Rencana	IPP
29	Sulbagut	PLTA	Sawangan	2x8,3	2030	2030	*Committed*	SH-PLN
30	Sulbagut	PLTS + BESS	Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan	10		2030	Rencana	IPP
31	Sulbagut	PLTSa	Sulbagut (Kuota) Tersebar	10	2030	2030	Rencana	IPP
32	Sulbagut	PLTP	Kotamobagu 1	20	2031	2031	Eksplorasi	SH-PLN
33	Sulbagut	PLTS + BESS	Sulbagut (Kuota) Tersebar	20		2031	Rencana	IPP
34	Sulbagut	PLTA	Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2031	2031	Rencana	IPP
35	Sulbagut	PLTP	Sulbagut (Kuota) Tersebar	65	2032	2032	Rencana	IPP
36	Sulbagut	PLTP	Kotamobagu 2	20	2033	2033	Eksplorasi	SH-PLN
37	Sulbagut	PLTP	Kotamobagu 3	20	2033	2033	Eksplorasi	SH-PLN
38	Sulbagut	PLTP	Kotamobagu 4	20	2033	2033	Eksplorasi	SH-PLN
39	Sulbagut	BESS	BESS Sulbagut	388		2033	Rencana	PLN
40	Sulbagut	PLTS + BESS	Sulbagut (Kuota) Tersebar	20		2033	Rencana	IPP
41	Sulbagut	PLTA	Sulbagut (Kuota) Tersebar	100	2034	2034	Rencana	IPP
	Total			1.104				

Catatan:
Rencana tambahan pembangkit yang terhubung pada Gardu Induk sudah mempertimbangkan kecukupan lahan dan investasi untuk kebutuhan Extension Bay pembangkit.
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastrukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun.

Di Provinsi Sulawesi Utara terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTA	Mangondow	37,0	MW
PLTA	Minut 1	14,0	MW
PLTA	Minut 2	27,0	MW
PLTA	Minut 3	12,0	MW
PLTA	Modoinding/Poigar-3	24,0	MW
PLTA	Poigar 2	30,0	MW
PLTA	Ranoyapo	12,3	MW
PLTA	Ranoyapo 1	81,0	MW
PLTA	Ranoyapo 2	27,0	MW
PLTM	Apado	0,3	MW
PLTM	Bilalang	0,3	MW
PLTM	Ulupeliang II	0,3	MW
PLTM	Tincep 1	0,4	MW
PLTM	Tincep 4	0,4	MW
PLTM	Lobong II	0,5	MW
PLTM	Kilotiga	0,6	MW
PLTM	Molobog	0,6	MW
PLTM	Morea	0,6	MW
PLTM	Totabuan I	0,6	MW
PLTM	Woran	0,6	MW
PLTM	Milangodaa I	0,7	MW
PLTM	Milangodaa II	0,7	MW
PLTM	Salongo	0,9	MW
PLTM	Tincep 2	1,1	MW
PLTM	Belengan	1,2	MW
PLTM	Kinali	1,2	MW
PLTM	Tangangah	1,2	MW
PLTM	Pidung	2,0	MW
PLTM	Ranowangko	2,2	MW
PLTM	Tincep 3	2,2	MW
PLTM	Pilolahunga	2,5	MW
PLTM	Totabuan 2	2,8	MW
PLTM	Totabuan II	3,2	MW
PLTM	Tincep	3,8	MW
PLTM	Totabuan 1	5,0	MW
PLTM	Sepa 1 dan 2	8,2	MW
PLTM	Bumbung	10,0	MW
PLTP	Klabat Wineru	20,0	MW
PLTP	Lahendong #7	20,0	MW
PLTP	Lahendong #8	20,0	MW
PLTP	Lahendong #9	25,0	MW
PLTP	Lahendong BU #4	5,0	MW
PLTP	Lahendong LP	15,0	MW
PLTP	Lahendong Small Scale #1	5,0	MW
PLTP	Lahendong Small Scale #2	5,0	MW

PLTP	Lahendong Small Scale Binary	5,0	MW
PLTB	PLTB Sulut	63	MW
PLTS + Battery	PLTS + Batt Lolak	20	MW
PLTS + Battery	PLTS + Batt Kema	20	MW
PLTS + Battery	PLTS + Batt Likupang	40	MW
PLTH	Bitung	104	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem dan bukan berdasarkan provinsi. Kuota pengembangan EBT tersebut dapat dipenuhi oleh seluruh potensi yang terletak pada lokasi sistem tersebut walaupun berbeda provinsi. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Untuk menjamin keandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.
Untuk Sistem *Isolated* Talaud, PLTU 2x3 Talaud direncanakan untuk dioperasikan dengan biomassa. Dengan teknologi *stoker* yang digunakan PLTU, memungkinkan penggunaan hingga 100% biomassa pada campuran bahan bakar.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk
Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya pembangkit sesuai skenario RE *Base* maupun ARED. Pada sistem interkoneksi di Provinsi Sulawesi Utara di rencanakan pengembangan transmisi menggunakan level tegangan 150 kV dan sebagian kecil 70 kV. Berdasarkan proyeksi beban dan kondisi geografis di Sulawesi Utara, sampai dengan tahun 2034 jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV yang akan dibangun seperti ditampilkan pada Tabel C1.16, Tabel C1.17 dan Tabel C1.18.

Tabel C1.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	40	1	596	-	-	-	20	-	-	-	657
70 kV	-	-	-	-	-	5,7	-	-	-	-	5,7
Total	40	1	596	-	-	5,7	20	-	-	-	662,7

Tabel C1.17. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	40	1	596	-	-	-	20	-	-	-	657
70 kV	-	-	-	-	-	5,7	-	-	-	-	5,7
Total	40	1	596	-	-	5,7	20	-	-	-	662,7

Tabel C1.18. Daftar Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
1	Tanjung Merah	Bitung Baru	150	*New*, 2 cct, SUTT	40	2025	2025	*Committed*
2	PLTMG Minahasa	Likupang	150	*New*, 2 cct, SUTT	1	2026	2026	Konstruksi
3	Belang	Tutuyan	150	*New*, 2 cct, SUTT	80	2027	2027	Rencana
4	Kema (PLTU Sulut 3)	Belang	150	*New*, 2 cct, SUTT	110	2027	2027	Rencana
5	Likupang	Bitung Baru	150	*Upr*, 1 cct, SUTT	32	2027	2027	Rencana
6	Molibagu	Botupingge	150	*New*, 2 cct, SUTT	206	2027	2027	Rencana
7	Tutuyan	Molibagu	150	*New*, 2 cct, SUTT	160	2027	2027	Rencana
8	Lolak	Kawasan Industri Boalangan Mongondow (KIMO)	150	*New*, 2 cct, SUTT	8	2027	2027	Rencana
9	PLTP Sulbagut (Kuota) Tersebar 30 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	20*	2027	2027	Rencana
10	PLTP Sulbagut (Kuota) Tersebar 40 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	20*	2028	2028	Rencana
11	PLTBm Sulbagut (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
12	PLTS+BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar 15 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2028	Rencana
13	PLTB + BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar 60 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2029	Rencana
14	PLTS+BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar 17 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2029	Rencana
15	PLTBm Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan 20 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	2029	2029	Rencana
16	PLTB + BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar Tambahan 20 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2029	Rencana
17	PLTA Poigar-2	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	20*	2029	2029	Pengadaan
18	PLTA Sawangan	Sawangan	70	*New*, 2 cct, SUTT	5,7	2030	2030	*Committed*
19	PLTA Sulbagut (Kuota)	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	20*	2031	2031	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
	Tersebar 30 MW							
20	PLTS+BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar 20 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
21	PLTP Kotamobagu 1	Otam	150	*New*, 2 cct, SUTT	20	2031	2031	Rencana
22	PLTP Sulbagut (Kuota) Tersebar 65 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	20*	2032	2032	Rencana
23	PLTS+BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar 20 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
24	PLTA Sulbagut (Kuota) Tersebar 100 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	20*	2034	2034	Rencana
	TOTAL:				662,7			

Catatan :
**) Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi*

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi dan kenaikan beban, maka diperlukan penambahan kapasitas dan infrastruktur pada gardu induk eksisting (*extension* trafo) maupun penambahan gardu induk baru. Rencana pengembangan gardu induk sampai dengan tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel C1.19, Tabel C1.20 dan Tabel C1.21 berikut.

Tabel C1.19. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/70 kV	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
150/20 kV	60	-	30	-	-	-	-	-	60	-	150
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	120	-	30	-	-	-	-	-	60	-	210

Tabel C1.20. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/70 kV	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
150/20 kV	60	-	30	-	-	-	-	-	60	-	150
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	120	-	30	-	-	-	-	-	60	-	210

Tabel C1.21. Daftar Rencana Pembangunan Gardu Induk

No.	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/*Ext*/*Upr*	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD		Status
					RE *Base*	ARED	
1	Bitung Baru	150/70	*New*	60	2025	2025	*Committed*
2	Bitung Baru	150/20	*New*	60	2025	2025	*Committed*
3	Tanjung Merah	150	*Ext*	2 LB arah Bitung Baru	2025	2025	*Committed*

No.	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/*Ext*/*Upr*	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD		Status
					RE *Base*	ARED	
4	Likupang	150	*Ext*	2 LB arah PLTMG Minahasa	2026	2026	Konstruksi
5	Belang	150/20	*New*	30	2027	2027	Rencana
6	Belang	150	*Ext*	2 LB arah Tutuyan	2027	2027	Rencana
7	Kema (PLTU Sulut 3)	150	*Ext*	2 LB arah Belang	2027	2027	Rencana
8	Likupang	150	*Ext*	2 LB arah Bitung Baru	2027	2027	Rencana
9	Molibagu	150	*Ext*	2 LB arah tutuyan	2027	2027	Rencana
10	Molibagu	150	*Ext*	2 LB arah Botupingge	2027	2027	Rencana
11	Tutuyan	150	*Ext*	2 LB arah Belang	2027	2027	Rencana
12	Tutuyan	150	*Ext*	2 LB arah Molibagu	2027	2027	Rencana
13	Lolak	150	*Ext*	Ext 2 LB arah Kawasan Industri Boalangan Mongondow (KIMO)	2027	2027	Rencana
14	Sawangan	70	*Ext*	2 LB arah PLTA Sawangan	2030	2030	*Committed*
15	Otam	150	*Ext*	2 LB arah PLTP Kotamobagu 1	2031	2031	Rencana
16	Sario (GIS)/Manado Kota	150/20	*Ext*	60	2033	2033	Rencana
	TOTAL :			210			

Saat ini GI Kawangkoan memasok hingga ke Kota Ratahan dan Kota Belang yang berada di wilayah Kabupaten Minahasa Tenggara. Memperhatikan perkembangan *demand* dan rencana *looping* jalur selatan Sulawesi Utara maka akan dibangun GI 150 kV Belang. Jika di sekitar daerah Ratahan terdapat adanya potensi pelanggan yang tumbuh signifikan, maka pembangunan GI 150 kV Ratahan akan dimasukkan ke dalam rencana pada RUPTL berikutnya.

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Sulawesi Utara dimaksudkan untuk mendukung rencana tambahan pelanggan serta perbaikan jaringan serta infrastruktur distribusi yang rusak. Pengembangan jaringan distribusi tersebut belum termasuk rencana interkoneksi dari daratan Sulawesi Utara dengan pulau kecil yang berdekatan, di mana dalam implementasinya akan didahului dengan studi kelayakan dan studi dasar laut.

Sampai dengan tahun 2034 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 439 ribu sambungan. Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2025-2034 secara rinci ditunjukkan pada Tabel C1.22.

Tabel C1.22. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	263	272	280	286	293
Panjang JTR	kms	310	321	331	340	349

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	36	37	39	41	42
Tambahan Pelanggan		37.522	38.803	40.016	41.009	42.092

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	306	319	332	346	362
Panjang JTR	kms	366	382	399	418	437
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	44	47	49	52	55
Tambahan Pelanggan		43.993	45.958	47.886	50.094	52.373

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan di Provinsi Sulawesi Utara seperti pada tabel C1.23.

Tabel C1.23. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Sulawesi Utara

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	2,19	-	-
Panjang JTM	kms	4,42	0,35	41,79
Panjang JTR	kms	32,10	9,10	117,41
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	0,40	0,05	3,40
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	8	1	67

Kapasitas pembangkit yang tercantum merupakan kapasitas PLTS, sedangkan kapasitas baterai disesuaikan dengan kebutuhan beban yang ada.
Program pengembangan listrik perdesaan selain berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.
Metode program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan SUTM, SUTR dan Gardu Distribusi serta pembangkit ke desa-desa.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Sulawesi Utara sebesar 100% dengan RDB PLN 99,46 %. Masih terdapat sejumlah 10 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN.
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Utara sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 99,39%.

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Sulawesi Utara sebagai berikut:

Tabel C1.24. Target RDB dan RE PLN Provinsi Sulawesi Utara

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	99,46	99,56	99,78	100
RE PLN (%)	99,39	99,42	99,53	100

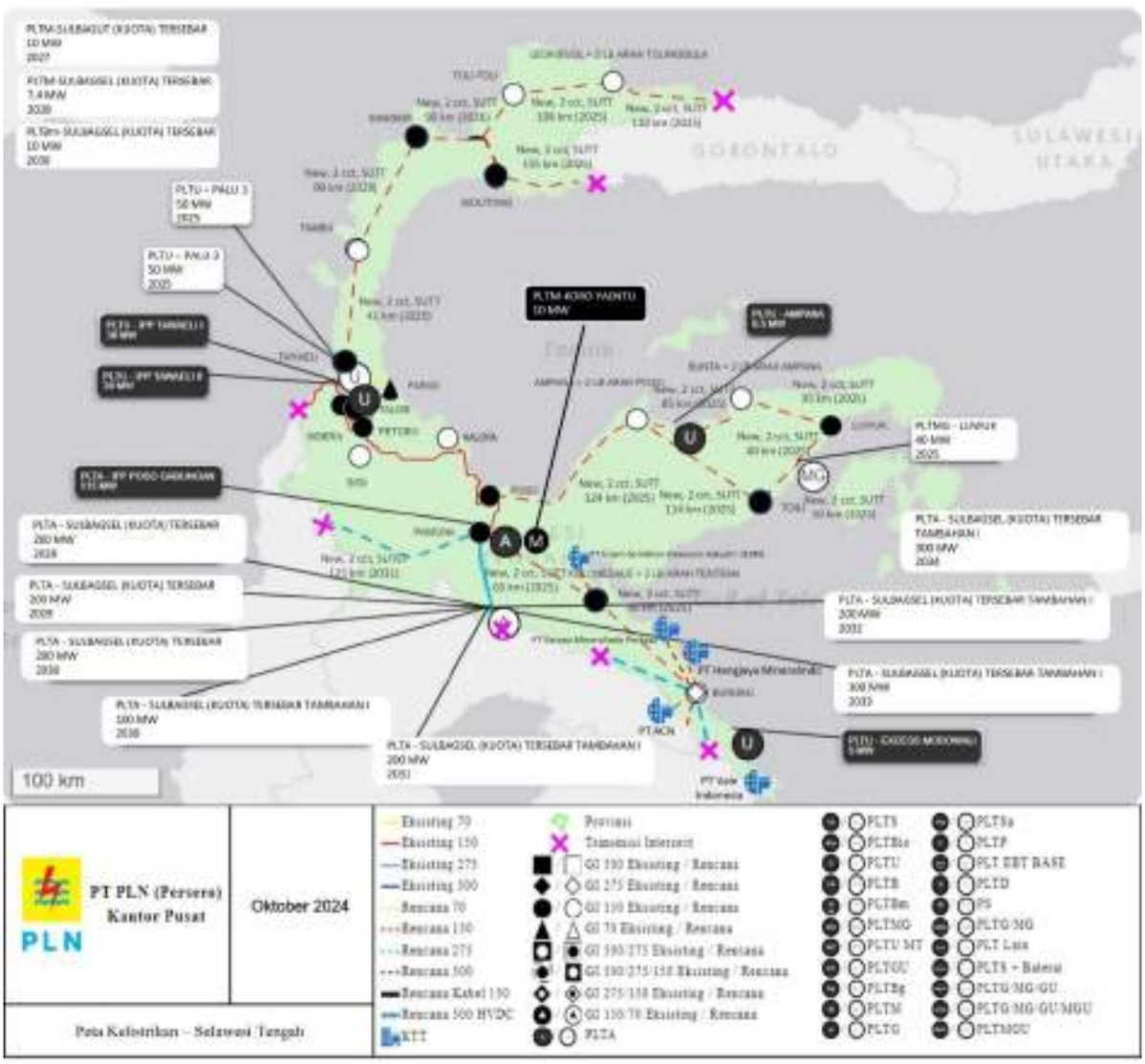
C1.4 SISTEM TENAGA LISTRIK DI KEPULAUAN

Gugusan kepulauan di Sulawesi Utara merupakan bagian dari Sabuk *Wallacea*, sebagian pulau memiliki gunung berapi. Jarak antar pulau cukup jauh dan transportasi laut yang digunakan masih sebatas kapal motor berkapasitas kecil, kecuali untuk Pulau Sangihe, Talaud, dan Siau. Akses untuk mendapatkan energi primer dari luar sangat dipengaruhi oleh kondisi cuaca terutama gelombang laut.
Di Kabupaten Kepulauan Talaud terdapat empat pulau terdepan dari wilayah NKRI, yakni Pulau Miangas, Marampit, Kabaruan, dan Pulau Kakorotan. Mengingat letaknya yang sangat strategis bagi NKRI, kecukupan dan keandalan pasokan listrik PLN yang ada sangat penting. Oleh karena itu, beberapa di antaranya telah ditingkatkan kemampuannya dengan menambah PLTD eksisting maupun pembangkit EBT.

LAMPIRAN C.2
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK
PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SULAWESI TENGAH

C2.1 KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tengah secara umum terdiri dari sistem interkoneksi 70 kV, 150 kV, dan sistem 20 kV. Sistem interkoneksi 70 kV dan 150 kV saat ini membentang dari Palu sampai ke Poso, melayani beban Kota Palu, Donggala, Parigi, Poso, Tentena, dan sebagian Kabupaten Sigi.
Sistem interkoneksi Sulawesi Tengah mendapatkan pasokan daya dari beberapa pembangkit utamanya dari PLTU Palu 3, PLTA Poso, dan PLTD Silae, disalurkan ke pelanggan melalui GI 70 kV Parigi, GI 150 kV Palu Baru (Sidera), GI 150 kV Silae, GI 150 kV Poso, GI 150 kV Tentena, GI 150 kV Donggala, GI 150 kV Tawaeli, GI 70 kV Talise, dan GI 150 kV Talise.
Sistem tenaga listrik yang dipasok melalui jaringan 20 kV meliputi Sistem Bungku, Sistem Kolonedale, Sistem Banggai Laut, Sistem Luwuk-Toili, Sistem Ampana-Bunta, Sistem Tolitoli, Sistem Moutong-Kotaraya, Sistem Leok, Sistem Bangkir, dan beberapa sistem kecil *isolated* tersebar lainnya.
Untuk pengembangan sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tengah diperlihatkan pada Gambar C2.1.



Gambar C2.1. Sistem Tenaga Listrik Sulawesi Tengah

Untuk meningkatkan jam nyala dari sistem *isolated* terutama yang didominasi oleh PLTD direncanakan dapat dikembangkan dengan pembangkit tenaga terbarukan seperti PLTMH, PLTB, PLTBm dan PLTS sesuai dengan potensi setempat dan memenuhi keseimbangan antara suplai dan *demand*, meningkatkan keandalan sistem setempat dan memenuhi prinsip keekonomian (menurunkan biaya pokok penyediaan sistem).

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 8,09%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel C2.1.

Tabel C2.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	628	686	694	715	765	878	927	958	1.060	1.108
2	Bisnis	153	169	177	172	164	174	191	211	243	251
3	Publik	140	158	168	176	182	173	171	172	178	189
4	Industri	28	26	31	34	36	46	65	80	122	322
Jumlah		949	1.039	1.069	1.097	1.146	1.271	1.354	1.420	1.603	1.869
Pertumbuhan %		9,59	9,47	2,90	2,66	4,47	10,89	6,51	4,91	12,85	16,62

* Prognosa penjualan Tahun 2024

Penambahan jumlah pelanggan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 7,16%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 ditunjukkan pada Tabel C2.2.

Tabel C2.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	489,6	517,9	556,0	590,5	641,4	691,2	748,5	799,4	867,9	899,0
2	Bisnis	18,1	19,6	21,0	22,0	22,8	23,9	25,0	26,4	28,2	29,5
3	Publik	16,4	18,0	19,8	21,1	34,6	35,9	37,1	38,0	39,3	41,9
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
Jumlah		524,4	555,7	597,0	633,9	699,0	751,2	810,9	864,2	935,8	970,8
Pertumbuhan %		7,74	5,97	7,43	6,18	10,28	7,46	7,95	6,57	8,28	3,74

* Prognosa jumlah pelanggan Tahun 2024

Sistem tenaga listrik Provinsi Sulawesi Tengah dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTU, PLTD, dan PLTA/M. Tabel C2.3 berikut adalah daftar pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Tengah.

Tabel C2.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTD	Sulbagsel	10	45,24	24,3	24,3
	Sulbagsel	1	3,77	3,77	3,8
	20 kV Luwuk-Toili	14	9,37	5,45	5,1
	20 kV Ampana-Bunta	9	7,15	4,91	4,7
	20 kV Toli-toli-Bangkir	13	8,45	6,20	4,8
	20 kV Moutong-Kotaraya	10	7,85	5,40	3,9
	20 kV Kolonedale	13	5,79	3,53	2,1
	20 kV Bungku	12	10,67	8,57	7,2
	20 kV Banggai	6	2,25	1,29	0,8
	20 kV Leok	7	5,6	4,35	2,5
	Isolated tersebar Area Toli-Toli	11	2,10	1,80	1,2

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
	Isolated tersebar Area Luwuk	64	10,89	5,01	4,3
	Isolated tersebar Area Palu	27	2,97	2,05	0,9
PLTA/M	Sulbagsel	7	34,25	33,75	33,75
	20 kV Luwuk-Toili	1	1,60	0,90	0,9
	20 kV Ampana-Bunta	1	0,80	0,80	0,8
	20 kV Toli-toli-Bangkir	1	1,60	1,60	1,6
	20 kV Moutong-Kotaraya	2	2,00	2,00	2,0
PLTU	20 kV Ampana	1	3,50	3,50	3,5
Jumlah PLN		210	154,3	97	106,2
IPP					
PLTU	Sulbagsel	4	66	0	0
PLTA/M	Sulbagsel	6	531,75	529,64	529,6
	20 kV Luwuk-Toili	1	2,50	2,50	1,3
	20 kV Ampana – Bungku	1	6,50	2,50	2,5
	20 kV Kolonedale	1	2,00	0,55	0,5
	20 kV Bungku	1	2,2	2,2	2,2
Jumlah IPP		13	600,0	532,4	536,1
Sewa					
PLTD	20 kV Luwuk-Toili	2	15,00	17,40	17,4
	20 kV Ampana-Bunta	1	5,00	6,48	6,5
	20 kV Toli-toli-Bangkir	3	11,00	13,60	13,6
	20 kV Moutong-Kotaraya	3	7,00	8,15	8,2
	20 kV Banggai	1	2,00	2,85	3,1
	20 kV Leok	2	6,00	6,00	6,0
	Isolated tersebar Area Luwuk	1	2,00	2,06	1,8
Jumlah Sewa		13	0	19,54	50,6
Excess Power					
PLTU	20 kV Bungku	1	5	3,6	3,6
Jumlah *Excess* Power		1	5	3,6	3,6
Jumlah		238	759,2	652,51	696,45

Gardu induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Tengah ditunjukkan pada Tabel C2.4 dan Tabel C2.5.

Tabel C2.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

No.	Nama GI/GITET	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
	PLN			
1	Talise	70/20	4	100
2	Parigi	70/20	2	50
3	Palu Baru	150/20	2	90
4	Silae	150/20	2	90
5	Tentena	150/20	2	40
6	Poso	150/20	2	90
7	Toili	150/20	1	30
8	Luwuk	150/20	1	60

No.	Nama GI/GITET	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
9	Talise	150/20	1	60
10	Donggala	150/20	1	60
11	Tawaeli	150/20	1	60
12	Kolonedale	150/20	1	30
13	Bangkir	150/20	1	30
14	Moutong	150/20	1	30
Total PLN			22	820
	IPP			
1	Tentena	275/150	2	180
Total IPP			2	180
Total PLN + IPP			24	1000

Tabel C2.5 Realisasi Fisik Distribusi

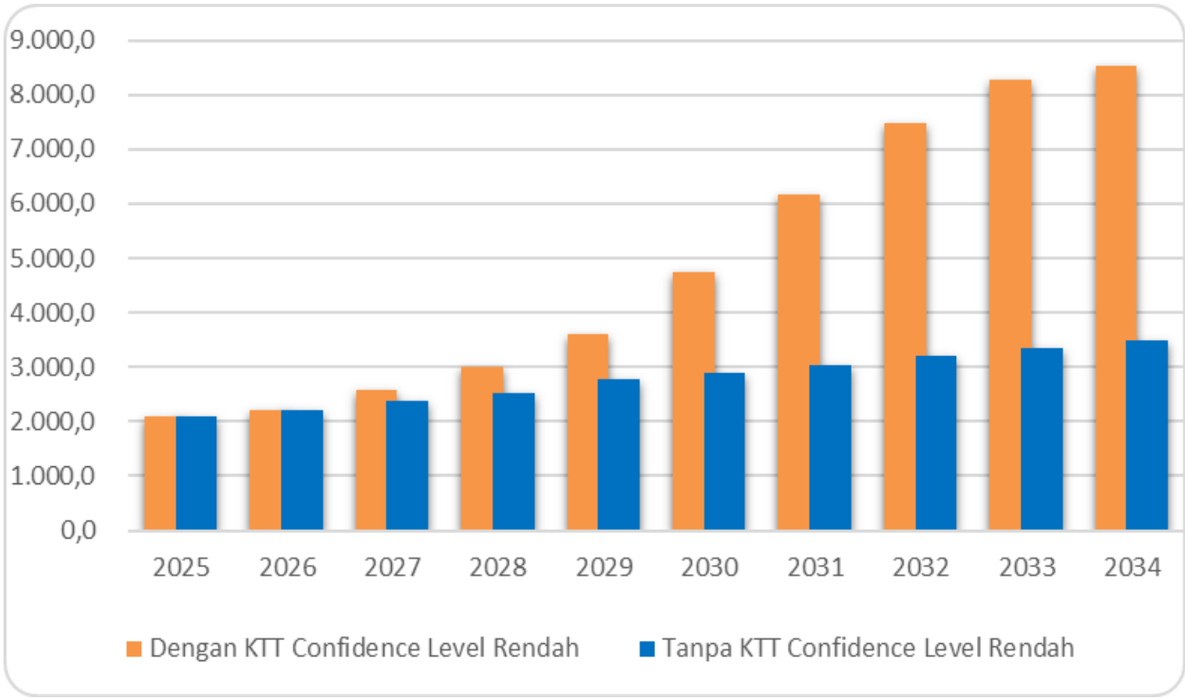
No.	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	JTM (kms)	6.249	6.431	6.882	6.963	7.162	7.477	7.814	7.905	7.950	8.115
2	JTR (kms)	5.309	5.431	5.953	6.116	6.176	6.538	6.660	6.670	6.689	6.689
3	Gardu Distribusi (kVA)	322	367	440	461	477	496	510	522	535	559

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

C2.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI SULAWESI TENGAH

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Tengah dalam 5 tahun terakhir (2020-2024) rata-rata 9,39% per tahun. Di Kota Palu akan dikembangkan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) Palu di mana di kawasan tersebut akan terdapat industri baik yang berbasis potensi lokal maupun industri manufaktur. Beberapa proyek komoditas KEK Palu antara lain *smelter* nikel, pengolahan kakao, pengolahan karet, pengolahan rumput laut, perakitan alat berat, dan pengolahan akhir produk elektrik. Adanya KEK Palu, diharapkan dapat meningkatkan penjualan tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tengah. Selain itu, di Kabupaten Morowali telah dikembangkan kawasan industri Tsingshan untuk pengolahan hasil tambang mineral yaitu *smelter nickel* dan akan dikembangkan industri turunannya antara lain *stainless steel*. Diperkirakan ke depan akan tumbuh beberapa kawasan industri lain di Provinsi Sulawesi Tengah. Adanya potensi KEK, KI dan pelanggan besar industri maupun bisnis membuka peluang tingginya kebutuhan tenaga listrik. Untuk pelanggan publik khususnya puskesmas, PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik puskesmas di kecamatan, dan kabupaten di Provinsi Sulawesi Tengah.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir (2020-2024) rata-rata mencapai 10,36% per tahun. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Sulawesi Tengah, selain terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL) juga terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Oleh karena itu, untuk Provinsi Sulawesi Tengah terdapat 2 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT. Perbandingan proyeksi kebutuhan listrik kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C2.2.



Gambar C2.2 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor rumah tangga dan sektor industri. Pertumbuhan industri pertambangan dan *smelter* saat ini bertumbuh dengan cepat sehubungan dengan pembatasan pemerintah untuk melakukan ekspor hasil tambang mineral tanpa melalui proses pengolahan. Dengan adanya pembatasan ekspor tersebut, mendorong pihak swasta untuk membangun *smelter* dan pabrik pengolahan di Indonesia. Banyaknya calon pelanggan industri *smelter* dan pabrik pengolahan (selanjutnya disebut KTT atau Konsumen Tegangan Tinggi) di Sulawesi Tengah mendorong meningkatnya proyeksi pertumbuhan penjualan tenaga listrik.
Pada umumnya, industri *smelter* dan pabrik pengolahan akan membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga tentunya akan membutuhkan investasi yang besar pula. Terdapat potensi risiko tidak jadinya pembangunan *smelter* ataupun pabrik pengolahan barang tambang. Oleh karena itu, seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan tenaga listrik dengan mempertimbangkan *confidence level* operasi dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga, realisasi pelaksanaan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan untuk menyuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila *confidence level* dari potensi pelanggan KTT menjadi *confidence level* tinggi.
Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik, dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi COVID-19 terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan pada Tabel C2.6, Tabel C2.7 dan Tabel C2.8.

Tabel C2.6 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.182,2	1.258,7	1.337,1	1.417,2	1.499,0	1.584,7	1.675,1	1.769,5	1.868,6	1.972,7
2	Bisnis	271,2	292,3	314,5	337,9	362,4	387,9	414,6	442,4	471,3	501,2
3	Publik	204,3	219,7	235,2	250,5	265,7	281,4	297,6	314,0	330,9	348,3
4	Industri	445,2	444,6	690,9	988,3	1.470,5	2.498,7	3.785,5	4.947,7	5.609,5	5.708,4
Jumlah		2.102,9	2.215,4	2.577,8	2.993,9	3.597,6	4.752,8	6.172,9	7.473,7	8.280,4	8.530,6
Pertumbuhan %		12,5	5,3	16,4	16,1	20,2	32,1	29,9	21,1	10,8	3,0

Tabel C2.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	953,6	1.009,7	1.067,1	1.125,8	1.185,7	1.248,5	1.314,7	1.383,8	1.456,4	1.532,7
2	Bisnis	31,2	32,8	34,5	36,3	38,1	40,0	42,0	44,1	46,2	48,5
3	Publik	44,3	46,0	47,6	49,0	50,3	51,5	52,6	53,6	54,5	55,3
4	Industri	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
Jumlah		1.029,5	1.089,0	1.149,7	1.211,6	1.274,6	1.340,5	1.409,8	1.482,0	1.557,7	1.637,1
Pertumbuhan %		6,0	5,8	5,6	5,4	5,2	5,2	5,2	5,1	5,1	5,1

Tabel C2.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)	(MW)	
2025	7,24	2.103	2.437	434	1.029.531
2026	7,01	2.215	2.568	454	1.088.982
2027	6,78	2.578	2.989	525	1.149.692
2028	6,55	2.994	3.472	609	1.211.566
2029	6,33	3.598	4.173	762	1.274.586
2030	6,28	4.753	5.514	1.002	1.340.516
2031	6,25	6.173	7.163	1.296	1.409.812
2032	6,17	7.474	8.675	1.562	1.482.016
2033	6,13	8.280	9.613	1.723	1.557.728
2034	6,09	8.531	9.906	1.767	1.637.105
Pertumbuhan	6,48	16,8%	16,9%	16,9%	5,3%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah memperhitungkan kebutuhan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), dan seluruh potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Sulawesi Tengah baik yang tingkat kepastiannya tinggi (sudah PJBTL) maupun tingkat kepastiannya rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU).
Daftar calon pelanggan besar di Sulawesi Tengah dengan *confidence level* yang masih rendah diperlihatkan pada Tabel C2.9

Tabel C2.9. Daftar KTT dengan *Confidence Level* Rendah

Nama KTT/KI/KEK	Perkiraan Tahun Awal Kebutuhan	Kapasitas Kebutuhan Total (MVA)
PT Vale Indoensia	2027	706
PT Hengjaya Mineralindo	2027	88
PT Sarana Mineralindo Perkasa	2027	90
PT Enam Sembilan Kawasan Industri (ESKI)	2029	600
Total MVA		1.484

Untuk memenuhi kebutuhan daya calon pelanggan KTT dengan *confidence level* rendah di atas, perlu ditambahkan infrastruktur pembangkit, transmisi, dan gardu induk yang ditampilkan pada Tabel C2.10 hingga Tabel C2.12. Kebutuhan infrastruktur transmisi dan gardu induk tersebut seperti SUTT 150 kV dan *extension line bay* gardu induk untuk kebutuhan suplai dari masing-masing pelanggan KTT merupakan infrastruktur yang dibutuhkan di luar kebutuhan infrastruktur bersama yang telah direncanakan di Sulawesi Tengah. Untuk infrastruktur bersama, telah direncanakan pembangunan SUTET 275 kV jalur Sulawesi Tenggara mulai dari GITET Wotu - GITET Bungku - GITET Andowia - GITET Kendari sepanjang 968 kms dengan rencana COD tahun 2026.

Tabel C2.10. Rencana Pembangunan Pembangkit Untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	Sulbagsel	PLTP	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	80	2033	2033	Rencana	IPP
	Total			80				

Tabel C2.11. Rencana Infrastruktur Transmisi untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	PT Vale Indonesia	150	New, 2 cct SUTT	31	2027	Rencana
2	Bungku (sisi 150 kV GITET Bungku)	PT Hengjaya Mineralindo	150	New, 2 cct SUTT	9	2027	Rencana
3	Bungku (sisi 150 kV GITET Bungku)	PT Sarana Mineralindo Perkasa	150	New, 2 cct SUTT	82	2027	Rencana
4	Kolonedale	PT Enam Sembilan Kawasan Industri (ESKI)	150	New, 2 cct SUTT	18	2029	Rencana

Tabel C2.12. Rencana Infrastruktur Gardu Induk untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext/ Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Vale Indonesia	2027	Rencana
2	Bungku (sisi 150 kV GITET Bungku)	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Hengjaya Mineralindo	2027	Rencana
3	Bungku (sisi 150 kV GITET Bungku)	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Sarana Mineralindo Perkasa	2027	Rencana
4	Kolonedale	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Enam Sembilan Kawasan Industri (ESKI)	2029	Rencana
5	GITET Bungku	275/150	*Ext*	2x250 MVA	2031	Rencana

Rencana pembangunan infrastruktur untuk suplai pelanggan KTT pada Tabel di atas sangat tergantung pada kepastian *demand* calon pelanggan serta skema bisnisnya. Perlu dilakukan kajian lebih lanjut terkait konfigurasi jaringan untuk rencana suplai calon pelanggan KTT tersebut. Jika terjadi perubahan *demand* baik kebutuhan dayanya maupun teknologi yang digunakan, maka akan dapat mengubah rencana infrastruktur ketenagalistrikan yang sudah direncanakan sebelumnya. Sehingga infrastruktur untuk suplai pelanggan KTT akan dibangun jika sudah ada kepastian dari *demand* calon pelanggan KTT tersebut.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan

peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

C2.3 PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Sulawesi Tengah dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat termasuk pola sebaran beban.

Potensi Energi Primer

Potensi energi primer yang tersedia di Sulawesi Tengah sangat besar dan berpeluang untuk dikembangkan terutama tenaga air untuk pengembangan PLTA/M terdapat di beberapa kabupaten seperti Kabupaten Morowali, Kabupaten Poso, dan Kabupaten Donggala. Sedangkan potensi PLTM terdapat di beberapa lokasi tersebar di Kabupaten Banggai, Morowali, Tojo Una-Una, Poso, Parigi Moutong, dan Tolitoli. Potensi energi air yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 4.489,9 MW yang tersebar di 55 lokasi.

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tengah.
Menurut *Indonesia Energy Outlook and Statistic 2006* yang dibuat oleh Pengkajian Energi Universitas Indonesia, di Sulawesi Tengah terdapat potensi tenaga air skala kecil yang tersebar di Poso, Palu, Tentena, Taripa, Tomata, Moutong, Luwuk, Bunta, Tataba-Bulagi, dengan kapasitas total sekitar 64 MW. Selain itu juga terdapat potensi tenaga panas bumi yang cukup besar dan tersebar di Donggala dan Poso hingga lebih dari 500 MWe, dengan status *resource* masih *speculative* serta *reserve possible*, sehingga masih memerlukan studi lebih lanjut. Potensi energi biomassa yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 9,8 MW yang tersebar di 1 lokasi di daerah Luwuk.
Sedangkan potensi gas alam di Sulawesi Tengah cukup besar yaitu di Donggi dan Senoro di Kabupaten Banggai. Namun pada saat ini yang dialokasikan untuk pembangkit listrik sekitar 25 MMSCFD yang berasal dari lapangan gas Matindok dan Cendanapura. Terdapat potensi gas yang cukup besar di Donggi Senoro yang diharapkan dapat dialokasikan terutama untuk memenuhi kebutuhan PLTGU/G/MG dalam bentuk LNG yang tersebar di pusat-pusat beban Sulawesi. Sisa gas dapat digunakan di lokasi-lokasi lainnya di luar Sulawesi.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit pada sistem interkoneksi 150 kV di Provinsi Sulawesi Tengah akan sinergi dengan pengembangan sistem tenaga listrik interkoneksi Sulawesi Bagian Selatan (Sulbagsel). Untuk dapat melayani potensi pelanggan besar yang cukup banyak dan tersebar di Sulawesi Tengah dimungkinkan untuk dapat bekerja sama secara langsung untuk penyediaan pasokan dayanya dengan catatan deposit tambang diketahui hingga 25-30 tahun sehingga pembangkit masih dapat beroperasi dan telah dikaji secara teknis dan finansial.

Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah terpencil, pulau-pulau kecil terluar, daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.
Untuk sistem-sistem *isolated* yang jam nyala operasinya masih di bawah 24 jam serta tidak dapat disambungkan ke *grid*, rencana pengembangannya akan dibangun PLTS beserta BESS agar jam nyala operasinya menjadi 24 jam.
Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2034, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit dengan daftar seperti ditampilkan pada Tabel C2.13, Tabel C2.14, dan Tabel C2.15.

Tabel C2.13. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit Skenario RE *Base* (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTMG	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40
PLTM	-	2	1	1	-	-	-	-	-	-	4
PLTS + BESS	4	6	3	-	-	-	-	-	-	-	13
BESS (MWh)	0,8	1,2	0,6	-	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	144	8	4	1	-	-	-	-	-	-	157
IPP											
PLTM	4	-	10	7	-	6	-	-	-	-	27
PLTA	-	-	-	200	200	300	200	200	300	300	1.700
PLTS + BESS	-	-	22	9	0,35	-	-	-	11	-	42
PLTBm	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
BESS (MWh)	-	-	4	2	0,07	-	-	-	2	-	8
Jumlah	4	-	32	216	200	316	200	200	311	-	1.779
Total											
PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTMG	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40
PLTM	4	2	11	9	-	6	-	-	-	-	31
PLTA	-	-	-	200	200	300	200	200	300	300	1.700
PLTS + BESS	4	6	25	9	0,35	-	-	-	11	-	54
PLTBm	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
BESS (MWh)	0,8	1,2	5	2	0,07		-	-	2	-	11
Jumlah	148	8	35	217	200	316	200	200	311	300	1.935

Tabel C2.14. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit Skenario ARED (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTMG	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40
PLTM	-	2	1	1	-	-	-	-	-	-	4
PLTS + BESS	4	6	3	-	-	-	-	-	-	-	13
BESS (MWh)	0,8	1,2	0,6	-	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	144	8	4	1	-	-	-	-	-	-	157
IPP											
PLTM	4	-	10	7	-	6	-	-	-	-	27
PLTA	-	-	-	200	200	300	200	200	300	300	1.700
PLTS + BESS	-	-	22	9	0,35	-	-	-	11	-	42
PLTBm	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
BESS (MWh)	-	-	4	2	0,07	-	-	-	2	-	8

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
Jumlah	4	-	32	216	200	316	200	200	311	300	1.779
Total											
PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTMG	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40
PLTM	4	2	11	9	-	6	-	-	-	-	31
PLTA	-	-	-	200	200	300	200	200	300	300	1.700
PLTS + BESS	4	6	25	9	0,35	-	-	-	11	-	54
PLTBm	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
BESS (MWh)	0,8	1,2	5	2	0,07		-	-	2	-	11
Jumlah	148	8	35	217	200	316	200	200	311	300	1.935

Tabel C2.15. Daftar Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	*Isolated*	PLTS	Lisdes	3,89	2025	2025	Rencana	PLN
2	*Isolated*	PLTM	Lisdes	0,87	2026	2026	Rencana	PLN
3	*Isolated*	PLTS	Lisdes	5,8	2026	2026	Rencana	PLN
4	*Isolated*	PLTS + BESS	Dedieselisasi	21,6	2027	2027	Pengadaan	IPP
5	*Isolated*	PLTM	Lisdes	0,5	2027	2027	Rencana	PLN
6	*Isolated*	PLTS	Lisdes	3,1	2027	2027	Rencana	PLN
7	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Tengah	8,87	2028	2028	Rencana	IPP
8	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Tengah	0,35	2029	2029	Rencana	IPP
9	*Isolated*	PLTM	Alani	5,6	2030	2030	Pendanaan	IPP
10	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Tengah	10,85	2033	2033	Rencana	IPP
11	Sulbagsel	PLTM	Biak I	2	2025	2025	Pengadaan	IPP
12	Sulbagsel	PLTM	Biak II	1	2025	2025	Pengadaan	IPP
13	Sulbagsel	PLTM	Biak III	1	2025	2025	Pengadaan	IPP
14	Sulbagsel	PLTM G	Luwuk	40	2025	2025	Konstruksi	PLN
15	Sulbagsel	PLTU	Palu 3	2x50	2025	2025	Konstruksi	PLN
16	Sulbagsel	PLTM	Buleleng	1,2	2026	2026	Konstruksi	PLN
17	Sulbagsel	PLTM	Halulai	1,2	2028	2028	Rencana	PLN
18	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	200	2028	2028	Pengadaan	IPP
19	Sulbagsel	PLTM	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	7,4	2028	2028	Pengadaan	IPP
20	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	200	2029	2029	Pengadaan	IPP
21	Sulbagsel	PLTBm	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	10	2030	2030	Rencana	IPP
22	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	200	2030	2030	Rencana	IPP
23	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	100	2030	2030	Rencana	IPP

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
24	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	200	2031	2031	Rencana	IPP
25	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	200	2032	2032	Rencana	IPP
26	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	300	2033	2033	Rencana	IPP
27	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	300	2034	2034	Rencana	IPP
28	Sulbagut	PLTM	Sulbagut (Kuota) Tersebar	10	2027	2027	Pengadaan	IPP
	Total			1.935				

Catatan :
Rencana tambahan pembangkit yang terhubung pada Gardu Induk sudah mempertimbangkan kecukupan lahan dan investasi untuk kebutuhan Extension Bay pembangkit.
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastrukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun.

Pengembangan pembangkit di Sulawesi Tengah diprioritaskan menggunakan energi terbarukan utamanya PLTA/M mengingat potensinya yang sangat besar. Namun demikian, dengan besarnya pemanfaatan EBT di Sistem Sulbagsel, terdapat risiko variasi musim yang menurunkan daya mampu pembangkit EBT khususnya PLTA. Risiko variasi musim ini terjadi pada tahun 2023 sehingga terjadi kondisi defisit. Untuk mengatasi kondisi defisit tersebut, PLN telah melakukan penambahan sewa pembangkit serta merencanakan relokasi pembangkit dengan utilitas rendah dari sistem lainnya. Walau demikian, PLTA memiliki harga yang ekonomis, ramah lingkungan dan fleksibilitas sebagai *baseload*, *load follower* maupun *peaker*. Saat ini telah beroperasi PLTA Poso Peaker (515 MW) dengan pola operasi sebagai pembangkit pemikul beban puncak (*peaker power plant*). Untuk daerah yang mempunyai potensi gas dan mini hidro, akan dikembangkan juga PLTMG dan PLTM untuk memenuhi kebutuhan beban setempat. Namun demikian tetap berdasarkan pada prinsip *least cost* dimana dibangunnya pembangkit tersebut mendukung dalam target menurunkan biaya pokok produksi sistem setempat. Pada beberapa sistem telah dibuka kuota PLTB serta PLTS dengan BESS yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak *intermittent* dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi. Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTGU/G/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus

dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, variasi musim yang sering terjadi seperti fenomena *El Nino* dan sebagainya mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.
Khusus untuk Sistem Sulbagut dan Sistem Sulbagsel direncanakan penambahan BESS untuk mengoptimalkan pembangkit *base load* seperti PLTP dan PLTA *run of river* baik yang sudah eksisting maupun masih dalam tahap rencana. BESS akan dimanfaatkan untuk menyimpan energi berlebih pada saat kondisi beban rendah (pagi hari) dan energi tersebut digunakan kembali pada malam hari khususnya saat beban puncak (*shifting*). Hal ini akan memberikan dampak positif pada pengurangan pemakaian pembangkit berbahan bakar gas yang pada umumnya memiliki BPP tinggi. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTGU/G/MG.
Memperhatikan kriteria keandalan serta kekuatan sistem, pengembangan kuota EBT di Sistem Sulbagsel, khususnya yang berkapasitas besar, menggunakan urutan prioritas sebagai berikut :

1. Diutamakan titik interkoneksi ke jaringan 275 kV untuk memperkuat *backbone* sistem kelistrikan dan menghindari isu *overload* di jaringan;
2. Untuk mereduksi isu *mismatch* antara *demand* dan *supply* (potensi PLTA) maka dapat menggunakan titik interkoneksi ke GITET eksisting dan terdekat;
3. Untuk menjaga keandalan sistem, titik interkoneksi pembangkit tidak diutamakan pada jaringan radial atau ujung;
4. Tidak diutamakan interkoneksi di 20 kV, mengingat PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar untuk memperkuat sistem kelistrikan bukan sub sistem.

Di Provinsi Sulawesi Tengah terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTA	Dolom	12,0	MW
PLTA	Gumbasa	156,0	MW
PLTA	Kulawi	150,0	MW
PLTA	Laa	160,0	MW
PLTA	Lariang 7	257,6	MW
PLTA	Lariang IV	200,0	MW
PLTA	Lemperero	130,0	MW
PLTA	Palu 3	75,0	MW
PLTA	Pebatua 2	303,1	MW
PLTA	Poso 3	400,0	MW
PLTA	Poso 4	30,0	MW
PLTA	Salo Karangana	103,0	MW
PLTA	Salo Pebatua	426,0	MW
PLTA	SR-1 (Bada)	420,0	MW
PLTA	SR-2 (Tuare)	720,0	MW
PLTA	Sungai Bongka	300,0	MW
PLTA	Towulu	320,0	MW
PLTA	Uetangko	136,5	MW
PLTM	Sampaga	1,2	MW

PLTM	Bongkasoa	1,4	MW
PLTM	Dako	1,4	MW
PLTM	Poniki	2,0	MW
PLTM	Uweruru	2,0	MW
PLTM	Tabong	2,2	MW
PLTM	Tinombo	2,2	MW
PLTM	Bambalo 2	2,3	MW
PLTM	Pebatua 2	2,3	MW
PLTM	Bengkoli	2,5	MW
PLTM	Ponju	3,0	MW
PLTM	Sinombulung	3,0	MW
PLTM	Tongoa	4,0	MW
PLTM	Batu Botak	4,0	MW
PLTM	Batu Botak 2	4,0	MW
PLTM	Siyuntoyo	4,0	MW
PLTM	Tirtanagaya	4,0	MW
PLTM	Batu Nobotak	5,0	MW
PLTM	Lobu	5,0	MW
PLTM	Mewua	5,0	MW
PLTM	Paddumpu	5,0	MW
PLTM	Padumpu	5,0	MW
PLTM	Pebatua 1	5,3	MW
PLTM	Gumbasa	6,0	MW
PLTM	Pono	6,0	MW
PLTM	Sabuku	6,5	MW
PLTM	Mapahi	7,0	MW
PLTM	Miu 2	7,0	MW
PLTM	Miu 1	7,4	MW
PLTM	Palasa	7,4	MW
PLTM	Masewo (PLTM Banasu)	8,0	MW
PLTM	Banasu	9,0	MW
PLTM	Paranonge	9,0	MW
PLTM	Mokoe	9,7	MW
PLTM	Buol	10,0	MW
PLTM	Kilo	10,0	MW
PLTM	Yaentu	10,0	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem dan bukan berdasarkan provinsi. Kuota pengembangan EBT tersebut dapat dipenuhi oleh seluruh potensi yang terletak pada lokasi sistem tersebut walaupun berbeda provinsi. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Untuk menjamin keandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Tengah berada antara dua sistem yaitu Sistem Sulbagsel dan Sistem Sulbagut dengan titik interkoneksi sistem berada pada ruas Tambu - Bangkir. Saat ini, Sistem Palu – Parigi – Poso sudah terinterkoneksi dengan Sistem Sulbagsel. Rencana pengembangan transmisi di Provinsi Sulawesi Tengah selanjutnya adalah membangun *grid* Tolitoli yang menghubungkan sistem kecil di Leok, Tolitoli, Moutong, dan Bangkir ke Sistem Sulbagut menggunakan transmisi SUTT 150 kV (proyeksi COD tahun 2025/2026).

Ke depannya direncanakan interkoneksi Sistem Sulbagsel dan Sistem Sulbagut melalui SUTT 150 kV Tambu – Bangkir (Sulawesi Tengah) untuk meningkatkan keandalan sistem di Sulawesi. Berdasarkan KKP SUTT 150 kV Tambu – Bangkir yang sudah disahkan tahun 2022, belum terdapatnya urgensi interkoneksi SUTT 150 kV Tambu – Bangkir di tahun 2024. Aliran daya yang mengalir pada SUTT 150 kV Tambu – Bangkir relatif kecil, hanya sekitar 4,8 MW sehingga *benefit* dari interkoneksi tidak sepadan dengan investasi yang dikeluarkan. Interkoneksi Tambu – Bangkir secara teknis dan finansial akan layak ketika pembebanan transmisi sebesar 43,6 MW, atau dengan kata lain terdapat penambahan beban di sekitar Tambu dan Bangkir sehingga daya listrik dapat mengalir secara optimal tanpa menyebabkan gangguan *stability system* (diproyeksikan pada tahun 2028). Diperlukan kajian lebih lanjut untuk menentukan saat yang tepat membangun sistem interkoneksi Sulawesi ini. Untuk percepatan interkoneksi Sistem Sulawesi diperlukan penugasan pemerintah.

Rencana pengembangan transmisi di Provinsi Sulawesi Tengah tahun 2025-2034 dapat dilihat Tabel C2.16, C2.17 dan C2.18.

Tabel C2.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275 kV	-	-	-	-	-	-	250	-	-	-	250
150 kV	2.230	180	101	180	18	-	120	-	-	-	2.829
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2.230	180	101	180	18	-	370	-	-	-	3.079

Tabel C2.17. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275 kV	-	-	-	-	-	-	250	-	-	-	250
150 kV	2.230	180	101	180	18	-	120	-	-	-	2.829
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2.230	180	101	180	18	-	370	-	-	-	3.079

Tabel C2.18. Daftar Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (KMS)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
1	Kolonedale	Tentena	150	*New*, 2 cct, SUTT	130	2025	2025	Konstruksi
2	Kolonedale	Bungku	150	*New*, 2 cct, SUTT	180	2025	2025	Konstruksi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (KMS)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
3	PLTMG Luwuk	Luwuk	150	*New*, 2 cct, SUTT	80	2025	2025	Konstruksi
4	PLTMG Luwuk	Toili	150	*New*, 2 cct, SUTT	100	2025	2025	Konstruksi
5	Ampana	Bunta	150	*New*, 2 cct, SUTT	170	2025	2025	*Committed*
6	Bunta	Luwuk	150	*New*, 2 cct, SUTT	190	2025	2025	*Committed*
7	Leok	Tolinggula	150	*New*, 2 cct, SUTT	220	2025	2025	*Committed*
8	Moutong	Tolitoli	150	*New*, 2 cct, SUTT	310	2025	2025	*Committed*
9	Pelanggan PT ACN	Bungku	150	*New*, 2 cct, SUTT	76	2025	2025	Konstruksi
10	Poso	Ampana	150	*New*, 2 cct, SUTT	248	2025	2025	*Committed*
11	Tambu	PLTU Palu 3	150	*New*, 2 cct, SUTT	82	2025	2025	Konstruksi
12	Toili	Ampana	150	*New*, 2 cct, SUTT	228	2025	2025	*Committed*
13	Tolitoli	Leok	150	*New*, 2 cct, SUTT	216	2025	2025	*Committed*
14	Bangkir	Incomer 2 Phi (Moutong - Toli-Toli)	150	*New*, 2 cct, SUTT	180	2026	2026	*Committed*
15	Kalora	Incomer Single Phi (Poso-Palu Baru)	150	*New*, 2 cct, SUTT	10	2027	2027	Rencana
16	Bungku (sisi 150 kV GITET Bungku)	PT Hengjaya Mineralindo	150	*New*, 2 cct, SUTT	9	2027	2027	Rencana
17	Bungku (sisi 150 kV GITET Bungku)	PT Sarana Mineralindo Perkasa	150	*New*, 2 cct, SUTT	82	2027	2027	Rencana
18	Tambu	Bangkir	150	*New*, 2 cct, SUTT	180	2028	2028	Rencana
19	Kolonedale	PT Enam Sembilan Kawasan Industri (ESKI)	150	*New*, 2 cct, SUTT	18	2029	2029	Rencana
20	Petobo	Incomer 1 phi (Talise-Palu Baru)	150	*New*, 2 cct, SUTT	10	2031	2031	Rencana
21	Sigi	Incomer 1 phi (Palu Baru - Poso)	150	*New*, 2 cct, SUTT	30	2031	2031	Rencana
22	GITET Tentena	GITET Lariang	275	*New*, 2 cct, SUTET	250	2031	2031	Rencana
23	Bungku (sisi 150 kV GITET Bungku)	PT Sulawesi Cahaya Mineral	150	*New*, 2 cct, SUTT	80	2031	2031	Rencana
	Total				3.079			

Catatan :
**) Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi*

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi dan kenaikan beban, maka diperlukan penambahan kapasitas dan infrastruktur pada gardu induk eksisting (*extension* trafo) maupun penambahan gardu induk baru. Rencana pengembangan gardu induk sampai dengan tahun 2034 ditunjukkan pada Tabel C2.19, Tabel C2.20 dan Tabel C2.21 berikut.

Tabel C2.19. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275/150 kV	500	250	-	250	-	-	500	-	-	-	1.500
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	210	60	30	-	-	-	90	-	-	-	390
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	710	310	30	250	-	-	590	-	-	-	1.890

Tabel C2.20. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275/150 kV	500	250	-	250	-	-	500	-	-	-	1.500
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	210	60	30	-	-	-	90	-	-	-	390
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	710	310	30	250	-	-	590	-	-	-	1.890

Tabel C2.21. Daftar Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext/ Upr	Kapasitas (MVA)	COD		Status
					RE *Base*	ARED	
1	Bungku	150/20	New	30	2025	2025	Konstruksi
2	Tentena	150	Ext	2 LB arah Kolonedale	2025	2025	Konstruksi
3	Ampana	150	Ext	2 LB arah Toili	2025	2025	Konstruksi
4	Ampana	150/20	New	30	2025	2025	Konstruksi
5	Bunta	150/20	New	30	2025	2025	Konstruksi
6	Bungku	150	Ext	2 LB arah Pelanggan KTT ACN	2025	2025	Konstruksi
7	GITET Tentena	275/150	Ext	250	2025	2025	*Committed*
8	GITET Tentena	275/150	Ext	250	2025	2025	*Committed*
9	Leok/Buol	150/20	New	30	2025	2025	Konstruksi
10	Moutong	150/20	New	30	2025	2025	Konstruksi
11	Moutong	150	Ext	2 LB arah Tolitoli	2025	2025	Konstruksi
12	Poso	150	Ext	2 LB arah Ampana	2025	2025	*Committed*
13	Tambu	150/20	New	30	2025	2025	Konstruksi
14	Toili	150	Ext	2 LB arah Ampana	2025	2025	Konstruksi
15	Tolitoli	150/20	New	30	2025	2025	Konstruksi
16	Tolitoli	150	Ext	2 LB arah Leok	2025	2025	Konstruksi

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext/ Upr	Kapasitas (MVA)	COD		Status
					RE *Base*	ARED	
17	Bangkir	150/20	New	30	2026	2026	Konstruksi
18	Bangkir	150	Ext	2 LB arah Moutong	2026	2026	Konstruksi
19	Bangkir	150	Ext	2 LB arah Tolitoli	2026	2026	Konstruksi
20	GITET Bungku	275/150	New	250	2026	2026	Pengadaan
21	Bungku	150/20	Ext	30	2026	2026	*Committed*
22	Kalora	150/20	New	30	2027	2027	Rencana
23	Bungku (sisi 150 kV GITET Bungku)	150	Ext	Ext 2 LB arah PT Hengjaya Mineralindo	2027	2027	Rencana
30	Bungku (sisi 150 kV GITET Bungku)	150	Ext	Ext 2 LB arah PT Sarana Mineralindo Perkasa	2027	2027	Rencana
32	Bangkir	150	Ext	2 LB arah Tambu	2028	2028	Rencana
33	GITET Bungku	275/150	Ext	250	2028	2028	Rencana
34	Tambu	150	Ext	2 LB arah Bangkir	2028	2028	Rencana
35	Kolonedale	150	Ext	Ext 2 LB arah PT Enam Sembilan Kawasan Industri (ESKI)	2029	2029	Rencana
31	GITET Tentena	275	Ext	Ext Dia, 2 LB arah GITET Lariang	2031	2031	Rencana
32	Petobo	150/20	New	60	2031	2031	Rencana
28	Sigi	150/20	New	30	2031	2031	Rencana
29	GITET Bungku	275/150	Ext	250	2031	2031	Rencana
33	GITET Bungku	275/150	Ext	250	2031	2031	Rencana
34	Bungku (sisi 150 kV GITET Bungku)	150	Ext	Ext 2 LB arah PT Sulawesi Cahaya Mineral	2031	2031	Rencana
	Total			1.890			

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi, gardu induk dan penambahan jumlah pelanggan, maka juga akan dikembangkan jaringan distribusi. Sampai dengan Tahun 2034 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 666 ribu sambungan. Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2025-2034 secara rinci ditunjukkan pada Tabel C2.22.

Tabel C2.22. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	279	275	273	272	270
Panjang JTR	kms	243	240	240	239	238
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	29	29	29	30	30
Tambahan Pelanggan		58.719	59.451	60.710	61.874	63.020

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	276	284	289	296	304
Panjang JTR	kms	243	250	255	262	268
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	31	32	34	35	36
Tambahan Pelanggan		65.930	69.296	72.204	75.712	79.377

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada Tabel C2.23.

Tabel C2.23. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Sulawesi Tengah

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	3,89	6,69	3,59
Panjang JTM	kms	508,02	43,67	434,72
Panjang JTR	kms	186,86	54,44	151,91
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	9,25	0,65	6,95
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	150	9	128

Kapasitas pembangkit yang tercantum merupakan kapasitas PLTS, sedangkan kapasitas baterai disesuaikan dengan kebutuhan beban yang ada.
Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.
Metode program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan SUTM, SUTR dan Gardu Distribusi serta pembangkit ke desa-desa.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Sulawesi Tengah sebesar 100 % dengan RDB PLN 95,29%. Masih terdapat sejumlah 69 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 26 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).

Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Tengah sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99 % dengan RE PLN sebesar 98,92%.

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada tabel C2.24.

Tabel C2.24. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Sulawesi Tengah

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah tangga	1.218	2.156	1.463

*) Asumsi data pelanggan menggunakan data jumlah rumah tangga yang belum berlistrik berdasarkan penetapan RE TW III 2024

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Sulawesi Tengah sebagai berikut:

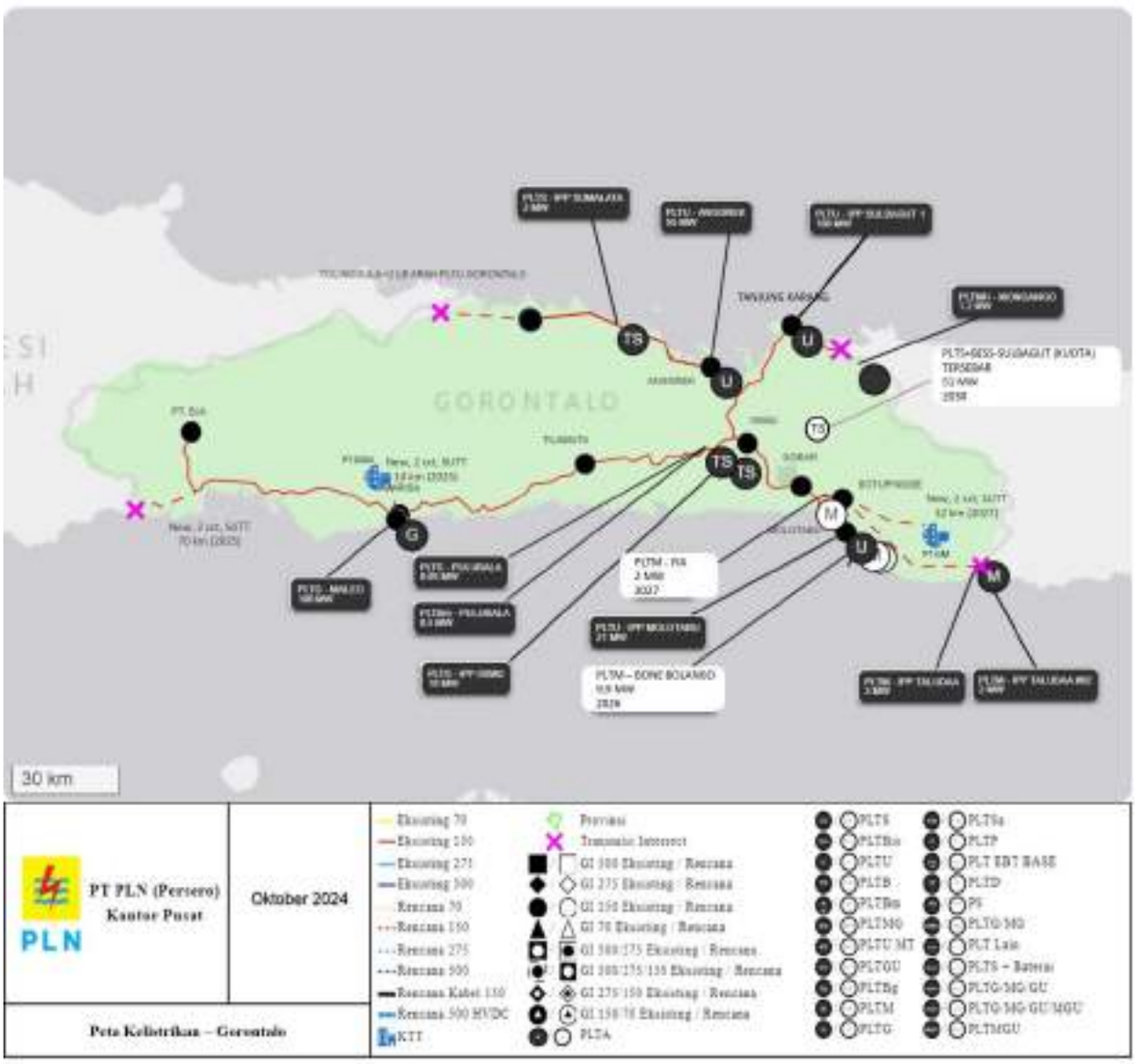
Tabel C2.25. Target RDB dan RE PLN Provinsi Sulawesi Tengah

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	95,29	97,12	98,81	100
RE PLN (%)	98,92	99,33	99,60	100

LAMPIRAN C.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK
PT PLN (Persero)
DI PROVINSI GORONTALO

C3.1 KONDISI TENAGA LISTRIK SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Gorontalo saat ini merupakan bagian dari sistem interkoneksi 150 kV Sulawesi Utara – Gorontalo (Sistem SulutGo). Ke depannya, sistem 150 kV ini akan dikembangkan sampai ke Sulawesi Tengah dan membentuk sistem tenaga listrik Sulawesi Bagian Utara (Sistem Sulbagut). Sub-sistem interkoneksi 150 kV Gorontalo melayani beberapa kota dan kabupaten di Provinsi Gorontalo yaitu Kota Gorontalo, Kabupaten Gorontalo, Kabupaten Bone Bolango, Kabupaten Gorontalo Utara, Kabupaten Pohuwatu, dan Kabupaten Boalemo melalui empat gardu induk yaitu GI Botupingge, GI Isimu, GI Marisa, dan GI Buroko. Tabel C3.1 berikut adalah daftar pembangkit eksisting di Provinsi Gorontalo, dan Gambar C3.1 adalah peta sistem tenaga listrik eksisting Gorontalo dan rencana pengembangannya.



Gambar C3.1 Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Gorontalo

Untuk meningkatkan jam nyala dari sistem *isolated* terutama yang didominasi oleh PLTD direncanakan dapat dikembangkan dengan pembangkit tenaga terbarukan seperti PLTMH, PLTB, PLTBm, dan PLTS sesuai dengan potensi

setempat dan memenuhi keseimbangan antara suplai dan *demand*, meningkatkan keandalan sistem setempat dan memenuhi prinsip keekonomian (menurunkan biaya pokok penyediaan sistem).

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 7,85%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel C3.1.

Tabel C3.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	270	300	304	320	348	401	417	417	448	472
2	Bisnis	62	66	73	85	92	88	102	102	111	115
3	Publik	50	59	60	66	74	76	80	86	92	92
4	Industri	18	19	23	31	30	36	40	69	92	99
Jumlah		399	445	460	503	544	602	639	674	742	778
Pertumbuhan %		8,79	11,48	3,50	9,42	8,02	10,62	6,17	5,53	10,11	4,83

* Prognosa penjualan Tahun 2024

Penambahan jumlah pelanggan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 6,31%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 ditunjukkan pada Tabel C3.2.

Tabel C3.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	204,2	222,6	233,4	247,0	263,6	281,6	300,6	314,0	328,3	342,2
2	Bisnis	6,1	6,7	7,6	8,2	8,6	8,9	9,2	9,8	10,6	11,0
3	Publik	7,1	7,4	8,0	8,8	9,4	9,9	10,3	10,7	11,1	11,5
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Jumlah		217,6	236,9	249,2	264,1	281,7	300,5	320,2	334,6	350,1	364,9
Pertumbuhan %		9,84	8,87	5,20	5,98	6,66	6,67	6,57	4,49	4,63	4,22

* Prognosa jumlah pelanggan Tahun 2024

Kebutuhan daya di sistem tenaga listrik 150 kV Gorontalo dipasok dari beberapa pembangkit di Provinsi Gorontalo. Sebagai bagian dari sistem interkoneksi Sulbagut, dalam beberapa kondisi Sistem Gorontalo akan menerima pasokan dari Sistem Sulawesi Utara ataupun sebaliknya melalui jaringan transmisi 150 kV. Sistem tenaga listrik Gorontalo dapat dilihat pada Tabel C3.3.

Tabel C3.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTG	Sulbagut	3	75	70,5	70,5
PLTU	Sulbagut	2	55	45	45
PLTD	Sulbagut	9	23,57	16,38	16,38
PLTD	Sulbagut	1	1,53	1,2	1,2
PLTS	Sulbagut	1	0,05	0,05	0
PLTM	Sulbagut	2	1,2	1,05	1,05
Jumlah PLN		18	156,35	134,18	134,13
IPP					
PLTU	Sulbagut	2	100	100	100
PLTM	Sulbagut	2	5	5	5
PLTS	Sulbagut	2	12	11,6	11,6
Jumlah IPP		6	117	116,6	116,6
Jumlah		24	273,35	250,78	250,73

Gardu induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Gorontalo ditunjukkan pada Tabel C3.4.

Tabel C3.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

No	Nama GI/GITET	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (UNIT)	Total Kapasitas (MVA)
1	Isimu	150/20	2	90
2	Botupingge	150/20	2	120
3	Marisa	150/20	1	30
4	Anggrek (PLTU Gorontalo)	150/20	1	20
5	Gorontalo Baru	150/20	1	60
6	Tilamuta	150/20	1	30
7	Tolinggula	150/20	1	30
	TOTAL		9	380

Tabel C3.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No.	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	JTM (kms)	2.005	2.225	2.146	2.234	2.273	2.407	2.499	2.542	2.577	2.577
2	JTR (kms)	1.361	1.792	1.758	1.795	1.861	1.887	1.959	1.981	2.043	2.053
3	Gardu Distribusi (kVA)	172	182	188	198	203	210	228	238	260	261

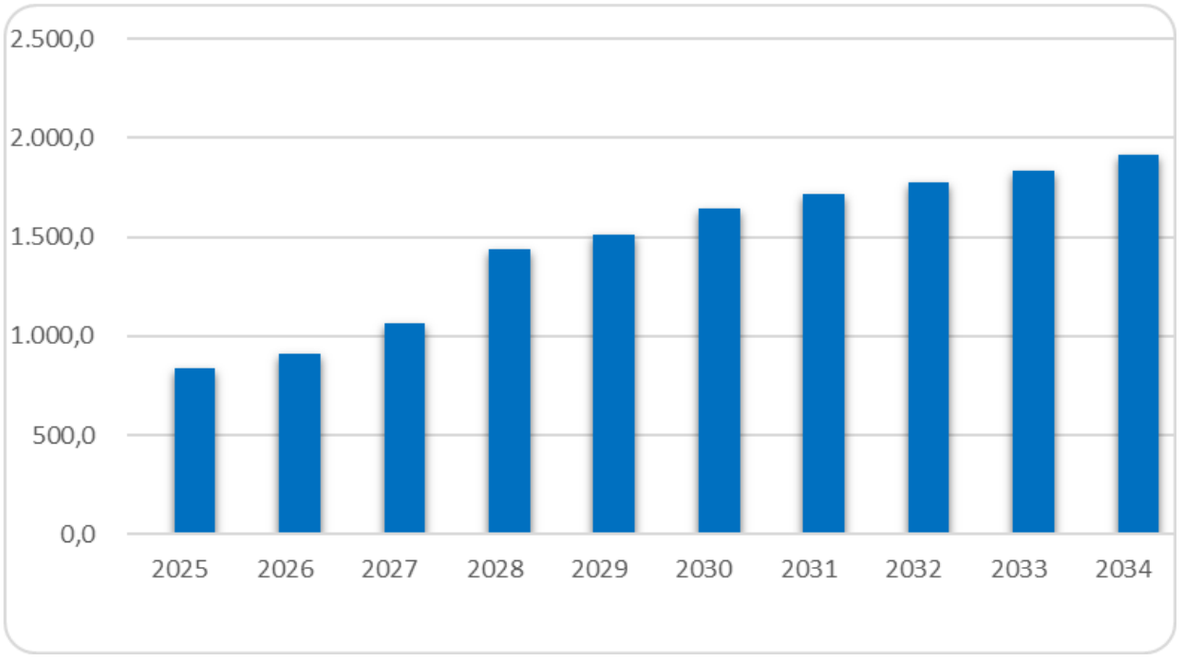
* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

C3.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Infrastruktur dan fasilitas umum di Provinsi Gorontalo terus dibangun dan dikembangkan. Pemerintah daerah juga meluncurkan berbagai program unggulan berbasis potensi daerah setempat agar ekonomi dapat tumbuh lebih cepat. Pertumbuhan ekonomi Provinsi Gorontalo dalam 5 tahun terakhir (2020-2024) rata-rata 3,45% per tahun, dan hal ini mendorong kebutuhan pasokan listrik meningkat signifikan. Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir (2020-2024) rata-rata mencapai 7,45% per tahun.

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Gorontalo, hanya terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Gorontalo hanya terdapat 1 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT.

Proyeksi kebutuhan tenaga listrik tersebut ditunjukkan pada Gambar C3.2.



Gambar C3.2 Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor rumah tangga dan industri. Pertumbuhan industri pertambangan dan *smelter* saat ini bertumbuh dengan cepat sehubungan dengan pembatasan pemerintah untuk melakukan eskpor hasil tambang mineral tanpa melalui proses pengolahan. Dengan adanya pembatasan ekspor tersebut, mendorong pihak swasta untuk membangun *smelter* dan pabrik pengolahan di Indonesia. Banyaknya calon pelanggan industri *smelter* dan pabrik pengolahan (selanjutnya disebut KTT atau konsumen tegangan tinggi) di Sulawesi mendorong meningkatnya proyeksi pertumbuhan penjualan tenaga listrik.

Pada umumnya, industri *smelter* dan pabrik pengolahan akan membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga tentunya akan membutuhkan investasi yang besar pula. Terdapat potensi risiko tidak jadinya pembangunan *smelter* ataupun pabrik pengolahan barang tambang. Oleh karena itu, seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan tenaga listrik dengan mempertimbangkan *confidence level* operasi dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga, realisasi pelaksanaan pembangunan infrastruktur untuk menyuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila *confidence level* dari potensi pelanggan KTT telah tinggi.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik, dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi COVID-19 terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan pada Tabel C3.6, Tabel C3.7 dan Tabel C3.8.

Tabel C3.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	502,3	533,3	565,3	598,2	631,9	667,1	704,0	742,5	782,8	825,1
2	Bisnis	122,6	130,1	137,8	145,7	153,7	162,1	171,0	180,3	190,1	200,5
3	Publik	95,3	98,7	102,2	105,5	108,9	112,2	115,7	119,2	122,9	126,6
4	Industri	118,9	147,7	260,4	589,7	614,1	704,7	728,2	734,7	741,6	765,8
Jumlah		839,1	909,9	1.065,7	1.439,1	1.508,6	1.646,2	1.718,9	1.776,8	1.837,4	1.917,9
Pertumbuhan %		7,8	8,4	17,1	35,0	4,8	9,1	4,4	3,4	3,4	4,4

Tabel C3.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	358,5	375,3	392,6	410,5	428,4	447,2	466,9	487,4	508,7	531,0
2	Bisnis	11,6	12,1	12,6	13,2	13,7	14,3	15,0	15,6	16,3	17,1
3	Publik	11,8	12,2	12,5	12,9	13,2	13,6	14,0	14,3	14,7	15,1
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Jumlah		382,1	399,8	417,9	436,7	455,6	475,4	496,0	517,5	540,0	563,4
Pertumbuhan %		4,7	4,6	4,5	4,5	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3

Tabel C3.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)		
2025	5,3	839	965	143	382.075
2026	5,2	910	1.047	155	399.771
2027	5,1	1.066	1.227	181	417.942
2028	5,0	1.439	1.657	245	436.748
2029	4,9	1.509	1.737	256	455.562
2030	4,8	1.646	1.896	279	475.375
2031	4,8	1.719	1.980	291	496.048
2032	4,8	1.777	2.047	301	517.548
2033	4,8	1.837	2.117	311	540.002
2034	4,8	1.918	2.210	324	563.444
Pertumbuhan	5,0	9,6%	9,6%	9,5%	4,4%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah memperhitungkan kebutuhan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI) dan seluruh potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Gorontalo baik yang tingkat kepastiannya tinggi (sudah PJBTL) maupun tingkat kepastiannya rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU).

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.
Selain itu, sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi puskesmas yang ada di Kecamatan, dan kabupaten di Provinsi Gorontalo.

C3.3 PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di Gorontalo dalam jumlah yang cukup dan andal, direncanakan akan dibangun beberapa proyek pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi, dengan memperhatikan potensi energi primer setempat.

Potensi Energi Primer

Gorontalo memiliki potensi energi primer dari sumber daya tenaga air, meskipun tidak berskala besar, tetapi memberikan peluang untuk pengembangan lebih lanjut dalam bentuk PLTM yang memiliki potensi sebesar 9,9 MW yang berada di daerah Tulabolo.

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Gorontolo.

Pengembangan Pembangkit

Posisi Gorontalo relatif dekat dengan Pulau Kalimantan yang merupakan sumber utama batubara sehingga di Gorontalo telah dibangun beberapa PLTU batubara, baik oleh PLN maupun oleh swasta. Selain itu juga telah dibangun PLTG *peaker* untuk memenuhi kebutuhan beban puncak. Mengingat sifat PLTS yang *intermittent* di Sistem Sulutgo, dalam rangka membantu pengelola sistem dalam mengoperasikan pembangkit *intermittent* diperlukan *forecasting* dari angin ataupun solar sehingga membantu memverifikasi dari *forecasting* yang disampaikan oleh pengelola pembangkit. Jika terjadi deviasi yang terlalu besar antara data *projected* dengan realisasi akan membuat penyiapan *spinning reserve* menjadi tidak akurat. Mengenai rencana pengembangan tenaga air yang merupakan energi bersih terbarukan, selain dari yang sudah terdaftar dalam Tabel C3.9, tetap dimungkinkan untuk dikembangkan PLTM serta PLTBm selama hal itu sesuai dengan kebutuhan beban dan juga memiliki harga ekonomis, atau dapat direncanakan sebagai pengganti pembangkit BBM sesuai peranannya dalam sistem tenaga listrik. Pada beberapa sistem telah dibuka kuota PLTB serta PLTS dengan BESS yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. Tahap awal BESS akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak *intermittent* dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTGU/G/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS+BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Khusus untuk Sistem Sulbagut direncanakan penambahan BESS untuk mengoptimalkan pembangkit *base load* seperti PLTP dan PLTA *run of river* baik yang sudah eksisting maupun masih dalam tahap rencana. BESS akan dimanfaatkan untuk menyimpan energi berlebih pada saat kondisi beban rendah (pagi hari) dan energi tersebut digunakan kembali pada malam hari khususnya saat beban puncak (*shifting*). Hal ini akan memberikan dampak positif pada pengurangan pemakaian pembangkit berbahan bakar gas yang

pada umumnya memiliki BPP tinggi. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTGU/G/MG.
Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut. Sampai dengan tahun 2034, tambahan kapasitas seperti ditampilkan pada Tabel C3.9, Tabel C3.10, dan Tabel C3.11.

Tabel C3.9. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit Skenario *RE Base* (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
IPP											
PLTM	-	9,9	2	-	-	-	-	-	-	-	11,9
Jumlah	-	9,9	2	-	-	-	-	-	-	-	11,9
Total											
PLTM	-	9,9	2	-	-	-	-	-	-	-	11,9
Jumlah	-	9,9	2	-	-	-	-	-	-	-	11,9

Tabel C3.10. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit Skenario ARED (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
IPP											
PLTM	-	9,9	2	-	-	-	-	-	-	-	11,9
PLTS + BESS	-	-	-	-	-	51	-	-	-	-	51
BESS (MWh)	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
Jumlah	-	9,9	2	-	-	51	-	-	-	-	62,9
Total											
PLTM	-	9,9	2	-	-	-	-	-	-	-	11,9
PLTS + BESS	-	-	-	-	-	51	-	-	-	-	51
BESS (MWh)	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
Jumlah	-	9,9	2	-	-	51	-	-	-	-	62,9

Tabel C3.11. Daftar Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	Sulbagut	PLTM	Bone Bolango	9,9	2026	2026	Konstruksi	IPP
2	Sulbagut	PLTM	Iya	2	2027	2027	Konstruksi	IPP
3	Sulbagut	PLTS + BESS	Sulbagut (Kuota) Tersebar	51		2030	Rencana	IPP
	Total			62,9				

Catatan :
Rencana tambahan pembangkit yang terhubung pada Gardu Induk sudah mempertimbangkan kecukupan lahan dan investasi untuk kebutuhan Extension Bay pembangkit.
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastrukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun.

Di Provinsi Gorontalo terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTM	Tulabolo	9,9	MW
PLTS	PLTS Isimu II	10	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan

pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem dan bukan berdasarkan provinsi. Kuota pengembangan EBT tersebut dapat dipenuhi oleh seluruh potensi yang terletak pada lokasi sistem tersebut walaupun berbeda provinsi. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Untuk menjamin keandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya pembangkit sesuai skenario RE *base* maupun ARED. Hal ini untuk memastikan ketersedian pasokan tenaga listrik di pusat-pusat beban di provinsi ini. Rencana pengembangan pembangunan transmisi di Provinsi Gorontalo tahun 2025-2034 ditampilkan pada Tabel C3.12, Tabel C3.13 dan Tabel C3.14.

Tabel C3.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario RE *Base* (KMS)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	168		64								232
70 kV											-
Total	168	-	64	-	-	-	-	-	-	-	232

Tabel C3.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario ARED (KMS)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	168		64								232
70 kV											-
Total	168	-	64	-	-	-	-	-	-	-	232

Tabel C3.14. Daftar Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
1	Marisa TIP 205 (Incomer 1 phi (Pelanggan PT BJA - Marisa))	Moutong	150	*New*, 2 cct, SUTT	140	2025	2025	Konstruksi
2	Pelanggan PT GSM	Marisa	150	*New*, 2 cct, SUTT	28	2025	2025	*Committed*
3	Pelanggan PT Gorontalo Mineral	Botupingge	150	*New*, 2 cct, SUTT	64	2027	2027	Rencana
4	PLTS+BESS Sulbagut (Kuota) Tersebar 51 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagut	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
	TOTAL				232			

Catatan :
**) Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi*

Pengembangan Gardu Induk

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi dan kenaikan beban, maka diperlukan penambahan kapasitas dan infrastruktur pada gardu induk

eksisting maupun penambahan gardu induk baru. Rencana pengembangan gardu induk Tahun 2025 sampai dengan tahun 2034, pengembangan gardu induk di Provinsi Gorontalo dapat dilihat pada Tabel C3.15, Tabel C3.16 dan Tabel C3.17.

Tabel C3.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV			30		30						60
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	30	-	30	-	-	-	-	-	60

Tabel C3.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150/20 kV			30		30						60
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	30	-	30	-	-	-	-	-	60

Tabel C3.17. Daftar Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/*Ext*/*Upr*	Kapasitas (MVA)	COD		Status
					RE *Base*	ARED	
1	Marisa	150 kV	*Ext*	2 LB arah Pelanggan PT GSM	2025	2025	*Committed*
2	Tolinggula	150 kV	*Ext*	2 LB arah Leok	2025	2025	Konstruksi
3	Botupingge	150 kV	*Ext*	2 LB arah Molibagu	2027	2027	Rencana
4	Botupingge	150 kV	*Ext*	2 LB arah Pelanggan PT Gorontalo Mineral	2027	2027	Rencana
5	Anggrek (PLTU Gorontalo)	150/20 kV	*Ext*	30	2027	2027	Rencana
6	Marisa	150/20 kV	*Ext*	30	2029	2029	Rencana
	Total			60			

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan tahun 2034 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 198 ribu sambungan. Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2025-2034 secara rinci ditunjukkan pada Tabel C3.18.

Tabel C3.18. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	69	70	70	71	70
Panjang JTR	kms	72	74	75	76	75
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	11	11	11	12	12
Tambahan Pelanggan		17.172	17.696	18.171	18.806	18.814

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	72	74	76	78	80
Panjang JTR	kms	79	81	83	86	89
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	12	13	13	14	14
Tambahan Pelanggan		19.813	20.673	21.500	22.454	23.442

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada Tabel C3.19.

Tabel C3.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Gorontalo

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	-	-
Panjang JTM	kms	85,99	17,70	281,60
Panjang JTR	kms	56,51	15,32	135,02
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	2,45	0,75	5,30
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	46	13	106

Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.
Metode program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan SUTM, SUTR dan Gardu Distribusi ke desa-desa.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Gorontalo sebesar 100 % dengan RDB PLN 99,18 %. Masih terdapat sejumlah 6 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN.
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Gorontalo sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 99,54%.
Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana

pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada tabel C3.20.

Tabel C3.20. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Gorontalo

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah Tangga	872	86	292

*) Asumsi data pelanggan menggunakan data jumlah rumah tangga yang belum berlistrik berdasarkan penetapan RE TW III 2024

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian Rasio Desa Berlistrik PLN 100% pada tahun 2025 dan target pencapaian Rasio Elektrifikasi PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Gorontalo sebagai berikut:

Tabel C3.21. Target RDB dan RE PLN Provinsi Gorontalo

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	99,18	100	100	100
RE PLN (%)	99,54	99,82	99,87	100

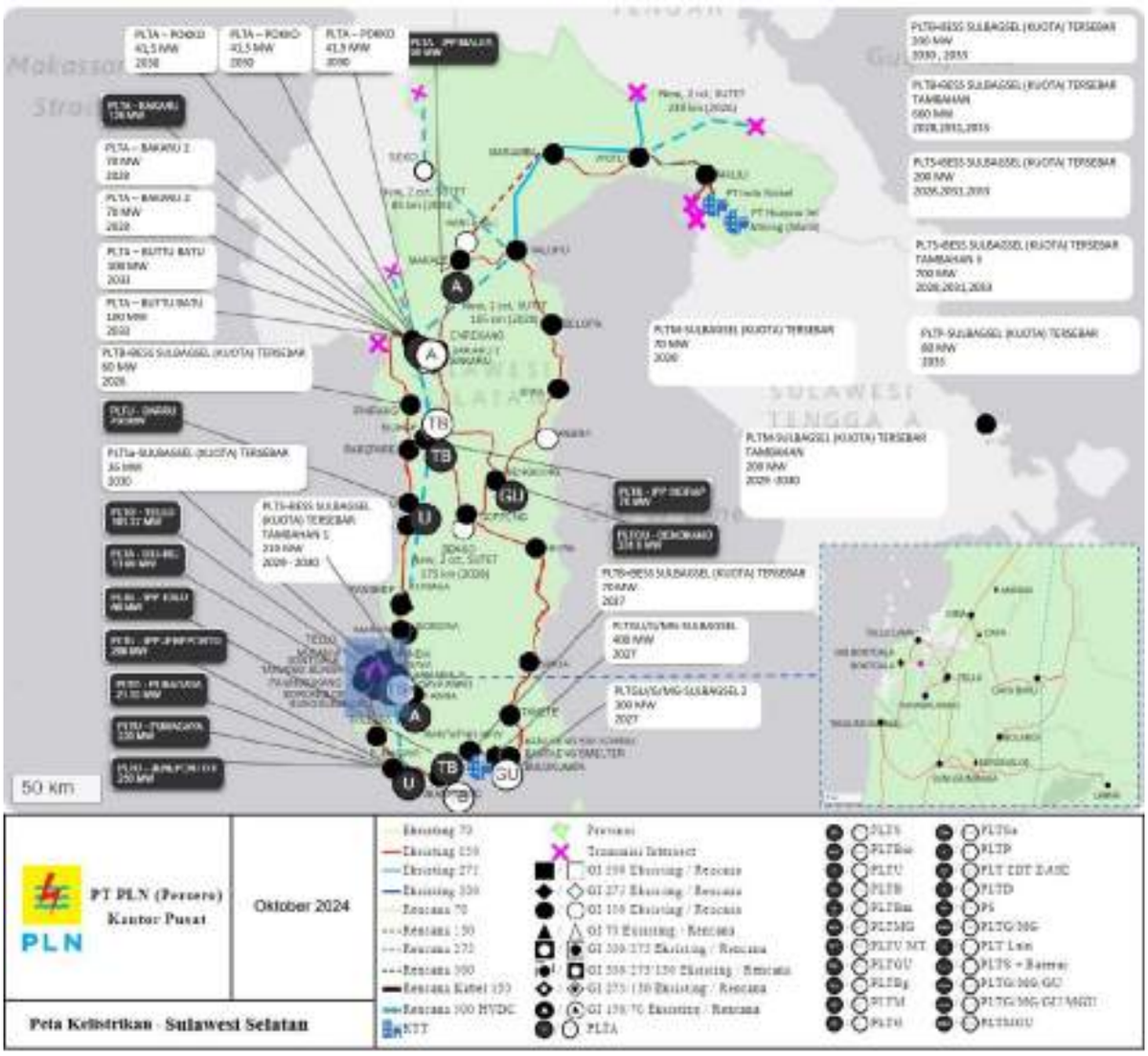
LAMPIRAN C.4
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK
PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SULAWESI SELATAN

C4.1 KONDISI TENAGA LISTRIK SAAT INI

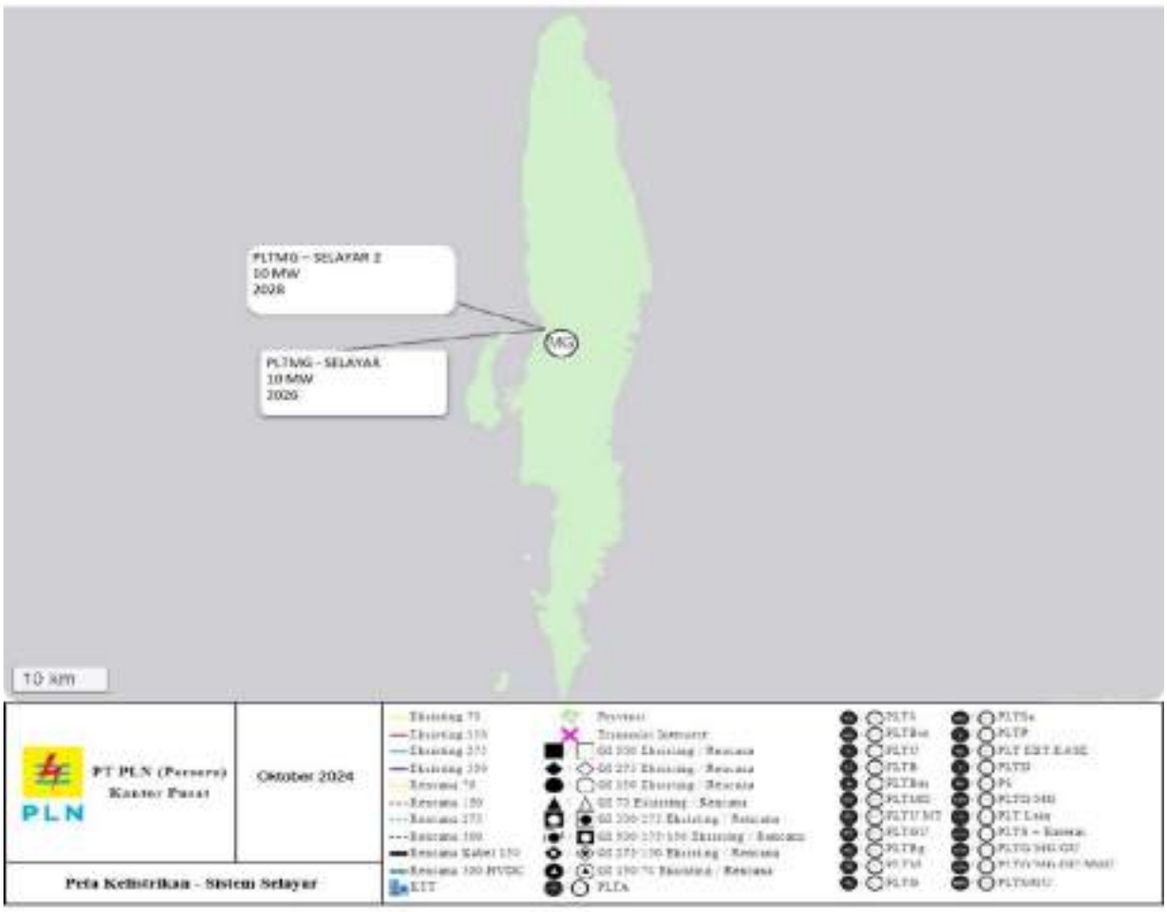
Sistem tenaga listrik Provinsi Sulawesi Selatan saat ini terdiri dari sistem interkoneksi 70 kV, 150 kV, 275 kV, dan sistem *isolated* 20 kV serta sistem tegangan rendah 220 Volt di pulau-pulau terpencil. Sistem interkoneksi tersebut merupakan bagian dari Sistem Sulawesi Bagian Selatan (Sistem Sulbagsel) yang dipasok dari PLTU, PLTA, PLTG/GU, PLTD, PLTB, dan PLTMH. Transmisi 275 kV digunakan untuk mentransfer energi dari PLTA Poso ke Sistem Sulbagsel melalui GITET/GI Palopo. Sedangkan sistem kecil *isolated* 20 kV dan 220 Volt di pulau-pulau seperti di Kabupaten Selayar, Kabupaten Pangkep, dipasok dari PLTD setempat.

Untuk meningkatkan jam nyala dari sistem *isolated* terutama yang didominasi oleh PLTD direncanakan dapat dikembangkan dengan pembangkit tenaga terbarukan seperti PLTMH, PLTB, PLTBm, dan PLTS sesuai dengan potensi setempat dan memenuhi keseimbangan antara suplai dan *demand*, meningkatkan keandalan sistem setempat dan memenuhi prinsip keekonomian (menurunkan biaya pokok penyediaan sistem).

Sistem tenaga listrik di Kabupaten Selayar dan pulau-pulau di Kabupaten Pangkep, dilayani PLTD BBM dan sebagian dilayani oleh PLTM. Dalam rangka memenuhi persyaratan *Disbursement Linked Indicators* (DLI) dari *Loan Agreement Result Based Lending* (RBL) antara PLN dengan ADB, Sulawesi Selatan akan diperkenalkan dengan *pilot project* jaringan cerdas (*smart grid*) yang berupa pengaturan otomasi antara PLTS dan BESS dengan *control centre* sehingga penyediaan *spinning reserve* pembangkit akan semakin optimal. Selain itu, *pilot project smart grid* juga dapat berupa pembangunan pembangkit listrik tenaga *hybrid* di Sistem Selayar di mana mengombinasikan pembangkit listrik tenaga EBT variabel (*variable renewable energy power plant*) dengan pembangkit listrik tenaga BBM untuk mengatasi kondisi *intermittent* dari sifat pembangkit listrik tenaga EBT variabel dalam hal ini PLTS dan BESS. Tabel C4.3 berikut adalah daftar pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Selatan sedangkan untuk pengembangan di Provinsi Sulawesi Selatan dan Sistem *Isolated* Pulau Selayar, diberikan pada Gambar C4.1. dan Gambar C4.2.



Gambar C4.1. Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Sulawesi Selatan



Gambar C4.2. Peta Sistem Tenaga Listrik Selayar di Provinsi Sulawesi Selatan

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 7,94%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel C4.1.

Tabel C4.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	2.315	2.568	2.659	2.761	2.930	3.169	3.262	3.324	3.525	3.609
2	Bisnis	928	1.012	1.068	1.125	1.182	1.090	1.133	1.223	1.353	1.330
3	Publik	412	454	487	529	571	545	567	618	672	668
4	Industri	825	904	959	1.057	1.263	1.174	1.636	2.692	3.009	3.618
Jumlah		4.480	4.938	5.172	5.473	5.946	5.978	6.598	7.857	8.558	9.225
Pertumbuhan %		3,2	10,2	4,7	5,8	8,6	0,5	10,4	19,1	8,9	7,8

* Prognosa penjualan Tahun 2024

Penambahan jumlah pelanggan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 5,47%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 ditunjukkan pada Tabel C4.2.

Tabel C4.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	1.655	1.743	1.887	2.004,2	2.126,9	2.234,2	2.351,7	2.446,6	2.568,4	2.680,0
2	Bisnis	82,4	88,7	96,2	101,5	96,6	101,0	106,3	113,6	113,6	124,3
3	Publik	39,8	42,6	45,8	40,4	51,7	54,5	57,5	60,1	61,9	66,6
4	Industri	1,5	1,7	1,9	2,1	2,2	2,5	3,0	3,5	4,2	4,1
Jumlah		1.778,7	1.876,5	2.030,7	2.148,3	2.277,4	2.392,1	2.518,5	2.623,7	2.748,1	2.875,0

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
Pertumbuhan %		5,32	5,50	8,22	5,79	6,01	5,04	5,28	4,18	4,74	4,62

* Prognosa jumlah pelanggan Tahun 2024

Sistem tenaga listrik Provinsi Sulawesi Selatan saat ini dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTP, PLTU, PLTA/M, PLTD HSD, PLTS dan PLTMG. Tabel C4.3 berikut adalah daftar pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Selatan.

Tabel C4.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTU	Sulbagsel	1	50,0	45,3	45,3
	Sulbagsel	1	50,0	45,5	45,5
	Sulbagsel	1	110,0	100,0	100,0
	Sulbagsel	1	110,0	100,0	100,0
	Sulbagsel	1	100,0	100,0	100,0
	Sulbagsel	1	12,4	8,0	8,0
PLTD	Sulbagsel	1	12,60	8,00	8,00
	Sulbagsel	1	12,60	8,00	8,00
	Sulbagsel	1	12,39	8,00	8,00
	Sulbagsel	10	13,19	9,62	9,62
	Isolated Selayar	1	12,39	8,00	8,00
PLTA	Sulbagsel	1	63	63	63
	Sulbagsel	7	147,08	146,9	146,9
	Sulbagsel	1	1,62	1,44	9.73
PLTM	Sulbagsel	2	11,0	11,0	11,0
PLTG	Sulbagsel	0	14,5	ATTB[1]	0,0
	Sulbagsel	1	21,4	14,0	14,0
	Sulbagsel	0	20,1	ATTB[1]	0,0
	Sulbagsel	1	33,4	26,0	26,0
	Sulbagsel	1	33,4	28,0	28,0
Jumlah PLN		34	841,07	730,73	729,29
IPP					
PLTA	Sulbagsel	2	92,4	92,4	92,4
PLTM	Sulbagsel	10	51,9	51,9	51,9
PLTU	Sulbagsel	2	250,0	200,0	200,0
	Sulbagsel	2	270,0	250,0	250,0
PLTD	Sulbagsel	1	62,5	62,2	62,2
	Sulbagsel	1	42,5	31,9	29,8
	Sulbagsel	1	42,5	31,9	29,8
PLTG	Sulbagsel	1	60,0	45,0	42,0
	Sulbagsel	1	60,0	45,0	42,0
PLTGU	Sulbagsel	1	50,0	37,5	35,0
	Sulbagsel	1	60,0	45,0	42,0
PLTB	Sulbagsel	1	78,8	77,0	77,0

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
	Sulbagsel	1	72,0	66,0	66,0
PLTS	Sulbagsel	1	1,0	1,0	1,0
Jumlah IPP		26	1.193,6	1.036,8	1.021,1
Sewa					
PLTA	*Isolated* Malili (PT Vale excess Power)	1	8	8	7,7
PLTD	Sulbagsel	1	10	10	10
Jumlah Sewa		2	17,7	17,7	17,7
Jumlah		62	2.052,32	1.785,19	1.768,09

[1] Aktiva tetap tidak beroperasi (ATTB) merupakan aset tetap yang dalam hal ini pembangkit yang dalam kondisi *standby*

Gardu Induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Selatan ditunjukkan pada Tabel C4.4 dan Tabel C4.5.

Tabel C4.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

NO	Nama GI/GITET	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (UNIT)	Total Kapasitas (MVA)
	PLN			
1	Pangkep	150/20	3	80
		150/70	0	0
2	Mandai	70/20	2	40
3	Daya	70/20	1	20
4	Maros	150/20	2	60
5	Kima Makassar	150/20	2	90
6	Tallo Lama	150/20	3	120
7	Bontoala GIS Bontoala	70/20	2	40
		150/20	2	120
8	Tello	150/20	2	120
9	Panakkukang	70/20	0	0
		150/20	3	180
10	Tanjung Bunga	150/20	3	180
11	Borongloe	70/20	1	20
12	Tallasa	150/20	3	110
13	Sungguminasa	150/20	2	120
14	Pare-pare	150/20	3	76
15	Barru	150/20	1	20
16	Bakaru	150/20	1	20
17	Pinrang	150/20	3	76
18	Soppeng	150/20	2	90
19	Bone/Watampone	150/20	3	80
20	Sidrap	150/20	2	50

NO	Nama GI/GITET	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (UNIT)	Total Kapasitas (MVA)
21	Sengkang	150/20	3	110
22	Bulukumba	150/20	3	110
23	Sinjai	150/20	3	80
24	Jeneponto	150/20	2	50
25	Bantaeng	150/20	1	30
26	Palopo	150/20	4	100
27	Makale	150/20	2	50
28	Punagaya	150/20	1	30
29	Bolangi	150/20	2	120
30	Wotu	150/20	1	30
31	Siwa	150/20	2	90
32	Enrekang	150/20	1	30
33	Daya Baru	70/20	1	20
34	Lanna	150/20	1	30
35	Malili	150/20	1	30
36	Tanete	150/20	1	30
37	Balusu	150/20	1	6,3
38	Belopa	150/20	1	60
39	Masamba	150/20	1	30
40	Wotu	275/150	2	340
	Total PLN		80	3.088,3
	IPP			
1	Palopo	275/150	4	360
	Total IPP		4	360
	Total PLN + IPP		84	3.448,3

Tabel C4.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No.	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	JTM (kms)	12.302	13.106	14.325	15.049	15.736	16.240	16.537	16.794	17.149	17.352
2	JTR (kms)	13.688	14.477	15.706	16.870	17.804	18.088	18.591	18.796	19.209	19.449
3	Gardu Distribusi (MVA)	1.106	1.228	1.553	1.944	2.062	2.090	2.110	2.156	2.193	2.302

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

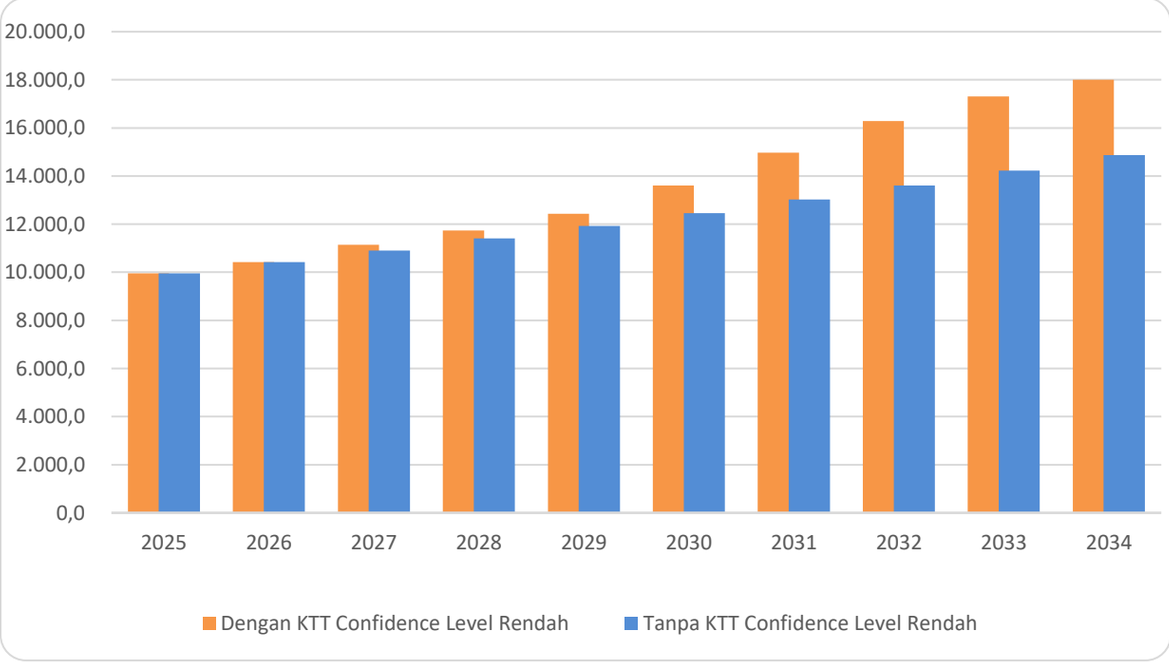
C4.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI SULSEL

Makassar sebagai ibukota Provinsi Sulawesi Selatan telah tumbuh menjadi daerah industri dan sekaligus sebagai pusat perdagangan untuk Kawasan Timur Indonesia (KTI). Perkembangan ekonomi Kota Makassar dan sekitarnya memberikan kontribusi paling besar terhadap pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Selatan. Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Selatan dalam 5 tahun terakhir (2020-2024) rata-rata 4,06% per tahun.

Pertumbuhan ekonomi yang tinggi tersebut telah mendorong peningkatan kebutuhan listrik yang juga tumbuh signifikan. Seiring akan berlakunya UU No. 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara, sudah ada beberapa investor yang mengajukan permohonan sambungan listrik ke PLN

untuk keperluan industri pengolahan bahan tambang (*smelter*) di beberapa daerah seperti di Kabupaten Bantaeng dan Kabupaten Luwu.
Rencana kebutuhan daya dari industri ini bisa mencapai 200 MW dan bahkan bisa lebih. Oleh karena itu perlu diimbangi dengan penyediaan kapasitas listrik yang memadai dan andal agar momentum pertumbuhan ekonomi dapat tetap terjaga dengan baik. Selain itu, sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi puskesmas di kecamatan yang tersebar di satu kabupaten di Provinsi Sulawesi Selatan.
Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir (2020-2024) rata-rata mencapai 9,34% per tahun. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Sulawesi Selatan, selain terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL) juga terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Oleh karena itu, untuk Provinsi Sulawesi Selatan terdapat 2 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT.

Perbandingan proyeksi kebutuhan listrik kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C4.3.



Gambar C4.3. Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor rumah tangga dan industri. Pertumbuhan industri pertambangan dan *smelter* saat ini bertumbuh dengan cepat sehubungan dengan pembatasan pemerintah untuk melakukan ekspor hasil tambang mineral tanpa melalui proses pengolahan. Dengan adanya pembatasan ekspor tersebut, mendorong pihak swasta untuk membangun *smelter* dan pabrik pengolahan di Indonesia. Banyaknya calon pelanggan industri *smelter* dan pabrik pengolahan (selanjutnya disebut KTT atau konsumen tegangan tinggi) di Sulawesi Selatan mendorong meningkatnya proyeksi pertumbuhan penjualan tenaga listrik.
Pada umumnya, industri *smelter* dan pabrik pengolahan akan membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga tentunya akan membutuhkan investasi yang besar pula. Terdapat potensi risiko tidak jadinya pembangunan *smelter* ataupun pabrik pengolahan barang tambang. Oleh karena itu, seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan

tenaga listrik dengan mempertimbangkan *confidence level* operasi dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga, realisasi pelaksanaan pembangunan infrastruktur untuk menyuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila *confidence level* dari potensi pelanggan KTT telah tinggi.
Berdasarkan kondisi tersebut di atas dan adanya calon pelanggan besar *smelter*, memperhatikan pertumbuhan ekonomi regional, target pencapaian rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, serta mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi COVID-19 maka proyeksi kebutuhan listrik 2025-2034 diperlihatkan pada Tabel C4.6, Tabel C4.7 dan Tabel C4.8

Tabel C4.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	3.799,9	3.995,4	4.195,2	4.398,7	4.605,9	4.822,6	5.049,8	5.286,7	5.535,2	5.795,9
2	Bisnis	1.401,4	1.473,9	1.547,0	1.620,6	1.694,6	1.771,7	1.852,6	1.936,4	2.024,1	2.115,7
3	Publik	700,5	732,9	765,5	798,1	830,7	864,6	899,9	936,3	974,2	1.013,7
4	Industri	4.051,9	4.221,0	4.633,4	4.915,1	5.306,1	6.153,6	7.172,1	8.123,7	8.774,6	9.085,7
Jumlah		9.953,7	10.423,2	11.141,1	11.732,5	12.437,3	13.612,5	14.974,4	16.283,1	17.308,1	18.011,1
Pertumbuhan %		7,9	4,7	6,9	5,3	6,0	9,4	10,0	8,7	6,3	4,1

Tabel C4.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	2.784,0	2.890,5	2.999,4	3.110,3	3.223,2	3.341,3	3.465,2	3.594,2	3.729,7	3.871,8
2	Bisnis	130,0	135,8	141,7	147,5	153,4	159,6	166,0	172,7	179,7	187,1
3	Publik	69,3	72,0	74,7	77,5	80,2	83,0	86,0	89,0	92,2	95,5
4	Industri	4,3	4,5	4,6	4,8	5,0	5,2	5,5	5,7	5,9	6,1
Jumlah		2.987,5	3.102,8	3.220,4	3.340,1	3.461,9	3.589,2	3.722,6	3.861,7	4.007,5	4.160,5
Pertumbuhan %		3,9	3,9	3,8	3,7	3,6	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8

Tabel C4.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	5,5	9.954	10.959	1.684	2.987.549
2026	5,4	10.423	11.461	1.752	3.102.801
2027	5,3	11.141	12.230	1.859	3.220.429
2028	5,1	11.733	12.864	1.946	3.340.140
2029	5,0	12.437	13.620	2.049	3.461.906
2030	5,0	13.612	14.882	2.227	3.589.191
2031	5,0	14.974	16.345	2.433	3.722.631
2032	5,0	16.283	17.750	2.629	3.861.685
2033	5,0	17.308	18.849	2.788	4.007.533
2034	5,0	18.011	19.602	2.895	4.160.512
Pertumbuhan	5,12	6,8%	6,7%	6,2%	3,7%

Seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan tenaga listrik dengan mempertimbangkan tingkat kepastian dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga realisasi pelaksanaan pembangunan

infrastruktur dapat disesuaikan apabila tingkat kepastian dari potensi pelanggan KTT telah tinggi.
Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah memperhitungkan kebutuhan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI) dan seluruh potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Sulawesi Selatan baik yang tingkat kepastiannya tinggi (sudah PJBTL) maupun tingkat kepastiannya rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU).
Daftar calon pelanggan besar di Sulawesi Selatan dengan *confidence level* yang masih rendah diperlihatkan pada Tabel C4.9

Tabel C4.9. Daftar KTT dengan *Confidence Level* Rendah

Nama KTT/KI/KEK	Perkiraan Tahun Awal Kebutuhan	Kapasitas Kebutuhan Total (MVA)
PT Buttatoa Smelter Pratama	2027	236
PT Huayou Int Mining (Maili)	2027	71
PT Huadi Dowstone	2027	80
PT Huadi 6 (Yatai SS)	2027	30
PT Indo Nickel Industri (Citra Lampia)	2028	236
PT Huadi 4 (Hengsheng) Tahap 2	2032	220
Total MVA		873

Untuk memenuhi kebutuhan daya calon pelanggan KTT dengan tingkat kepastian rendah di atas, perlu ditambahkan infrastruktur pembangkit, transmisi, dan gardu induk yang ditampilkan pada Tabel C4.10 hingga Tabel C4.12. Kebutuhan infrastruktur transmisi dan gardu induk tersebut seperti SUTT 150 kV dan *extension* Gardu Induk untuk kebutuhan suplai dari masing-masing pelanggan KTT merupakan infrastruktur yang dibutuhkan di luar kebutuhan infrastruktur bersama yang telah direncanakan di Sulawesi Selatan. Infrastruktur transmisi dan gardu induk bersama yang telah direncanakan di Sulawesi Selatan, yaitu pembangunan SUTET 275 kV jalur Sulawesi Selatan mulai dari GITET Palopo – GITET Bakaru 2 – GITET Sidrap – GITET Daya Baru – GITET Bantaeng *Switching* sepanjang 950 kms dengan rencana COD tahun 2028.

Tabel C4.10. Rencana Pembangunan Pembangkit Untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	Sulbagsel	PLTGU /G/MG	Sulbagsel 2	300	2027	2027	Rencana	IPP
2	Sulbagsel	PLTM	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	100	2029	2029	Rencana	IPP
3	Sulbagsel	PLTM	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	100	2030	2030	Rencana	IPP
4	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	800	2031	2031	Rencana	IPP

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
5	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	600	2032	2032	Rencana	IPP
6	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	400	-	2033	Rencana	IPP
7	Sulbagsel	PLTB + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	200	-	2028	Rencana	IPP
8	Sulbagsel	PLTB + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	200	-	2031	Rencana	IPP
9	Sulbagsel	PLTB + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	200	-	2033	Rencana	IPP
10	Sulbagsel	PLTS + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	200	-	2028	Rencana	IPP
11	Sulbagsel	PLTS + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	200	-	2031	Rencana	IPP
12	Sulbagsel	PLTS + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	300	-	2033	Rencana	IPP
	Total			3900				

Tabel C4.11. Rencana Infrastruktur Transmisi untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Tahun COD	Status
1	Bantaeng *Switching*	PT Buttatoa *Smelter* Pratama	150	New, 2 cct, SUTT	2	2027	Rencana
2	Malili	PT Huayou Int *Mining* (Maili)	150	New, 2 cct, SUTT	27	2027	Rencana
3	Bantaeng *Switching*	PT Huadi Dowstone	150	New, 2 cct, SUTT	2	2027	Rencana
4	Bantaeng *Switching*	PT Huadi 6 (Yatai SS)	150	New, 2 cct, SUTT	2	2027	Rencana
5	Malili	PT Indo Nickel Industri (Citra Lampia)	150	New, 2 cct, SUTT	30	2028	Rencana
6	GITET Malili	Malili	150	New, 2 cct, SUTT	10	2029	Rencana
7	Bantaeng *Switching*	PT Huadi 4 (Hengsheng) Tahap 2	150	New, 2 cct, SUTT	2	2032	Rencana

Tabel C4.12. Rencana Infrastruktur Gardu Induk untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No.	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext/ Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Bantaeng *Switching*	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Buttatoa Smelter Pratama	2027	Rencana
2	Malili	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Huayou Int Mining (Maili)	2027	Rencana
3	Bantaeng *Switching*	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Huadi Dowstone	2027	Rencana
4	Bantaeng *Switching*	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Huadi 6 (Yatai SS)	2027	Rencana
5	Malili	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Indo Nickel Industri (Citra Lampia)	2028	Rencana
6	GITET Malili	275/150	*New*	2x250	2029	Rencana
7	Bantaeng *Switching*	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Huadi 4 (Hengsheng) Tahap 2	2032	Rencana

Rencana pembangunan infrastruktur untuk suplai pelanggan KTT pada tabel di atas sangat tergantung pada kepastian *demand* calon pelanggan serta skema bisnisnya. Perlu dilakukan kajian lebih lanjut terkait konfigurasi jaringan untuk rencana suplai calon pelanggan KTT tersebut. Jika terjadi perubahan *demand* baik kebutuhan dayanya maupun teknologi yang digunakan, maka akan dapat mengubah rencana infrastruktur ketenagalistrikan yang sudah direncanakan sebelumnya. Sehingga infrastruktur untuk suplai pelanggan KTT akan dibangun jika sudah ada kepastian dari *demand* tersebut.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

C4.3 PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana tenaga listrik meliputi pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Sulawesi Selatan dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan listrik dan ketersediaan potensi energi primer setempat serta sebaran penduduknya. Untuk sistem-sistem *isolated* yang jam nyala operasinya masih di bawah 24 jam serta tidak dapat disambungkan ke *grid*, rencana pengembangannya akan dibangun PLTS beserta BESS agar jam nyala operasinya menjadi 24 jam.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Sulawesi Selatan mempunyai banyak sumber energi primer terutama berupa tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA. Potensi tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA dan PLTM. Selain itu, juga terdapat potensi gas alam di Kabupaten Wajo dengan cadangan terukur sebesar 470

BSCF. Potensi energi air yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 1.409,9 MW yang tersebar di 34 lokasi. Di beberapa kabupaten di Sulawesi Selatan terdapat potensi batubara, namun jumlah cadangan terukur hanya 37,3 juta ton [1].
Potensi energi bayu yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 400 MW yang tersebar di 7 lokasi. Potensi energi *hybrid* yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 18,84 MW yang tersebar di satu lokasi di Pulau Selayar dan Pulau Kaledupa. Potensi energi sampah yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 20 MW yang tersebar di satu lokasi di Makassar. Potensi energi biomassa yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 29,6 MW yang tersebar di 3 lokasi. Potensi energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 85 MW yang tersebar di 3 lokasi.

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Selatan.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan listrik di Provinsi Sulawesi Selatan sebagian besar berada di area bagian selatan yaitu di Kota Makassar dan sekitarnya. Sedangkan potensi energi primer (hidro dan gas) berada di bagian utara dan tengah Provinsi ini. Kondisi ini menjadi persoalan tersendiri terkait dengan kestabilan sistem karena transmisi yang menghubungkan pusat pembangkit ke pusat beban sangat panjang. PLTA baru yang direncanakan akan dibangun adalah PLTA Bakaru-II, PLTA Poko dan PLTA Malea. Selain itu, dengan besarnya pemanfaatan EBT di Sistem Sulbagsel, terdapat risiko variasi musim yang menurunkan daya mampu pembangkit EBT khususnya PLTA. Risiko variasi musim ini terjadi pada tahun 2023 sehingga terjadi kondisi defisit. Untuk mengatasi kondisi defisit tersebut, PLN telah melakukan penambahan sewa pembangkit serta merencanakan relokasi pembangkit dengan utilitas rendah dari sistem lainnya.
Selain itu, untuk memenuhi kebutuhan listrik yang tumbuh cepat, direncanakan akan dibangun pembangkit non BBM dengan lokasi mendekati pusat beban yaitu PLTGU maupun sewa/relokasi/kerjasama pembangkit lainnya yang masuk dalam program *National Mobile Reserve Margin*. Beban di Sulsel juga akan dipenuhi dari beberapa pembangkit PLTA antara lain PLTA Poso, PLTA Poko, PLTA Bakaru. Terdapat PLTA lain juga yang potensial untuk dibangun namun masih terkendala belum adanya FS, masalah perijinan dan lainnya. Di samping itu akan dikembangkan pembangkit EBT lain seperti PLTB di Sulawesi Selatan. Mengingat besarnya potensi angin di area-area tersebut dan kebutuhan listrik yang cukup besar, pengembangan lebih lanjut dari PLTB sebesar 60 MW masih dimungkinkan. Namun, dengan dikembangkannya pembangkit yang bersifat *intermittent*, maka dapat memberikan pengaruh yang signifikan pada stabilitas sistem kelistrikan di Sulawesi Bagian Selatan. Oleh karena itu, kesiapan pembangkit *follower* sangat dibutuhkan. Opsi lain adalah dengan menyediakan *Battery Energy Storage System* (BESS) sehingga dampak *intermittency* terhadap sistem dapat dieliminasi.
Memperhatikan kriteria keandalan serta kekuatan sistem, pengembangan kuota EBT di Sistem Sulbagsel, khususnya yang berkapasitas besar, menggunakan urutan prioritas sebagai berikut :

[1] Sumber: informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Sulsel.

1. Diutamakan titik interkoneksi ke jaringan 275 kV untuk memperkuat *backbone* sistem kelistrikan dan menghindari isu *overload* di jaringan;
2. Untuk mereduksi isu *mismatch* antara *demand* dan *supply* (potensi PLTA) maka dapat menggunakan titik interkoneksi ke GITET eksisting dan terdekat;
3. Untuk menjaga keandalan sistem, titik interkoneksi pembangkit tidak diutamakan pada jaringan radial atau ujung;
4. Tidak diutamakan interkoneksi di 20 kV, mengingat PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar untuk memperkuat sistem kelistrikan bukan sub sistem.

Rencana Pengembangan VRE dengan BESS di Sistem Sulbagsel

Penggunaan BESS untuk kebutuhan *smoothing* biasanya digunakan agar tegangan dan frekuensi sistem tetap dalam batas aman. Demikian pula untuk kebutuhan *firming*, namun untuk yang kedua biasanya diprasyaratkan untuk sistem yang kuota penambahan pembangkit VRE-nya sudah terlewati. Untuk *firming*, biasanya kebutuhan BESS yang diprasyaratkan relatif besar. Dengan harga BESS yang masih mahal, VRE dengan persyaratan BESS *firming* akan menghadapi tantangan yang besar karena secara teknis harus bersaing dengan pembangkit *base loader* yang andal (seperti PLTU dan PLTA) dan secara finansial setidaknya harus setara dengan biaya operasi di beban dasar atau tidak lebih tinggi dari *marginal cost* sistem.

PLN dan konsultan (LAPI ITB) telah melakukan kajian terkait kuota VRE yang dapat diserap oleh sistem-sistem kelistrikan besar PLN. Untuk Sistem kelistrikan Sulbagsel contohnya, sistem ini hingga tahun 2032 mempunyai kuota VRE sebesar 190 MW, dengan catatan terdapatnya beban-beban pelanggan *smelter*. Kuota ini sudah diisi oleh 130 MW PLTB eksisting dan 60 PLTB tersebar (PLTB Sulbagsel kuota tersebar). Namun, terdapat usulan ESDM untuk menambahkan 70 MW PLTB (COD 2026) mempertimbangkan potensi angin yang cukup besar di Sulawesi Selatan, sehingga karena kuota VRE sudah penuh dan secara teknis tidak dapat ditambahkan lagi VRE ke Sistem Sulbagsel, maka penambahan PLTB diprasyaratkan dengan skema BESS *firming* dan secara finansial tidak lebih dari 7 cent/kWh dan dilengkapi dengan fasilitas *weather forecast* untuk kepastiaan *wind profile*.

Kajian LAPI ITB memberikan hasil untuk tambahan kuota VRE dengan 3 (tiga) skenario sebagai berikut :

Tabel C4.13 Hasil Simulasi Kuota VRE Sistem Sulbagsel

Simulasi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tanpa *Smelter*	0	0	0	0	160	210	210	210	210	210
Smelter 388 MVA (+SWC 20%)	0	0	0	0	80	130	130	130	130	130
Smelter 865 MVA (+SWC 20%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Untuk skenario 1 (Tanpa *smelter*), diasumsikan tidak ada fluktuasi beban *smelter*. Pada skenario ini sistem mampu mengatasi fluktuasi 160 MW VRE pada tahun 2025, dan 210 MW pada tahun 2030.

Skenario 2 dengan 388 MVA *smelter* dengan tambahan *static watt compensator* (SWC). Pada skenario ini *smelter* diasumsikan masuk hanya sebesar 388 MVA dengan tambahan 20% SWC sesuai persyaratan dalam perjanjian jual beli tenaga listrik dengan PLN (SPJBTL). Kuota tambahan VRE yang masuk pada tahun 2025 sebesar 80 MW dan pada tahun 2030 sebesar 130 MW.

Pada skenario 3, skenario yang dianggap paling realistis/*most likely to happen*, *smelter* diasumsikan masuk sebesar 865 MW (sesuai SPJBTL) dengan tambahan

20% SWC. Hasil kajian memperlihatkan tidak ada tambahan kuota VRE yang bisa ditambahkan lagi di Sistem Sulbagsel.
Untuk perhitungan PLTB *firming* ini harus dilakukan secara detail dan mendalam sehingga tidak terjadi risiko yang berakibat pada keandalan Sistem Sulbagsel, mengingat dari sisi *demand* pada sistem ini juga terdapat potensi volatilitas yang besar dari *smelter.* Jika PLTB *firming* tersebut secara kajian teknis dan finansial tidak layak maka perlu dicari alternatif pembangkit lain yang lebih sesuai. Di Sistem Sulbagsel sendiri sudah banyak potensi PLTA yang siap dikembangkan. PLTA juga dapat menjawab tantangan sistem untuk mengompensasi volatilitas VRE dan *smelter*.
Untuk sistem tenaga listrik *isolated* di Kabupaten Selayar, akan dibangun pembangkit *dual fuel engine* (PLTMG) guna memenuhi kebutuhan jangka panjang. Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.
Pada beberapa sistem telah dibuka kuota PLTB serta PLTS dengan BESS yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak *intermittent* dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.
Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTGU/G/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS+BESS sangat tinggi. Selain itu, variasi musim yang sering terjadi seperti fenomena El Nino dan sebagainya mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.
Khusus untuk Sistem Sulbagsel direncanakan penambahan BESS untuk mengoptimalkan pembangkit *base load* seperti PLTP dan PLTA *run of river* baik yang sudah eksisting maupun masih dalam tahap rencana. BESS akan dimanfaatkan untuk menyimpan energi berlebih pada saat kondisi beban rendah (pagi hari) dan energi tersebut digunakan kembali pada malam hari khususnya saat beban puncak (*shifting*). Hal ini akan memberikan dampak positif pada pengurangan pemakaian pembangkit berbahan bakar gas yang pada umumnya memiliki BPP tinggi. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTGU/G/MG.

Tabel C4.14, Tabel C4.15, dan Tabel C4.16 berikut menampilkan daftar rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Selatan.

Tabel C4.14. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit Skenario RE *Base* (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTS + BESS	5	7	12	-	-	-	-	-	-	-	24
BESS (MWh)	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	5
Jumlah	5	7	12	-	-	-	-	-	-	-	24
SH-PLN											
PLTGU	-	-	400	-	-	-	-	-	-	-	400
PLTMG	-	10	-	10	-	-	-	-	-	-	20
PLTA	-	-	-	140	-	125	-	-	-	-	265
Jumlah	-	10	400	150	-	125	-	-	-	-	685
IPP											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	80	-	80
PLTGU	-	-	300	-	-	-	-	-	-	-	300
PLTM	25	-	-	70	100	100	-	-	-	-	295
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-	200
PLTS + BESS	-	-	0,35	51	3	2	54	0,3	50		160
PLTB + BESS	-	60	70	-	-	-	-	-	-	-	130
PLTSa	-	-	-	-	-	26	-	-	-	-	26
BESS (MWh)	-	12	14	10	1	0,4	11	0,1	10	-	58
Jumlah	25	60	370	121	103	128	54	0,3	330	-	1.191
Total											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	80	-	80
PLTGU	-	-	700	-	-	-	-	-	-	-	700
PLTMG	-	10	-	10	-	-	-	-	-	-	20
PLTM	25	-	-	70	100	100	-	-	-	-	295
PLTA	-	-	-	140	-	125	-	-	200	-	465
PLTS + BESS	5	7	13	51	3	2	54	0,3	50	-	184
PLTB + BESS	-	60	70	-	-	-	-	-	-	-	130
PLTSa	-	-	-	-	-	26	-	-	-	-	26
BESS (MWh)	1	13,3	17	10	1	0,4	11	0,1	10	-	63
Jumlah	30	77	783	271	103	252	54	0,3	330	-	1.900

Tabel C4.15. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit Skenario ARED (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTS + BESS	5	7	12	-	-	-	-	-	-	-	24
BESS (MWh)	1	1	2	-	-	-	-	-	591	-	596
Jumlah	5	7	12	-	-	-	-	-	-	-	24
SH-PLN											
PLTGU	-	-	400	-	-	-	-	-	-	-	400
PLTMG	-	10	-	10	-	-	-	-	-	-	20
PLTA	-	-	-	140	-	125	-	-	-	-	265
Jumlah	-	10	400	150	-	125	-	-	-	-	685
IPP											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	80	-	80
PLTGU	-	-	300	-	-	-	-	-	-	-	300
PLTM	25	-	-	70	100	100	-	-	-	-	295
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-	200
PLTS + BESS	-	-	0,35	251	54	170	254	0,3	400	-	1.129
PLTB + BESS	-	60	70	200	-	100	200	-	300	-	930
PLTSa	-	-	-	-	-	26		-	-	-	26
BESS (MWh)	-	12	14	90	11	54	91	0,1	140	-	412
Jumlah	25	60	370	521	154	396	454	0,3	980	-	2.960
Total											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	80	-	80
PLTGU	-	-	700	-	-	-	-	-	-	-	700
PLTMG	-	10	-	10	-	-	-	-	-	-	20
PLTM	25	-	-	70	100	100	-	-	-	-	295
PLTA	-	-	-	140	-	125	-	-	200	-	465
PLTS + BESS	5	7	13	251	54	170	254	0,3	400	-	1.153
PLTB + BESS	-	60	70	200	-	100	200	-	300	-	930
PLTSa	-	-	-	-	-	26	-	-	-	-	26
BESS (MWh)	1	13,3	17	90	11	54	91	0,1	731	-	1.008
Jumlah	30	77	783	671	154	520	454	0,3	980	-	3.669

Tabel C4.16. Daftar Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi /Nama Pembangkit	Kapasitas (MW/MWh)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	*Isolated*	PLTS	Lisdes	5,12	2025	2025	Rencana	PLN
2	*Isolated*	PLTS	Lisdes	6,66	2026	2026	Rencana	PLN
3	*Isolated*	PLTMG	Selayar	10	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
4	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Selatan	0,351	2027	2027	Rencana	IPP
5	*Isolated*	PLTS	Lisdes	12,15	2027	2027	Rencana	PLN
6	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Selatan	0,858	2028	2028	Rencana	IPP
7	*Isolated*	PLTMG	Selayar 2	10	2028	2028	Rencana	SH-PLN
8	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Selatan	2,912	2029	2029	Rencana	IPP
9	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Selatan	1,868	2030	2030	Rencana	IPP
10	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Selatan	3,848	2031	2031	Rencana	IPP
11	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Selatan	0,3	2032	2032	Rencana	IPP
12	Sulbagsel	PLTM	Bungin III	5	2025	2025	Konstruksi	IPP
13	Sulbagsel	PLTM	Salu Noling	10	2025	2025	Konstruksi	IPP
14	Sulbagsel	PLTM	Tomoni	10	2025	2025	Konstruksi	IPP
15	Sulbagsel	PLTGU/G/ MG/Relokasi/Sewa	MPP Indonesia 1	200*	2025	2025	Rencana	PLN
16	Sulbagsel	PLTB + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	60	2026	2026	Pengadaan	IPP
17	Sulbagsel	PLTB + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	70	2027	2027	Rencana	IPP
18	Sulbagsel	PLTGU/G/ MG	Sulbagsel	400	2027	2027	Rencana	SH-PLN
19	Sulbagsel	PLTGU/G/ MG	Sulbagsel 2	300	2027	2027	Rencana	IPP
20	Sulbagsel	PLTA	Bakaru 2	2x70	2028	2028	Pengadaan	SH-PLN
21	Sulbagsel	PLTM	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	70	2028	2028	Rencana	IPP
22	Sulbagsel	PLTS + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	50	2028	2028	Rencana	IPP
23	Sulbagsel	PLTB + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	200		2028	Rencana	IPP
24	Sulbagsel	PLTS + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	200		2028	Rencana	IPP
25	Sulbagsel	PLTS + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	51		2029	Rencana	IPP
26	Sulbagsel	PLTM	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	100	2029	2029	Rencana	IPP

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi /Nama Pembangkit	Kapasitas (MW/MWh)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
27	Sulbagsel	PLTA	Pokko	3x41,5	2030	2030	Rencana	SH-PLN
28	Sulbagsel	PLTB + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	100		2030	Rencana	IPP
29	Sulbagsel	PLTSa	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	26	2030	2030	Rencana	IPP
30	Sulbagsel	PLTS + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	168		2030	Rencana	IPP
31	Sulbagsel	PLTM	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	100	2030	2030	Rencana	IPP
32	Sulbagsel	PLTS + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	50	2031	2031	Rencana	IPP
33	Sulbagsel	PLTB + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	200		2031	Rencana	IPP
34	Sulbagsel	PLTS + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	200		2031	Rencana	IPP
35	Sulbagsel	PLTA	Buttu Batu	2x100	2033	2033	Pengadaan	IPP
36	Sulbagsel	PLTP	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	80	2033	2033	Rencana	IPP
37	Sulbagsel	PLTS + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	50	2033	2033	Rencana	IPP
38	Sulbagsel	PLTS + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	50		2033	Rencana	IPP
39	Sulbagsel	PLTB + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	100		2033	Rencana	IPP
40	Sulbagsel	PLTB + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	200		2033	Rencana	IPP
41	Sulbagsel	PLTS + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	300		2033	Rencana	IPP
42	Sulbagsel	BESS	BESS Sulbagsel	591		2033	Rencana	PLN
	Total			3.669				

Catatan :
Rencana tambahan pembangkit yang terhubung pada Gardu Induk sudah mempertimbangkan kecukupan lahan dan investasi untuk kebutuhan Extension Bay pembangkit.
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastrukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun.

Penambahan PLTGU khususnya dalam rentang tahun 2023 hingga tahun 2027 sangat diperlukan sehubungan dengan tidak jadinya pelaksanaan relokasi PLTGU dari Sistem Jawa serta adanya peningkatan permintaan dari potensi pelanggan KTT *smelter*. Relokasi PLTGU Sistem Jawa tidak jadi dilakukan karena dibutuhkannya PLTGU tersebut untuk memitigasi masuknya pembangkit *intermittent* dalam Sistem Jawa.

Penambahan PLTGU baru dalam skala besar diperlukan pada umumnya karena peningkatan permintaan pelanggan KTT *smelter* yang sangat besar dan dalam waktu yang cepat. Sehingga penambahan PLTGU baru menjadi opsi yang paling dapat dilakukan karena diperlukan waktu yang lama untuk membangun pembangkit EBT *firming* seperti PLTA.
Pada Sistem Sulbagsel, direncanakan penambahan pembangkit permanen berbahan bakar gas atau LNG sebesar 1.200 MW. Penempatan lokasi pembangkit tersebut akan diletakkan pada 3 lokasi yaitu Bantaeng (Kluster Huadi – Sulawesi Selatan), Pomalaa/Kolaka (Kluster Poci – Sulawesi Tenggara) dan Andowia (Kluster Kemo – Sulawesi Tenggara). Selain itu, terdapat tambahan pembangkit gas sebesar 900 MW yang khusus untuk pelanggan-pelanggan KTT dengan *confidence level* rendah. Pelaksanaan pembangunan pembangkit gas 900 MW ini akan dilakukan apabila *confidence level* KTT tersebut sudah tinggi.
Penambahan pembangkit permanen 1.200 MW di atas, dibutuhkan bertahap mulai tahun 2025. Namun memperhatikan kemampuan konstruksi, ketersediaan mesin pembangkit di pasar serta penentuan skema anggaran dan evaluasi porsi keikutsertaan Sub-Holding, diperkirakan pembangunan pembangkit permanen tersebut diproyeksikan selesai pada tahun 2027. Untuk memenuhi kekurangan daya hingga pembangkit permanen beroperasi di tahun 2027, maka pada tahun 2025 dan 2026 akan dilakukan sewa pembangkit ataupun relokasi pembangkit. Upaya peningkatan kapasitas PLTGU Sengkang dari 210 MW ke 315 MW pada 2025 juga menjadi opsi peningkatan kemampuan pasok Sistem Sulbagsel. Pada tahun 2026, terdapat beberapa alternatif lainnya untuk memenuhi kebutuhan penambahan daya pembangkit yaitu sewa pembangkit maupun relokasi pembangkit. Upaya percepatan pembangunan pembangkit baru tetap akan diupayakan. Apabila pelaksanaan pembangunan pembangkit permanen baru dapat dilakukan sebelum tahun 2027, maka tidak diperlukan penambahan sewa pembangkit. Selain itu, jika alternatif relokasi pembangkit dapat digunakan secara permanen di Sistem Sulbagsel, maka kapasitas pembangunan pembangkit permanen baru dapat dikurangi dengan mempertimbangkan *lead time* pengadaan pembangkit baru serta tanpa mengganggu proses yang telah berjalan agar tidak terjadi risiko keterlambatan proyek. Selain merencanakan pembangkit pada daftar pembangkit Tabel C4.11, juga terdapat rencana penggunaan pembangkit *National Mobile Reserve Margin* seperti PLTGU/G/MG MPP Indonesia 1 khusus untuk pelanggan *smelter* di Provinsi Sulawesi Selatan yang membutuhkan pelayanan dalam waktu cepat sebelum pembangkit jangka panjangnya dapat beroperasi. Pembangkit *National Mobile Reserve Margin* dapat berjenis PLTGU/PLTG/PLTMG dengan kapasitas besar karena waktu pembangunannya yang relatif cepat. Pembangkit *National Mobile Reserve Margin* tersebut juga direncanakan berlokasi di dekat lokasi *smelter*. Rencana ini sangat tergantung pada kepastian calon pelanggan untuk dilayani oleh PLN.

Opsi Pemanfaatan Sumur Gas di Provinsi Sulawesi Selatan

Di Provinsi Sulawesi Selatan, terdapat pembangkit PLTGU Sengkang 315 MW (IPP) yang menggunakan gas dari sumur gas Sengkang. Kontrak pembangkit ini telah berakhir pada tahun 2022, sementara *resources* gas Sengkang masih ada, meskipun tidak sebesar awal. Untuk tetap memanfaatkan potensi gas Sengkang serta meningkatkan daya mampu Sistem Sulbagsel, PLN telah mengakuisisi PLTGU Sengkang 315 MW. Pemanfaatan PLTGU Sengkang direncanakan selama 10 tahun sesuai informasi jumlah cadangan sumber gas di Sengkang. Apabila di masa mendatang, ditemukan cadangan sumber gas baru di sekitar Sengkang, maka masa pemanfaatan PLTGU Sengkang dapat diperpanjang.

Selain itu, terdapat opsi rencana jangka pendek untuk merelokasi MPP Paya Pasir dari Sumatera ke lokasi Sengkang dan penambahan PLTD sewa. Kedua rencana tersebut bertujuan untuk meningkatkan daya mampu Sistem Sulbagsel secara cepat khususnya mitigasi dampak variasi musim di PLTA, untuk melayani pelanggan KTT, serta meningkatkan utilitas MPP Paya Pasir.

Potensi EBT di Provinsi Sulawesi Selatan

Di Provinsi Sulawesi Selatan terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTA	Bakaru 3	128	MW
PLTA	Baliase	10,9	MW
PLTA	Bonto Batu	90	MW
PLTA	Kalaena I	75	MW
PLTA	Paleleng	134	MW
PLTA	Pongbembe	18	MW
PLTA	Pongkeru	92	MW
PLTA	Salu Uro	90	MW
PLTA	Seko 1	480	MW
PLTA	Tumbuan 1	300	MW
PLTM	Bambalu	0,3	MW
PLTM	Eremerasa	1,2	MW
PLTM	Bissappu	1,5	MW
PLTM	Bontotene (Takapala)	1,7	MW
PLTM	Pasui	1,9	MW
PLTM	Kadundung	3,2	MW
PLTM	Kindang	3,5	MW
PLTM	Kondongan	3,5	MW
PLTM	Banua	4	MW
PLTM	Kahaya	4	MW
PLTM	Malua	4,6	MW
PLTM	Bungin	5	MW
PLTM	Mallawa	5	MW
PLTM	Benteng Malewang	5,2	MW
PLTM	Patikala	6	MW
PLTM	Salupaku	6	MW
PLTM	Tangka BT. Salama	6,3	MW
PLTM	Pesui-2	6,4	MW
PLTM	Minrasak	6,6	MW
PLTM	Baliase A	7	MW
PLTM	Rongkong 2	7,6	MW
PLTM	Rongkong 3	7,6	MW
PLTM	Miting Hulu 2	8	MW
PLTM	Rongkong	8,1	MW
PLTM	Baliase	9	MW
PLTM	Datara	9,5	MW
PLTM	Bungin 2	10	MW
PLTM	Minanga	10	MW
PLTM	Salu Noling	10	MW
PLTM	Tomoni	10	MW
PLTP	Limbong #1	5	MW
PLTP	Limbong #2	5	MW
PLTB	Selayar	5	MW
PLTB	Sidrap II	50	MW

PLTB	Takalar	60	MW
PLTB	Sidrap Expansion	63	MW
PLTB	Jeneponto II	72	MW
PLTB	Bulukumba	50	MW
PLTB	Bantaeng	84	MW
PLTB	Pinrang	70	MW
PLTS + PLTB	Pulau Selayar	10,1	MW
PLTS	Marioriawa	0,05	MW
PLTS	Liukang Tangaya	0,05	MW
PLTS + Battery	Selayar	8	MW
PLTS+ Battery	Kaledupa	0,74	MW
PLTS	PLTS Majene	25	MW
PLTS	PLTS Kendari	35	MW
PLTS	PLTS Wotu	20	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem dan bukan berdasarkan provinsi. Kuota pengembangan EBT tersebut dapat dipenuhi oleh seluruh potensi yang terletak pada lokasi sistem tersebut walaupun berbeda provinsi. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Untuk menjamin keandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi telah mempertimbangkan evakuasi daya pembangkit sesuai skenario RE *base* maupun ARED termasuk program strategis pendukung ARED yaitu *Green Enabling Super Grid.* Potensi hidro yang dapat dikembangkan menjadi pembangkit listrik banyak berlokasi di bagian tengah Pulau Sulawesi. Untuk menyalurkan potensi PLTA ke pusat-pusat beban, termasuk untuk melayani beban *smelter* di Kabupaten Bantaeng (bagian selatan Provinsi Sulawesi Selatan), direncanakan akan dibangun transmisi *Extra High Voltage* (EHV) dengan level tegangan 275 kV. Transmisi 275 kV yang akan melintas di Provinsi Sulawesi Selatan (Jalur Selatan) ini merupakan 1 (satu) dari 4 (empat) jalur *Green Enabling Super Grid* Sulawesi yang direncanakan, dan secara keseluruhan akan selesai pada tahun 2031. Transmsi 275 kV yang akan dibangun ini akan memperluas jalur *Backbone* Sulawesi yang sudah ada. *Backbone* Sulawesi Jalur Selatan ini meliputi ruas transmisi GITET Bakaru 2 – GITET Palopo, GITET Bakaru 2 – GITET Sidrap – GITET Daya Baru – GITET Bantaeng *Switching*, direncanakan COD tahun 2028. Pembangunan SUTET 275 kV Jalur Selatan ini juga merupakan bagian dari program GECS (*Green Energy Corridor Sulawesi*). Selain itu, juga dilakukan pengembangan transmisi 150 kV yang diarahkan untuk evakuasi daya dari pembangkit lainnya, dan untuk mengatasi *bottleneck*. Ruas transmisi yang direncanakan akan dibangun dapat dilihat pada Tabel C4.17, Tabel C4.18, dan Tabel C4.19.

Tabel C4.17. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275 kV	-	478	-	956	532	-	360	-	-	-	2.326
150 kV	206	-	43	79	10	-	170	2	4	-	514
Total	206	478	43	1.035	542	-	530	2	4	-	2.840

Tabel C4.18. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275 kV	-	478	-	956	532	-	360	-	-	-	2.326
150 kV	206	-	43	79	10	-	170	2	4	-	514
Total	206	478	43	1.035	542	-	530	2	4	-	2.840

Tabel C4.19. Daftar Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
1	Punagaya	Bantaeng switching	150	*New*, 2 cct, SUTT	132	2025	2025	Pengadaan
2	Bengo	Soppeng	150	*New*, 2 cct, SUTT	74	2025	2025	Konstruksi
3	GITET Wotu	GITET Bungku	275	*New*, 2 cct, SUTET	478	2026	2026	Pengadaan
4	PLTB Sulbagsel (Kuota) Tersebar 60 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	2026	2026	Pengadaan
5	Bantaeng *Switching*	PT Buttatoa Smelter Pratama	150	*New*, 2 cct, SUTT	2	2027	2027	Rencana
6	Malili	PT Huayou Int Mining (Maili)	150	*New*, 2 cct, SUTT	27	2027	2027	Rencana
7	Bantaeng *Switching*	PT Huadi Dowstone	150	*New*, 2 cct, SUTT	2	2027	2027	Rencana
8	Bantaeng *Switching*	PT Huadi 6 (Yatai SS)	150	*New*, 2 cct, SUTT	2	2027	2027	Rencana
9	PLTB Sulbagsel (Kuota) Tersebar 70 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	2027	2027	Rencana
10	PLTGU/G/ MG Sulbagsel 400 MW	Bantaeng *Switching*	150	*New*, 2 cct, SUTT	10	2027	2027	Rencana
11	PLTGU/G/ MG Sulbagsel 2 300 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	2027	2027	Rencana
12	Malili	PT Indo Nickel Industri (Citra Lampia)	150	*New*, 2 cct, SUTT	30	2028	2028	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
13	GITET Bakaru 2	GITET Sidrap	275	*New*, 2 cct, SUTET	130	2028	2028	*Committed*
14	GITET Daya Baru	GITET Bantaeng Switching	275	*New*, 2 cct, SUTET	260	2028	2028	*Committed*
15	GITET Palopo	GITET Bakaru 2	275	*New*, 2 cct, SUTET	210	2028	2028	*Committed*
16	GITET Sidrap	GITET Daya Baru	275	*New*, 2 cct, SUTET	350	2028	2028	*Committed*
17	GITET Bakaru 2	Bakaru	150	*New*, 2 cct, SUTT	2	2028	2028	*Committed*
18	GITET Bantaeng *Switching*	Bantaeng *Switching*	150	*New*, 2 cct, SUTT	14	2028	2028	*Committed*
19	PLTA Bakaru 2	GITET Bakaru 2	275	*New*, 2 cct, SUTET	6	2028	2028	Pengadaan
20	GITET Daya Baru	Daya Baru	150	*New*, 2 cct, SUTT	14	2028	2028	*Committed*
21	GITET Sidrap	Sidrap	150	*New*, 2 cct, SUTT	6	2028	2028	*Committed*
22	Keera	Incomer 1 phi Sengkang -Siwa	150	*New*, 2 cct, SUTT	13	2028	2028	Rencana
23	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar 200 MW	GI/GITET Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150/275	*New*, 2 cct, SUTT/ SUTET	20*	2028	2028	Rencana
24	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
25	PLTB Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan 200 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2028	Rencana
26	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II 200 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2028	Rencana
27	GITET Wotu	GITET Malili	275	*New*, 2 cct, SUTET	116	2029	2029	Rencana
28	GITET Malili	GITET Kolaka *Smelter*	275	*New*, 2 cct, SUTET	416	2029	2029	Rencana
29	GITET Malili	Malili	150	*New*, 2 cct, SUTT	10	2029	2029	Rencana
30	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar 200 MW	GI/GITET Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150/275	*New*, 2 cct, SUTT/ SUTET	20*	2029	2029	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
31	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I 51 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2029	Rencana
32	PLTSa Sulbagsel (Kuota) Tersebar 26 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
33	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar 200 MW	GI/GITET Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150/275	*New*, 2 cct, SUTT/ SUTET	20*	2030	2030	Rencana
34	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I 100 MW	GI/GITET Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150/275	*New*, 2 cct, SUTT/ SUTET	20*	2030	2030	Rencana
35	PLTB Sulbagsel (Kuota) Tersebar 100 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
36	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I 168 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2030	Rencana
37	Masamba	Makale	150	*New*, 2 cct, SUTT	170	2031	2031	Rencana
38	GITET Seko	GITET Mamuju Baru	275	*New*, 2 cct, SUTET	170	2031	2031	Rencana
39	GITET Seko	GITET Palopo	275	*New*, 2 cct, SUTET	190	2031	2031	Rencana
40	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I 200 MW	GI/GITET Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150/275	*New*, 2 cct, SUTT/ SUTET	20*	2031	2031	Rencana
41	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	2031	2031	Rencana
42	PLTB Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan 200 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
43	PLTS+BES S Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II 200 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2031	Rencana
44	Bantaeng Switching (Sisi 150 kV GITET	PT Huadi 4 (Hengshe	150	*New*, 2 cct, SUTT	2	2032	2032	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
	Bantaeng Switching)	ng) Tahap 2						
45	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I 200 MW	GI/GITET Eksisting/New Sistem Sulbagsel	150/275	*New*, 2 cct, SUTT/ SUTET	20*	2032	2032	Rencana
46	Rantepao	Incomer 1 phi Makale - Masamba	150	*New*, 2 cct, SUTT	4	2033	2033	Rencana
47	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I 300 MW	GI/GITET Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150/275	*New*, 2 cct, SUTT/ SUTET	20*	2033	2033	Rencana
48	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
49	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	2033	2033	Rencana
50	PLTB Sulbagsel (Kuota) Tersebar 100 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
51	PLTB Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan 200 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
52	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II 300 MW	GI Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2033	Rencana
53	PLTA Buttu Batu 2x100 MW	GITET Eksisting /New Sistem Sulbagsel	275	*New*, 2 cct, SUTET	20*	2033	2033	Pengadaan
54	PLTP Sulbagsel (Kuota) Tersebar 80 MW	GI Eksisting/ New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	20*	2033	2033	Rencana
55	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I 300 MW	GI/GITET Eksisting /New Sistem Sulbagsel	150/275	*New*, 2 cct, SUTT/ SUTET	20*	2034	2034	Rencana
	Total				2.840			

Catatan:
**) Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi*

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Di Provinsi Sulawesi Selatan akan dibangun beberapa GITET 275 kV terkait dengan rencana pengembangan *backbone* menggunakan transmisi 275 kV. Hal ini untuk memastikan ketersedian pasokan tenaga listrik di pusat-pusat beban di provinsi ini. Selain itu, juga akan dibangun GI 150 kV baru serta penambahan kapasitas trafo pada GI eksisting. Untuk GI 70 kV ke depan sudah tidak dikembangkan lagi kecuali pada lokasi-lokasi di mana sistem 150 kV belum dapat menggantikan peran GI 70 kV sehingga untuk sementara akan dipertahankan. Penambahan gardu induk baru dan kapasitas trafo GI ini akan dapat menampung penambahan pelanggan baru khususnya pelanggan industri *smelter,* evakuasi daya serta meningkatkan keandalan penyaluran.
Penambahan kapasitas trafo GI sampai Tahun 2034 sebagaimana dirinci pada Tabel C4.20, Tabel C4.21, dan Tabel C4.22.

Tabel C4.20. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275/150 kV	250	-	-	2.000	500	-	500	-	-	-	3.250
150/20 kV	60	60	60	60	30	120	210	60	240	60	960
Total	310	60	60	2.060	530	120	710	60	240	60	4.210

Tabel C4.21. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275/150 kV	250	-	-	2.000	500	-	500	-	-	-	3.250
150/20 kV	60	60	60	60	30	120	210	60	240	60	960
Total	310	60	60	2.060	530	120	710	60	240	60	4.210

Tabel C4.22. Daftar Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/*Ext./ Uprate*	Kapasitas (MVA)/ LB	COD		Status
					RE *Base*	ARED	
1	Bantaeng *Switching*	150	*Ext*	2 LB arah Punagaya	2025	2025	Pengadaan
2	Bengo	150/20	*New*	60	2025	2025	Konstruksi
3	GITET Wotu	275/150	*Ext*	250	2025	2025	*Committed*
4	Punagaya	150	*Ext*	2 LB arah Bantaeng *Switching*	2025	2025	Pengadaan
5	GITET Wotu	275	*Ext*	*Ext* Dia, 2 LB arah GITET Bungku	2026	2026	Pengadaan
6	Pinrang	150/20	*Ext*	60	2026	2026	*Committed*
7	Sidrap	150/20	*Ext*	60	2027	2027	Rencana
8	Bantaeng *Switching*	150	*Ext*	2 LB arah PLTGU/G/MG Sulbagsel 400 MW	2027	2027	Rencana
9	Bantaeng *Switching*	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Buttatoa Smelter Pratama	2027	2027	Rencana
10	Malili	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Huayou Int Mining (Maili)	2027	2027	Rencana
11	Bantaeng *Switching*	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Huadi Dowstone	2027	2027	Rencana

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/*Ext./ Uprate*	Kapasitas (MVA)/ LB	COD		Status
					RE *Base*	ARED	
12	Bantaeng *Switching*	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Huadi 6 (Yatai SS)	2027	2027	Rencana
13	Bantaeng *Switching*	150	*Ext*	2 LB arah GITET Bantaeng *Switching* (Sisi 150 kV)	2028	2028	*Committed*
14	Daya Baru	150	*Ext*	2 LB arah GITET Daya Baru (Sisi 150 kV)	2028	2028	*Committed*
15	Bakaru	150	*Ext*	2 LB arah GITET Bakaru 2 (Sisi 150 kV)	2028	2028	*Committed*
16	Sidrap	150	*Ext*	2 LB arah GITET Sidrap (Sisi 150 kV)	2028	2028	*Committed*
17	GITET Bakaru 2	275/150	*New*	2x250	2028	2028	*Committed*
18	GITET Bantaeng *Switching*	275/150	*New*	2x250	2028	2028	*Committed*
19	GITET Daya Baru	275/150	*New*	2x250	2028	2028	*Committed*
20	GITET Palopo	275	*Ext*	*Ext* Dia, 2 LB arah GITET Bakaru 2	2028	2028	*Committed*
21	GITET Sidrap	275/150	*New*	2x250	2028	2028	*Committed*
22	Keera	150/20	*New*	60	2028	2028	Rencana
23	Malili	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Indo Nickel Industri (Citra Lampia)	2028	2028	Rencana
24	Barru	150/20	*Ext*	30	2029	2029	Rencana
25	GITET Wotu	275	*Ext*	*Ext* Dia, 2 LB arah GITET Malili	2029	2029	Rencana
26	GITET Malili	275/150	New	2x250	2029	2029	Rencana
27	Malili	150	*Ext*	2 LB arah GITET Malili	2029	2029	Rencana
28	GITET Bakaru 2	275	*Ext*	*Ext* Dia, 2 LB arah PLTA Pokko	2030	2030	Rencana
29	Maros	150/20	*Ext*	60	2030	2030	Rencana
30	Lanna	150/20	*Ext*	60	2030	2030	Rencana
31	Bontoala (GIS)	150/20	*Ext*	60	2031	2031	Rencana
32	GITET Bakaru 2	275	*Ext*	*Ext* Dia, 2 LB arah GITET Mamuju Baru	2031	2031	Rencana
33	GITET Palopo	275	*Ext*	*Ext* Dia, 2 LB arah GITET Seko	2031	2031	Rencana
34	GITET Seko	275/150	New	2x250	2031	2031	Rencana
35	Jeneponto	150/20	*Ext*	30	2031	2031	Rencana
36	Kima Makassar	150/20	*Ext*	60	2031	2031	Rencana
37	Makale	150	*Ext*	2 LB arah Masamba	2031	2031	Rencana
38	Masamba	150	*Ext*	2 LB arah Makale	2031	2031	Rencana
39	Tello	150/20	*Ext*	60	2031	2031	Rencana
40	Sungguminasa	150/20	*Ext*	60	2032	2032	Rencana
41	Bantaeng *Switching*	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Huadi 4 (Hengsheng) Tahap 2	2032	2032	Rencana
42	Bone	150/20	*Ext*	60	2033	2033	Rencana
43	Bantaeng	150/20	*Ext*	60	2033	2033	Rencana
44	Enrekang	150/20	*Ext*	30	2033	2033	Rencana
45	Palopo	150/20	*Ext*	60	2033	2033	Rencana
46	Rantepao	150/20	*New*	30	2033	2033	Rencana
47	Tallo Lama	150/20	Ext	60	2034	2034	Rencana
	Total			4.210			

Pengembangan Distribusi

Selaras dengan penambahan pelanggan dan penggantian infrastruktur distribusi yang rusak, diperlukan pembangunan jaringan distribusi tegangan menengah, tegangan rendah dan penambahan trafo di gardu-gardu distribusi. Sampai dengan tahun 2034 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 1,29 juta sambungan. Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2025-2034 secara rinci ditunjukkan pada Tabel C4.23.

Tabel C4.23. Rencana Pengembangan Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	475	481	485	488	491
Panjang JTR	kms	471	475	477	479	480
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	97	99	100	102	103
Tambahan Pelanggan		112.564	115.252	117.628	119.711	121.766

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	508	527	543	563	584
Panjang JTR	kms	495	512	526	544	562
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	108	112	117	122	128
Tambahan Pelanggan		127.285	133.440	139.054	145.848	152.979

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada Tabel C4.24.

Tabel C4.24. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Sulawesi Selatan

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	5,11	6,7	12,161
Panjang JTM	kms	321,1	134,6	272,4
Panjang JTR	kms	320,1	111,9	125,7
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	8,6	3,15	5,1
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	171	63	95

Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN. sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.
Metode program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan SUTM, SUTR dan Gardu Distribusi serta pembangkit ke desa-desa.
Program Listrik Desa di Kabupaten Selayar dan Kota Makasar Provinsi Sulawesi Selatan merencanakan penarikan jaringan dengan pembangunan Kabel Laut.
Kapasitas pembangkit yang tercantum merupakan kapasitas PLTS, sedangkan kapasitas baterai disesuaikan dengan kebutuhan beban yang ada.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Sulawesi Selatan sebesar 100% dengan RDB PLN 97,32 %. Masih terdapat sejumlah 74 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 8 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Selatan sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 96,99%.
Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada tabel C4.25.

Tabel C4.25. Rencana Pengambilalihan RT LTSHE Menjadi Pelanggan PLN Provinsi Sulawesi Selatan

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah Pelanggan	Pelanggan	509	506	212

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Sulawesi Selatan sebagai berikut:

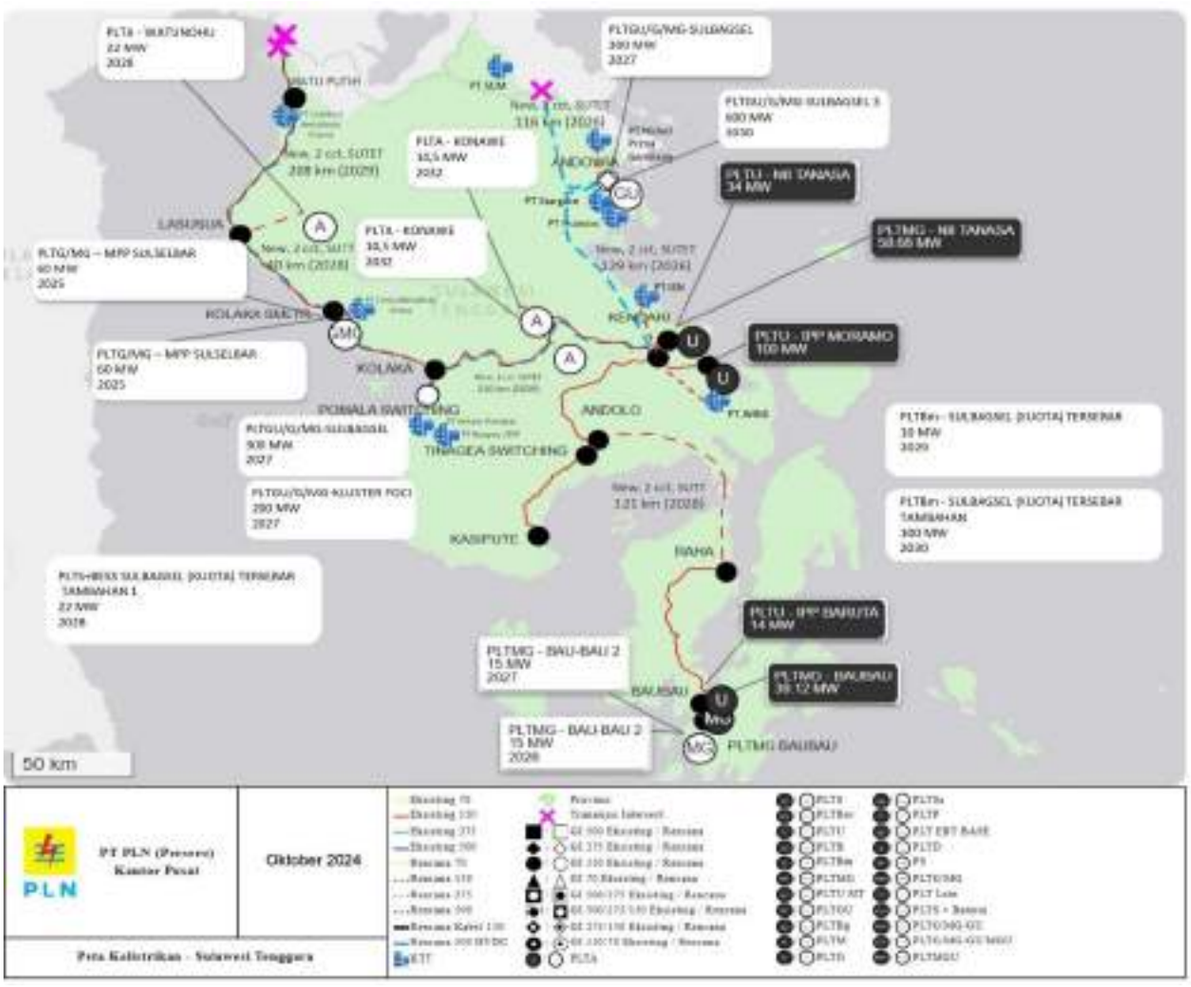
Tabel C4.26. Target RDB dan RE PLN Provinsi Sulawesi Selatan

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	97,32	98,66	99,12	100
RE PLN (%)	96,99	97,26	97,55	100

LAMPIRAN C.5
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SULAWESI TENGGARA

C5.1 KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara merupakan bagian dari sistem interkoneksi Sistem Sulbagsel. Pasokan utama Provinsi Sulawesi Tenggara diperoleh dari PLTU Nii Tanasa 2x10 MW, PLTU Kendari (Ekspansi) 10 MW, dan PLTU Kendari 3 2x50 MW, dan PLTMG 50MW. Masih terdapat beberapa sistem tenaga listrik lainnya yang lebih kecil dan beroperasi secara *isolated* untuk melayani beban setempat dengan sumber pasokan utama dari PLTD, PLTS, dan sebagian dari PLTM.
Untuk meningkatkan jam nyala dari sistem *isolated* direncanakan dapat dikembangkan dengan pembangkit tenaga terbarukan seperti PLTMH, PLTB, PLTBm dan PLTS sesuai dengan potensi setempat dan memenuhi keseimbangan antara suplai dan *demand*, meningkatkan keandalan sistem setempat dan memenuhi prinsip keekonomian (menurunkan biaya pokok penyediaan sistem). Salah satu sistem *isolated* yang berpotensi adalah termasuk wilayah konservasi Wangi-wangi, Kaledupa, Tomia, dan Binongko dan sistem *isolated* lain yang masih didominasi oleh PLTD. Sistem *isolated* tersebut banyak terdapat di pulau-pulau yang tersebar di kabupaten Wakatobi, Pulau Muna, dan Buton.
Untuk pasokan listrik di pulau kecil, disalurkan ke pelanggan langsung melalui jaringan tegangan rendah 220 Volt karena bebannya masih sangat rendah. Untuk pengembangan sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara diperlihatkan pada Gambar C5.1.



Gambar C5.1 Peta Sistem Tenaga listrik Provinsi Sulawesi Tenggara

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 10,37%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel C5.1.

Tabel C5.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	481	546	576	606	644	715	770	794	862	871
2	Bisnis	133	151	162	175	200	194	212	232	261	254
3	Publik	62	72	77	86	95	101	109	120	137	132
4	Industri	28	33	37	46	47	54	59	68	83	504
Jumlah		704	802	851	912	987	1.064	1.150	1.214	1.343	1.762
Pertumbuhan %		4,9	13,9	6,1	7,2	8,2	7,8	8,1	5,6	10,6	31,2

* Prognosa penjualan tahun 2024

Penambahan jumlah pelanggan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 9,8%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 ditunjukkan pada Tabel C5.2.

Tabel C5.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	349,6	386,0	441,1	505,1	556,7	603,6	648,1	685,5	737,6	776,3
2	Bisnis	17,7	19,7	22,1	23,9	26,2	28,5	30,3	32,1	30,4	35,9
3	Publik	10,7	12,1	13,9	16,2	18,3	20,3	22,0	23,3	25,0	26,1
4	Industri	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8
	Jumlah	378,1	418,0	477,4	545,5	601,7	653,0	700,9	741,5	793,6	839,1
	Pertumbuhan %	5,9	10,5	14,2	14,3	10,3	8,5	7,3	5,8	7,0	5,7

* Prognosa jumlah pelanggan tahun 2024

Daftar pembangkit terpasang pada sistem 150 kV, 70 kV dan sistem 20 kV seperti ditunjukkan pada Tabel C5.3.

Tabel C5.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Neto(MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTU	Sulbagsel	3	36	30,26	30,26
PLTD	Sulbagsel	25	58,53	33,2	34,7
	Sulbagsel	12	19,45	12,72	9,7
	Sulbagsel	10	24,81	19,8	14,9
	Isolated Raha	12	15,5	9,8	9,8
	Isolated Bau-Bau	17	20,74	10,7	10,7
	Isolated Wangi-Wangi	11	10,19	7,25	7,25
	Isolated Lasusua	10	9	3,8	4,2
	Isolated Bombana	9	7,34	4,5	3,5
	Isolated Ereke	6	4,09	2,59	2,59
	Isolated Langara	6	3,93	2,86	2,86
	Isolated Ladumpi	4	2,99	1,95	1,95
PLTM	Sulbagsel	3	2,5	2,39	2,39
	Isolated Bau Bau	2	1,6	1,6	1,6
	Isolated Bau Bau	2	0,8	0,8	0,8

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Neto(MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
	Isolated Lasusua	1	0,5	0,42	0,42
PLTG/MG	Sulbagsel	6	58,68	58,68	58,68
PLTMG	*Isolated* Bau Bau	4	39,12	39,12	39,12
Jumlah PLN		143	315,77	242,44	235,42
IPP					
PLTU	Sulbagsel	2	100	100	100
	Isolated Bau-Bau	2	14	14	14
Jumlah IPP		4	114	114	114
Jumlah		147	429,77	356,44	349,42

Gardu Induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Tenggara ditunjukkan pada Tabel C5.4 dan Tabel C5.5.

Tabel C5.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

No.	Nama GI/GITET	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Puuwatu	70/20	3	80
2	Nii Tanasa	70/20	1	10
3	Kendari 150 kV	150/20	2	120
4	Kolaka	150/20	1	30
5	Lasusua	150/20	1	30
6	Unaaha	150/20	1	30
7	Moramo TFT	150/20	1	60
8	Wolo	150/20	1	30
9	Andolo	150/20	1	30
10	Kasi Pute	150/20	1	30
11	Baubau	150/20	1	60
12	Raha	150/20	1	60
13	PLTMG Baubau	150/20	1	60
	Total		16	630

Tabel C5.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No.	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	JTM (kms)	4.623	4.678	5.030	5.354	5.615	6.280	6.732	7.060	7.175	7.351
2	JTR (kms)	4.000	4.524	4.715	5.126	5.735	5.847	5.954	6.121	6.223	6.309
3	Gardu Distribusi (MVA)	227	243	310	367	410	411	417	435	438	453

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

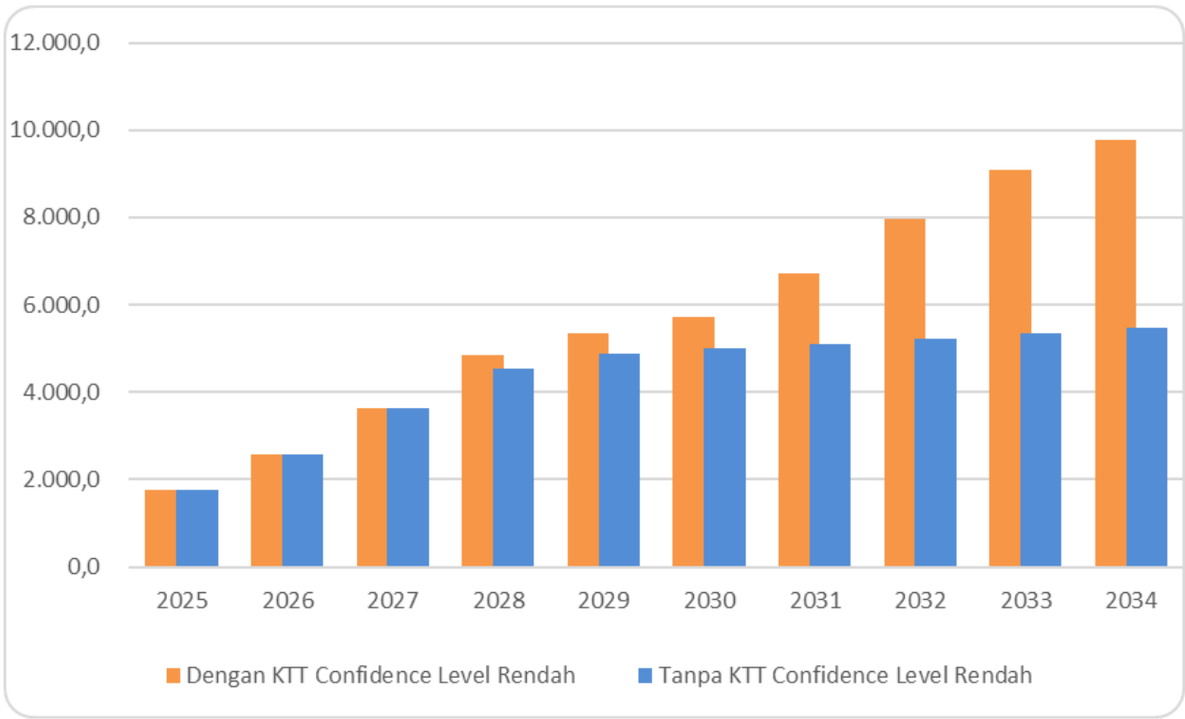
C5.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI SULAWESI TENGGARA

Kendari, Kolaka, Bau-Bau, Raha dan Wangi-Wangi adalah kota-kota utama di Sulawesi Tenggara yang berkembang cukup pesat. Potensi alam yang kaya akan cadangan nikel mendorong pertumbuhan ekonomi setempat, selain potensi perikanan yang juga terus meningkat secara signifikan dalam pemenuhan kebutuhan ekspor. Kota Wangi-Wangi merupakan pintu masuk ke Kepulauan Wakatobi, di mana terdapat obyek wisata Taman Nasional Laut Wakatobi yang sangat terkenal dan telah berkembang cukup pesat. Kebutuhan listriknya terus meningkat seiring dengan perkembangan kota-kota tersebut, termasuk

kebutuhan tenaga listrik untuk puskesmas yang ada di Provinsi Sulawesi Tenggara.

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Tenggara selama 5 tahun terakhir (2020-2024) yaitu mencapai rata-rata 4,33% per tahun. Sejalan dengan itu pertumbuhan pemakaian energi listrik dalam periode yang sama meningkat rata-rata 12,66% per tahun. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Sulawesi Tenggara, selain terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL) juga terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Oleh karena itu, untuk Provinsi Sulawesi Tenggara terdapat 2 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT.

Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C5.2.



Gambar C5.2. Perbandingan Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor rumah tangga dan industri. Pertumbuhan industri pertambangan dan *smelter* saat ini bertumbuh dengan cepat sehubungan dengan pembatasan pemerintah untuk melakukan ekspor hasil tambang mineral tanpa melalui proses pengolahan. Dengan adanya pembatasan ekspor tersebut, mendorong pihak swasta untuk membangun *smelter* dan pabrik pengolahan di Indonesia. Banyaknya calon pelanggan industri *smelter* dan pabrik pengolahan (selanjutnya disebut KTT atau konsumen tegangan tinggi) di Sulawesi Selatan mendorong meningkatnya proyeksi pertumbuhan penjualan tenaga listrik.

Pada umumnya, industri *smelter* dan pabrik pengolahan akan membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga tentunya akan membutuhkan investasi yang besar pula. Terdapat potensi risiko tidak jadinya pembangunan *smelter* ataupun pabrik pengolahan barang tambang. Oleh karena itu, seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan tenaga listrik dengan mempertimbangkan tingkat kepastian operasi dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga, realisasi pelaksanaan pembangunan

infrastruktur untuk menyuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila tingkat kepastian dari potensi pelanggan KTT telah tinggi.
Berdasarkan kondisi tersebut di atas dan adanya calon pelanggan besar *smelter*, memperhatikan pertumbuhan ekonomi regional, target pencapaian rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, serta mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi COVID-19 terjadi maka proyeksi kebutuhan listrik 2025-2034 diperlihatkan pada Tabel C5.6, Tabel C5.7 dan Tabel C5.8.

Tabel C5.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	927,6	986,6	1.048,6	1.113,4	1.181,2	1.253,4	1.330,2	1.411,8	1.498,5	1.590,7
2	Bisnis	271,0	288,1	305,8	323,9	342,6	362,3	383,1	405,1	428,3	452,8
3	Publik	140,5	149,2	158,1	167,1	176,1	185,4	195,2	205,3	215,7	226,6
4	Industri	1.237,8	2.216,6	3.343,2	3.739,4	4.015,1	4.916,4	6.043,8	7.062,5	7.644,5	7.734,4
Jumlah		2.576,8	3.640,5	4.855,7	5.343,8	5.715,0	6.717,5	7.952,4	9.084,6	9.787,0	10.004,5
Pertumbuhan %		46,3	41,3	33,4	10,1	6,9	17,5	18,4	14,2	7,7	2,2

Tabel C5.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	818,9	863,6	910,5	959,6	1.011,0	1.065,7	1.123,9	1.185,6	1.251,3	1.321,1
2	Bisnis	37,9	39,9	42,0	44,2	46,4	48,7	51,1	53,7	56,3	59,2
3	Publik	27,2	28,3	29,3	30,4	31,5	32,6	33,7	34,8	35,9	37,0
4	Industri	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3
Jumlah		884,8	932,7	982,8	1.035,1	1.089,8	1.147,9	1.209,7	1.275,2	1.344,8	1.418,6
Pertumbuhan %		5,4	5,4	5,4	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,5	5,5

Tabel C5.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	6,3	2.576,8	2.883,9	494,3	884.756
2026	6,3	3.640,5	4.059,1	747,1	932.668
2027	6,3	4.855,7	5.399,0	987,4	982.787
2028	6,2	5.343,8	5.932,3	1.078,0	1.035.131
2029	6,2	5.715,0	6.335,3	1.143,9	1.089.795
2030	6,2	6.717,5	7.433,5	1.333,8	1.147.908
2031	6,3	7.952,4	8.785,2	1.566,5	1.209.708
2032	6,3	9.084,6	10.020,7	1.775,7	1.275.190
2033	6,3	9.787,0	10.781,0	1.904,5	1.344.783
2034	6,3	10.004,5	11.007,4	1.938,5	1.418.649
Pertumbuhan	6,3	16,3%	16,0%	16,4%	5,4%

Seluruh potensi pelanggan KTT yang ada telah diperhitungkan dalam proyeksi penjualan tenaga listrik dengan mempertimbangkan tingkat kepastian dari setiap pelanggan KTT tersebut. Sehingga realisasi pelaksanaan pembangunan infrastruktur dapat disesuaikan apabila tingkat kepastian dari potensi pelanggan KTT telah tinggi.
Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah memperhitungkan kebutuhan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI) dan seluruh potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Sulawesi Tenggara baik yang tingkat kepastiannya tinggi (sudah PJBTL) maupun tingkat kepastiannya rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU).

Daftar calon pelanggan besar di Sulawesi Tenggara dengan tingkat kepastian yang masih rendah diperlihatkan pada Tabel C5.9.

Tabel C5.9. Daftar KTT dengan *Confidence Level* Rendah

Nama KTT/KI/KEK	Perkiraan Tahun Awal Kebutuhan	Kapasitas Kebutuhan Total (MVA)
PT Industri Smelter Nusantara (ISN)	2027	70
PT Kovalen Mining	2027	120
PT Nikel Prima Gemilang	2027	100
PT Huayou Int Mining (Pomalaa) / IPIP	2029	341
PT Jaya Makmur Metal Industri (JMMI)	2030	240
PT Huayou Int Mining (Konawe Utara)	2031	425
PT Sulawesi Cahaya Mineral	2031	430
KI Kendari	2031	45
PT Celebessi Metalindo Utama	2031	450
Total MVA		2.221

Untuk memenuhi kebutuhan daya calon pelanggan KTT dengan tingkat kepastian rendah di atas, perlu ditambahkan infrastruktur pembangkit, transmisi, dan gardu induk yang ditampilkan pada Tabel C5.10 hingga Tabel C5.12. Kebutuhan infrastruktur transmisi dan gardu induk tersebut seperti SUTT 150 kV dan *extension* Gardu Induk untuk kebutuhan suplai dari masing-masing pelanggan KTT merupakan infrastruktur yang dibutuhkan di luar kebutuhan infrastruktur bersama yang telah direncanakan di Sulawesi Selatan. Infrastruktur transmisi dan gardu induk bersama yang telah direncanakan di Sulawesi Tenggara, pembangunan SUTET 275 kV jalur Sulawesi Tenggara mulai dari GITET Wotu – GITET Bungku – GITET Andowia – GITET Kendari sepanjang ± 968 kms dengan rencana COD tahun 2026 dan SUTET 275 kV *Looping* Sultra mulai dari GITET Wotu – GITET Malili – GITET Kolaka *smelter* – GITET Kendari sepanjang ± 952 kms dengan rencana COD tahun 2029.

Tabel C5.10. Rencana Pembangunan Pembangkit untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	Sulbagsel	PLTGU/G/MG	Sulbagsel 3	600	2030	2030	Rencana	IPP
2	Sulbagsel	PLTBm	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	100	2030	2030	Rencana	IPP
	Total			400				

Tabel C5.11. Rencana Infrastruktur Transmisi untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Tahun COD	Status
1	Kendari (sisi 150 kV GITET Kendari)	PT Industri Smelter Nusantara (ISN)	150	New, 2 cct, SUTT	60	2027	Rencana
2	Inc. 1 Phi (Malili - Lasusua)	PT Kovalen Mining	150	New, 2 cct, SUTT	2	2027	Rencana
3	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	PT Nikel Prima Gemilang	150	New, 2 cct, SUTT	25	2027	Rencana
4	Kendari (sisi 150 kV GITET Kendari)	PT Jaya Makmur	150	New, 2 cct, SUTT	54	2030	Rencana

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Tahun COD	Status
		Metal Industri (JMMI)					
5	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	PT Huayou Int Mining (Konawe Utara)	150	New, 2 cct, SUTT	10	2031	Rencana
6	Bungku (sisi 150 kV GITET Bungku)	PT Sulawesi Cahaya Mineral	150	New, 2 cct, SUTT	80	2031	Rencana
7	Kendari (sisi 150 kV GITET Kendari)	KI Kendari	150	New, 2 cct, SUTT	38	2031	Rencana
8	Batu Putih	PT Celebessi Metalindo Utama	150	New, 2 cct, SUTT	8	2031	Rencana

Tabel C5.12. Rencana Infrastruktur Gardu Induk untuk KTT *Confidence Level* Rendah

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext/ Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Kendari (sisi 150 kV GITET Kendari)	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Industri Smelter Nusantara (ISN)	2027	Rencana
2	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Nikel Prima Gemilang	2027	Rencana
3	Pomalaa *Switching*	150	*New*	2 LB arah Kolaka, 2 LB arah PT Antam Pomalaa, 2 LB arah PT Huayou Int Mining (Pomalaa) /IPIP	2029	Rencana
4	Kendari (sisi 150 kV GITET Kendari)	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Jaya Makmur Metal Industri (JMMI)	2030	Rencana
5	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Huayou Int Mining (Konawe Utara)	2031	Rencana
6	Bungku (sisi 150 kV GITET Bungku)	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Sulawesi Cahaya Mineral	2031	Rencana
7	GITET Andowia	275/150	*Ext*	2x250 MVA	2031	Rencana
8	Kendari (sisi 150 kV GITET Kendari)	150	*Ext*	Ext 2 LB arah KI Kendari	2031	Rencana
9	Batu Putih	150	*New*	Ext 2 LB arah PT Celebessi Metalindo Utama, 2 LB arah Malili, 2 LB arah Lassua	2031	Rencana

Rencana pembangunan infrastruktur untuk suplai pelanggan KTT pada tabel di atas sangat tergantung pada kepastian *demand* calon pelanggan serta skema bisnisnya. Perlu dilakukan kajian lebih lanjut terkait konfigurasi jaringan untuk rencana suplai calon pelanggan KTT tersebut. Jika terjadi perubahan *demand* baik kebutuhan dayanya maupun teknologi yang digunakan, maka akan dapat mengubah rencana infrastruktur ketenagalistrikan yang sudah direncanakan sebelumnya. Sehingga infrastruktur untuk suplai pelanggan KTT akan dibangun jika sudah ada kepastian dari *demand* tersebut.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan

peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

C5.3 PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Rencana pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan baik pembangkit, transmisi maupun sistem distribusi dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara, dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan listrik dan ketersediaan potensi energi primer setempat serta sebaran penduduknya. Selain itu, dalam pengembangan infrastruktur, juga perlu diperhatikan karakteristik beban yang akan dipasok dari sistem. Namun, meskipun PLN berupaya untuk memasok listrik yang cukup dan andal kepada pelanggan, tidak semua karakteristik beban dapat diatasi dengan baik tanpa berdampak ke sistem. Beberapa beban mempunyai karakter yang relatif ekstrem, seperti beban *smelter*. Naik turun beban yang signifikan dan cepat dapat mengganggu stabilitas sistem. Oleh karena itu, pelanggan *smelter* yang akan terkoneksi dengan PLN disyaratkan untuk memasang kompensator dan menaati ketentuan penyambungan (*Grid Code*) sehingga PLN dapat memasok pelanggan dengan andal.
Dengan banyaknya rencana calon pelanggan *smelter* di Provinsi Sulawesi Tenggara, maka dibutuhkan beberapa rencana pengembangan sistem ketenagalistrikan di Provinsi Sulawesi Tenggara. Untuk melayani potensi pelanggan *smelter* tersebut, PLN minimal harus melakukan salah satu dari alternatif membangun pembangkit gas (PLTGU/G/MG) di sekitar pusat beban atau membangun transmisi yang digunakan untuk menyalurkan suplai daya dari rencana PLTA yang tersebar dari Provinsi Sulawesi Tengah dan Sulawesi Selatan ke Provinsi Sulawesi Tenggara.

Potensi Sumber Energi

Di Provinsi Sulawesi Tenggara terdapat cukup banyak potensi sumber energi, terutama tenaga air dengan potensi PLTA sekitar 335 MW dan potensi PLTM sekitar 24,1 MW. Selain itu, juga terdapat potensi panas bumi antara lain di Laenia di Kendari sekitar 20 MW. Potensi energi *hybrid* yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 10 MW yang tersebar di satu lokasi di Bombana. Potensi energi biomassa yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 35 MW yang tersebar di satu lokasi di Konawe. Terdapat juga potensi energi bayu yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang tersebar di bagian utara Pulau Buton.
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan daya listrik di Sulawesi Tenggara, akan dibangun beberapa pembangkit yaitu PLTA, PLTG/GU dan PLTMG *dual fuel,* PLTS dengan kelas kapasitas disesuaikan dengan kondisi sistem setempat. Dari potensi energi terbarukan yang ada, PLN berencana akan membangun PLTA Konawe berkapasitas 2x10,5 MW. Pembangunan PLTA tersebut akan diselaraskan

dengan rencana pembangunan waduk di aliran Sungai Konawe melalui kerja sama dengan institusi pengelola sungai (Balai Wilayah Sungai) setempat, untuk memenuhi kebutuhan beban di Sulawesi Tenggara. Untuk dapat melayani potensi pelanggan besar yang cukup banyak dan tersebar di Sulawesi Tenggara dimungkinkan untuk dapat bekerja sama secara langsung untuk penyediaan suplai dayanya dengan catatan deposit tambang diketahui hingga 25-30 tahun sehingga pembangkit masih dapat beroperasi dan telah dikaji secara teknis dan finansial. Pada beberapa sistem telah dibuka kuota PLTB serta PLTS dengan BESS yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak *intermittent* dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTGU/G/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS+BESS sangat tinggi. Selain itu, variasi musim yang sering terjadi seperti fenomena El Nino dan sebagainya mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Khusus untuk Sistem Sulbagsel direncanakan penambahan BESS untuk mengoptimalkan pembangkit *base load* seperti PLTP dan PLTA *run of river* baik yang sudah eksisting maupun masih dalam tahap rencana. BESS akan dimanfaatkan untuk menyimpan energi berlebih pada saat kondisi beban rendah (pagi hari) dan energi tersebut digunakan kembali pada malam hari khususnya saat beban puncak (*shifting*). Hal ini akan memberikan dampak positif pada pengurangan pemakaian pembangkit berbahan bakar gas yang pada umumnya memiliki BPP tinggi. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTGU/G/MG.

Memperhatikan kriteria keandalan serta kekuatan sistem, pengembangan kuota EBT di Sistem Sulbagsel, khususnya yang berkapasitas besar, menggunakan urutan prioritas sebagai berikut :

1. Diutamakan titik interkoneksi ke jaringan 275 kV untuk memperkuat *backbone* sistem kelistrikan dan menghindari isu *overload* di jaringan;
2. Untuk mereduksi isu *mismatch* antara *demand* dan *supply* (potensi PLTA) maka dapat menggunakan titik interkoneksi ke GITET eksisting dan terdekat;
3. Untuk menjaga keandalan sistem, titik interkoneksi pembangkit tidak diutamakan pada jaringan radial atau ujung;
4. Tidak diutamakan interkoneksi di 20 kV, mengingat PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar untuk memperkuat sistem kelistrikan bukan sub sistem.

Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut. Selama periode 2025–2034, di Provinsi Sulawesi Tenggara akan dibangun pembangkit baru yang akan terhubung ke sistem 150 kV dan sebagian terhubung ke jaringan 20 kV pada sistem *isolated*. Untuk sistem-sistem *isolated* yang jam nyala operasinya masih di bawah 24 jam serta tidak dapat disambungkan ke *grid*, rencana pengembangannya akan dibangun PLTS beserta BESS agar jam nyala operasinya menjadi 24 jam.
Tabel C5.13, Tabel C5.14 dan Tabel C5.15 berikut menampilkan daftar rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Tenggara.

Tabel C5.13. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit Skenario RE *Base* (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTS + BESS	2	2	4	-	-	-	-	-	-	-	7,3
BESS (MWh)	0,3	0,4	0,7	-	-	-	-	-	-	-	1,5
Jumlah	2	2	4	-	-	-	-	-	-	-	7,3
SH-PLN											
PLTGU	-	-	800	-	-	-	-	-	-	-	800
PLTMG	120	15	15	-	-	-	-	-	-	-	150
PLTM	4	-	8	-	-	-	-	-	-	-	12
PLTA	-	-	-	22	-	-	-	21	-	-	43
Jumlah	124	15	823	22	-	-	-	21		-	1.005
IPP											
PLTGU	-	-	-	-	-	600	-	-	-	-	600
PLTS + BESS	-	-	9	9	19	-	20	47		-	103
PLTBm	-	-	-	-	10	100	-	-	-	-	110
BESS (MWh)	-	-	2	2	4	-	4	9		-	21
Jumlah	-	-	9	9	29	700	20	47		-	813
Total											
PLTGU	-	-	800	-	-	600	-	-	-	-	1.400
PLTMG	120	15	15	-	-	-	-	-	-	-	150
PLTM	4	-	8	-	-	-	-	-	-	-	12
PLTA	-	-	-	22	-	-	-	21	-	-	43
PLTS + BESS	2	2	12	9	19	-	20	47		-	111
PLTBm	-	-	-	-	10	100	-	-	-	-	110
BESS (MWh)	0,3	0,4	2	2	4	-	4	9	-	-	22
Jumlah	126	17	835	31	29	700	20	68	-	-	1.826

Tabel C5.14. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit Skenario ARED (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTS + BESS	2	2	4	-	-	-	-	-	-	-	7,3
BESS (MWh)	0,3	0,4	0,7	-	-	-	-	-	-	-	1,5
Jumlah	2	2	4	-	-	-	-	-	-	-	7,3
SH-PLN											
PLTGU	-	-	800	-	-	-	-	-	-	-	800
PLTMG	120	15	15	-	-	-	-	-	-	-	150
PLTM	4	-	8	-	-	-	-	-	-	-	12
PLTA	-	-	-	22	-	-	-	21	-	-	43
Jumlah	124	15	823	22	-	-	-	21		-	1.005
IPP											
PLTS + BESS	-	-	9	31	19	-	20	47	-	-	125
PLTGU	-	-	-	-	-	600	-	-	-	-	600
PLTBm	-	-	-	-	10	100	-	-	-	-	110
BESS (MWh)	-	-	2	6	4	-	4	9	-	-	25
Jumlah	-	-	9	31	19	700	20	47	-	-	835
Total					29	700					
PLTGU	-	-	800	-	-	600	-	-	-	-	1.400
PLTMG	120	15	15	-	-	-	-	-	-	-	150
PLTM	4	-	8	-	-	-	-	-	-	-	12
PLTA	-	-	-	22	-	-	-	21	-	-	43
PLTS + BESS	2	2	12	31	19	-	20	47	-	-	133

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTBm	-	-	-	-	10	100	-	-	-	-	110
BESS (MWh)	0,3	0,4	2,5	6	4	-	4	9	-	-	27
Jumlah	126	17	835	53	29	700	20	68	-	-	1.848

Tabel C5.15. Daftar Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	*Isolated*	PLTS	Lisdes	1,74	2025	2025	Rencana	PLN
2	*Isolated*	PLTMG	Bau-Bau 2	15	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
3	*Isolated*	PLTMG	Bau-Bau 2	15	2027	2027	*Committed*	SH-PLN
4	*Isolated*	PLTS	Lisdes	2,067	2026	2026	Rencana	PLN
5	*Isolated*	PLTS + BESS	Dedieselisasi	8,75	2027	2027	Pengadaan	IPP
6	*Isolated*	PLTS	Lisdes	3,52	2027	2027	Rencana	PLN
7	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Tenggara	8,75	2028	2028	Rencana	IPP
8	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Tenggara	18,6	2029	2029	Rencana	IPP
9	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Tenggara	20,425	2031	2031	Rencana	IPP
10	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Sulawesi Tenggara	46,85	2032	2032	Rencana	IPP
11	Sulbagsel	PLTM	Lapai 2	2x2	2025	2025	Konstruksi	SH-PLN
12	Sulbagsel	PLTMG	MPP Sulselbar	2x60	2025	2025	Konstruksi	SH-PLN
13	Sulbagsel	PLTGU/G/ MG/ Relokasi/ Sewa	MPP Indonesia 2	200*	2025	2025	Rencana	PLN
14	Sulbagsel	PLTGU/G/ MG/ Relokasi/ Sewa	MPP Indonesia 3	200*	2025	2025	Rencana	PLN
15	Sulbagsel	PLTGU/G/ MG	Kluster PoCi	200	2027	2027	Rencana	SH-PLN
16	Sulbagsel	PLTM	Lapai 1	2,61	2027	2027	*Committed*	SH-PLN
17	Sulbagsel	PLTM	Lapai 1	2,7	2027	2027	*Committed*	SH-PLN
18	Sulbagsel	PLTM	Riorita	1,37	2027	2027	*Committed*	SH-PLN
19	Sulbagsel	PLTM	Riorita	1,3	2027	2027	*Committed*	SH-PLN
20	Sulbagsel	PLTGU/G/ MG	Sulbagsel	300	2027	2027	Rencana	SH-PLN
21	Sulbagsel	PLTGU/G/ MG	Sulbagsel	300	2027	2027	Rencana	SH-PLN
22	Sulbagsel	PLTS + BESS	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I	22		2028	Rencana	IPP
23	Sulbagsel	PLTA	Watunohu	22	2028	2028	*Committed*	SH-PLN
24	Sulbagsel	PLTBm	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	10	2029	2029	Rencana	IPP
25	Sulbagsel	PLTGU/G/ MG	Sulbagsel 3	600	2030	2030	Rencana	IPP
26	Sulbagsel	PLTBm	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan	100	2030	2030	Rencana	IPP
27	Sulbagsel	PLTA	Konawe (Bendungan Pelosika PU)	2x10,5	2032	2032	Rencana	SH-PLN
	TOTAL			1.848				

Catatan :
Rencana tambahan pembangkit yang terhubung pada Gardu Induk sudah mempertimbangkan kecukupan lahan dan investasi untuk kebutuhan Extension Bay pembangkit.
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastrukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun.

Transmisi 150 kV dari Sulawesi Selatan hingga Kendari telah selesai dibangun sehingga Sistem interkoneksi Sulbagsel telah terhubung hingga Kendari. Kebutuhan tenaga listrik di Kendari saat ini disuplai dari PLTMG dengan teknologi *dual fuel*, PLTU Batubara, dan dari Sistem Interkoneksi Sulbagsel. Ke

depannya terdapat beberapa pembangkit yang telah dalam tahap konstruksi, sehingga pasokan tenaga listrik ke Kendari akan semakin baik.
Penambahan PLTGU khususnya dalam rentang tahun 2023 hingga tahun 2027 sangat diperlukan sehubungan dengan tidak jadinya pelaksanaan relokasi PLTGU dari Sistem Jawa serta adanya peningkatan permintaan dari potensi pelanggan KTT *smelter*. Relokasi PLTGU Sistem Jawa tidak jadi dilakukan karena dibutuhkannya PLTGU tersebut untuk memitigasi masuknya pembangkit *intermittent*.
Penambahan PLTGU baru dalam skala besar diperlukan pada umumnya karena peningkatan permintaan pelanggan KTT *smelter* yang sangat besar dan dalam waktu yang cepat. Sehingga penambahan PLTGU baru menjadi opsi yang paling dapat dilakukan karena diperlukan waktu yang lama untuk membangun pembangkit EBT *firming* seperti PLTA.
Pada Sistem Sulbagsel, direncanakan penambahan pembangkit permanen berbahan bakar gas atau LNG sebesar 1200 MW. Penempatan lokasi pembangkit tersebut akan diletakkan pada 3 lokasi yaitu Bantaeng (Kluster Huadi – Sulawesi Selatan), Pomalaa/Kolaka (Kluster Poci – Sulawesi Tenggara) dan Andowia (Kluster Kemo – Sulawesi Tenggara). Pembangkit permanen 1200 MW tersebut telah termasuk dengan pembangkit permanen 200 MW yang sebelumnya direncanakan untuk melayani PT Antam Pomalaa (Kluster Poci). Selain itu, terdapat tambahan pembangkit gas sebesar 900 MW yang khusus untuk pelanggan-pelanggan KTT dengan *confidence level* rendah. Pelaksanaan pembangunan pembangkit gas 900 MW ini akan dilakukan apabila *confidence level* KTT tersebut sudah tinggi.
Penambahan pembangkit permanen 1200 MW di atas, dibutuhkan bertahap mulai tahun 2025. Namun memperhatikan kemampuan konstruksi, ketersediaan mesin pembangkit di pasar serta penentuan skema anggaran dan evaluasi porsi keikutsertaan Sub-Holding, diperkirakan pembangunan pembangkit permanen tersebut diproyeksikan selesai pada tahun 2027. Untuk memenuhi kekurangan daya hingga pembangkit permanen beroperasi di tahun 2027, maka pada tahun 2025 dan 2026 akan dilakukan sewa pembangkit ataupun relokasi pembangkit. Upaya peningkatan kapasitas PLTGU Sengkang dari 210 MW ke 315 MW pada 2025 juga menjadi opsi peningkatan kemampuan pasok Sistem Sulbagsel. Pada tahun 2026, terdapat beberapa alternatif lainnya untuk memenuhi kebutuhan penambahan daya pembangkit yaitu sewa pembangkit maupun relokasi. Upaya percepatan pembangunan pembangkit baru tetap akan diupayakan. Apabila pelaksanaan pembangunan pembangkit permanen baru dapat dilakukan sebelum tahun 2027, maka tidak diperlukan penambahan sewa pembangkit. Selain itu, jika alternatif relokasi pembangkit dapat digunakan secara permanen di Sistem Sulbagsel, maka kapasitas pembangunan pembangkit permanen baru dapat dikurangi dengan mempertimbangkan *lead time* pengadaan pembangkit baru serta tanpa mengganggu proses yang telah berjalan agar tidak terjadi risiko keterlambatan proyek. Selain merencanakan pembangkit pada daftar pembangkit Tabel C5.10, juga terdapat rencana penggunaan pembangkit *National Mobile Reserve Margin* seperti PLTGU/G/MG MPP Indonesia 2 dan PLTGU/G/MG MPP Indonesia 3 khusus untuk pelanggan *smelter* di Provinsi Sulawesi Tenggara yang membutuhkan pelayanan dalam waktu cepat sebelum pembangkit jangka panjangnya dapat beroperasi. Pembangkit *National Mobile Reserve Margin* dapat berjenis PLTGU/PLTG/PLTMG dengan kapasitas besar karena waktu pembangunannya yang relatif cepat. Pembangkit *National Mobile Reserve Margin* tersebut juga direncanakan berlokasi di dekat lokasi *smelter*. Rencana ini sangat tergantung pada kepastian calon pelanggan untuk dilayani oleh PLN.
Di Provinsi Sulawesi Tenggara terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

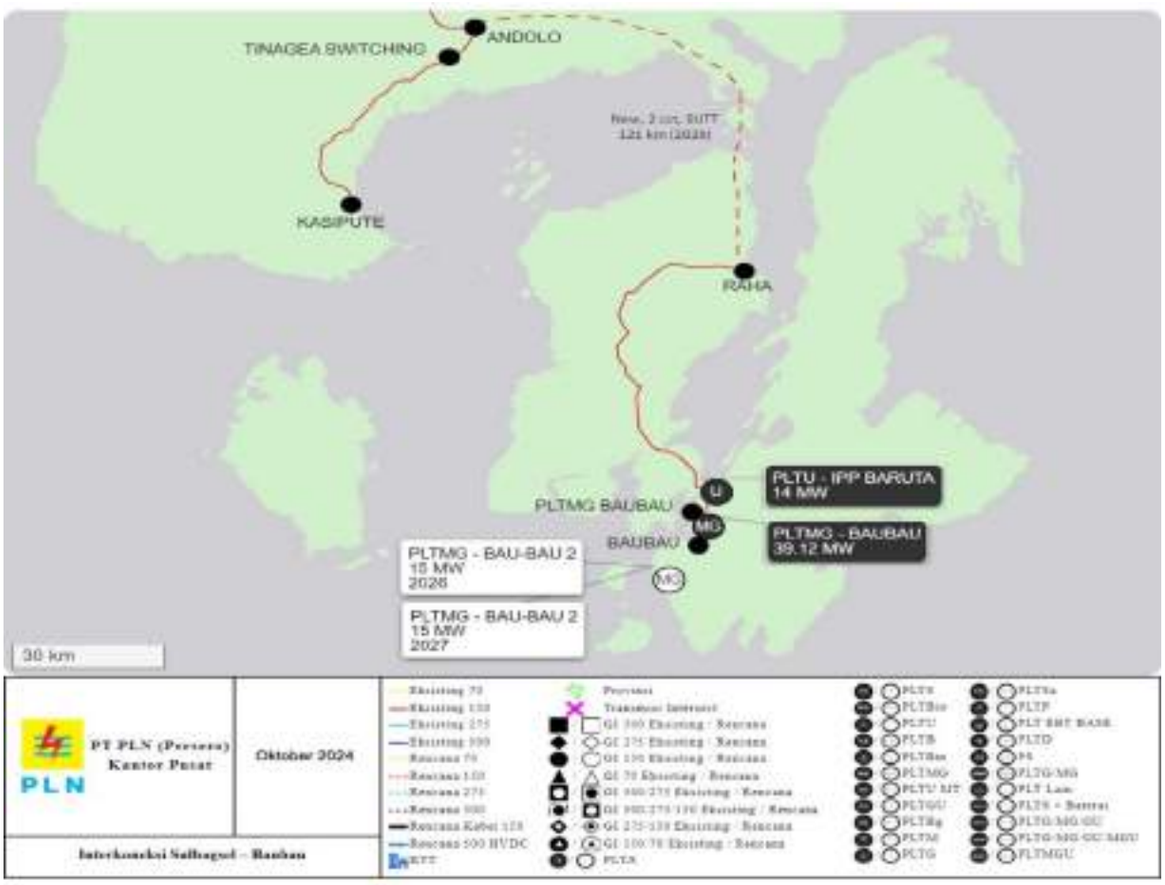
PLTA	Lalindu	50	MW
PLTA	Lalomerui	100	MW
PLTA	Lana	16	MW
PLTA	Lasolo	145	MW
PLTA	Tamboli	24	MW
PLTM	Wabalamba	3,2	MW
PLTM	Salondo	5	MW
PLTM	Olooloho	6,2	MW
PLTM	Tinokari	9,7	MW
PLTB	Buton	15	MW
PLTS+PLTD	Bombana	10	MW
PLTS+*Pump Storage*	Buton	30	MW
PLTS	Kendari	30	MW
PLTS	Lapandewa	1	MW
PLTS	Lasalimu	1	MW
PLTS	Wangiwangi	1	MW
PLTP	Lainea	20,0	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem dan bukan berdasarkan provinsi. Kuota pengembangan EBT tersebut dapat dipenuhi oleh seluruh potensi yang terletak pada lokasi sistem tersebut walaupun berbeda provinsi. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Untuk menjamin keandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk
Pengembangan Transmisi
Sejalan dengan rencana pengembangan pembangkit untuk melayani potensi pelanggan *smelter* yang banyak terdapat di Provinsi Sulawesi Tenggara, pengembangan transmisi juga dilakukan untuk menyalurkan daya pembangkit ke potensi pelanggan *smelter* tersebut. Untuk menyalurkan suplai daya dari rencana PLTA yang tersebar di bagian tengah Sulawesi ke pusat-pusat beban yang ada di Provinsi Sulawesi Tenggara, direncanakan pembangunan transmisi 275 kV yang merupakan bagian dari rencana *Green Enabling Super Grid* Sulawesi. Terdapat 2 jalur transmisi 275 kV yang akan melintas di Provinsi Sulawesi Tenggara yaitu Jalur Sulawesi Tenggara yang menghubungkan GITET Wotu – GITET Bungku – GITET Andowia – GITET Kendari direncanakan COD tahun 2026, serta Jalur *Looping* Sulawesi Tenggara yang menghubungkan

GITET Wotu – GITET Malili – GITET Kolaka *smelter* – GITET Kendari direncanakan COD tahun 2029. Transmisi 275 kV ini juga akan menjadi *Backbone* Sulawesi.

Rencana pengembangan transmisi juga dilakukan untuk menghubungkan sistem kecil yang ada di Provinsi Sulawesi Tenggara ke sistem interkoneksi Sulbagsel, yaitu interkoneksi Sistem Sulbagsel – Sistem Baubau-Raha. Berdasarkan kajian kelayakan yang sudah dilakukan, mempertimbangkan kelayakan operasional maupun finansial/keekonomian, serta pertimbangan *timeline* COD proyek dan *workability*, maka rencana Interkoneksi Sistem Sulbagsel – Sistem Baubau-Raha akan menggunakan opsi Pembangunan Jaringan Transmisi 150 kV dari GI Andolo ke GI Raha menggunakan Tower Penyeberangan yang ditempatkan di Pulau Groot Tobea dan Groot Muna. Namun, masih diperlukan kajian lebih lanjut terutama terkait kondisi perairan sekitar (*hydro oceanography*) dan kedalaman untuk pembangunan *floating tower* sehingga dapat diputuskan opsi rute, jenis transmisi dan konstruksinya yang terbaik untuk interkoneksi Sistem Sulbagsel – Sistem Baubau-Raha dan tidak menutup opsi – opsi lain yang lebih *feasible*.
Rencana pengembangan interkoneksi Sistem Sulbagsel – Sistem Baubau-Raha ditunjukkan pada Gambar C5.3 berikut.



Gambar C5.3. Rencana Jalur Interkoneksi Baubau-Raha ke Sistem Sulbagsel

Rencana pembangunan transmisi selama periode 2025-2034 terdapat dalam Tabel C5.16, Tabel C5.17 dan Tabel C5.18.

Tabel C5.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275 kV	-	490	-	-	420	-	-	-	-	-	910
150 kV	4	-	148	322	24	54	57	80	-	-	689
Total	4	490	148	322	444	54	57	80	-	-	1.599

Tabel C5.17. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275 kV	-	490	-	-	420	-	-	-	-	-	910
150 kV	4	-	148	322	24	54	57	80	-	-	689
Total	4	490	148	322	444	54	57	80	-	-	1.599

Tabel C5.18. Rencana Pengembangan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
1	Pelanggan PT Stargate	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	150	*New*, 2 cct, SUTT	4	2025	2025	Pengadaan
2	GITET Andowia	GITET Kendari	275	*New*, 2 cct, SUTET	258	2026	2026	Pengadaan
3	GITET Bungku	GITET Andowia	275	*New*, 2 cct, SUTET	232	2026	2026	Pengadaan
4	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	Vale Indonesia	150	*New*, 2 cct, SUTT	31	2027	2027	Rencana
5	Kendari (sisi 150 kV GITET Kendari)	PT Industri Smelter Nusantara (ISN)	150	*New*, 2 cct, SUTT	60	2027	2027	Rencana
6	Inc. 1 Phi (Malili - Lasusua)	PT Kovalen Mining	150	*New*, 2 cct, SUTT	2	2027	2027	Rencana
7	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	PT Nikel Prima Gemilang	150	*New*, 2 cct, SUTT	25	2027	2027	Rencana
8	PLTGU/G/MG Sulbagsel 300 MW	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	150	*New*, 2 cct, SUTT	10	2027	2027	Rencana
9	PLTGU /G/MG Sulbagsel 300 MW	Kolaka *Smelter*	150	*New*, 2 cct, SUTT	10	2027	2027	Rencana
10	PLTGU/G/MG Kluster PoCi 200 MW	Kolaka *Smelter*	150	*New*, 2 cct, SUTT	10	2027	2027	Rencana
11	Andolo	Tower Penyebrangan 1A (Sisi Pulau Sulawesi)	150	*New*, 2 cct, SUTT	146	2028	2028	Rencana
12	PLTA Watunohu	Lasusua	150	*New*, 2 cct, SUTT	80	2028	2028	*Committed*

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
13	Tower Penyebrangan 1A (Sisi Pulau Sulawesi)	Tower Penyebrangan 1B (Sisi Pulau Groot Tobea)	150	*New*, 2 cct, SUTT	5	2028	2028	Rencana
14	Tower Penyebrangan 1B (Sisi Pulau Groot Tobea)	Tower Penyebrangan 2A (Sisi Pulau Groot Tobea)	150	*New*, 2 cct, SUTT	12	2028	2028	Rencana
15	Tower Penyebrangan 2A (Sisi Pulau Groot Tobea)	Tower Penyebrangan 2B (Sisi Pulau Muna)	150	*New*, 2 cct, SUTT	13	2028	2028	Rencana
16	Tower Penyebrangan 2B (Sisi Pulau Muna)	Raha	150	*New*, 2 cct, SUTT	66	2028	2028	Rencana
17	PLTS+BESS Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan I 22 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	-	2028	Rencana
18	GITET Kolaka *Smelter*	Kolaka *Smelter*	150	*New*, 2 cct, SUTT	10	2029	2029	Rencana
19	GITET Kolaka *Smelter*	GITET Kendari	275	*New*, 2 cct, SUTET	420	2029	2029	Rencana
20	Pomalaa *Switching*	PT Huayou Int Mining (Pomalaa/IPIP)	150	*New*, 2 cct, SUTT	14	2029	2029	Rencana
21	PLTGU/G/MG Sulbagsel 3 600MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
22	Kendari (sisi 150 kV GITET Kendari)	PT Jaya Makmur Metal Industri (JMMI)	150	*New*, 2 cct, SUTT	54	2030	2030	Rencana
23	PLTBm Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan 100 MW	GI Eksisting/New Sistem Sulbagsel	150	*New*, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
24	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	PT Huayou Int Mining (Konawe Utara)	150	*New*, 2 cct, SUTT	10	2031	2031	Rencana
25	Kendari (sisi 150 kV GITET Kendari)	KI Kendari	150	*New*, 2 cct, SUTT	38	2031	2031	Rencana
26	Batu Putih	PT Celebessi Metalindo Utama	150	*New*, 2 cct, SUTT	8	2031	2031	Rencana
27	Inc. 2 Phi (Malili - Lasusua)	Batu Putih	150	*New*, 2 cct, SUTT	1	2031	2031	Rencana
28	PLTA Konawe	Unaaha	150	*New*, 2 cct, SUTT	80	2032	2032	Rencana
	Total				1.599			

Catatan:
**) Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi*

Pengembangan Gardu Induk

Di Provinsi Sulawesi Tenggara akan dibangun beberapa GITET 275 kV terkait dengan rencana pengembangan *backbone* menggunakan transmisi 275 kV. Hal ini untuk memastikan ketersedian pasokan tenaga listrik di pusat-pusat beban di provinsi ini. Selain itu, juga akan dibangun GI 150 kV baru serta penambahan kapasitas trafo pada GI eksisting. Untuk GI 70 kV ke depan sudah tidak dikembangkan lagi kecuali pada lokasi-lokasi di mana sistem 150 kV belum dapat menggantikan peran GI 70 kV sehingga untuk sementara akan dipertahankan. Penambahan gardu induk baru dan kapasitas trafo GI ini akan dapat menampung penambahan pelanggan baru khususnya pelanggan industri *smelter* yang sangat besar potensinya di Sulawesi Tenggara yang tersebar di sekitar Konawe Utara dan Konawe Selatan, evakuasi daya serta meningkatkan keandalan penyaluran. Rencana pengembangan gardu induk selama periode 2025-2034 dapat dilihat pada Tabel C5.19, Tabel C5.20 dan Tabel C5.21.

Tabel C5.19. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275/150 kV	-	500	-	500	500	-	500	-	_	_	2.000
150/20 kV	60	-	-	60	-	-	-	-	-	-	120
Total	60	500	-	560	500	-	500	-	-	_	2.120

Tabel C5.20. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275/150 kV	-	500	-	500	500	-	500	-	_	_	2.000
150/20 kV	60	-	-	60	-	-	-	-	-	-	120
Total	60	500	-	560	500	-	500	-	-	_	2.120

Tabel C5.21. Daftar Rencana Pembangunan Gardu Induk

No.	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/*Ext.*/*Uprate*	Kapasitas (MVA)/ LB	COD		Status
					RE *Base*	ARED	
1	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	150	*New*	2 LB arah KTT Stargate, 2 *Trafo Bay* arah IBT GITET Andowia	2025	2025	Pengadaan
2	Unaaha	150/20	*Ext*	30	2025	2025	*Committed*
3	Kolaka	150/20	*Ext*	30	2025	2025	*Committed*
4	GITET Andowia	275/150	*New*	250	2026	2026	Pengadaan
5	GITET Kendari	275/150	*New*	250	2026	2026	Pengadaan
6	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	150 kV	*Ext*	Ext 2 LB arah Vale Bahodopi (BNSI Sambalagi Vale Indonesia)	2027	2027	Rencana
7	Kendari (sisi 150 kV GITET Kendari)	150 kV	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Industri Smelter Nusantara (ISN)	2027	2027	Rencana
8	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	150 kV	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Nikel Prima Gemilang	2027	2027	Rencana
9	Kolaka *Smelter*	150	Ext	2 LB arah PLTGU/G/MG Kluster PoCI 200 MW	2027	2027	Rencana
10	Kolaka *Smelter*	150	Ext	2 LB arah PLTGU/G/MG Sulbagsel 300 MW	2027	2027	Rencana

No.	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/*Ext.* /*Uprate*	Kapasitas (MVA)/ LB	COD		Status
					RE *Base*	ARED	
11	Andowia (Sisi 150 kV GITET Andowia)	150	*Ext*	2 LB arah PLTGU/G/MG Sulbagsel 300 MW	2027	2027	Rencana
12	Bau Bau	150/20	*Ext*	60	2028	2028	Rencana
13	Andolo	150	*Ext*	2 LB arah Tower Penyebrangan 1A (Sisi Pulau Sulawesi)	2028	2028	Rencana
14	Lasusua	150	*Ext*	2 LB Arah PLTA Watunohu	2028	2028	*Committed*
15	Raha	150	*Ext*	2 LB arah Tower Penyebrangan 2B (Sisi Pulau Muna)	2028	2028	Rencana
16	GITET Andowia	275/150	*Ext*	250	2028	2028	Rencana
17	GITET Kendari	275/150	*Ext*	250	2028	2028	Rencana
18	Kolaka *Smelter*	150	*Ext*	2 *Trafo Bay* arah GITET Kolaka *Smelter*	2029	2029	Rencana
19	GITET Kendari	275	*Ext*	Ext Dia, 2 LB arah GITET Kolaka *Smelter*	2029	2029	Rencana
20	GITET Kolaka *Smelter*	275/150	*New*	2x250	2029	2029	Rencana
21	Pomalaa *Switching*	150	*New*	2 LB arah PT Antam Pomalaa, 2 LB arah Kolaka, 2 LB arah KTT Pelanggan PT Huayou Int Mining (Pomalaa) /IPIP	2029	2029	Rencana
22	Kendari (sisi 150 kV GITET Kendari)	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Jaya Makmur Metal Industri (JMMI)	2030	2030	Rencana
23	Andowia (sisi 150 kV GITET Andowia)	150	*Ext*	Ext 2 LB arah PT Huayou Int Mining (Konawe Utara)	2031	2031	Rencana
24	GITET Andowia	275/150	*Ext*	2x250	2031	2031	Rencana
25	Kendari (sisi 150 kV GITET Kendari)	150	*Ext*	Ext 2 LB arah KI Kendari	2031	2031	Rencana
26	Batu Putih	150	*New*	Ext 2 LB arah PT Celebessi Metalindo Utama, 2 LB arah Malili, 2 LB arah Lasusua	2031	2031	Rencana
27	Unaaha	150	*Ext*	2 LB Arah PLTA Konawe	2032	2032	Rencana
	Total			2.120			

Pengembangan Jaringan Distribusi

Selaras dengan penambahan pelanggan dan penggantian infrastruktur distribusi yang rusak, diperlukan pembangunan jaringan distribusi tegangan menengah, tegangan rendah dan penambahan trafo di gardu-gardu distribusi. Untuk memenuhi kebutuhan listrik Provinsi Sulawesi Tenggara hingga tahun 2034 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 579 ribu sambungan. Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2025-2034 secara rinci ditunjukkan pada Tabel C5.22.

Tabel C5.22. Rencana Pengembangan Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	345	358	372	385	399
Panjang JTR	kms	243	251	258	266	273

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	22	23	24	25	25
Tambahan Pelanggan		45.691	47.913	50.119	52.344	54.664

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	421	444	466	492	518
Panjang JTR	kms	286	299	312	326	341
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	27	28	29	31	32
Tambahan Pelanggan		58.113	61.800	65.482	69.592	73.867

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada Tabel C5.23.

Tabel C5.23. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Sulawesi Tenggara

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	1,75	2,1	3,52
Panjang JTM	kms	343,7	33,8	76,6
Panjang JTR	kms	242,2	5,7	53,0
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	7,9	0,8	2,7
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	136	8	39

Dalam mengatasi desa/dusun yang belum berlistrik PLN, PLN telah melakukan pemutakhiran data dan membangun jaringan listrik ke lokasi – lokasi desa/dusun yang belum berlistrik sesuai *roadmap* yang sudah di tentukan.
Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN. sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.
Metode program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan SUTM, SUTR dan Gardu Distribusi serta pembangkit ke desa-desa.
Kapasitas pembangkit yang tercantum merupakan kapasitas PLTS, sedangkan kapasitas baterai disesuaikan dengan kebutuhan beban yang ada.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Sulawesi Tenggara sebesar 100% dengan RDB PLN 97,51%. Masih

terdapat sejumlah 44 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 13 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Tenggara sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,78% dengan RE PLN sebesar 93,09%.
Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada tabel C5.24

Tabel C5.24. Rencana Pengambilalihan RT LTSHE Menjadi Pelanggan PLN Provinsi Sulawesi Tenggara

Uraian	Satuan	2025	2026
Jumlah Pelanggan	Rumah Tangga	1.485	1.022

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Sulawesi Tenggara sebagai berikut:

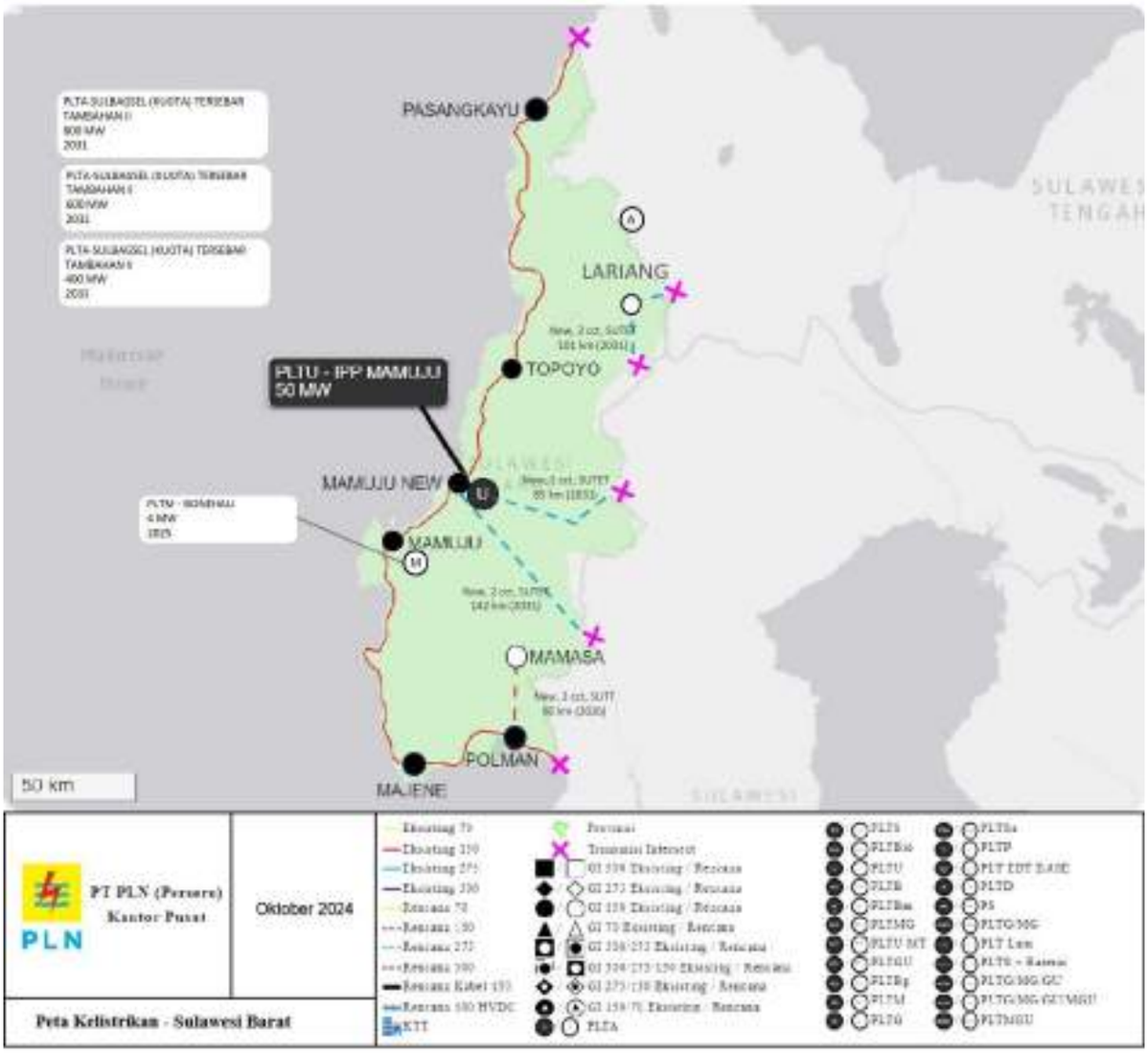
Tabel C5.25. Target RDB dan RE PLN Provinsi Sulawesi Tenggara

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	97,51	98,51	99,08	100
RE PLN (%)	93,09	93,91	94,18	100

LAMPIRAN C.6
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SULAWESI BARAT

C6.1 KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik Provinsi Sulawesi Barat saat ini dipasok dari 6 gardu induk 150 kV, yaitu Polmas, Majene, Mamuju, Mamuju Baru, Topoyo, dan Pasang Kayu yang terinterkoneksi dengan Sistem Sulbagsel. Gardu induk tersebut mendapat pasokan dari pembangkit-pembangkit yang ada di sistem tenaga listrik interkoneksi Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat (Sulselbar). Selain itu terdapat pembangkit skala kecil yang beroperasi pada sistem *isolated* 20 kV untuk memenuhi kebutuhan setempat yang pada umumnya dipasok dari PLTD. Peta tenaga listrik saat ini dan rencana pengembangannya di Provinsi Sulawesi Barat dapat dilihat pada Gambar C6.1.



Gambar C6.1. Peta Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Barat

Untuk meningkatkan jam nyala dari sistem *isolated* dan sistem *isolated* yang masih didominasi oleh PLTD direncanakan dapat dikembangkan dengan pembangkit tenaga terbarukan seperti PLTMH, PLTB, PLTBm dan PLTS sesuai dengan potensi setempat dan memenuhi keseimbangan antara suplai dan *demand,* meningkatkan keandalan sistem setempat dan memenuhi prinsip keekonomian (menurunkan biaya pokok penyediaan sistem).

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 8,58%. Komposisi penjualan energi tahun 2015-2024 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel C6.1.

Tabel C6.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	177	200	214	233	256	283	296	309	336	352
2	Bisnis	44	49	52	58	61	58	57	64	75	73
3	Publik	31	35	37	41	46	47	47	55	60	62
4	Industri	7	8	10	13	18	36	39	43	47	54
Jumlah		259	292	313	345	380	424	439	470	518	540
Pertumbuhan %		8,7	12,8	7,2	10,4	10,1	11,5	3,7	7,0	10,2	4,2

* Prognosa penjualan tahun 2024

Penambahan jumlah pelanggan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 9,09%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan tahun 2015-2024 ditunjukkan pada Tabel C6.2.

Tabel C6.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	164,0	176,6	208,4	231,8	258,2	278,6	298,5	315,3	332,7	368,8
2	Bisnis	10,3	11,2	10,6	10,7	11,1	11,5	12,1	12,7	12,7	14,5
3	Publik	5,3	6,2	7,0	7,8	8,5	9,1	9,7	10,2	10,5	11,9
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
	Jumlah	179,8	194,0	226,1	250,3	277,9	299,4	320,4	338,4	356,1	395,5
	Pertumbuhan %	8,0	7,9	16,5	10,7	11,0	7,7	7,0	5,6	5,2	11,1

* Prognosa jumlah pelanggan tahun 2024

Pembangkit yang beroperasi secara *isolated* sebagaimana diberikan pada Tabel C6.3.

Tabel C6.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTM	Sulbagsel	2	0,7	0,7	0,7
	Sulbagsel	2	1,4	1,4	1,4
	Sulbagsel	2	2,0	0,0	2,0
Jumlah PLN		6	4,1	2,1	2,1
IPP					
PLTU	Sulbagsel	2	50	50	50
Jumlah IPP		2	50	50	50
Jumlah		8	54,1	52,1	52,1

Gardu Induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Barat ditunjukkan pada Tabel C6.4 dan Tabel C6.5.

Tabel C6.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

No.	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Polmas	150/20	2	50
2	Majene	150/20	2	50
3	Mamuju	150/20	3	110
4	Pasangkayu	150/20	1	30
5	Mamuju Baru	150/20	1	30
6	Topoyo	150/20	1	30
	Total		10	300

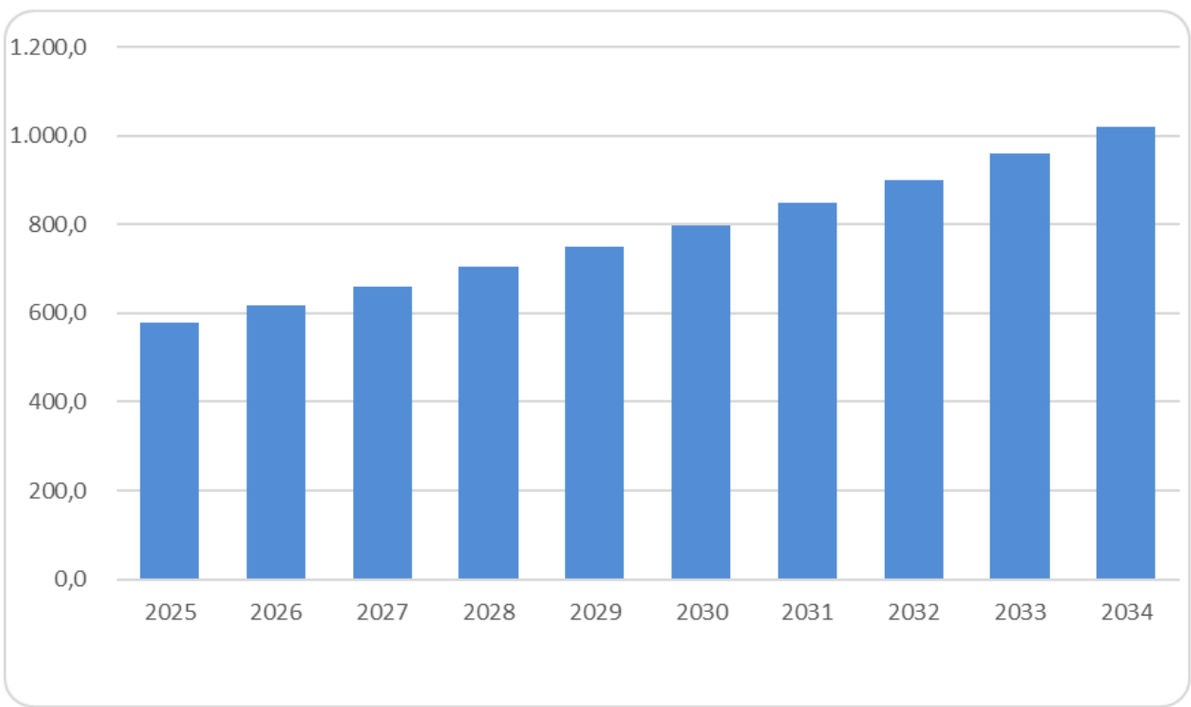
Tabel C6.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No.	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	JTM (kms)	1.793	1.967	2.392	2.729	3.050	3.329	3.457	3.569	3.930	3.987
2	JTR (kms)	1.451	1.637	1.816	2.037	2.365	2.487	2.535	2.546	2.805	2.824
3	Gardu Distribusi (MVA)	98	111	128	152	166	188	206	227	245	252

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

C6.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI SULAWESI BARAT

Provinsi Sulawesi Barat dengan Mamuju sebagai ibukotanya merupakan daerah yang sedang berkembang. Kondisi ekonomi Sulawesi Barat dalam lima tahun terakhir (2020-2024) tumbuh rata-rata 2,60%. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Sulawesi Barat, hanya terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Sulawesi Barat hanya terdapat 1 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT.
Proyeksi kebutuhan listrik skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C6.2.



Gambar C6.2. Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Dengan pertumbuhan konsumsi listrik dalam lima tahun terakhir (2020-2024) yang mencapai rata-rata 7,33% per tahun dan berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik, dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang serta mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi COVID-19 terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan pada Tabel C6.6, Tabel C6.7 dan Tabel C6.8.

Tabel C6.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	374,9	399	423,8	449,3	475,5	502,8	531,4	561,2	592,3	624,9
2	Bisnis	77,3	82	86,8	91,8	96,9	102,2	107,8	113,5	119,6	125,9
3	Publik	65,3	69	72,8	76,7	80,6	84,8	89,1	93,7	98,4	103,4
4	Industri	60,8	68,4	76,7	85,8	95,8	106,8	119,2	132,9	148,1	165,1
Jumlah		578,3	618,4	660,1	703,6	748,8	796,6	847,5	901,3	958,4	1.019,4
Pertumbuhan %		7,1	6,9	6,8	6,6	6,4	6,4	6,4	6,3	6,4	6,4

Tabel C6.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No.	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	389,9	411,6	434,1	457,1	480,8	505,5	531,3	558,2	586,4	615,8
2	Bisnis	15,1	15,7	16,3	16,9	17,5	18,1	18,8	19,4	20,1	20,8
3	Publik	12,6	13,2	13,9	14,5	15,2	15,9	16,6	17,4	18,2	19,0
4	Industri	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Jumlah		417,8	440,8	464,5	488,9	513,8	539,8	567,0	595,4	625,1	656,0
Pertumbuhan %		5,6	5,5	5,4	5,2	5,1	5,1	5,0	5,0	5,0	4,9

Tabel C6.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	5,1	578,41	622,92	115,26	417.793
2026	5,1	618,4	665,68	122,37	440.808
2027	5,0	660,14	710,3	129,74	464.515
2028	4,9	703,6	756,72	137,34	488.853
2029	4,8	748,79	804,96	145,17	513.805
2030	4,7	796,67	856,04	153,42	539.846
2031	4,7	847,48	910,24	162,11	567.043
2032	4,7	901,27	967,59	171,26	595.375
2033	4,7	958,51	1.028,59	180,93	625.005
2034	4,7	1.019,41	1.093,47	191,17	655.976
Pertumbuhan	4,8	6,5%	6,5%	5,8%	5,1%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi Sulawesi Barat. Untuk melayani kebutuhan potensi pelanggan besar tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan

tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Selain itu, sebagai komitmen PLN untuk mendukung program pemerintah dalam pelayanan kesehatan, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik puskesmas yang ada di kecamatan dan kabupaten di Provinsi Sulawesi Barat.

C6.3 PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Potensi Energi Primer

Provinsi Sulawesi Barat dengan kondisi alamnya yang bergunung-gunung dengan hutan masih asli, menyimpan potensi tenaga air yang sangat besar untuk dapat dikembangkan menjadi PLTA, dan di beberapa lokasi dapat dikembangkan menjadi PLTM. Potensi energi air yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 1.404 MW yang tersebar di 13 lokasi. Potensi energi bayu yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 30 MW yang tersebar di satu lokasi di Majene. Potensi energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 10 MW yang tersebar di satu lokasi di Lilli-Seporaki.
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara.

Pengembangan Pembangkit

Memperhatikan besarnya potensi tenaga air tersebut, prioritas pertama dalam mengembangkan pembangkit adalah membangun PLTA. Rencana pembangunan PLTA tersebut harus diawali dengan studi kelayakan yang baik dan lengkap termasuk adanya data curah hujan yang memadai dan berkualitas. Pada beberapa sistem telah dibuka kuota PLTB serta PLTS dengan BESS yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak *intermittent* dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA milik Kementerian PU. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.
Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTGU/G/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS+BESS sangat tinggi. Selain itu, variasi musim yang sering terjadi seperti fenomena El Nino dan sebagainya mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Khusus untuk Sistem Sulbagsel direncanakan penambahan BESS untuk mengoptimalkan pembangkit *base load* seperti PLTP dan PLTA *run of river* baik yang sudah eksisting maupun masih dalam tahap rencana. BESS akan dimanfaatkan untuk menyimpan energi berlebih pada saat kondisi beban rendah (pagi hari) dan energi tersebut digunakan kembali pada malam hari khususnya saat beban puncak (*shifting*). Hal ini akan memberikan dampak positif pada pengurangan pemakaian pembangkit berbahan bakar gas yang pada umumnya memiliki BPP tinggi. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTGU/G/MG.
Memperhatikan kriteria keandalan serta kekuatan sistem, pengembangan kuota EBT di Sistem Sulbagsel, khususnya yang berkapasitas besar, menggunakan urutan prioritas sebagai berikut :

1. Diutamakan titik interkoneksi ke jaringan 275 kV untuk memperkuat *backbone* sistem kelistrikan dan menghindari isu *overload* di jaringan;
2. Untuk mereduksi isu *mismatch* antara *demand* dan *supply* (potensi PLTA) maka dapat menggunakan titik interkoneksi ke GITET eksisting dan terdekat;
3. Untuk menjaga keandalan sistem, titik interkoneksi pembangkit tidak diutamakan pada jaringan radial atau ujung;
4. Tidak diutamakan interkoneksi di 20 kV, mengingat PLTA Sulbagsel (Kuota Tersebar) untuk memperkuat sistem kelistrikan bukan sub sistem.

Khusus untuk tenaga listrik di daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut. Untuk sistem-sistem *isolated* yang jam nyala operasinya masih di bawah 24 jam serta tidak dapat disambungkan ke *grid*, rencana pengembangannya akan dibangun PLTS beserta BESS agar jam nyala operasinya menjadi 24 jam.
Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034 di Provinsi Sulawesi Barat direncanakan akan dibangun pembangkit dengan daftar sesuai Tabel C6.9, Tabel C6.10 dan Tabel C6.11.

Tabel C6.9. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit Skenario RE *Base* (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTM	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
PLTS + BESS	-	0,28	0,07	-	-	-	-	-	-	-	0,35
BESS (MWh)	-	0,06	0,01	-	-	-	-	-	-	-	0,07
Jumlah	4	0,28	0,07	-	-	-	-	-	-	-	4,35
IPP											
PLTA	-	-	-	-	-	-	800	600	400	-	1.800
Jumlah	-	-	-	-	-	-	800	600	400	-	1.800
Total											
PLTM	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
PLTA	-	-	-	-	-	-	800	600	400	-	1.800
PLTS + BESS	-	0,28	0,07	-	-	-	-	-	-	-	0,35
BESS (MWh)	-	0,06	0,01	-	-	-	-	-	-	-	0,07
Jumlah	4	0,28	0,07	-	-	-	800	600	400	-	1.804

Tabel C6.10. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit Skenario ARED (MW)

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTM	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
PLTS + BESS	-	0,28	0,07	-	-	-	-	-	-	-	0,35
BESS (MWh)	-	0,06	0,01	-	-	-	-	-	-	-	0,07
Jumlah	4	0,28	0,07	-	-	-	-	-	-	-	4,35
IPP											
PLTA	-	-	-	-	-	-	800	600	400	-	1.800
Jumlah	-	-	-	-	-	-	800	600	400	-	1.800
Total											
PLTM	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
PLTA	-	-	-	-	-	-	800	600	400	-	1.800
PLTS + BESS	-	0,28	0,07	-	-	-	-	-	-	-	0,35
BESS (MWh)	-	0,06	0,01	-	-	-	-	-	-	-	0,07
Jumlah	4	0,28	0,07	-	-	-	800	600	400	-	1.804

Tabel C6.11. Daftar Rencana Pembangunan Pembangkit

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE *Base*	ARED		
1	*Isolated*	PLTS	Lisdes	0,28	2026	2026	Rencana	PLN
2	*Isolated*	PLTS	Lisdes	0,07	2027	2027	Rencana	PLN
3	Sulbagsel	PLTM	Bonehau	4	2025	2025	Konstruksi	PLN
4	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	800	2031	2031	Rencana	IPP
5	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	600	2032	2032	Rencana	IPP
6	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II	400	2033	2033	Rencana	IPP
	Total			1.804				

Catatan :
Rencana tambahan pembangkit yang terhubung pada Gardu Induk sudah mempertimbangkan kecukupan lahan dan investasi untuk kebutuhan Extension Bay pembangkit.
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastrukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun.

Di Provinsi Sulawesi Barat terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTA	Kalumpang 2	80	MW
PLTA	Karama	190	MW
PLTA	Mapilli	174	MW
PLTA	Masupu	30	MW
PLTA	Ompi	240	MW
PLTA	Salulekbo	85	MW
PLTA	Tabulahan	19,5	MW
PLTA	Tinauka	300	MW
PLTA	Tinauka	120	MW
PLTA	Tumbuan/Mamuju	150	MW
PLTM	Tetean	2	MW
PLTM	Sulawesi Barat	3,72	MW
PLTM	Tabulahan	10	MW
PLTB	Majene	30	MW

PLTB	Majene	60	MW
PLTB	Majene	60	MW
PLTS	PLTS Polman	30	MW
PLTP	Lilli-Seporaki	10,0	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem dan bukan berdasarkan provinsi. Kuota pengembangan EBT tersebut dapat dipenuhi oleh seluruh potensi yang terletak pada lokasi sistem tersebut walaupun berbeda provinsi. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Untuk menjamin keandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Seiring dengan peningkatan kebutuhan tenaga Listrik di Provinsi Sulawesi Barat, maka pengembangan transmisi di Provinsi Sulawesi Barat bertujuan untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke pusat beban serta untuk meningkatkan mutu tenaga Listrik.
Pengembangan transmisi di Provinsi Sulawesi Barat untuk periode 2025-2034 diperlihatkan pada Tabel C6.12, Tabel C6.13 dan Tabel C6.14.

Tabel C6.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario RE *Base* (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275 kV	-	-	-	-	-	40	486	-	-	-	526
150 kV	-	80	-	-	-	-	-	-	-	-	80
Total	-	80	-	-	-	40	486	-	-	-	606

Tabel C6.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi Skenario ARED (kms)

Transmisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275 kV	-	-	-	-	-	40	486	-	-	-	526
150 kV	-	80	-	-	-	-	-	-	-	-	80
Total	-	80	-	-	-	40	486	-	-	-	606

Tabel C6.14. Daftar Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
1	Polman	Mamasa	150	*New*, 2 cct, SUTT	80	2026	2026	*Committed*
2	PLTA Poko	GITET Bakaru 2	275	*New*, 2 cct, SUTET	40	2030	2030	Rencana
3	GITET Mamuju Baru	GITET Bakaru 2	275	*New*, 2 cct, SUTET	284	2031	2031	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	COD		Status
						RE *Base*	ARED	
4	GITET Lariang	GITET Seko	275	*New*, 2 cct, SUTET	202	2031	2031	Rencana
5	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II 800 MW	GI/GITET Eksisting/ New Sistem Sulbagsel	150/275	*New*, 2 cct, SUTT/SUTET	20*	2031	2031	Rencana
6	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II 600 MW	GI/GITET Eksisting/ New Sistem Sulbagsel	150/275	New, 2 cct, SUTT/SUTET	20*	2032	2032	Rencana
7	PLTA Sulbagsel (Kuota) Tersebar Tambahan II 400 MW	GI/GITET Eksisting/ New Sistem Sulbagsel	150/275	New, 2 cct, SUTT/SUTET	20*	2033	2033	Rencana
	Total				606			

Pengembangan Gardu Induk

Seiring dengan pengembangan transmisi, di Sulawesi Barat akan dibangun beberapa gardu induk terkait. Pengembangan gardu induk untuk 10 tahun ke depan di Provinsi Sulawesi Barat dirinci pada Tabel C6.15, Tabel C6.16, dan Tabel C6.17.

Tabel C6.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	1.000	-	-	-	1.000
150/20 kV	-	30	-	-	60	-	30	60	-	-	180
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	30	-	-	60	-	1.030	60	-	-	1.180

Tabel C6.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Trafo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	1.000	-	-	-	1.000
150/20 kV	-	30	-	-	60	-	30	60	-	-	180
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	30	-	-	60	-	1.030	60	-	-	1.180

Tabel C6.17. Daftar Rencana Pembangunan Gardu Induk

No.	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/*Ext*/*Upr*	Kapasitas (MVA)/LB	COD		Status
					RE *Base*	ARED	
1	Mamasa	150/20	*New*	30	2026	2026	Konstruksi
2	Polman	150	*Ext*	2 LB arah Mamasa	2026	2026	Konstruksi
3	Majene	150/20	*Ext*	60	2029	2029	Rencana
4	Pasangkayu	150/20	*Ext*	30	2031	2031	Rencana
5	GITET Lariang	275/150	*New*	2x250	2031	2031	Rencana

No.	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/*Ext*/*Upr*	Kapasitas (MVA)/LB	COD		Status
					RE *Base*	ARED	
6	GITET Mamuju Baru	275/150	*New*	2x250	2031	2031	Rencana
7	Mamuju Baru	150	*Ext*	2 *Trafo Bay* arah IBT GITET Mamuju Baru	2031	2031	Rencana
8	Polman	150/20	*Ext*	60	2032	2032	Rencana
	Total			1.180			

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan tahun 2034 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 260 ribu sambungan. Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2025-2034 secara rinci ditunjukkan pada Tabel C6.18.

Tabel C6.18. Rencana Pengembangan Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	286	298	310	321	332
Panjang JTR	kms	127	130	133	135	137
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	20	21	22	22	23
Tambahan Pelanggan		22.259	23.015	23.707	24.338	24.952

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	349	367	386	407	429
Panjang JTR	kms	142	147	152	157	163
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	25	26	28	30	31
Tambahan Pelanggan		26.041	27.197	28.332	29.630	30.971

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.

Program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada Tabel C6.19.

Tabel C6.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Sulawesi Barat

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	0,3	0,1
Panjang JTM	kms	192,6	64,9	242,6
Panjang JTR	kms	150,8	20,9	96,5

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	8,5	1,2	4,9
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	139	20	91

Dalam mengatasi desa/dusun yang belum berlistrik PLN, PLN melakukan pemutakhiran data dan membangun jaringan listrik ke lokasi – lokasi desa/dusun yang belum berlistrik sesuai *roadmap* yang sudah di tentukan.
Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN. sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.
Metode program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan SUTM, SUTR dan Gardu Distribusi serta pembangkit ke desa-desa.
Kapasitas pembangkit yang tercantum merupakan kapasitas PLTS, sedangkan kapasitas baterai disesuaikan dengan kebutuhan beban yang ada.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Sulawesi Barat sebesar 100 % dengan RDB PLN 97,07 %. Masih terdapat sejumlah 6 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 13 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Barat sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 90,49%.
Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada tabel C6.20.

Tabel C6.20. Rencana Pengambilalihan RT LTSHE Menjadi Pelanggan PLN Sulawesi Barat

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah Pelanggan	Rumah Tangga	1.210	26	77

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Sulawesi Barat sebagai berikut:

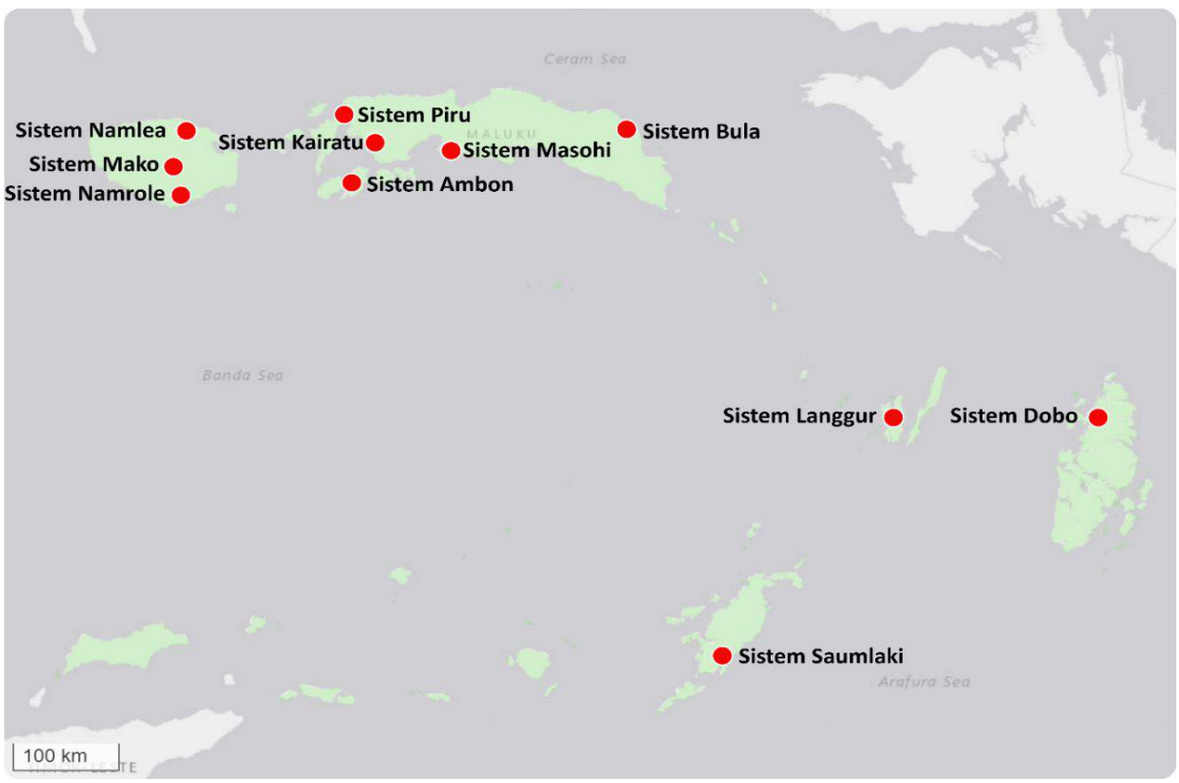
Tabel C6.21. Target RDB dan RE PLN Provinsi Sulawesi Barat

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	97,07	97,53	98,61	100
RE PLN (%)	90,49	94,12	97,85	100

LAMPIRAN C.7
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI MALUKU

C7.1 KONDISI SAAT INI

Kebutuhan listrik di Provinsi Maluku saat ini dilayani dari sistem interkoneksi 150 kV, dan sistem 20 kV yang dipasok dari pembangkit PLTD dan PLTMG, serta sistem *isolated* yang tersambung langsung ke jaringan 220 Volt. Provinsi Maluku saat ini memiliki 10 sistem tenaga listrik dengan beban di atas 3 MW yaitu Sistem Ambon, Langgur/Tual, Masohi, Namlea, Dobo/Wamar, Saumlaki, banKairatu, Mako, Bula, dan Piru. Selain 10 sistem tenaga listrik di atas, masih terdapat 60 pusat pembangkit kecil yang lokasinya tersebar. Masing-masing sistem tenaga listrik seperti ditunjukkan pada Gambar C7.1.



Gambar C7.1. Peta Lokasi Pembangkit di Provinsi Maluku

Penjualan tenaga listrik di Provinsi Maluku sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 5,9%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2015-2024 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel C7.1 dan Tabel C7.2.

Tabel C7.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	320	282	341	368	381	427	443	446	468	510
2	Bisnis	116	123	133	141	146	143	150	165	173	186
3	Publik	65	69	71	78	85	90	99	106	112	123
4	Industri	10	10	10	10	10	10	11	13	14	13
Jumlah		510	483	554	597	622	670	702	730	767	831
Pertumbuhan (%)		6,1	(5,1)	14,7	7,8	4,2	7,6	4,9	4,0	5,0	8,4

* Prognosa Tahun 2024

Tabel C7.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	262	274	289	313	333	356	374	394	422	446
2	Bisnis	16	17	18	18	19	17	18	18	14	18
3	Publik	9	10	9	10	11	12	12	13	13	14
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Jumlah		287	301	317	342	363	386	404	425	450	479
Pertumbuhan (%)		6,1	4,9	5,5	7,8	6,1	6,3	4,8	5,0	5,9	6,4

* Prognosa Tahun 2024

Sistem tenaga listrik terbesar di Provinsi Maluku adalah Sistem Ambon. Sistem Ambon merupakan sistem interkoneksi 150 kV yang memasok ibukota Provinsi Maluku melalui tiga gardu induk yaitu GI Sirimau, GI Passo, dan GI Hative Besar. Sistem Ambon ini memiliki pembangkit dengan total kapasitas terpasang sekitar 115,5 MW termasuk PLTD sewa dengan daya mampu netto sekitar 77,4 MW, dan beban puncak sistem sebesar 75,2 MW. Kapasitas terpasang dan daya mampu netto pembangkit dapat dilihat pada Tabel C7.3.

Tabel C7.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTMG	Ambon	4	40,0	38,2	38,2
	Masohi	2	24,3	21,6	21,6
	Langgur	2	24,3	21,6	21,6
PLTD	Ambon	23	54,5	19,7	19,7
	Kairatu	5	3,8	2,2	2,2
	Namlea	8	4,5	2,1	2,1
	Mako	1	0,7	0,3	0,3
	Saparua	7	3,7	2,9	2,9
	Tual	3	3,4	1,6	1,6
	Dobo	2	1,5	1,1	1,1
Jumlah PLN		57	160,7	111,3	111,3
Sewa					
PLTD	Ambon	21	21,0	19.5	19.5
	Kairatu	1,0	3,0	3,0	3,0
	Piru	1,0	3,0	3,0	3,0
	Namlea	7,0	6,2	4,0	4,0
	Mako	7,0	4,2	3,0	3,0
	Saumlaki	5,0	5,0	5,0	5,0
	Dobo	5,0	6,0	6,0	6,0
Jumlah Sewa		47,0	48,4	43,5	43,5
Jumlah		104,0	209,1	154,8	154,8

Gardu induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Maluku ditunjukkan pada Tabel C7.4 dan Tabel C7.5.

Tabel C7.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

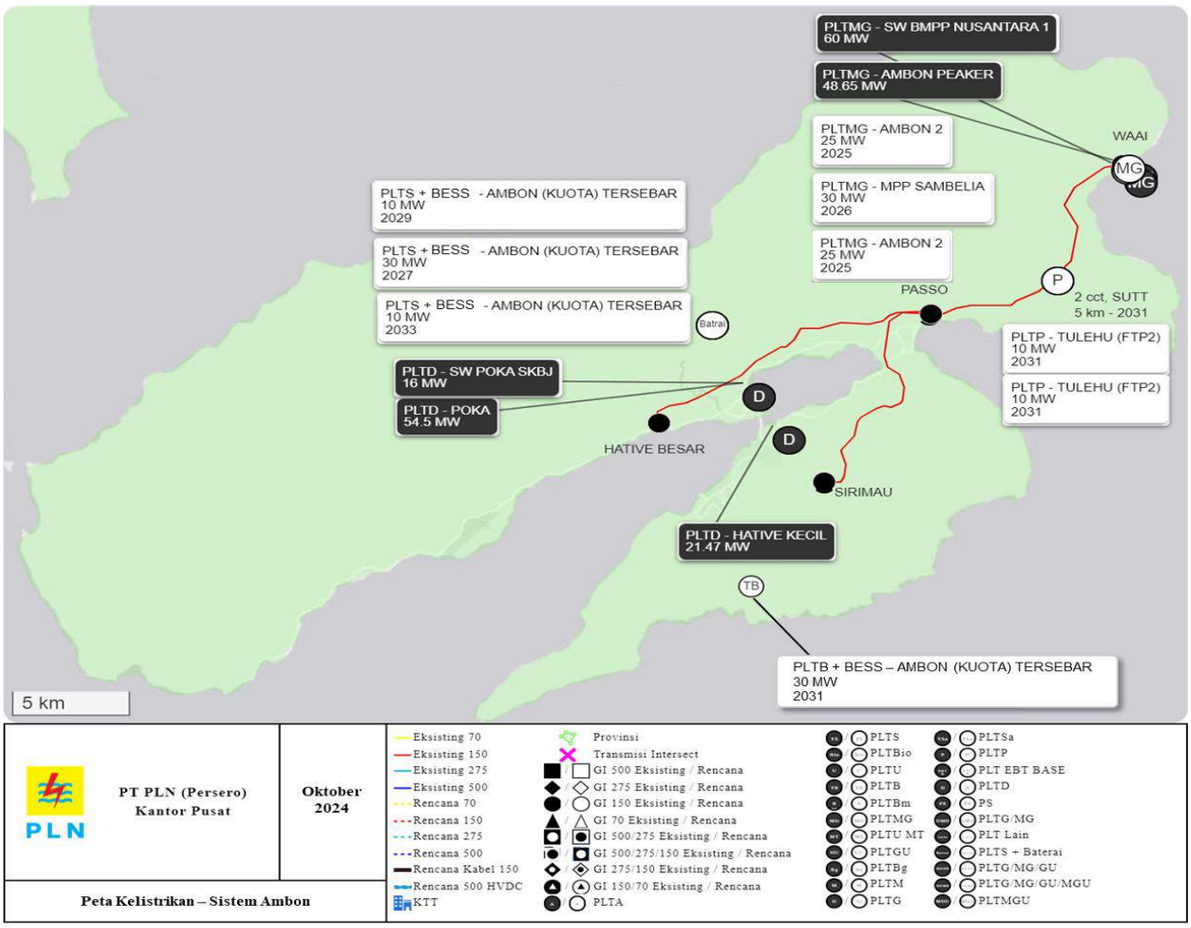
No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Kapasitas (MVA)
1	Passo	70/20	2	40
		150/70	1	60
		150/20	1	60
2	Sirimau	70/20	2	40
		150/70	1	60
		150/20	1	60
3	Hative Besar	150/20	2	60
4	Masohi	150/20	1	30
5	Piru	150/20	1	30
6	Namlea	70/20	1	30
7	Namrole	70/20	1	20
Jumlah			14	490

Tabel C7.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

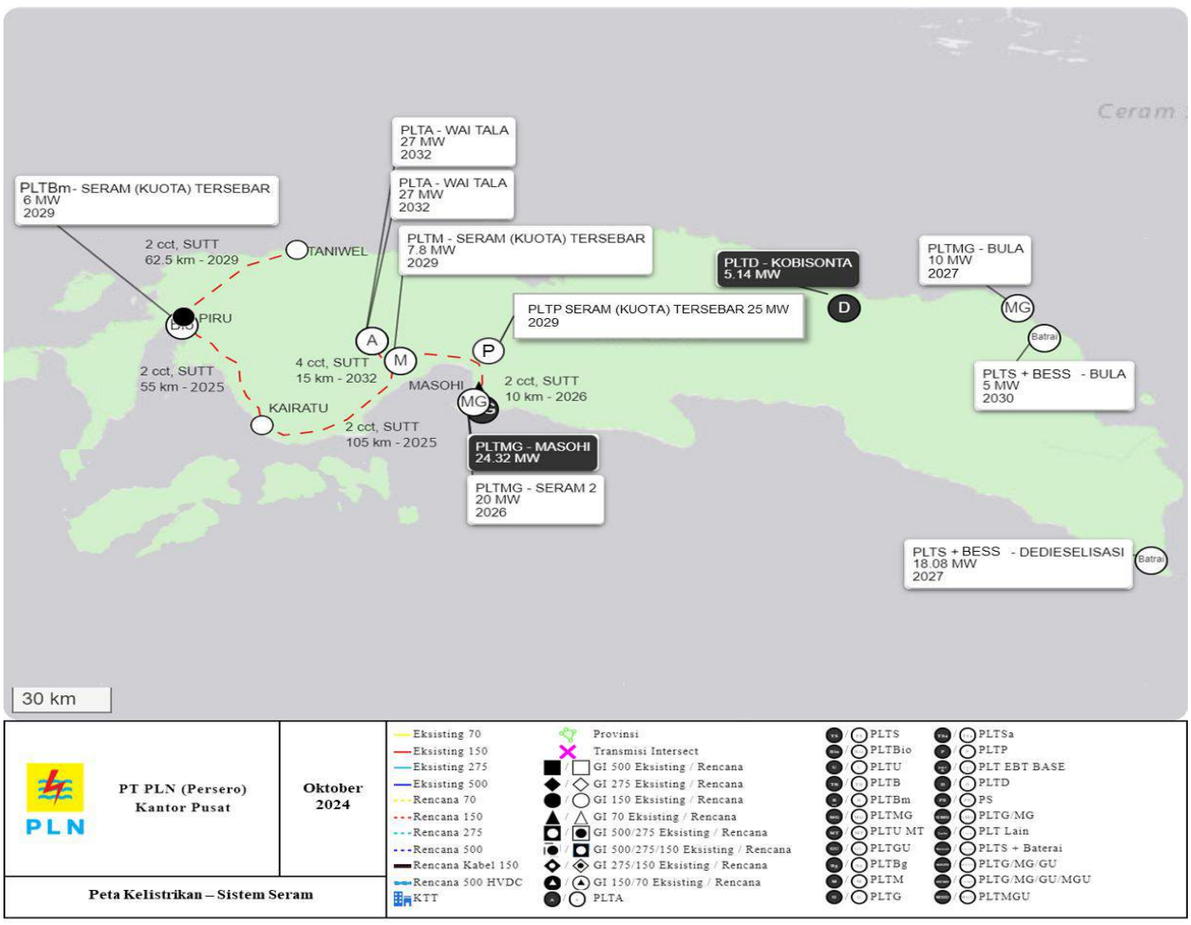
No	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	JTM (kms)	3.954	3.989	3.938	4.135	4.245	4.365	4.452	4.503	4.627	4.885
2	JTR (kms)	1.854	1.854	2.260	2.296	2.326	2.331	2.373	2.383	2.496	2.591
3	Gardu Distribusi (MVA)	173	235	239	252	261	275	294	298	312	322

*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

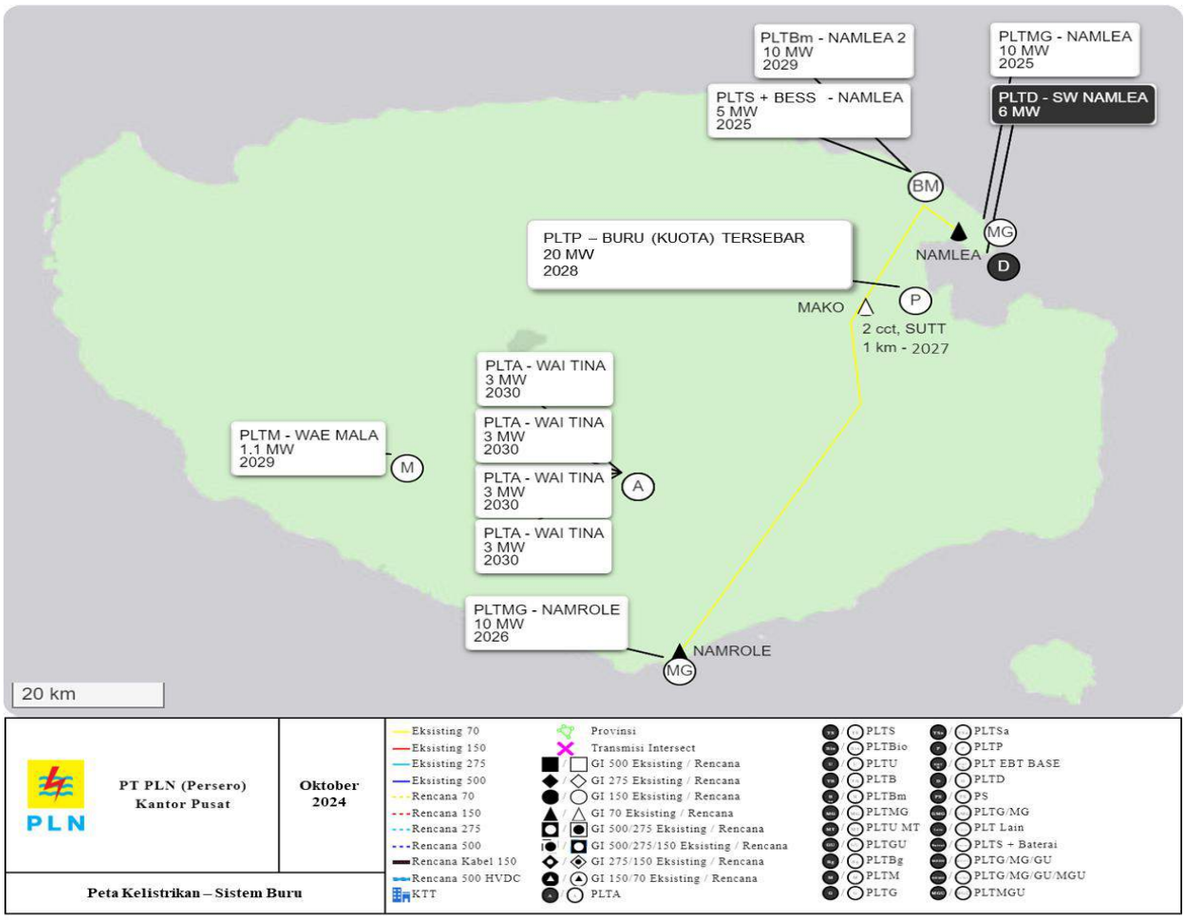
Pada Sistem Pulau Seram dan Pulau Buru yang saat ini masih menggunakan jaringan 20 kV, kedepannya akan dikembangkan jaringan transmisi 150 kV di Pulau Seram, dan 70 kV di Pulau Buru untuk mengevakuasi daya dari pusat pembangkit ke pusat-pusat beban. Gambar C7.2, Gambar C7.3, Gambar C7.4, Gambar C7.5, Gambar 7.6, dan Gambar C7.7 masing-masing menunjukkan peta pengembangan sistem tenaga listrik Ambon, Seram, Buru, Langgur/Tual, Dobo, Masela, dan Saumlaki, serta Wetar.



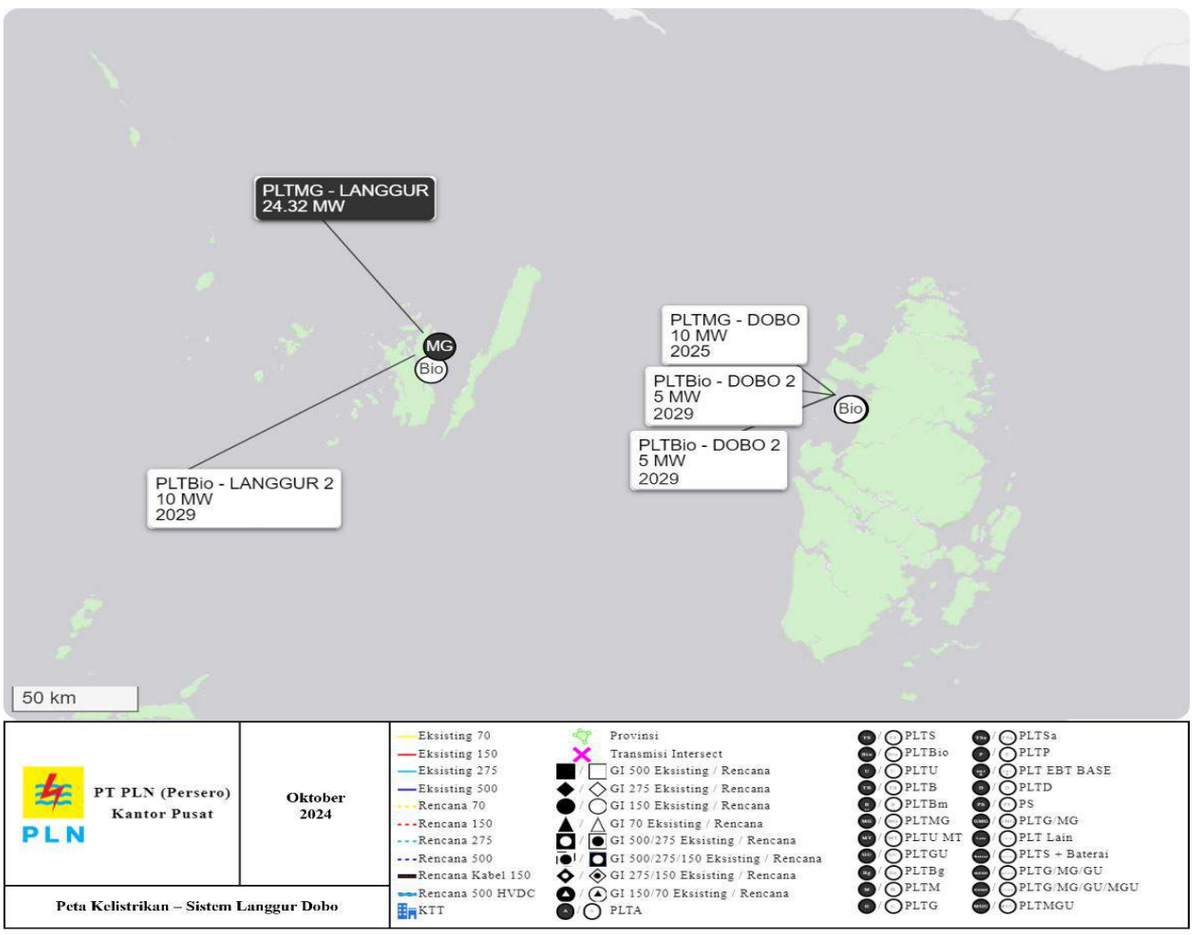
Gambar C7.2. Peta Rencana Pengembangan Sistem Ambon Tahun 2025-2034



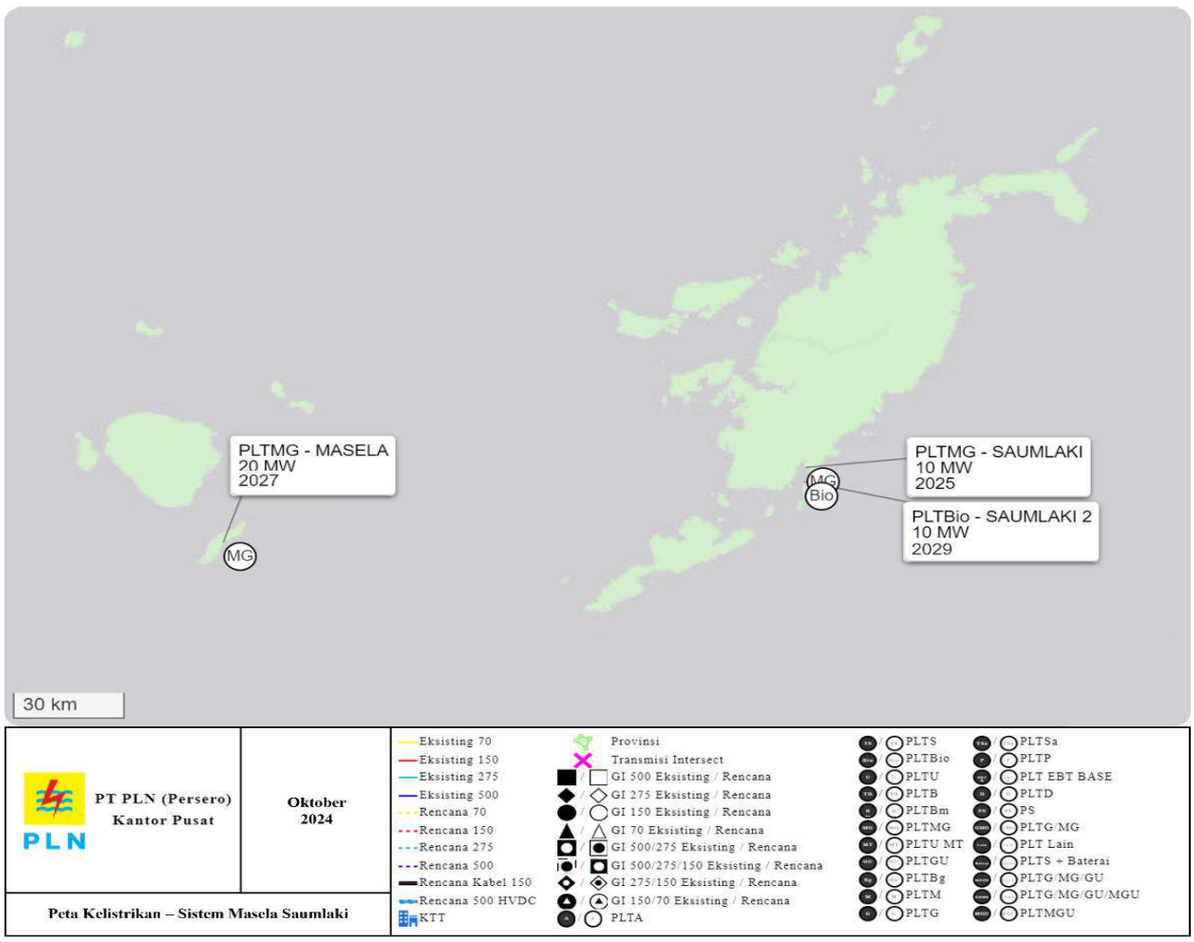
Gambar C7.3. Peta Rencana Pengembangan Sistem Seram Tahun 2025-2034



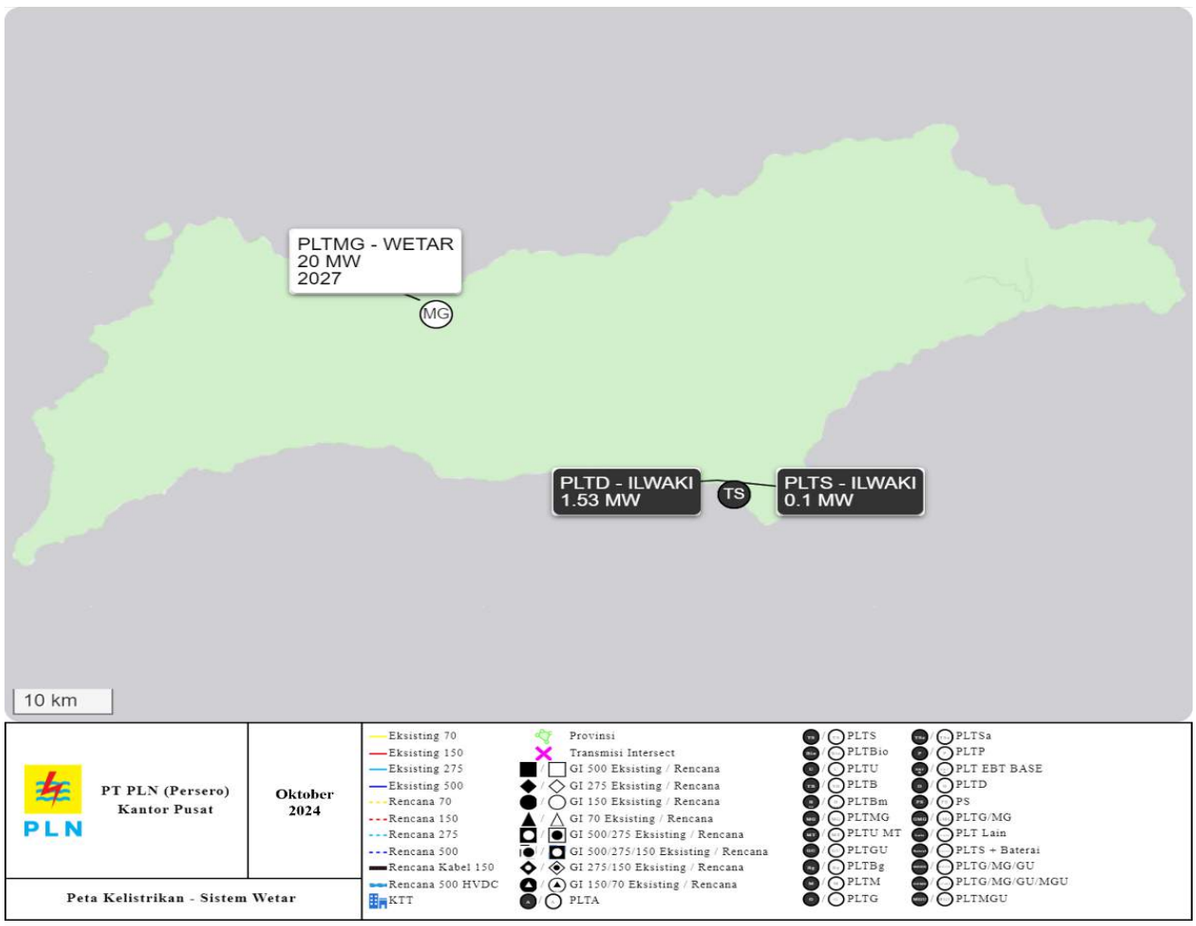
Gambar C7.4. Peta Rencana Pengembangan Sistem Pulau Buru Tahun 2025-2034



Gambar C7.5. Peta Rencana Pengembangan Sistem Langgur dan Dobo Tahun 2025-2034

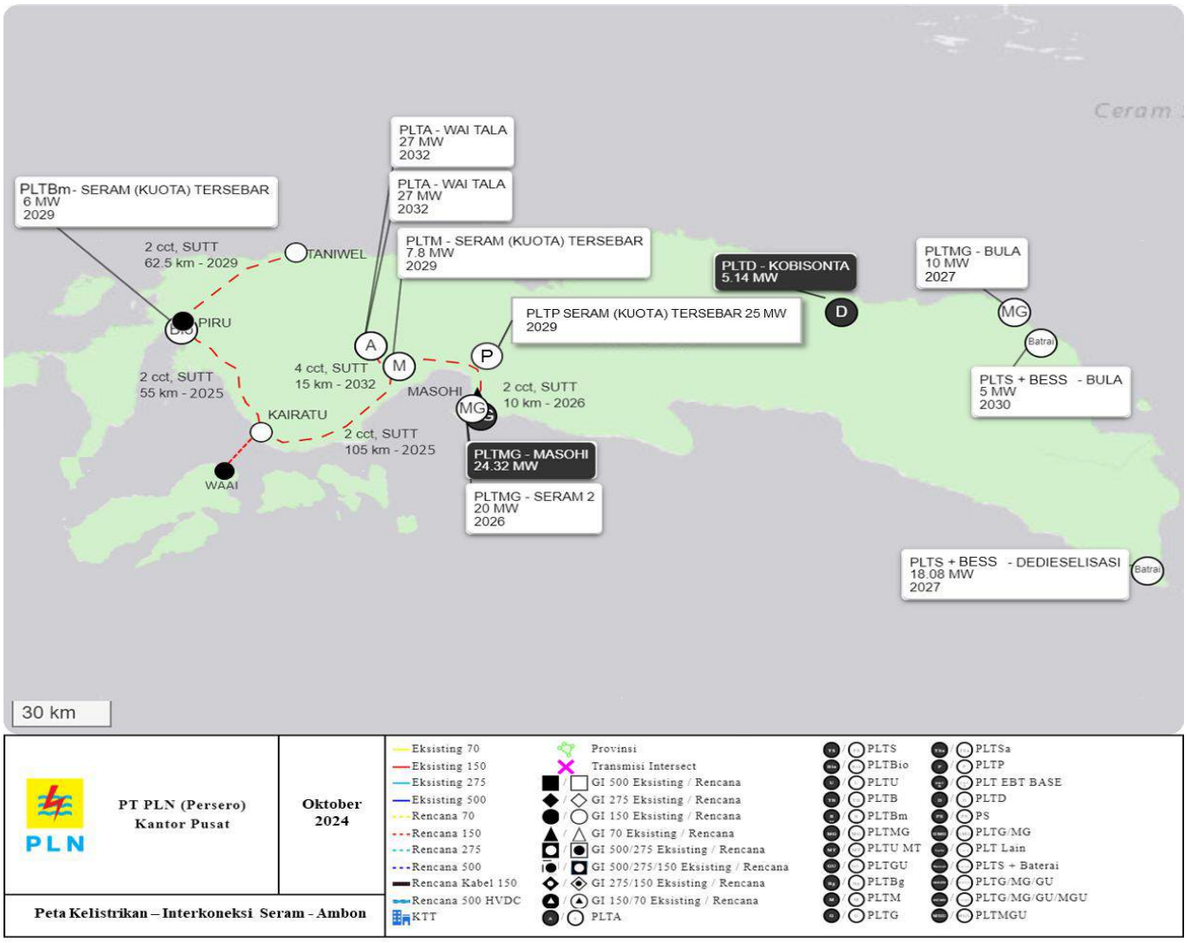


Gambar C7.6. Peta Rencana Pengembangan Sistem Masela dan Saumlaki Tahun 2025-2034



Gambar C7.7. Peta Rencana Pengembangan Sistem Wetar Tahun 2025-2034

Selain itu, kedepannya terdapat rencana interkoneksi Seram-Ambon untuk menyalurkan daya dari pembangkit non BBM dari Sistem Seram ke Sistem Ambon dengan menggunakan kabel laut. Untuk rencana interkoneksi Seram-Ambon ini perlu dilakukan kajian lebih lanjut baik dari segi operasional, finansial, dan konstruksi memperhatikan kondisi perairan laut sekitar Pulau Seram dan Pulau Ambon.



Gambar C7.8. Peta Rencana Interkoneksi Seram-Ambon (Kabel Laut)

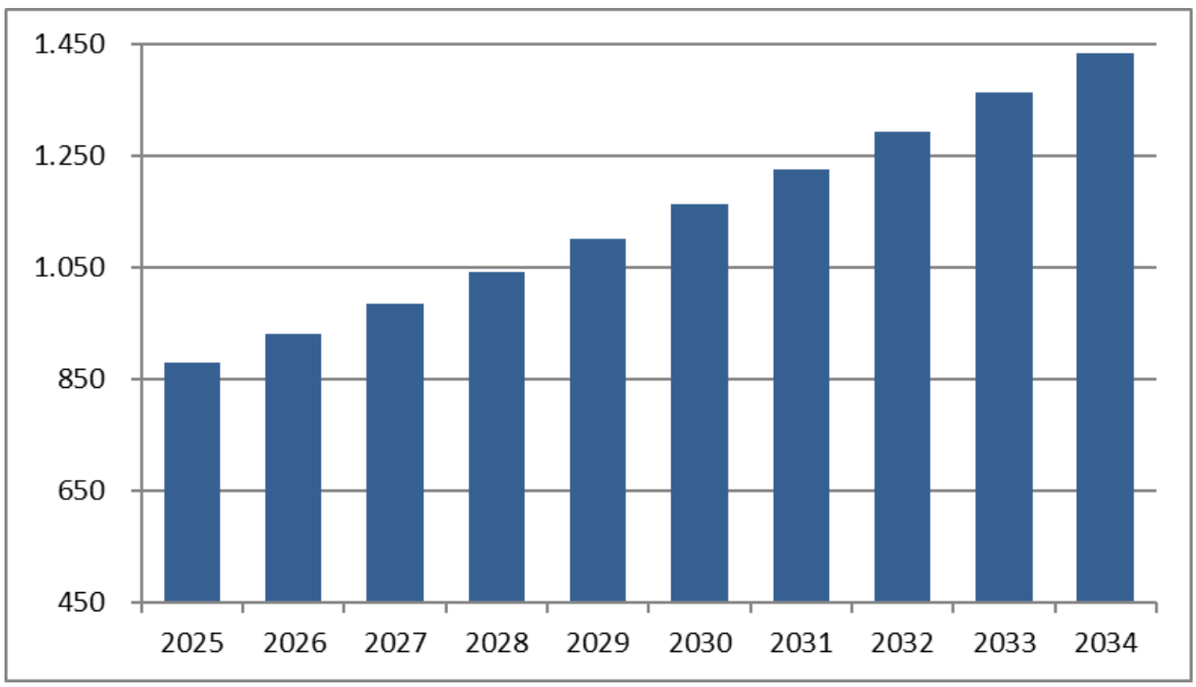
Di Pulau Seram terdapat potensi gas Lofin dan gas Bula yang dapat dioptimalkan untuk perbaikan *fuel mix* di Sistem Seram-Ambon. Di Pulau Seram terdapat potensi lapangan gas Lofin yang dapat dioptimalkan untuk perbaikan *fuel mix* di Sistem Seram-Ambon. Opsi pengembangan transmisi atau pipa gas dalam rencana pemanfaatan gas di Pulau Seram ini masih perlu dikaji lebih lanjut baik dari sisi teknis maupun finansial.

C7.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kota Ambon mempunyai populasi terbesar di Provinsi Maluku dan jumlah pelanggan PLN paling banyak berada di Ambon dibanding kota lainnya. Kondisi ekonomi Maluku dalam lima tahun terakhir dari tahun 2019 hingga tahun 2023 tumbuh rata-rata diatas 5,1% per tahun. Sektor pertanian, administrasi pemerintahan, perdagangan dan konstruksi serta sektor industri pengolahan mempunyai kontribusi dominan dalam peningkatan pertumbuhan ekonomi di Provinsi Maluku. Kondisi ekonomi yang membaik dan ditopang oleh kondisi keamanan yang kondusif, akan berdampak pada pertumbuhan konsumsi listrik di Maluku.

Data realisasi menunjukkan jumlah pelanggan PLN di Provinsi Maluku masih didominasi oleh kelompok pelanggan rumah tangga dengan jumlah mencapai

93,2% dari jumlah pelanggan total, disusul kelompok komersial 3,9%, publik 2,9% dan sisanya adalah konsumen industri. Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi COVID-19 terjadi, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025 – 2034 diperlihatkan pada gambar C7.9 dan Tabel C7.6 hingga Tabel C7.8.



Gambar C7.9. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Tabel C7.6. Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	533	557	582	606	632	657	682	708	734	760
2	Bisnis	200	215	231	249	267	286	307	328	352	376
3	Publik	133	145	158	172	186	202	219	237	256	277
4	Industri	14	14	15	16	17	18	19	20	21	23
Jumlah		880	932	986	1.043	1.102	1.163	1.227	1.294	1.363	1.435
Pertumbuhan (%)		5,8	5,9	5,8	5,8	5,6	5,6	5,5	5,4	5,4	5,3

Tabel C7.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	452	457	463	468	474	479	484	489	494	499
2	Bisnis	19	19	20	20	21	21	22	22	23	23
3	Publik	14	15	15	15	16	16	16	16	17	17
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Jumlah		485	492	498	504	510	516	522	528	534	539
Pertumbuhan (%)		1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0

Tabel C7.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	6,3	880	988	162	485.105
2026	6,5	932	1.043	170	491.568

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2027	6,3	986	1.102	179	497.951
2028	6,4	1.043	1.165	188	504.243
2029	6,2	1.102	1.229	197	510.427
2030	6,2	1.163	1.294	207	516.485
2031	6,2	1.227	1.362	216	522.418
2032	6,2	1.294	1.433	226	528.227
2033	6,2	1.363	1.507	237	533.904
2034	6,2	1.435	1.583	248	539.429
Pertumbuhan	6,3	5,6%	5,4%	4,9%	1,2%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi Maluku. Untuk melayani kebutuhan potensi pelanggan besar tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).
Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

C7.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana sistem tenaga listrik meliputi pembangkit, transmisi, dan distribusi di Provinsi Maluku dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Sumber energi yang tersedia di Maluku untuk pembangkit listrik terdiri dari energi surya, energi angin, energi air, energi panas bumi, energi bioenergi, energi arus laut, dan potensi gas bumi. Potensi energi angin yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 60 MW yang tersebar di 5 lokasi. Selain itu, di Pulau Seram terdapat potensi *hydro* yang cukup besar, namun sebagian diantaranya berada di kawasan hutan konservasi sehingga ada kemungkinan akan mengalami hambatan jika seluruh potensi tersebut dikembangkan menjadi PLTA/M. Beberapa tindakan perlu dilakukan untuk memitigasi hambatan tersebut sehingga PLTA/M dapat dikembangkan. Potensi lainnya di Pulau Seram adalah gas bumi di Lofin yang memiliki potensi cadangan sebesar 900 BCF hingga 1.000 BCF. Pemanfaatan sumber gas bumi ini perlu dikaji lebih lanjut secara teknis dan keekonomian agar tidak berbenturan dengan rencana pemanfaatan gas dari lapangan lainnya.
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Maluku.

Pengembangan Pembangkit

Permasalahan jangka pendek dan mendesak untuk diselesaikan di Provinsi Maluku terutama Kota Ambon adalah telah berakhirnya kontrak sewa pembangkit berkapasitas besar sehingga cadangan pasokan daya listrik kurang

dari 30% dan pembangkit yang ada masih menggunakan BBM. Sementara di sisi lain, pelaksanaan proyek infrastruktur gas, pembangkit non-BBM, dan transmisi masih mengalami hambatan, sedangkan beban diperkirakan terus bertumbuh. Untuk menyelesaikan permasalahan tersebut, maka pengoperasian sementara MPP Sulselbar 60 MW diharapkan dapat membantu kekurangan pasokan di Sistem Ambon hingga ada tambahan pembangkit lainnya. Pada Sistem Ambon direncanakan pembangunan PLTMG dengan kapasitas jumlah 50 MW yang diharapkan sudah bisa beroperasi pada tahun 2025. Apabila PLTMG sudah bisa beroperasi pada tahun 2025, namun pelaksanaan proyek infrastruktur gas masih mengalami kendala sehingga PLTMG tidak dapat dioperasikan dengan LNG, maka sebagai *short term solution* direncanakan penggunaan BBM sebagai salah satu alternatif untuk mengoperasikan PLTMG hingga menunggu ketersediaan suplai gas.

Untuk pengembangan pembangkit kedepan direncanakan jenis pembangkit PLTMG *dual fuel* sebagai upaya menempatkan pembangkit dekat dengan sumber energi primer serta mengantisipasi apabila ada kendala dalam pelaksanaan proyek infrastruktur gas dan rencana pengembangan pembangkit energi biomassa untuk meningkatkan bauran energi dari sumber energi baru terbarukan. Infrastruktur gas yang akan dikembangkan untuk pembangkit-pembangkit gas baik eksisting maupun yang akan dibangun dapat berupa infrastruktur gas permanen maupun infrastruktur gas *mobile* sehingga risiko keterlambatan proyek baik EBT maupun non-EBT dapat dimitigasi. Apabila pembangkit yang direncanakan khususnya pembangkit EBT dapat beroperasi tepat waktu, maka infrastruktur gas dapat digunakan di lokasi lainnya yang membutuhkan.

PLN terus berupaya untuk mengurangi pemakaian pembangkit BBM melalui program-program Dedieselisasi seperti gasifikasi pembangkit, interkoneksi sistem, serta pembangunan pembangkit EBT.

Khususnya untuk Program Dedieselisasi untuk menurunkan pemakaian BBM dengan EBT, pelaksanaan didieselisasi dengan pengembangan PLTP, PLTM dan pembangkit EBT lainnya untuk pemenuhan *demand*, memiliki potensi penurunan BPP dan peningkatan bauran EBT. Terpenuhinya *demand* kelistrikan juga akan mendorong peningkatan *demand* yang pada akhirnya mendukung percepatan pertumbuhan ekonomi daerah.

Pengembangan sistem kelistrikan di Pulau Seram terbagi menjadi dua wilayah Seram Bagian Selatan dan Seram Bagian Utara dikarenakan kondisi geografis, adanya taman Nasional Manusela yang berada tepat di tengah Pulau Seram serta kondisi demografi penyebaran penduduk berada pada daerah pesisir pantai. Pusat beban di Pulau Seram masih didominasi beban di bagian selatan, oleh karena itu pengembangan pembangkit dilakukan dengan membangun pembangkit dengan skala yang cukup besar beserta dengan jaringan transmisi untuk menyalurkan energi ke pusat beban. Sementara untuk memenuhi kebutuhan beban di bagian utara Pulau Seram, akan dilakukan pengembangan pembangkit *isolated* dengan kapasitas yang disesuaikan dengan pertumbuhan beban di daerah tersebut.

Adanya potensi pengembangan industri budidaya perikanan dan pertanian di Seram Bagian Utara serta industri tambang di Pulau Wetar, diperlukan pengembangan pembangkit listrik untuk memenuhi pertumbuhan beban sekaligus memfasilitasi adanya kebutuhan listrik di sektor industri.

PLN pada dasarnya sangat mendukung pengembangan pembangkit EBT dengan menggunakan sumber daya setempat dengan tetap mempertimbangkan kriteria perencanaan pengembangan infrastruktur, seperti keseimbangan *supply* dan *demand*, keandalan sistem, dan keekonomian. Semua kriteria tersebut harus dipertimbangkan sehingga didapatkan perencanaan infrastruktur yang optimal dan tepat guna. PLN akan mereviu baik potensi pengembangan *demand* maupun

setiap sumber daya EBT yang ada di Provinsi Maluku, baik di sistem besar maupun di sistem kecil. Pada sistem kecil khususnya Sistem Buru dan Sistem Seram, terdapat inisiasi dari pemerintah untuk memasukkan PLTP Wapsalit 20 MW dan PLTP Banda Baru Sepa 25 MW. PLN telah melakukan reviu kajian teknis terhadap inisiasi dan penugasan tersebut dengan hasil sebagai berikut:

1. Sesuai Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, Pasal 2, bahwa PT PLN (Persero) harus menyusun RUPTL dengan memperhatikan keseimbangan antara penyediaan (*supply*) dan permintaan (*demand*);
2. Proyeksi pertumbuhan penjualan pada tahun 2025-2034 di Sistem Buru mencapai rata-rata 16% per tahun sedangkan Sistem Seram mencapai rata-rata 6% per tahun. Proyeksi pertumbuhan penjualan Sistem Buru dan Sistem Seram tersebut jauh lebih besar dari proyeksi rata-rata pertumbuhan penjualan nasional sebesar 5% selama 10 tahun;
3. Proyeksi *reserve margin* (cadangan) yang sangat tinggi untuk Sistem Buru dan Sistem Seram jika tidak adanya peningkatan potensi *demand* yang jauh lebih signifikan. Selain itu, terdapat banyak potensi EBT pada Sistem Buru yang akan dikembangkan dalam rentang 10 tahun (2025-2034) yang telah terdapat dalam RUPTL 2021-2030 yakni PLTP 10 MW, PLTBm 16 MW, PLTA 66 MW, PLTS+BESS 5 MW dan PLTM 18 MW.

Tabel C7.9 memperlihatkan hasil simulasi dalam neraca daya Sistem Buru tahun 2025-2034 dengan pengembangan PLTP Wapsalit sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu 10 MW pada tahun 2032, sedangkan Tabel C7.10 memperlihatkan hasil simulasi dalam neraca daya Sistem Buru tahun 2025-2034 dengan pengembangan PLTP Wapsalit sebesar 20 MW pada tahun 2028 sesuai dengan inisiasi pemerintah.

Tabel C7.9. Neraca Daya Sistem Buru Tahun 2025-2034 tanpa PLTP Wapsalit sesuai Kebutuhan Sistem

Uraian	Satuan/Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	**GWh**	**75**	**81**	**88**	**95**	**102**	**110**	**119**	**128**	**137**	**148**
b. Pertumbuhan Penjualan	**%**	**53%**	**8%**	**8%**	**8%**	**8%**	**8%**	**8%**	**8%**	**7%**	**7%**
c. Produksi	**GWh**	**84**	**91**	**98**	**106**	**114**	**123**	**132**	**142**	**152**	**163**
d. Faktor Beban	**%**	**66%**	**66%**	**67%**	**67%**	**68%**	**68%**	**68%**	**69%**	**69%**	**70%**
e. Beban Puncak Bruto	**MW**	**14,8**	**15,9**	**17,1**	**18,4**	**19,7**	**21,0**	**22,4**	**23,9**	**25,5**	**27,2**
f. Beban Puncak Neto	**MW**	**14,5**	**15,6**	**16,8**	**18,0**	**19,3**	**20,6**	**22,0**	**23,5**	**25,0**	**26,6**
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	**%**	**55%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**6%**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	**MW**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**18**
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	**MW**	**10**	**4**	**4**	**4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Milik Sendiri:	MW	4,2	4,2	4,2	4,2	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	4,2	4,2	4,2	4,2	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired	MW	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-
7) Mothballed	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going dan Committed:	**MW**	**10**	**10**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	10	10	-	-	-	-	-	-	-	-
Namlea	PLTMG	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Namrole	PLTMG	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**10**	**12**	**-**	**10**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	10	12	-	10	-	-
Wai Tina	PLTA	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-
Namlea 2	PLTBio	-		-	-	10	-	-	-	-	-
Namlea	PLTS + BESS	5*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Buru (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	**MW**	**10**	**4**	**4**	**4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	**MW**	**10**	**10**	**-**	**-**	**10**	**12**	**-**	**10**	**-**	**-**
c. Total Daya Mampu Sistem	**MW**	**20**	**24**	**24**	**24**	**30**	**42**	**42**	**52**	**52**	**52**
d. Reserve Margin	**MW**	**6**	**9**	**7**	**6**	**11**	**21**	**20**	**29**	**27**	**25**
e. Reserve Margin	**%**	**38,9**	**55,0**	**44,4**	**34,5**	**55,8**	**104,0**	**91,0**	**121,7**	**108,0**	**95,3**

Tabel C7.10. Neraca Daya Sistem Buru Tahun 2025-2034 dengan PLTP Wapsalit 20 MW Tahun 2028

Uraian	Satuan/Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	**GWh**	**75**	**81**	**88**	**95**	**102**	**110**	**119**	**128**	**137**	**148**
b. Pertumbuhan Penjualan	**%**	**53%**	**8%**	**8%**	**8%**	**8%**	**8%**	**8%**	**8%**	**7%**	**7%**
c. Produksi	**GWh**	**84**	**91**	**98**	**106**	**114**	**123**	**132**	**142**	**152**	**163**
d. Faktor Beban	**%**	**66%**	**66%**	**67%**	**67%**	**68%**	**68%**	**68%**	**69%**	**69%**	**70%**
e. Beban Puncak Bruto	**MW**	**14,8**	**15,9**	**17,1**	**18,4**	**19,7**	**21,0**	**22,4**	**23,9**	**25,5**	**27,2**
f. Beban Puncak Neto	**MW**	**14,5**	**15,6**	**16,8**	**18,0**	**19,3**	**20,6**	**22,0**	**23,5**	**25,0**	**26,6**
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	**%**	**55%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**6%**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	**MW**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**18**
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	**MW**	**10**	**4**	**4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Milik Sendiri:	MW	4,2	4,2	4,2	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	4,2	4,2	4,2	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired	MW	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-
7) Mothballed	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. On Going dan Committed:	**MW**	**10**	**10**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	10	10	-	-	-	-	-	-	-	-
Namlea	PLTMG	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Namrole	PLTMG	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	**MW**	**-**	**-**	**-**	**20**	**10**	**12**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	20	10	12	-	-	-	-
Wai Tina	PLTA	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-
Namlea 2	PLTBio	-		-	-	10	-	-	-	-	-
Namlea	PLTS + BESS	5*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Buru (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	**MW**	**10**	**4**	**4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	**MW**	**10**	**10**	**-**	**20**	**10**	**12**	**-**	**-**	**-**	**-**
c. Total Daya Mampu Sistem	**MW**	**20**	**24**	**24**	**40**	**50**	**62**	**62**	**62**	**62**	**62**
d. Reserve Margin	**MW**	**6**	**9**	**7**	**22**	**31**	**41**	**40**	**39**	**37**	**35**
e. Reserve Margin	**%**	**38,9**	**55,0**	**44,4**	**122,3**	**159,6**	**201,1**	**182,0**	**164,3**	**148,0**	**132,9**

Tabel C7.11 memperlihatkan hasil simulasi dalam neraca daya Sistem Seram tahun 2025-2034 tanpa pengembangan PLTP Banda Baru Sepa sesuai dengan kebutuhan sistem. Sedangkan Tabel C7.12 memperlihatkan hasil simulasi dalam neraca daya Sistem Seram tahun 2025-2034 dengan pengembangan PLTP Banda Baru Sepa sebesar 25 MW pada tahun 2029.

Tabel C7.11. Neraca Daya Sistem Seram Tahun 2025-2034 tanpa PLTP Banda Baru Sepa

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	**GWh**	**101**	**108**	**116**	**124**	**132**	**141**	**150**	**167**	**178**	**189**
b. Pertumbuhan Penjualan	**%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**11%**	**7%**	**7%**
c. Produksi	**GWh**	**114**	**122**	**130**	**139**	**148**	**157**	**167**	**185**	**197**	**209**
d. Faktor Beban	**%**	**71%**	**71%**	**72%**	**72%**	**72%**	**73%**	**73%**	**73%**	**73%**	**74%**
e. Beban Puncak Bruto	**MW**	**18,8**	**19,9**	**21,1**	**22,4**	**23,7**	**25,1**	**26,6**	**29,6**	**31,3**	**32,7**
f. Beban Puncak Neto	**MW**	**18,4**	**19,5**	**20,7**	**22,0**	**23,3**	**24,6**	**26,0**	**29,0**	**30,7**	**32,4**
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	**%**	**6%**	**6%**	**6%**	**6%**	**6%**	**6%**	**6%**	**12%**	**6%**	**6%**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	**MW**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**49**
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	**MW**	**28**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**
1) Milik Sendiri:	MW	22	20	20	20	20	20	20	20	20	20,0
PLTMG	MW	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PLTD	MW	2,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	6,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	6,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7) Mothballed	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. On Going dan Committed:	**MW**	**-**	**20**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Seram 2	PLTMG		20								
b. Rencana Tambahan:	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**15**	**9**	**-**	**54**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	9	9	-	54	-	-
Wai Tala	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	54	-	-
Seram (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-
Nua (Masohi)	PLTM	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-
Wae Mala	PLTM	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-
Seram (Kuota) Tersebar	PLTBio		-	-	-	6	-	-	-	-	
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	**MW**	**28**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	**MW**	**-**	**20**	**-**	**-**	**15**	**9**	**-**	**54**	**-**	**-**
c. Total Daya Mampu Sistem	**MW**	**28**	**40**	**40**	**40**	**55**	**64**	**64**	**118**	**118**	**118**
d. Reserve Margin	**MW**	**10**	**21**	**19**	**18**	**32**	**39**	**38**	**89**	**87**	**85**
e. Reserve Margin	**%**	**53,9**	**105,3**	**93,4**	**82,1**	**136,0**	**158,8**	**144,8**	**305,4**	**283,6**	**263,2**

Tabel C7.12. Neraca Daya Sistem Seram Tahun 2025-2034 dengan PLTP Banda Baru Sepa 25 MW Tahun 2029

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	**GWh**	**101**	**108**	**116**	**124**	**132**	**141**	**150**	**167**	**178**	**189**
b. Pertumbuhan Penjualan	**%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**11%**	**7%**	**7%**
c. Produksi	**GWh**	**114**	**122**	**130**	**139**	**148**	**157**	**167**	**185**	**197**	**209**
d. Faktor Beban	**%**	**71%**	**71%**	**72%**	**72%**	**72%**	**73%**	**73%**	**73%**	**73%**	**74%**
e. Beban Puncak Bruto	**MW**	**18,8**	**19,9**	**21,1**	**22,4**	**23,7**	**25,1**	**26,6**	**29,6**	**31,3**	**32,7**
f. Beban Puncak Neto	**MW**	**18,4**	**19,5**	**20,7**	**22,0**	**23,3**	**24,6**	**26,0**	**29,0**	**30,7**	**32,4**
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	**%**	**6%**	**6%**	**6%**	**6%**	**6%**	**6%**	**6%**	**12%**	**6%**	**6%**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	**MW**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**49**
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	**MW**	**28**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**
1) Milik Sendiri:	MW	22	20	20	20	20	20	20	20	20	20,0
PLTMG	MW	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PLTD	MW	2,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	6,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	6,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7) Mothballed	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											**-**
a. On Going dan Committed:	**MW**	**-**	**20**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Seram 2	PLTMG		20								
b. Rencana Tambahan:	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**40**	**9**	**-**	**54**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	9	9	-	54	-	-
Wai Tala	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	54	-	-
Seram (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-
Nua (Masohi)	PLTM	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-
Wae Mala	PLTM	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	31	-	-	-	-	-
Seram (Kuota) Tersebar	PLTBio		-	-	-	6	-	-	-	-	
Seram (Kuota) Tersebar	PLTP					25					
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	**MW**	**28**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	**MW**	**-**	**20**	**-**	**-**	**40**	**9**	**-**	**54**	**-**	**-**
c. Total Daya Mampu Sistem	**MW**	**28**	**40**	**40**	**40**	**80**	**89**	**89**	**143**	**143**	**143**
d. Reserve Margin	**MW**	**10**	**21**	**19**	**18**	**57**	**64**	**63**	**114**	**112**	**110**
e. Reserve Margin	**%**	**53,9**	**105,3**	**93,4**	**82,1**	**243,5**	**260,4**	**240,9**	**391,5**	**365,1**	**340,4**

Penambahan PLTP Wapsalit 20 MW di Sistem Buru dan PLTP Banda Baru Sepa 25 MW di Sistem Seram akan memberikan dampak:

1. Tingginya *reserve margin* dapat mencapai 201% di tahun 2030 di Sistem Buru dan mencapai 243% di tahun 2029 di Sistem Seram jika tidak ada tambahan beban signifikan. Hal ini tidak sesuai dengan kaidah perencanaan. Selain itu, juga telah banyak terdapat perencanaan pengembangan pembangkit EBT dalam RUPTL 2021-2030 yang telah berproses seperti PLTP, PLTS, PLTBm dan PLTA/M di Sistem Buru dan Sistem Seram.

2. Dengan *reserve margin* yang tinggi tersebut, terdapat risiko dan kendala pengoperasian harian pembangkit, di mana PLTP tersebut tidak bisa di-*dispatch*/dioperasikan secara optimal. Selain itu, PLTP tidak dapat beroperasi *start stop* secara cepat serta memiliki keterbatasan *ramping rate*.
3. Potensi *Take or Pay* (ToP) yang cukup signifikan karena PLTP Wapsalit dan PLTP Banda Baru Sepa tidak dapat dimanfaatkan secara optimal apabila ditambahkan pada Sistem Buru dan Sistem Seram.

PLN sangat mendukung pengembangan pembangkit EBT yang akan memberikan dampak positif pada kecukupan pasokan listrik, peningkatan keandalan, peningkatan bauran energi baru dan terbarukan, pengurangan emisi dan perbaikan keekonomian selama sesuai dengan kriteria dan kaidah perencanaan proyek ketenagalistrikan serta aturan-aturan yang berlaku.

PLN telah memasukkan program inisiasi pemerintah pembangunan PLTP Wapsalit 20 MW di Sistem Buru dan PLTP Banda Baru Sepa 25 MW di Sistem Seram pada rencana pengembangan pembangkit. Penugasan PLTP Wapsalit tersebut merujuk pada Surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 221.K/EK.01/MEM.E/2024 tentang Penetapan Wilayah Kerja Panas Bumi di Daerah Wapsalit, Kabupaten Buru, Provinsi Maluku dan Surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 86.K/EK.01/MEM.E/2025 tanggal 6 Maret 2025 tentang Pemenang Pelelangan Wilayah Kerja Panas Bumi di Daerah Wapsalit Kabupaten Buru, Provinsi Maluku. Namun, sesuai dengan Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, Pasal 2, maka pembangungan PLTP Wapsalit 20 MW dan PLTP Banda Baru Sepa 25 MW akan tetap memperhatikan keseimbangan antara *demand* dan *supply*. Apabila pertumbuhan *demand* tidak sebesar yang diharapkan, maka pembangunan PLTP Wapsalit 20 MW dan PLTP Banda Baru Sepa 25 MW akan disesuaikan sehingga risiko *oversupply* dan munculnya *Take or Pay* (TOP) dapat dihindari. Selain itu, pengembangan PLTP Wapsalit 20 MW di Sistem Buru dan PLTP Banda Baru Sepa 25 MW di Sistem Seram dapat dilakukan sepanjang PLN mendapatkan penugasan pemerintah serta dukungan berupa aturan, kebijakan, program, ataupun dukungan lainnya dari pemerintah untuk mendorong dan memastikan adanya peningkatan *demand* di sistem terkait.

Pada Sistem Buru, juga terdapat inisiasi pemerintah untuk memasukkan PLTM Waduk Way Apu sebesar 6,3 MW pada tahun 2030. Usulan PLTM Waduk Way Apu tersebut dapat dimanfaatkan sebagai potensi pengembangan pembangkit pada rencana pengembangan selanjutnya apabila telah terdapat pertumbuhan *demand* yang signifikan di Sistem Buru.

Adapun dasar dari proyek pemerintah PLTM Way Apu merujuk pada surat Kementerian PUPR nomor UM 0201-Pa/176 Tanggal 21 Mei 2024 perihal Data Potensi PLTA/PLTM/PLTS di 38 Lokasi Bendungan yang menjadi objek penugasan untuk diusulkan dalam RUPTL. Alokasi PLTM Way Apu di Sistem Buru dimungkinkan untuk menggantikan alokasi PLTBm melalui penugasan pemerintah sepanjang memenuhi kriteria-kriteria perencanaan seperti keseimbangan *supply* dan *demand*, aspek legal serta keekonomian yang dinyatakan dalam kajian komprehensif lebih lanjut, dan didukung dengan kebijakan pemerintah termasuk Kementerian ESDM, Kementerian PU dan pemerintah daerah untuk meningkatkan *demand* pada lokasi pengembangan PLTM. Dalam hal perubahan RUPTL, perubahan tipe pembangkit dari PLTBm ke PLTM akan dimasukkan dalam RUPTL selanjutnya.

Untuk memenuhi kebutuhan jangka panjang, akan diprioritaskan membangun pembangkit energi terbarukan antara lain PLTP, PLTA/M, PLTBm, PLTS dan PLTB. Pada beberapa sistem telah dibuka kouta PLTB serta PLTS dengan BESS yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. BESS pada tahap awal akan

digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak *intermittent* dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.
Selain itu, akan dibangun pembangkit dual fuel yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.
Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2034 dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit di Provinsi Maluku ditampilkan pada Tabel C7.13 hingga Tabel C7.15.

Tabel C7.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit Skenario RE Base

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTMG	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
PLTM	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1
PLTS + BESS	8	1	23	-	-	-	-	-	-	-	32
BESS (MWh)	1,5	0,3	5	-	-	-	-	-	-	-	6
Jumlah	38	1	23	-	1	-	-	-	-	-	63
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-	20
PLTMG	50	60	50	-	-	-	-	-	-	-	160
PLTM	-	-	-	-	8	9	-	-	-	-	17
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	54	-	-	54
PLTS + BESS	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	5
BESS (MWh)	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1
Jumlah	50	60	50	-	8	14	20	54	-	-	256
IPP											
PLTP	-	-	-	20	25	-	-	-	-	-	45
PLTA	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-	12
PLTS + BESS	5	3	48	11	10	-	-	-	10	-	87
PLTB + BESS	-	-	-	-	-	-	30	-	-	-	30
PLTBM	-	-	-	-	46	-	-	-	-	-	46
BESS (MWh)	1	1	10	2	2	-	6	-	2	-	23
Jumlah	5	3	48	31	81	12	30	-	10	-	220
Total											
PLTP	-	-	-	20	25	-	20	-	-	-	65
PLTMG	80	60	50	-	-	-	-	-	-	-	190
PLTM	-	-	-	-	9	9	-	-	-	-	18
PLTA	-	-	-	-	-	12	-	54	-	-	66

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTS + BESS	13	4	71	11	10	5	-	-	10	-	124
PLTB + BESS	-	-	-	-	-	-	30	-	-	-	30
PLTBM	-	-	-	-	46	-	-	-	-	-	46
BESS (MWh)	3	1	14	2	2	1	6	-	2	-	31
Jumlah	93	64	121	31	90	26	50	54	10	-	539

Tabel C7.14. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTMG	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
PLTM	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1
PLTS + BESS	8	1	23	-	-	-	-	-	-	-	32
BESS (MWh)	1,5	0,3	5	-	-	-	-	-	-	-	6
Jumlah	38	1	23	-	1	-	-	-	-	-	63
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-	20
PLTMG	50	60	50	-	-	-	-	-	-	-	160
PLTM	-	-	-	-	8	9	-	-	-	-	17
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	54	-	-	54
PLTS + BESS	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	5
BESS (MWh)	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1
Jumlah	50	60	50	-	8	14	20	54	-	-	256
IPP											
PLTP	-	-	-	20	25	-	-	-	-	-	45
PLTA	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-	12
PLTS + BESS	5	3	48	11	10	-	-	-	10	-	87
PLTB + BESS	-	-	-	-	-	-	30	-	-	-	30
PLTBM	-	-	-	-	46	-	-	-	-	-	46
BESS (MWh)	1	1	10	2	2	-	6	-	2	-	23
Jumlah	5	3	48	31	81	12	30	-	10	-	220
Total											
PLTP	-	-	-	20	25	-	20	-	-	-	65
PLTMG	80	60	50	-	-	-	-	-	-	-	190
PLTM	-	-	-	-	9	9	-	-	-	-	18
PLTA	-	-	-	-	-	12	-	54	-	-	66
PLTS + BESS	13	4	71	11	10	5	-	-	10	-	124
PLTB + BESS	-	-	-	-	-	-	30	-	-	-	30
PLTBM	-	-	-	-	46	-	-	-	-	-	46
BESS (MWh)	3	1	14	2	2	1	6	-	2	-	31
Jumlah	93	64	121	31	90	26	50	54	10	-	539

Tabel C7.15. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Proyek	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
1	Ambon	PLTMG	Ambon 2	2x25	2025	2025	Konstruksi	SH-PLN
2	Ambon	PLTMG	MPP Sambelia	30	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
3	Ambon	PLTS + BESS	Ambon (Kuota) Tersebar	30	2027	2027	Rencana	IPP

No	Sistem	Jenis	Proyek	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
4	Ambon	PLTS + BESS	Ambon (Kuota) Tersebar	10	2029	2029	Rencana	IPP
5	Ambon	PLTP	Tulehu (FTP2)	2x10	2031	2031	Pengadaan	SH-PLN
6	Ambon	PLTB + BESS	Ambon (Kuota) Tersebar	30	2031	2031	Rencana	IPP
7	Ambon	PLTS + BESS	Ambon (Kuota) Tersebar	10	2033	2033	Rencana	IPP
8	Bula	PLTS + BESS	Bula	3	2026	2026	Rencana	IPP
9	Bula	PLTMG	Bula	10	2027	2027	*Committed*	SH-PLN
10	Bula	PLTS + BESS	Bula	5	2030	2030	Rencana	SH-PLN
11	Buru	PLTMG	Namlea	10	2025	2025	Konstruksi	PLN
12	Buru	PLTS + BESS	Namlea	5	2025	2025	Rencana	IPP
13	Buru	PLTMG	Namrole	10	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
14	Buru	PLTP	Buru (Kuota) Tersebar	20	2028	2028	Rencana	IPP
15	Buru	PLTBm	Namlea 2	10	2029	2029	Rencana	IPP
16	Buru	PLTA	Wai Tina	4x3	2030	2030	Rencana	IPP
17	Dobo	PLTMG	Dobo	10	2025	2025	Konstruksi	PLN
18	Dobo	PLTBm	Dobo 2	5	2029	2029	Rencana	IPP
19	Dobo	PLTBm	Dobo 2	5	2029	2029	Rencana	IPP
20	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes	7,71	2025	2025	Pengadaan	PLN
21	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes	1,35	2026	2026	Rencana	PLN
22	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes	18,23	2027	2027	Rencana	PLN
23	*Isolated*	PLTS + BESS	Dedieselisasi	18,08	2027	2027	Pengadaan	IPP
24	*Isolated*	PLTMG	Masela	20	2027	2027	Rencana	SH-PLN
25	*Isolated*	PLTMG	Wetar	20	2027	2027	Rencana	SH-PLN
26	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Maluku	10,797	2028	2028	Rencana	IPP
27	Saparua	PLTS + BESS	Saparua 2	5	2027	2027	Rencana	PLN
28	Saumlaki	PLTMG	Saumlaki	10	2025	2025	Konstruksi	PLN
29	Saumlaki	PLTBm	Saumlaki 2	10	2029	2029	Rencana	IPP
30	Seram	PLTMG	Seram 2	20	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
31	Seram	PLTM	Seram (Kuota) Tersebar	7,8	2029	2029	Rencana	SH-PLN
32	Seram	PLTM	Wae Mala	1,1	2029	2029	Rencana	PLN
33	Seram	PLTBm	Seram (Kuota) Tersebar	6	2029	2029	Rencana	IPP
34	Seram	PLTP	Seram (Kuota) Tersebar	25	2029	2029	Rencana	IPP
35	Seram	PLTM	Nua (Masohi)	2x4,4	2030	2030	Rencana	SH-PLN
36	Seram	PLTA	Wai Tala	2x27	2032	2032	Rencana	SH-PLN
37	Tual	PLTBm	Langgur 2	10	2029	2029	Rencana	IPP
	Jumlah			539				

Catatan:
Rencana tambahan pembangkit yang terhubung pada Gardu Induk sudah mempertimbangkan kecukupan lahan dan investasi untuk kebutuhan Extension Bay pembangkit.
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastrukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun.

Pada Provinsi Maluku terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Wai Tina	12	MW
-	PLTA	Sungai Isal	60	MW
-	PLTM	Sapalewa	8	MW
-	PLTM	Way Apu	6,3	MW
-	PLTP	Wapsalit	20	MW
-	PLTP	Banda Baru Sepa	25	MW
-	PLTS+PLTD	Ambon	10	MW
-	PLTS+PLTB	Pulau Keikecil	10,1	MW
-	PLTS+PLTM	Pulau Buru	10	MW
-	PLTS + BESS	Kei Kecil	8	MW
-	PLTS + BESS	Buru	8	MW
-	PLTS	Siatele	0,1	MW
-	PLTB	Ambon, Maluku	15	MW
-	PLTB	Ambon	20	MW
-	PLTB	Ambon	15	MW
-	PLTB	Nusa Saumlaki	5	MW
-	PLTB	Keikecil	5	MW
-	PLTBm	Pulau Seram	6	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem dan bukan berdasarkan provinsi. Kuota pengembangan EBT tersebut dapat dipenuhi oleh seluruh potensi yang terletak pada lokasi sistem tersebut walaupun berbeda provinsi. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Untuk menjamin keandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk
Pengembangan Transmisi
Pengembangan sistem transmisi tenaga listrik di Maluku diutamakan untuk menghubungkan sistem-sistem yang belum terinterkoneksi, peningkatan keandalan sistem, serta evakuasi daya pembangkit baru seiring dengan pertumbuhan beban.

Selama periode 2025-2034, transmisi 70 kV dan 150 kV yang akan dibangun seperti ditampilkan dalam Tabel C7.16 hingga Tabel C7.18.

Tabel C7.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (KMS)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	2
150 kV	320	20	-	-	125	-	10	30	-	-	505
Total	320	20	2	-	125	-	10	30	-	-	507

Tabel C7.17. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi ARED (KMS)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	2
150 kV	320	20	-	-	125	-	10	30	-	-	505
Total	320	20	2	-	125	-	10	30	-	-	507

Tabel C7.18. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	GI Masohi	GI Kairatu	150	New, 2 cct, SUTT	210	2025	2025	Konstruksi
2	GI Piru	GI Kairatu	150	New, 2 cct, SUTT	110	2025	2025	Konstruksi
3	PLTMG Seram 2	GI Masohi	150	New, 2 cct, SUTT	20	2026	2026	*Committed*
4	GI Mako	Inc.1 phi (Namrole-Namlea)	70	New, 2 cct, SUTT	2	2027	2027	*Committed*
5	PLTS + BESS Ambon (Kuota) Tersebar 30 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Ambon	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2027	2027	Rencana
6	PLTP Buru (Kuota) Tersebar 20 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Buru	70	New, 2 cct, SUTT	20*	2028	2028	Rencana
7	GI Piru	GI Taniwel	150	New, 2 cct, SUTT	125	2029	2029	Rencana
8	PLTP Seram (Kuota) Tersebar 25 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Seram	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2029	2029	Rencana
9	PLTP Tulehu (FTP 2)	Inc. 1 Phi (Passo-Ambon)	150	New, 2 cct, SUTT	10	2031	2031	Rencana
10	PLTB Ambon (Kuota) Tersebar 30 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Ambon	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2031	2031	Rencana
11	PLTA Wai Tala	Inc. 2 phi (Kairatu-Masohi)	150	New, 4 cct, SUTT	30	2032	2032	Rencana
	Total				507			

Catatan:
**) Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi*

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi, proyek pembangkit serta untuk distribusi listrik ke pelanggan, direncanakan pembangunan GI baru seperti diperlihatkan pada Tabel C7.19 hingga Tabel C7.21.

Tabel C7.19. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70/20 kV	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	20
150/20 kV	30	-	-	-	10	-	-	-	-	-	40
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	30	-	20	-	10	-	-	-	-	-	60

Tabel C7.20. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk ARED (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70/20 kV	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	20
150/20 kV	30	-	-	-	10	-	-	-	-	-	40
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	30	-	20	-	10	-	-	-	-	-	60

Tabel C7.21. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Ket	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Kairatu	150/20	New	30	2025	2025	Konstruksi
2	Masohi	150	Ext	2 LB arah PLTMG Seram 2	2026	2026	*Committed*
3	Mako	70/20	New	20	2027	2027	*Committed*
4	Piru	150	Ext	2 LB arah Taniwel	2029	2029	Rencana
5	Taniwel	150	New	10	2029	2029	Rencana
	Total			60			

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Maluku dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan tambahan pelanggan baru, termasuk untuk melayani listrik perdesaan. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan antar sistem *isolated* yang memiliki potensi sumber energi terbarukan dan murah dengan sistem didekatnya yang masih menggunakan PLTD berbahan bakar BBM. Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2025–2034 secara rinci ditampilkan pada Tabel C7.22.

Tabel C7.22. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	98	21	20	20	19
Panjang JTR	kms	137	30	30	29	29
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	44	10	10	10	10
Tambahan Pelanggan		6.532	6.463	6.383	6.292	6.184

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	19	18	18	17	17
Panjang JTR	kms	28	28	27	26	26

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	10	10	10	10	10
Tambahan Pelanggan		6.058	5.933	5.809	5.677	5.525

Program Listrik Perdesaan Maluku

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.
Program pengembangan listrik perdesaan diperlihatkan seperti pada Tabel C7.23.

Tabel C7.23. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Maluku

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	7,71	1,35	18,23
Panjang JTM	kms	259,08	504,70	153,90
Panjang JTR	kms	37,32	20,80	19,05
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	3,15	1,90	0,90
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	51	38	17

Dalam mengatasi desa/dusun yang belum berlistrik PLN, PLN melakukan pemutakhiran data dan membangun jaringan listrik ke lokasi-lokasi desa/dusun yang belum berlistrik sesuai *roadmap* yang sudah di tentukan.
Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN. sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.
Metode program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan SUTM, SUTR, dan Gardu Distribusi serta pembangkit ke desa-desa.
Program Listrik Desa di Kabupaten Seram dan Kepulauan Aru Provinsi Maluku merencanakan penarikan jaringan dengan pembangunan *Tower Crossing*.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Maluku sebesar 100% dengan RDB PLN 88,10%. Masih terdapat sejumlah 83 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 64 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Maluku sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,04% dengan RE PLN sebesar 94,82%.
Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana

pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada Tabel C7.24.

Tabel C7.24. Rencana Migrasi RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Maluku

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah tangga	871	4.528	0

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2029. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Maluku sebagai berikut:

Tabel C7.25. Target RDB dan RE PLN Provinsi Maluku

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027	2028	2029
RDB PLN (%)	88,10	90,04	93,44	97,00	99,00	100
RE PLN (%)	94,82	97,32	99,00	99,50	99,75	100

Pengembangan Ketenagalistrikan Banda Neira

Kecamatan Banda di Kabupaten Maluku Tengah terdiri dari beberapa pulau yang tersebar di perairan Maluku. Menyadari pentingnya pemerataan energi, PLN berkomitmen untuk memperluas elektrifikasi di Kecamatan Banda melalui Program Listrik Desa. Per Februari 2025, suplai tenaga listrik seluruh pulau di Kecamatan Banda telah beroperasi selama 24 jam. Beberapa program yang telah dilaksanakan untuk mencapai operasi 24 jam yaitu relokasi mesin PLTD ke Banda, pembangunan *tower crossing* Lonthoir – Banda Besar serta pembangunan kabel laut Banda Besar – Banda Kecil.
Sebagai rencana pengembangan selanjutnya, pulau-pulau di sekitar Banda Neira akan dialiri listrik dengan memanfaatkan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) sebagai solusi berbasis Energi Baru Terbarukan (EBT). Pemanfaatan PLTS dinilai tepat mengingat adanya potensi sinar matahari yang melimpah, sekaligus mendukung upaya mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil yang mahal dan kurang ramah lingkungan. PLTS Banda yang telah terpasang juga direncanakan akan direvitalisasi untuk meningkatkan keandalan dan kemampuan PLTS tersebut.
Kehadiran PLTS di Pulau Ai, Pulau Rhun, dan Pulau Hatta diharapkan dapat membawa perubahan signifikan bagi masyarakat, seperti meningkatkan kualitas hidup, mendukung kegiatan ekonomi, pendidikan, dan kesehatan, serta membuka peluang pengembangan pariwisata berkelanjutan. Langkah ini juga sejalan dengan target pemerintah dalam mencapai Rasio elektrifikasi dan Rasio Desa Berlistrik 100% dan transisi energi hijau di daerah terdepan, terluar, dan tertinggal (3T).
Dengan sinergi antara PLN, pemerintah daerah, dan masyarakat, pembangunan infrastruktur kelistrikan berbasis EBT di Kecamatan Banda akan menjadi tonggak kemajuan yang berkelanjutan, sekaligus menjaga kelestarian alam Provinsi Maluku yang indah.



Gambar C7.9. Pengembangan Ketenagalistrikan Banda Neira

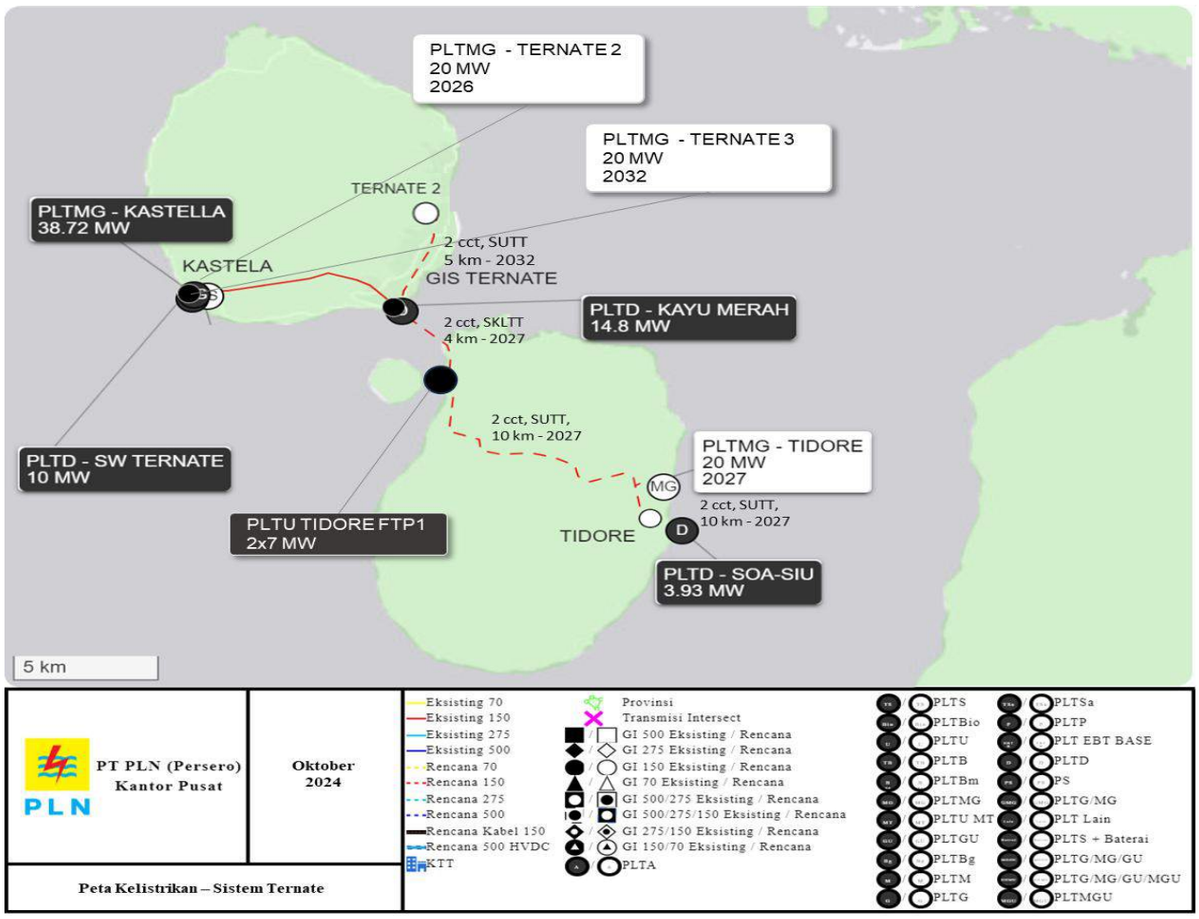
LAMPIRAN C.8
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero)
DI PROVINSI MALUKU UTARA

C8.1 KONDISI SAAT INI

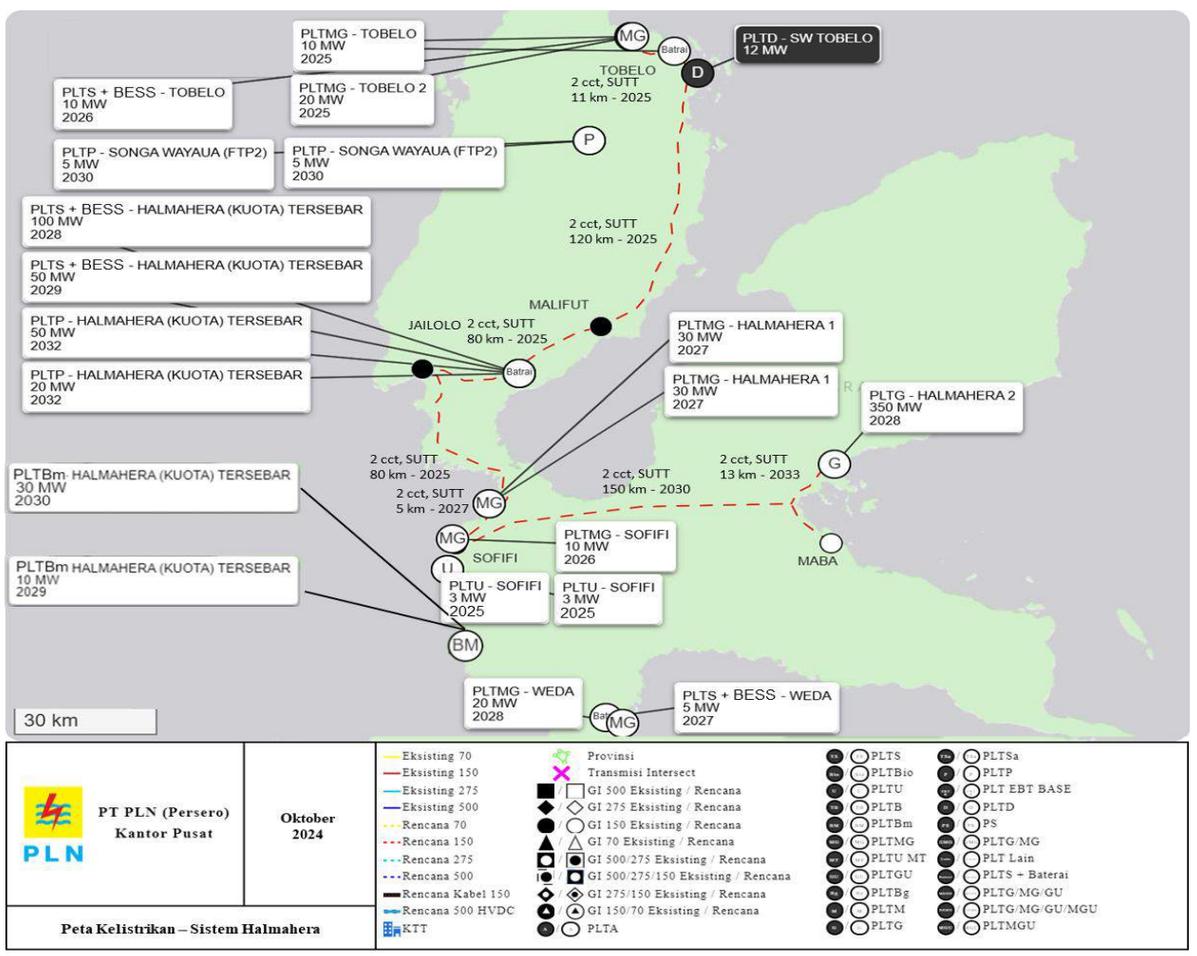
Sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara terdiri dari 8 sistem tenaga listrik dengan beban diatas 3 MW yaitu Sistem Ternate-Tidore, Tobelo, Sofifi, Bacan, Weda, Jailolo, Daruba, dan Sanana. Selain itu juga terdapat 53 unit pusat pembangkit skala yang lebih kecil di lokasi tersebar.
Beban puncak gabungan (*non coincident*) sistem-sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara saat ini sekitar 114,15 MW, dipasok oleh PLTMG, PLTU, PLTD tersebar, dan PLTS yang terhubung langsung ke sistem distribusi 20 kV. Sebagian sistem yang lebih kecil terhubung langsung ke jaringan tegangan rendah 220 Volt. Beberapa sistem dengan beban terbesar di Maluku Utara dapat dilihat pada Gambar C8.1.



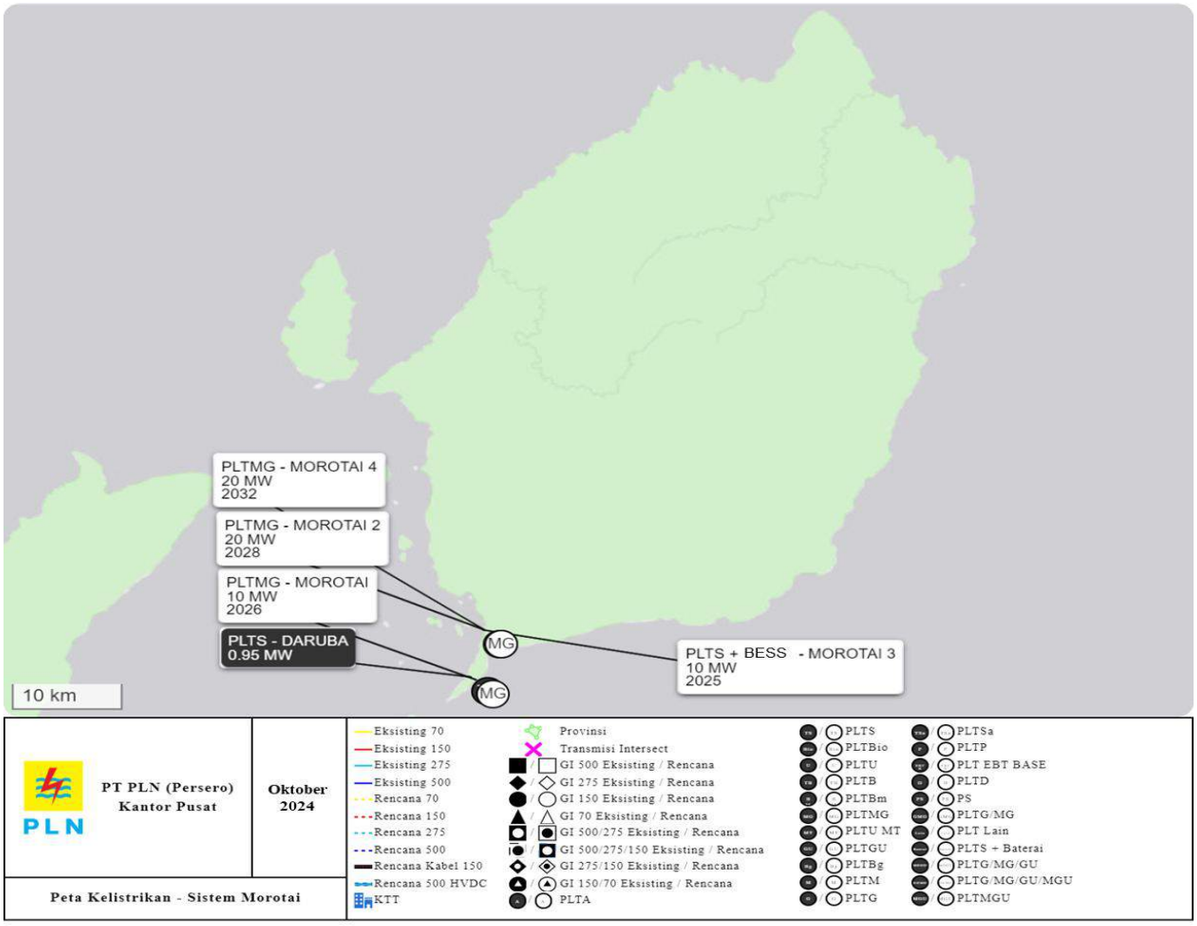
Gambar C8.1. Peta Lokasi Pembangkit di Provinsi Maluku Utara



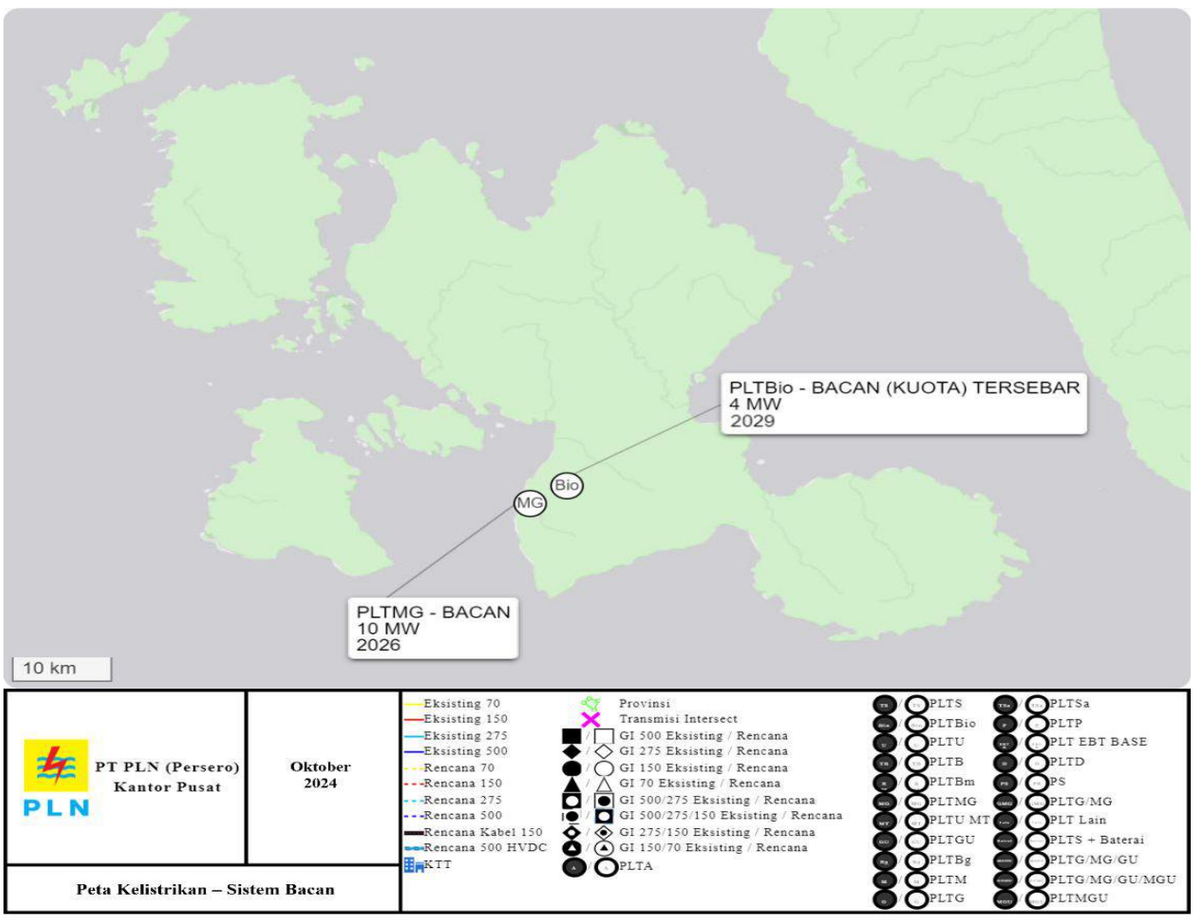
Gambar C8.2. Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Ternate-Tidore



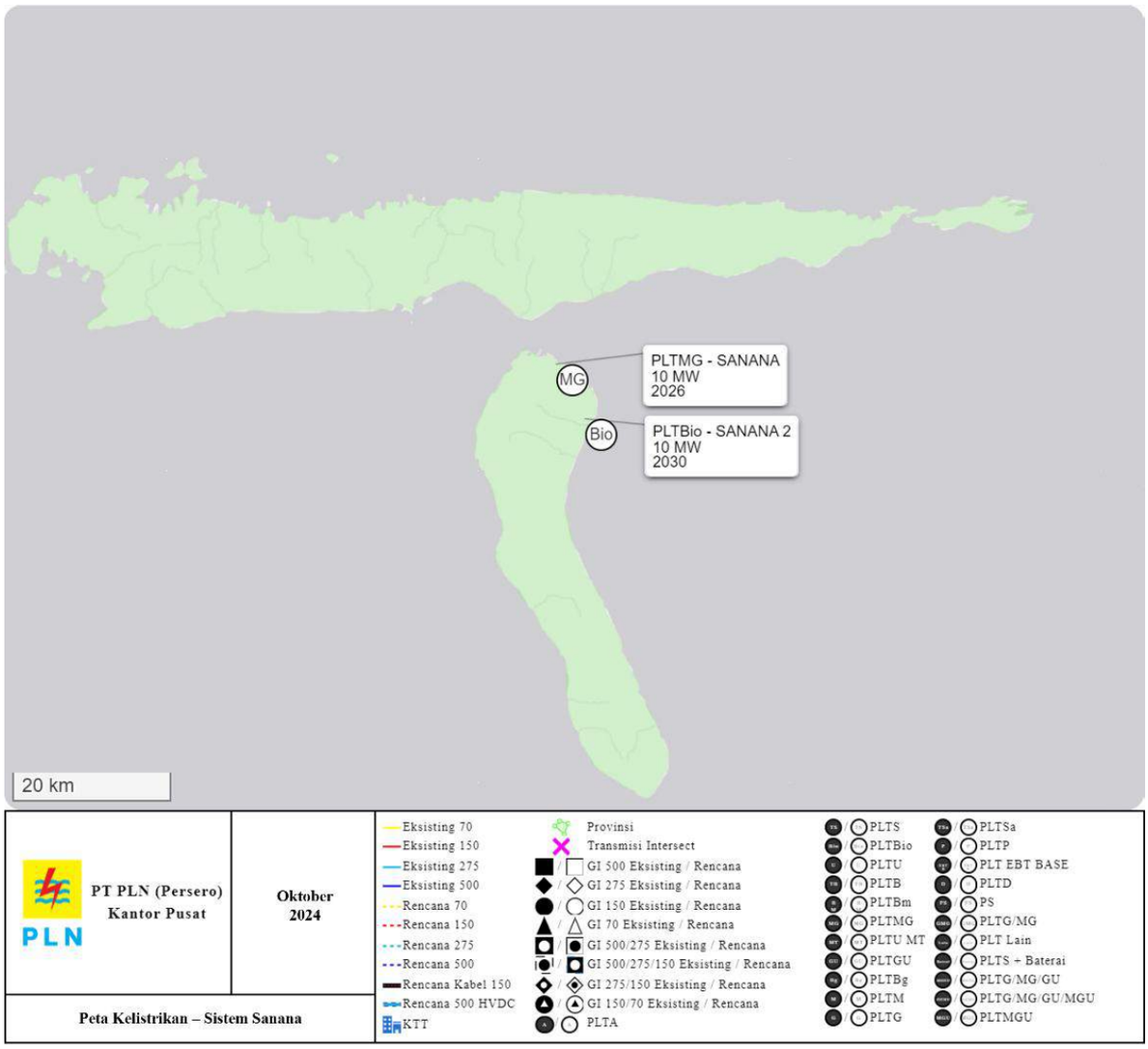
Gambar C8.3. Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Halmahera



Gambar C8.4. Peta Rencana Pengembangan Sistem Morotai



Gambar C8.5. Peta Rencana Pengembangan Sistem Bacan



Gambar C8.6. Peta Rencana Pengembangan Sistem Sanana

Penjualan tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 15,4%, peningkatan signifikan terjadi pada tahun 2023 karena masuknya beban industri KTT Antam di Halmahera Timur. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2015-2024 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel C8.1 dan Tabel C8.2.

Tabel C8.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	221	230	240	266	287	334	351	364	407	424
2	Bisnis	62	65	67	75	80	84	85	108	118	124
3	Publik	45	45	49	55	61	63	65	70	76	85
4	Industri	2	2	4	5	6	6	6	7	284	541
Jumlah		329	343	360	401	434	487	507	549	885	1.174
Pertumbuhan (%)		6,5	4,0	5,0	11,7	8,2	12,1	4,1	8,3	61,2	32,6

* Prognosa Tahun 2024

Tabel C8.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	172	185	202	221	243	262	280	297	319	335
2	Bisnis	9	10	10	11	10	10	11	11	12	13

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
3	Publik	6	7	8	9	9	10	11	12	12	12
4	Industri	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Jumlah		188	202	220	241	263	282	302	320	343	360
Pertumbuhan (%)		8,9	7,6	8,9	9,3	9,3	7,4	6,9	5,9	7,3	5,1

* Prognosa Tahun 2024

Sistem terbesar di Maluku Utara adalah Sistem Ternate-Tidore dimana sistem ini memiliki pasokan pembangkit sekitar 62,4 MW dengan daya mampu 51,19 MW dan beban puncak 42,25 MW. Kapasitas terpasang dan daya mampu pembangkit di sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara dapat dilihat pada Tabel C8.3.

Tabel C8.3. Kapasitas Pembangkit Terpasang di Maluku Utara

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTU	Ternate-Tidore	2	14	12,6	12,6
PLTMG	Ternate-Tidore	4	40	36	36
PLTD	Ternate-Tidore	1	3,28	2,5	2,2
	Tobelo	4	3,24	1,96	1,91
	Malifut	4	1,65	1,32	1,32
	Jailolo	2	2,18	2	2
	Sofifi	1	1,6	1	1
	Bacan	2	2	1,6	1,6
	Sanana	1	0,75	0,4	0,4
	Daruba	7	3,75	3	2,2
Jumlah PLN		28	72,45	62,38	61,2
Sewa					
PLTD	Tobelo	15	12	12	6,3
	Jailolo	5	2	2	1,4
	Sofifi	8	4	4	1,4
	Bacan	9	10,92	5	3,2
	Sanana	5	3	3	3
	Daruba	4	2	2	1,4
Jumlah Sewa		46	33,92	28	16,6
Jumlah		92	127,3	98,9	77,8

Gardu induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Maluku Utara ditunjukkan pada Tabel C8.4 dan C8.5.

Tabel C8.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Kapasitas (MVA)
1	Ternate	150/20	2	120
2	Jailolo	150/20	1	30
3	Malifut	150/20	1	20
4	Sofifi	150/20	1	30
5	Tobelo	150/20	1	30
Jumlah			6	230

Tabel C8.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	JTM (kms)	2.287	2.336	2.885	3.063	3.098	3.431	3.492	3.605	3.691	3.857
2	JTR (kms)	1.419	1.422	1.971	2.100	2.164	2.175	2.232	2.240	2.321	2.433
3	Gardu Distribusi (MVA)	112	127	167	164	186	194	223	229	248	266

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

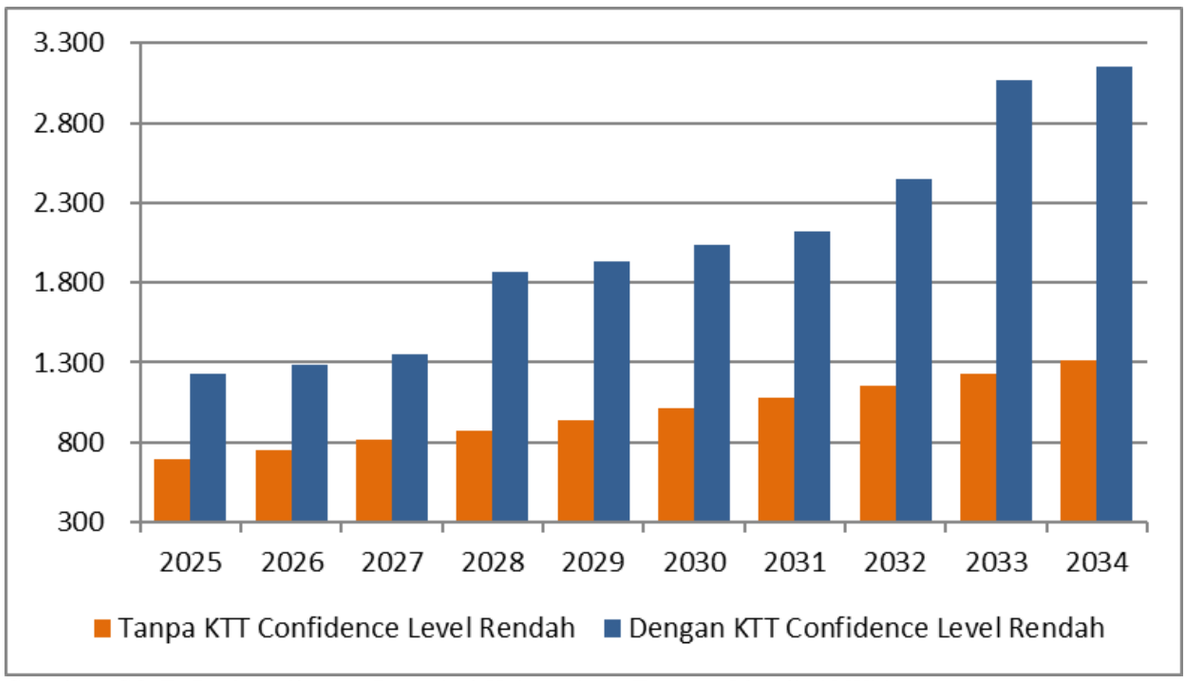
C8.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kota Ternate merupakan kota terbesar di Provinsi Maluku Utara dan mempunyai populasi penduduk terbesar di provinsi ini. Kekayaan alam Provinsi Maluku Utara banyak berupa tambang nikel, konsentrat dan lumpur anoda, dan emas yang terdapat di Pulau Halmahera yang diperkirakan akan memberikan dampak positif bagi perkembangan ekonomi di daerah sekitarnya. Sofifi yang berada di Pulau Halmahera dan merupakan ibukota Provinsi Maluku Utara, diperkirakan akan memberikan dampak positif bagi perkembangan ekonomi di daerah sekitarnya. Pertumbuhan ekonomi provinsi ini cukup tinggi dan dalam lima tahun terakhir dari tahun 2019 hingga tahun 2023 mencapai rata-rata 11,42% per-tahun.

Sesuai rencana pemerintah, Maluku Utara, khususnya Halmahera akan menjadi salah satu pusat pertumbuhan ekonomi di Indonesia Timur. Program utama untuk mendorong pertumbuhan ekonomi adalah pengembangan industri pengolahan tambang yaitu emas, *ferro* nikel dan industri hilirnya untuk mendapatkan nilai tambah yang lebih tinggi. Industri pertambangan juga tersebar di lokasi lain seperti Kepulauan Sula, Pulau Taliabu dan Kepulauan Tidore. Selain industri pertambangan, semakin tingginya angka permintaan penyambungan listrik berasal dari industri pertanian, perikanan serta industri pariwisata. Khusus untuk industri pariwisata di Provinsi Maluku Utara, Pulau Morotai yang menjadi salah satu dari sepuluh lokasi program pengembangan destinasi wisata prioritas oleh pemerintah. Diharapkan dukungan pemerintah dapat mendorong ekonomi tumbuh lebih cepat dan kebutuhan listrik juga akan meningkatkan lebih tinggi. Selain itu, PLN juga telah mempertimbangkan rencana Lumbung Ikan Nasional di Provinsi Maluku Utara dalam proyeksi pertumbuhan listrik.

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya pelanggan KTT. Di Provinsi Maluku Utara, selain terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL) juga terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU). Oleh karena itu, untuk Provinsi Maluku Utara terdapat 2 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT.

Perbandingan proyeksi kebutuhan listrik kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C8.7.



Gambar C8.7. Perbandingan Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi regional dan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi COVID-19 terjadi, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio pelanggan rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2025-2034 diperlihatkan pada Tabel C8.6, Tabel C8.7, dan Tabel C8.8

Tabel C8.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	458	494	533	573	615	660	709	761	817	877
2	Bisnis	138	152	167	183	199	215	233	254	268	281
3	Publik	92	99	105	112	118	124	130	135	141	147
4	Industri	542	542	543	1.001	1.002	1.033	1.048	1.303	1.838	1.847
Jumlah		1.229	1.287	1.348	1.868	1.934	2.032	2.120	2.453	3.064	3.152
Pertumbuhan %		4,74	4,73	4,69	38,63	3,52	5,05	4,33	15,72	24,90	2,86

Tabel C8.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	353	371	389	408	427	447	467	489	512	536
2	Bisnis	13	14	14	14	15	15	15	15	16	16
3	Publik	13	13	13	14	14	14	14	15	15	15
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Jumlah		379	398	417	436	455	476	497	519	543	567
Pertumbuhan (%)		5,1	5,0	4,8	4,6	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5

Tabel C8.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	5,5	1.229,3	1.391,3	211,2	378.750
2026	5,4	1.287,4	1.453,9	221,5	397.557
2027	5,3	1.347,8	1.520,6	232,3	416.635

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2028	5,2	1.868,5	2.109,2	508,4	435.939
2029	5,0	1.934,2	2.180,5	519,7	455.462
2030	5,0	2.032,0	2.287,6	531,4	475.786
2031	5,0	2.120,0	2.383,5	543,5	497.090
2032	5,0	2.453,2	2.754,4	556,0	519.276
2033	5,0	3.064,2	3.435,8	568,9	542.504
2034	5,0	3.151,7	3.529,3	582,3	566.819
Pertumbuhan	5,15	11,0%	10,9%	11,9%	4,6%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas juga sudah memperhitungkan kebutuhan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI) dan seluruh potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Maluku Utara baik yang tingkat kepastiannya tinggi (sudah PJBTL) maupun tingkat kepastiannya rendah (masih tahap *probing* ataupun MoU).
Pada umumnya, pelanggan KTT akan membutuhkan tenaga listrik yang cukup besar sehingga tentunya akan membutuhkan investasi yang besar pula. Terdapat potensi risiko tidak jadinya pembangunan KTT ini, atau perubahan skema bisnisnya. Oleh karena itu, realisasi pelaksanaan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan untuk mensuplai pelanggan KTT dapat disesuaikan apabila tingkat kepastian dari potensi pelanggan KTT menjadi *confindence level* tinggi.
Rincian calon pelanggan besar di Provinsi Maluku Utara dengan tingkat kepastian yang masih rendah diperlihatkan pada Tabel C8.9.

Tabel C8.9. Daftar KTT dengan Tingkat Kepastian Rendah

Daftar KTT High	COD	Kapasitas Total
Kawasan Industri Buli (Feni Haltim)	2028	400
Total MVA		400

Untuk kebutuhan daya calon pelanggan dengan status *demand high* ini direncanakan akan dipasok dengan pembangkit yang dapat dilihat pada Tabel C8.10. Rencana pembangunan Infrastruktur transmisi untuk suplai KTT dengan status *demand high* belum diperlukan dalam waktu dekat karena sistem akan beroperasi secara *dedicated* dan akan terhubung ke Sistem Halmahera jika *backbone* transmisi Sofifi – Maba sudah beroperasi pada tahun 2030. Untuk Rencana Transmisi dapat dilihat pada Tabel C8.11.

Tabel C8.10. Rencana Pembangunan Pembangkit Untuk KTT Tingkat Kepastian Rendah

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE Base	Accelerated EBT ARED		
1	Halmahera	Halmahera 2	PLTGU/ G/MG	350	2028	2028	IPP	Rencana
2	Halmahera	Halmahera (Kuota) Tersebar	PLTBio	30	2030	2030	IPP	Rencana
3	Halmahera	Halmahera (Kuota) Tersebar	PLTP	50	2032	2032	IPP	Rencana
4	Halmahera	Halmahera (Kuota) Tersebar	PLTS +Baterai	100	2028	2028	IPP	Rencana

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD		Status	Pengembang
					RE Base	Accelerated EBT ARED		
5	Halmahera	Halmahera (Kuota) Tersebar	PLTS +Baterai	50	2029	2029	IPP	Rencana
	Total			580				

Tabel C8.11. Rencana Infrastruktur Transmisi Suplai KTT dengan Tingkat Kepastian Rendah

No	Provinsi	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Teg. (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Maluku Utara	Inc. 2 Phi (Sofifi – Maba)	Kawasan Industri Buli (Feni Haltim)	150	New, 4 cct, SUTT	28	2033	Rencana

Perlu dilakukan kajian lebih lanjut terkait konfigurasi jaringan terkait rencana suplai calon pelanggan KTT tersebut. Jika terjadi perubahan *demand* baik kebutuhan dayanya dan teknologi yang digunakan, maka akan dapat merubah rencana infrastruktur ketenagalistrikan yang sudah direncanakan sebelumnya.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

C8.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana sistem tenaga listrik meliputi pembangkit, transmisi, dan distribusi di Provinsi Maluku Utara dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer, lokasi beban, serta kondisi geografis setempat, sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Di Maluku Utara terdapat beberapa potensi PLTP sebesar 140 MW yang tersebar di 3 lokasi. Terdapat pula potensi energi surya yang cukup baik di Pulau Halmahera dan Pulau Morotai yang dapat dimanfaatkan untuk melistriki sistem-sistem di lokasi tersebut.
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara.

Pengembangan Pembangkit

Kondisi sistem tenaga listrik 150 kV Ternate-Tidore saat ini tanpa cadangan yang memadai, sedangkan beban puncak sistem diperkirakan masih akan tumbuh cukup tinggi. Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di Sistem Ternate-Tidore telah beroperasi *mobile power plant* (MPP) kapasitas 30 MW *dual fuel* dan akan ditambahkan pembangkit *dual fuel* dengan kapasitas 20 MW

sehingga sistem tidak akan mengalami defisit daya. Selain itu, untuk mengatasi kekurangan daya di ibukota provinsi dan sekitarnya, maka akan dibangun pembangkit *dual fuel* kapasitas 10 MW di Sofifi. Di Tobelo rencananya akan ditambahkan pembangkit *dual fuel* dengan kapasitas hingga 20 MW mengingat potensi pertumbuhan kebutuhan energi listrik dan beban puncak yang cukup tinggi di Tobelo. Selain itu terdapat potensi EBT seperti PLTP atau PLTS yang dapat dikaji dan dikembangkan lebih lanjut untuk mencukupi kebutuhan listrik, mencapai target bauran energi, dan menurunkan BPP di Sistem Tobelo atau Sistem Halmahera. Seiring dengan interkoneksi melalui SUTT 150 kV di Pulau Halmahera, direncanakan pula pengembangan PLTMG Halmahera 60 MW.

PLN terus berupaya untuk mengurangi pemakaian pembangkit BBM melalui program-program Dedieselisasi seperti gasifikasi pembangkit, interkoneksi sistem, serta pembangunan pembangkit EBT.

Khususnya untuk Program Dedieselisasi untuk menurunkan pemakaian BBM dengan EBT, pelaksanaan Dedieselisasi dengan pengembangan PLTP, PLTM dan pembangkit EBT lainnya untuk pemenuhan *demand*, memiliki potensi penurunan BPP dan peningkatan bauran EBT. Terpenuhinya *demand* kelistrikan juga akan mendorong peningkatan *demand* yang pada akhirnya mendukung percepatan pertumbuhan ekonomi daerah.

Untuk memberikan kepastian pasokan listrik ke depan, akan dibangun beberapa pembangkit *dual fuel* di beberapa sistem lokasi tersebar, serta mengoptimalkan pemanfaatan tenaga panas bumi. Untuk pengembangan pembangkit ke depan direncanakan jenis pembangkit pembangkit *dual fuel* sebagai upaya menempatkan pembangkit dekat dengan sumber energi primer. Pengembangan PLTU skala kecil tidak dijadikan opsi perencanaan jangka panjang, mengingat sumber energi batubara yang tidak tersedia di Provinsi Maluku Utara. Pada beberapa sistem telah dibuka kouta PLTB serta PLTS dengan BESS yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak *intermittent* dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan. Selain itu, akan dibangun pembangkit dual fuel yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.

Di Pulau Halmahera, khususnya di daerah Weda *Bay*, terdapat PT IWIP yang sudah memiliki wilayah usaha ketenagalistrikan. PT IWIP menggunakan PLTU untuk menyuplai industri *smelter* miliknya. PLN berencana untuk melakukan kerjasama antar pemilik wilayah usaha dengan PT IWIP dalam bentuk pembelian *excess power* yang akan digunakan untuk melayani pelanggan-pelanggan umum di sekitar Weda *Bay*. Selain untuk melayani pelanggan-pelanggan umum, pembelian *excess power* dari PT IWIP juga berpotensi dapat dimanfaatkan untuk melayani calon pelanggan *smelter* lainnya yang berada di sekitar lokasi Weda

Bay. Rencana pembelian *excess power* tersebut akan dilakukan apabila kajian teknis maupun finansial rencana tersebut layak dilakukan.
PLN telah melakukan relokasi PLTG dari Sistem Sumatera ke Halmahera Timur sehubungan dengan tidak terlaksananya relokasi PLTGU dari Sistem Jawa serta adanya permintaan dalam waktu cepat dari PT Antam. Relokasi PLTGU Sistem Jawa tidak dilaksanakan karena PLTGU tersebut dibutuhkan untuk memitigasi masuknya pembangkit *intermittent*. PLN memiliki alternatif rencana penambahan pembangkit *Mobile Power Plant* (MPP) apabila terdapat permintaan pelanggan *smelter* di Provinsi Maluku Utara yang membutuhkan pelayanan dalam waktu cepat sebelum pembangkit jangka panjangnya dapat beroperasi. Pembangkit MPP pada umumnya berjenis PLTG/GU/MG dengan kapasitas besar karena waktu pembangunannya yang relatif cepat. Pembangkit MPP berlokasi di dekat lokasi *smelter*. Rencana ini sangat tergantung pada kepastian calon pelanggan yang akan dilayani oleh PLN.
PLN pada dasarnya sangat mendukung pengembangan pembangkit EBT dengan menggunakan sumber daya setempat dengan tetap mempertimbangkan kriteria perencanaan pengembangan infrastruktur, seperti keseimbangan *supply* dan *demand*, keandalan sistem, dan keekonomian. Semua kriteria tersebut harus dipertimbangkan sehingga didapatkan perencanaan infrastruktur yang optimal dan tepat guna. PLN akan mereviu baik potensi pengembangan *demand* maupun setiap sumber daya EBT yang ada di Provinsi Maluku Utara, baik di sistem besar maupun di sistem kecil. Pada Sistem Halmahera terdapat inisiasi dari pemerintah untuk memasukkan PLTP Hamiding 50 MW. PLN telah melakukan reviu kajian teknis terhadap inisiasi dan penugasan tersebut dengan hasil sebagai berikut:

1. Sesuai Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, Pasal 2, bahwa PT PLN (Persero) harus menyusun RUPTL dengan memperhatikan keseimbangan antara penyediaan (*supply*) dan permintaan (*demand*);
2. Proyeksi pertumbuhan penjualan pada tahun 2025-2034 di Sistem Halmahera mencapai rata-rata 9% per tahun. Proyeksi pertumbuhan penjualan Sistem Halmahera tersebut jauh lebih besar dari proyeksi rata-rata pertumbuhan penjualan nasional sebesar 5% selama 10 tahun;
3. Proyeksi *reserve margin* (cadangan) yang sangat tinggi untuk Sistem Halmahera jika tidak adanya peningkatan potensi *demand* yang jauh lebih signifikan. Selain itu, terdapat banyak potensi EBT pada Sistem Halmahera yang akan dikembangkan dalam rentang 10 tahun (2025-2034) yang telah terdapat dalam RUPTL 2021-2030 yakni PLTP 20 MW, PLTBm 10 MW, PLTS+BESS 10 MW.

Penambahan PLTP Hamiding 50 MW di Sistem Halmahera akan memberikan dampak:

1. Dengan *reserve margin* yang tinggi, terdapat risiko dan kendala pengoperasian harian pembangkit, di mana PLTP tersebut tidak bisa di-*dispatch*/dioperasikan secara optimal. Selain itu, PLTP tidak dapat beroperasi *start stop* secara cepat serta memiliki keterbatasan *ramping rate*;
2. Potensi *Take or Pay* (ToP) yang cukup signifikan karena PLTP Hamiding tidak dapat dimanfaatkan secara optimal apabila ditambahkan pada Sistem Halmahera.

PLN sangat mendukung pengembangan pembangkit EBT yang akan memberikan dampak positif pada kecukupan pasokan listrik, peningkatan keandalan, peningkatan bauran energi baru dan terbarukan, pengurangan emisi, dan perbaikan keekonomian selama sesuai dengan kriteria dan kaidah perencanaan proyek ketenagalistrikan serta aturan-aturan yang berlaku.

PLN telah memasukkan program inisiasi pemerintah pembangunan PLTP Hamiding 50 MW di Sistem Halmahera pada rencana pengembangan pembangkit. Penugasan PLTP tersebut merujuk pada Surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 1869 K/30/MEM/2018 tentang Penugasan Survei Pendahuluan dan Eksplorasi Panas Bumi kepada PT Star Energy Geothermal Indonesia di Wilayah Penugasan Survei Pendahuluan dan Eksplorasi Panas Bumi Gunung Hamiding. Namun, sesuai dengan Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, Pasal 2, maka pembangungan PLTP Hamiding 50 MW akan tetap memperhatikan keseimbangan antara *demand* dan *supply*. Apabila pertumbuhan *demand* tidak sebesar yang diharapkan, maka pembangunan PLTP Hamiding 50 MW akan disesuaikan sehingga risiko *oversupply* dan munculnya *Take or Pay* (TOP) dapat dihindari. Selain itu, pengembangan PLTP Hamiding 50 MW di Sistem Halmahera dapat dilakukan sepanjang PLN mendapatkan penugasan pemerintah serta dukungan berupa aturan, kebijakan, program, ataupun dukungan lainnya dari pemerintah untuk mendorong dan memastikan adanya peningkatan *demand* di sistem terkait.
Kebutuhan tenaga listrik 2025 sampai dengan tahun 2034 akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTMG, PLTP dan PLTBio serta PLTS seperti ditampilkan pada Tabel C8.12 hingga Tabel C8.14.

Tabel C8.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
PLTS + BESS	3	1	26	-	-	-	-	-	-	-	29
BESS (MWh)	1	0,1	5	-	-	-	-	-	-	-	6
Jumlah	9	1	26	-	-	-	-	-	-	-	35
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTMG	30	60	40	40	-	-	-	40	-	-	210
PLTS + BESS	-	-	5		-	-	-	-	-	-	5
BESS (MWh)	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	30	60	45	40	-	10	-	40	-	-	225
IPP											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	70	-	-	70
PLTG	-	-	-	350	-	-	-	-	-	-	350
PLTS + BESS	10	10	9	116	50	-	-	-	-	-	194
PLTBM	-	-	-	-	14	40	-	5	-	-	59
BESS (MWh)	2	2	2	23	10	-	-	-	-	-	39
Jumlah	10	10	9	466	64	40	-	75	-	-	673
Total											
PLTU	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	10	-	70	-	-	80
PLTG	-	-	-	350	-	-	-	-	-	-	350
PLTMG	30	60	40	40	-	-	-	40	-	-	210
PLTS + BESS	13	11	39	116	50	-	-	-	-	-	229
PLTBM	-	-	-	-	14	40	-	5	-	-	59
BESS (MWh)	3	2	8	23	10	-	-	-	-	-	46
Jumlah	49	71	79	506	64	50	-	115	-	-	934

Tabel C8.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
PLTS + BESS	3	1	26	-	-	-	-	-	-	-	29
BESS (MWh)	1	0,1	5	-	-	-	-	-	-	-	6
Jumlah	9	1	26	-	-	-	-	-	-	-	35
SH-PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTMG	30	60	40	40	-	-	-	40	-	-	210
PLTS + BESS	-	-	5		-	-	-	-	-	-	5
BESS (MWh)	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	30	60	45	40	-	10	-	40	-	-	225
IPP											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	70	-	-	70
PLTG	-	-	-	350	-	-	-	-	-	-	350
PLTS + BESS	10	10	9	116	50	-	-	-	-	-	194
PLTBM	-	-	-	-	14	40	-	5	-	-	59
BESS (MWh)	2	2	2	23	10	-	-	-	-	-	39
Jumlah	10	10	9	466	64	40	-	75	-	-	673
Total											
PLTU	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	10	-	70	-	-	80
PLTG	-	-	-	350	-	-	-	-	-	-	350
PLTMG	30	60	40	40	-	-	-	40	-	-	210
PLTS + BESS	13	11	39	116	50	-	-	-	-	-	229
PLTBM	-	-	-	-	14	40	-	5	-	-	59
BESS (MWh)	3	2	8	23	10	-	-	-	-	-	46
Jumlah	49	71	79	506	64	50	-	115	-	-	934

Tabel C8.14. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Proyek	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
1	Bacan	PLTMG	Bacan	10	2026	2026	Pengadaan	SH-PLN
2	Bacan	PLTBm	Bacan (Kuota) Tersebar	4	2029	2029	Rencana	IPP
3	Bacan	PLTP	Songa Wayaua (FTP2)	5	2030	2030	Pengadaan	SH-PLN
4	Bacan	PLTP	Songa Wayaua (FTP2)	5	2030	2030	Pengadaan	SH-PLN
5	Halmahera	PLTU	Sofifi	2x3	2025	2025	Konstruksi	PLN
6	Halmahera	PLTMG	Tobelo	10	2025	2025	Konstruksi	SH-PLN
7	Halmahera	PLTMG	Tobelo 2	20	2025	2025	Konstruksi	SH-PLN
8	Halmahera	PLTS + BESS	Tobelo	10	2026	2026	Rencana	IPP
9	Halmahera	PLTMG	Sofifi	10	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
10	Halmahera	PLTMG	Halmahera 1	10	2027	2027	Rencana	SH-PLN
11	Halmahera	PLTMG	Halmahera 1	10	2027	2027	Rencana	SH-PLN
12	Halmahera	PLTG	Halmahera 2	350	2028	2028	Rencana	IPP
13	Halmahera	PLTS + BESS	Halmahera (Kuota) Tersebar	100	2028	2028	Rencana	IPP
14	Halmahera	PLTBm	Halmahera (Kuota) Tersebar	10	2029	2029	Rencana	IPP

No	Sistem	Jenis	Proyek	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
15	Halmahera	PLTS + BESS	Halmahera (Kuota) Tersebar	50	2029	2029	Rencana	IPP
16	Halmahera	PLTBm	Halmahera (Kuota) Tersebar	30	2030	2030	Rencana	IPP
17	Halmahera	PLTP	Halmahera (Kuota) Tersebar	20	2032	2032	Rencana	IPP
18	Halmahera	PLTP	Halmahera (Kuota) Tersebar	50	2032	2032	Rencana	IPP
19	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes	3,19	2025	2025	Rencana	PLN
20	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes	0,73	2026	2026	Rencana	PLN
21	*Isolated*	PLTS + BESS	Dedieselisasi	8,676	2027	2027	Rencana	IPP
22	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes	25,53	2027	2027	Rencana	PLN
23	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Maluku Utara	15,816	2028	2028	Rencana	IPP
24	Morotai	PLTS + BESS	Morotai 3	10	2025	2025	Rencana	IPP
25	Morotai	PLTMG	Morotai	10	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
26	Morotai	PLTMG	Morotai 2	20	2028	2028	Rencana	SH-PLN
27	Morotai	PLTMG	Morotai 4	20	2032	2032	Rencana	SH-PLN
28	Sanana	PLTMG	Sanana	10	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
29	Sanana	PLTBm	Sanana 2	10	2030	2030	Rencana	IPP
30	Ternate-Tidore	PLTMG	Ternate 2	20	2026	2026	Pengadaan	SH-PLN
31	Ternate-Tidore	PLTMG	Tidore	20	2027	2027	Rencana	SH-PLN
32	Ternate-Tidore	PLTMG	Ternate 3	20	2032	2032	Rencana	SH-PLN
33	Weda	PLTS + BESS	Weda	5	2027	2027	Rencana	SH-PLN
34	Weda	PLTMG	Weda	20	2028	2028	Rencana	SH-PLN
35	Weda	PLTBm	Weda	5	2032	2032	Rencana	IPP
	Jumlah			933,94				

Catatan:
Rencana tambahan pembangkit yang terhubung pada Gardu Induk sudah mempertimbangkan kecukupan lahan dan investasi untuk kebutuhan Extension Bay pembangkit
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastrukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun.

Di Provinsi Maluku Utara terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTP Gunung Hamiding #1 20 MW
- PLTP Gunung Hamiding #2 110 MW
- PLTP Jailolo 10 MW
- PLTS + BESS Kosa 0,1 MW
- PLTS + BESS Tobelo 9 MW
- PLTS + BESS PLTS + BESS Tobelo 9 MW
- PLTBm Halmahera 9,8 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem dan bukan berdasarkan provinsi. Kuota pengembangan EBT tersebut dapat dipenuhi oleh seluruh potensi yang terletak pada lokasi sistem tersebut walaupun berbeda provinsi. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan

dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah 3T (tertinggal, terdepan, terluar), daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD maupun relokasi PLTD dari sistem besar sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut, kemudian apabila telah siap untuk dikembangkan maka akan dilakukan pengembangan selanjutnya untuk mengubahnya menjadi pembangkit *hybrid.* Kedepannya akan dilakukan pemutakhiran pada sistem monitoring, kontrol, dan automasi sistem pembangkitan yang telah siap untuk dikembangkan.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)
Pengembangan Transmisi
Rencana pengembangan transmisi di Maluku Utara khususnya di Pulau Halmahera ini dimaksudkan untuk evakuasi daya dari pusat pembangkit ke pusat-pusat beban. Mempertimbangkan lokasi beban tersebar jauh dari pusat pembangkit, maka transmisi yang akan dibangun direncanakan beroperasi pada level tegangan 150 kV. Rencana pengembangan transmisi yang akan dibangun diantaranya Sistem 150 kV Ternate-Tidore, dan Sistem 150 kV Halmahera.
Terdapat potensi EBT yang cukup besar di Pulau Halmahera, terutama di Halmahera Barat. selain PLTBio Halmahera 10 MW dan PLTP Halmahera 20 MW juga terdapat potensi PLTP Hamiding sebesar 130 MW. Dengan adanya rencana pengembangan 150 kV Sistem Halmahera diharapkan dapat mengevakuasi daya dari sumber EBT yang terkonsentrasi di Halhamera Barat ke seluruh Sistem Halmahera, sehingga akan meningkatkan bauran EBT dan mengurangi penggunaan HSD di Maluku Utara.
Selain itu pengembangan Sistem Halmahera 150 kV juga bertujuan untuk mendukung hilirisasi sumber daya mineral di pulau Halmahera dengan memastikan keamanan pasokan energi untuk pengembangan *smelter* di Pulau Halmahera. Namun secara khusus pengembangan sistem 150 kV Sofifi-Maba masih membutuhkan kajian lebih lanjut. Hal ini disebabkan kondisi jarak yang cukup jauh serta beban yang relatif masih rendah, sehingga perlu dikaji lebih lanjut baik dari sisi operasional dan finansial/keekonomian.
Peta rencana pengembangan Sistem 150 kV Ternate-Tidore dan Halmahera diberikan pada Gambar C8.2 dan Gambar C8.3.
Pengembangan transmisi di Provinsi Maluku Utara seperti ditampilkan dalam Tabel C8.15 hingga Tabel C8.17.

Tabel C8.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (KMS)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	582	-	58	-	-	300	-	10	28	-	978
Total	582	-	58	-	-	300	-	10	28	-	978

Tabel C8.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (KMS)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	582	-	58	-	-	300	-	10	28	-	978
Total	582	-	58	-	-	300	-	10	28	-	978

Tabel C8.17. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	GI Jailolo	GI Sofifi	150	New, 2 cct, SUTT	160	2025	2025	Konstruksi
2	GI Jailolo	GI Malifut	150	New, 2 cct, SUTT	160	2025	2025	Konstruksi
3	GI Malifut	GI Tobelo	150	New, 2 cct, SUTT	240	2025	2025	Konstruksi
4	PLTMG Tobelo 2	GI Tobelo	150	New, 2 cct, SUTT	22	2025	2025	Konstruksi
5	GI Ternate 1	GI Tidore	150	New, 2 cct, SUTT	20	2027	2027	*Committed*
6	GI Ternate 1	GI Tidore	150	New, 2 cct, SKLTT	8	2027	2027	*Committed*
7	PLTMG Tidore	Incomer 1 phi (GI Ternate - GI Tidore)	150	New, 2 cct, SUTT	20	2027	2027	Rencana
8	PLTMG Halmahera 1	Incomer 1 phi (GI Sofifi - GI Jailolo)	150	New, 2 cct, SUTT	10	2027	2027	Rencana
9	PLTS+BESS Halmahera (Kuota) Tersebar 100 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Halmahera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
10	PLTS+BESS Halmahera (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Halmahera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2029	2029	Rencana
11	PLTBio Halmahera (Kuota) Tersebar 30 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Halmahera	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
12	GI Maba	GI Sofifi	150	New, 2 cct, SUTT	300	2030	2030	Rencana
13	GI Ternate 2	Incomer 1 phi (MPP Ternate - GI Ternate 1)	150	New, 2 cct, SUTT	10	2032	2032	Rencana
14	PLTP Halmahera (Kuota)	GI Eksisting/ GI Rencana	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2032	2032	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
	Tersebar 20 MW	Sistem Halmahera						
15	PLTP Halmahera (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Halmahera	150	New, 2 cct, SUTT	20*	2032	2032	Rencana
16	Inc. 2 Phi (Sofifi - Maba)	Kawasan Industri Buli (Feni Haltim)	150	New, 4 cct, SUTT	28	2033	2033	Rencana
	Total				978			

Catatan:
*) *Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi*

Rencana pengembangan transmisi ini sudah termasuk rencana interkoneksi Sistem Ternate-Tidore menggunakan kabel laut.

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi tersebut untuk menyalurkan daya listrik ke pelanggan, direncanakan dibangun gardu induk baru. Sampai dengan tahun 2034 direncanakan pembangunan GI 150 kV seperti diperlihatkan pada Tabel C8.18 hingga Tabel C8.20.

Tabel C8.18. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	-		30			30		30			90
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	30	-	-	30	-	30	-	-	90

Tabel C8.19. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	-		30			30		30			90
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	30	-	-	30	-	30	-	-	90

Tabel C8.20. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk.

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Ket	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Tobelo	150	*Ext*	2 LB arah PLTMG Tobelo 2	2025	2025	Konstruksi
2	Tidore	150/20	*New*	30	2027	2027	*Committed*
3	Maba	150/20	*New*	30	2030	2030	Rencana
4	*Ternate 2*	150/20	*New*	30	2032	2032	Rencana
	Total			90			

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Maluku Utara dimaksudkan untuk mendukung program penambahan pelanggan baru sekitar 200 ribu sambungan sampai dengan tahun 2034. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan pulau-pulau yang memiliki potensi sumber energi terbarukan atau BPP lebih rendah dengan pulau didekatnya yang tidak tersedia potensi sumber energi atau BPP lebih tinggi. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan keekonomiannya serta hasil studi alternatif-alternatif interkoneksi baik melalui jaringan distribusi, kabel laut maupun alternatif lain yang memungkinkan.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2025-2034 secara rinci ditampilkan pada Tabel C8.21.

Tabel C8.21. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	188	191	194	196	197
Panjang JTR	kms	136	139	141	143	144
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	21	22	23	24	24
Tambahan Pelanggan		18.469	18.807	19.078	19.304	19.523

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	199	206	215	223	233
Panjang JTR	kms	146	152	159	165	173
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	25	27	29	31	33
Tambahan Pelanggan		20.324	21.304	22.186	23.228	24.315

Program Listrik Perdesaan Maluku Utara

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.

Metode program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan SUTM, SUTR, dan Gardu Distribusi serta pembangkit ke desa-desa. Program pengembangan listrik perdesaan diperlihatkan seperti pada Tabel C8.22.

Tabel C8.22. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Maluku Utara

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	3,19	0,73	25,53
Panjang JTM	kms	113,28	101,10	101,90
Panjang JTR	kms	22,65	12,80	9,11
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	1,28	0,85	1,25
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	20	14	21

Dalam mengatasi desa/dusun yang belum berlistrik PLN, PT PLN (Persero) Unit UP2K Maluku Utara melakukan pemutakhiran data dan membangun jaringan listrik ke lokasi – lokasi desa/dusun yang belum berlistrik sesuai *roadmap* yang sudah di tentukan.

Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi

terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.
Metode program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan SUTM, SUTR, dan Gardu Distribusi serta pembangkit ke desa-desa.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Maluku Utara sebesar 100% dengan RDB PLN 93,08%. Masih terdapat sejumlah 66 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 16 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Maluku Utara sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 88,69%.
Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada tabel C8.23.

Tabel C8.23. Rencana Migrasi RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Maluku Utara

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah tangga	1.577	4.583	0

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2029. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Maluku Utara sebagai berikut:

Tabel C8.24. Target RDB dan RE PLN Provinsi Maluku Utara

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027	2028	2029
RDB PLN (%)	93,08	95,36	95,86	98,75	99,92	100
RE PLN (%)	88,69	97,24	98,98	99,32	99,66	100

C8.4 PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK TERKAIT INDUSTRI FERONIKEL

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Maluku Utara mengalami peningkatan yang signifikan dampak dari meningkatnya jumlah investor yang menanamkan modalnya di Maluku Utara. Di Pulau Halmahera khususnya di Kabupaten Halmahera Tengah, terdapat potensi tambang nikel yang sangat besar dan akan dikembangkan dan diolah menjadi FeNi.

Adanya industri pengolahan beserta turunannya/ekstraksi, diharapkan akan mendorong pertumbuhan ekonomi Maluku Utara lebih cepat dan Halmahera akan menjadi salah satu pusat pertumbuhan ekonomi untuk kawasan Maluku Utara.

PLN berupaya untuk memenuhi kebutuhan listrik konsumen Industri di Pulau Halmahera seperti tambang emas, konsentrat lumpur dan anoda, serta industri pertambangan lain, rencana pembangunan *smelter* dan industri hilir lainnya baik dengan pengembangan pembangkit maupun pengembangan jaringan.

Rencana PLN untuk melistriki pelanggan *smelter* di Halmahera khususnya Halmahera Timur sangat tergantung pada kepastian *demand* dari pelanggan besar terkait karena lokasi pelanggan sangat jauh dari sistem kelistrikan eksisting. Oleh karena itu diperlukan pembangkit yang diperuntukkan khusus (*dedicated*) untuk pelanggan besar terkait. Untuk pengembangan kedepan juga akan direncanakan transmisi 150 kV yang nantinya akan berfungsi untuk mendukung keandalan pasokan.

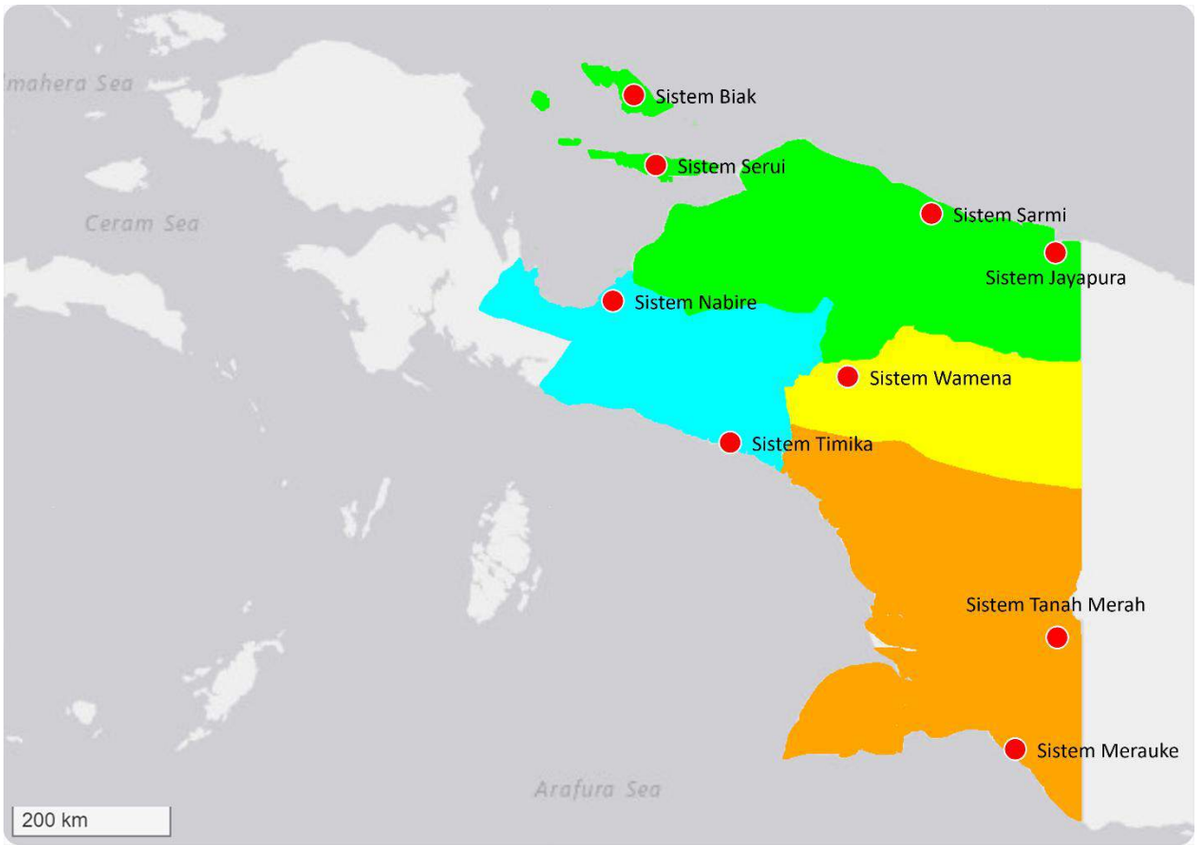
LAMPIRAN C.9
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA, PAPUA PEGUNUNGAN, PAPUA TENGAH, DAN PAPUA SELATAN

C9.1 KONDISI SAAT INI

Bedasarkan UU No.14 Tahun 2022, UU No.15 Tahun 2022 dan UU No.16 Tahun 2022 Provinsi Papua mengalami pemecahan dan terbentuk Provinsi Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan. Kebutuhan listrik Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan dipasok dari pembangkit-pembangkit jenis PLTA, PLTBm, PLTS, PLTMH, PLTMG, PLTU, dan PLTD. Saat ini PLTD masih mendominasi di sistem kelistrikan *isolated* yang ada di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan sehingga biaya pokok penyediaan (BPP) tenaga listrik di sistem *isolated* masih cenderung tinggi. Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan memiliki sebaran pusat-pusat beban yang cukup jauh, dengan sebaran lokasi ibukota kabupaten yang saling berjauhan. Sebagian besar sistem masih menggunakan sistem 20 kV dan masih *isolated*, sebagian lagi menggunakan jaringan tegangan rendah 220 Volt langsung ke beban.

Pada Provinsi Papua yaitu pada Kota Jayapura sudah beroperasi jaringan SUTT 70 kV dan 150 kV dan terdapat Sistem tenaga listrik *isolated* yang berbeban di atas 2 MW yaitu Serui, Biak, dan Sarmi. Pada Provinsi Papua Tengah yaitu pada Kota Timika sudah beroperasi jaringan SUTT 150 kV yang beroperasi dengan menggunakan Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) 150 kV pada tahun 2023 sehingga saat ini Energi dari PLTMG Timika 10 MW telah dievakuasi melalui SUTT 150 kV menuju ke GI Timika 2x30 MVA dan terdapat Sistem tenaga listrik *isolated* yang berbeban di atas 2 MW yaitu Nabire. Pada Provinsi Papua Pegunungan yaitu pada Kota Wamena saat ini beroperasi masih menggunakan jaringan 20 kV. Pada Provinsi Papua Selatan yaitu pada Kota Merauke saat ini beroperasi masih menggunakan jaringan 20 kV dan terdapat sistem tenaga listrik *isolated* yang berbeban di atas 2 MW yaitu Tanah Merah. Selain itu, terdapat sistem tenaga listrik *isolated* dengan beban puncak kurang dari 2 MW merupakan listrik perdesaan tersebar di banyak lokasi pedesaan.

Sembilan sistem tenaga listrik di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan ditampilkan pada Gambar C9.1.



Gambar C9.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan

Penjualan tenaga listrik di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 5,7%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2015-2024 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel C9.1 dan Tabel C9.2.

Tabel C9.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	473	521	540	576	612	689	726	754	794	874
2	Bisnis	254	269	277	294	296	285	334	330	339	377
3	Publik	105	116	121	131	141	150	165	184	197	213
4	Industri	5,9	4,9	5,4	6,5	7,6	9,1	11,8	12,2	11,8	12,9
Jumlah		839	911	943	1.008	1.058	1.132	1.238	1.281	1.342	1.476
Pertumbuhan (%)		-2,0	8,7	3,5	6,9	4,9	7,1	9,3	3,5	4,8	10,0

* Prognosa Tahun 2024

Tabel C9.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	286	308	335	363	389	416	442	467	498	527
2	Bisnis	34	36	37	38	36	36	35	36	33	37
3	Publik	15	12	13	14	15	16	17	18	18	19
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Jumlah		335	356	385	415	441	468	494	521	550	584
Pertumbuhan (%)		6,2	6,1	8,1	7,7	6,3	6,1	5,7	5,5	5,5	6,1

* Prognosa Tahun 2024

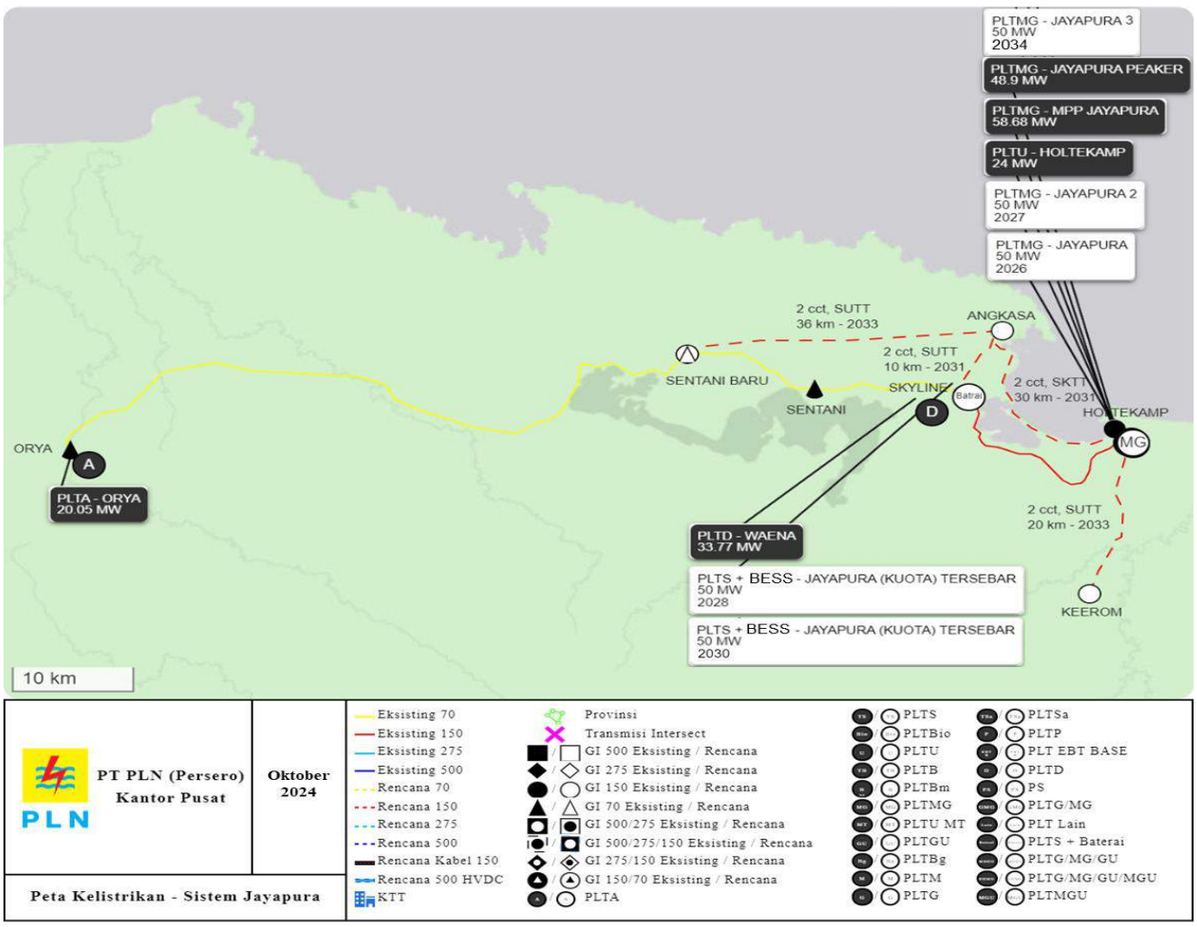
Sistem tenaga listrik Jayapura merupakan sistem terbesar di antara kesembilan sistem tenaga listrik besar di Wilayah Papua, dimana sistem ini memiliki pasokan pembangkit dengan total kapasitas terpasang sebesar 198,20 MW, daya mampu netto sekitar 163,00 MW, dan beban puncak 97,88 MW. Rincian pembangkit terpasang, dan daya mampu pembangkit pada sistem tenaga listrik di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan diberikan pada Tabel C9.3.

Tabel C9.3. Kapasitas Pembangkit Terpasang

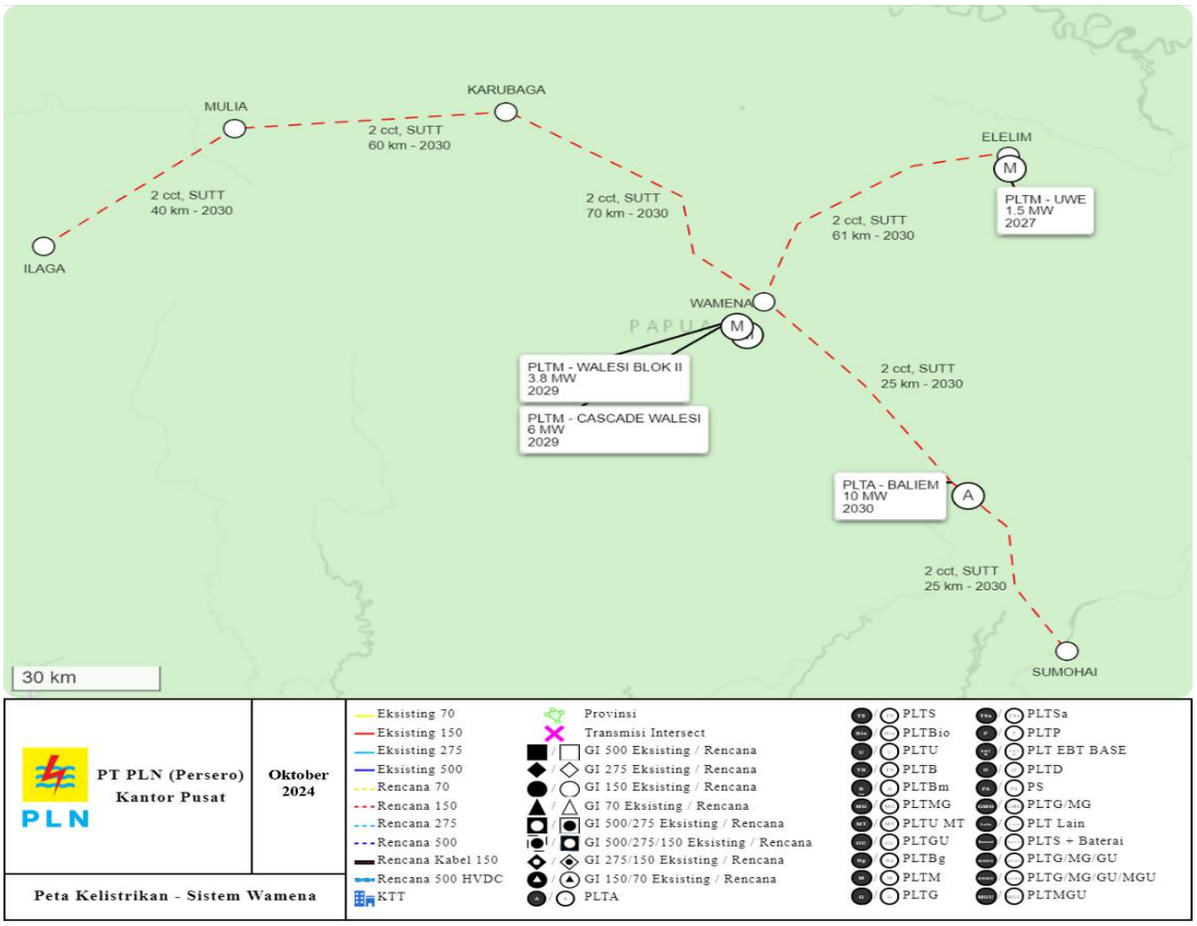
Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTM	Wamena	11	4,7	3,8	3,8
PLTA	Jayapura	2	20,0	19,0	19,0
PLTU	Jayapura	2	24,0	16,3	16,3
PLTMG	Jayapura	11	107,6	104,5	104,5
	Nabire	4	33,2	32,7	32,7
	Timika	1	9,8	9,3	9,3
	Merauke	3	44,7	42,5	42,5
	Biak	3	27,6	27,1	27,1
PLTD	Jayapura	16	42,6	19,2	19,2
	Wamena	12	6,3	5,9	5,9
	Timika	15	11,9	7,5	7,5
	Biak	6	14,6	10,2	10,2
	Serui	15	8,6	6,5	6,5
	Merauke	5	3,9	3,2	3,2
	Nabire	5	6,1	3,8	3,8
Jumlah PLN		111	365,6	311,5	311,5
Sewa					
PLTD	Jayapura	1	4,0	4,0	4,0
	Wamena	1	2,0	1,9	1,9
	Timika	9	40,5	26,3	26,3
	Biak	0	0,0	0,0	0,0
	Serui	1	4,0	4,0	4,0
	Merauke	0	0,0	0,0	0,0
Jumlah Sewa		12	50,5	36,2	36,2
IPP					
PLTBm	Merauke	1	3,5	3,0	3,0
Jumlah IPP		1	3,5	3,0	3,0
Jumlah		124	419,6	350,7	350,7

Sistem tenaga listrik Jayapura merupakan sistem interkoneksi yang memasok ibukota Provinsi Papua, melalui gardu induk eksisting yaitu GI 150 kV/70 kV Jayapura/Skyland, GI 70 kV Sentani, GI 150 kV Pembangkitan Holtekamp, dan GI 70 kV Pembangkitan Genyem/Orya. Kebutuhan beban di sistem ini disuplai dari PLTA Orya, PLTU Jayapura, MPP Jayapura, PLTMG Jayapura *Peaker*, dan beberapa PLTD yang masih *standby* seperti PLTD Yarmokh, dan PLTD Waena.
Sistem Kelistrikan Timika merupakan sistem interkoneksi yang beroperasi dengan menggunakan Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) 150 kV pada tahun 2023 sehingga saat ini energi dari PLTMG Timika 10 MW telah dievakuasi melalui SUTT 150 kV menuju ke GI Timika 2x30 MVA.
Pada Sistem Wamena di Provinsi Papua Pegunungan yang saat ini masih menggunakan jaringan 20 kV, kedepannya akan dikembangkan jaringan transmisi 150 kV untuk mengevakuasi daya dari pembangkit-pembangkit PLTM dan PLTA ke beban. Pembangunan Transmisi dan GI di Wamena ini bertujuan

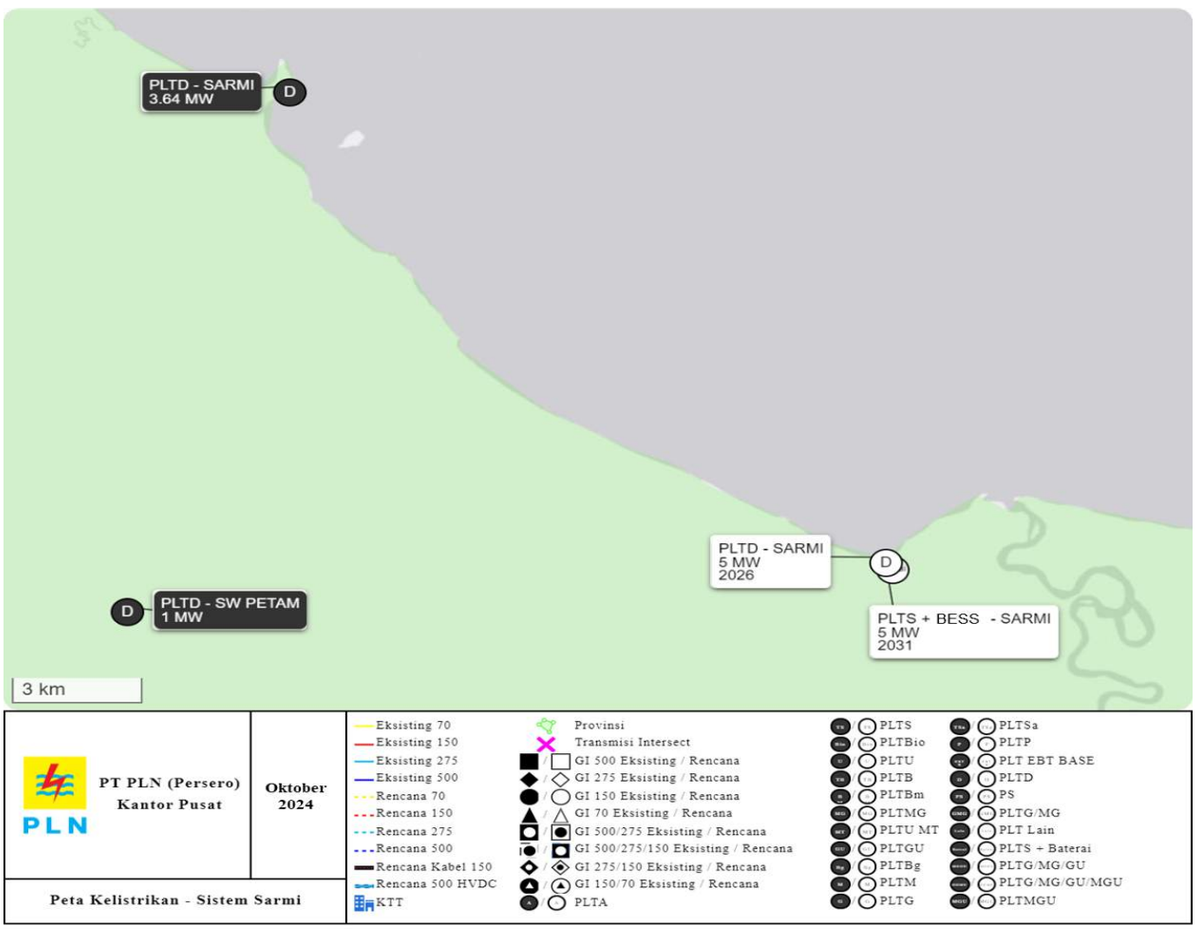
untuk memaksimalkan potensi energi air Sungai Baliem sehingga energi listrik yang dibangkitkan dapat disalurkan ke kabupaten di sekitar Kabupaten Wamena seperti Kabupaten Puncak, Kabupaten Yalimo, Kabupaten Nduga dan Kabupaten Tolikara.
Pada Provinsi Papua Tengah, dikembangkan Sistem Kelistrikan Nabire yang memasok ibukota provinsi. Seperti Sistem Kelistrikan Nabire, Ibukota Provinsi Papua Selatan, Merauke, juga dikembangkan dengan distribusi jaringan 20 kV memperhatikan masih kecilnya beban pada kedua sistem tersebut.
Gambar C9.2, Gambar C9.3, Gambar C9.4, Gambar C9.5, Gambar C9.6, Gambar C9.7, dan Gambar C9.8 masing-masing menunjukkan peta pengembangan Sistem Tenaga Listrik Jayapura, Wamena, Sarmi, Merauke, Serui, Biak, Nabire, dan Timika.



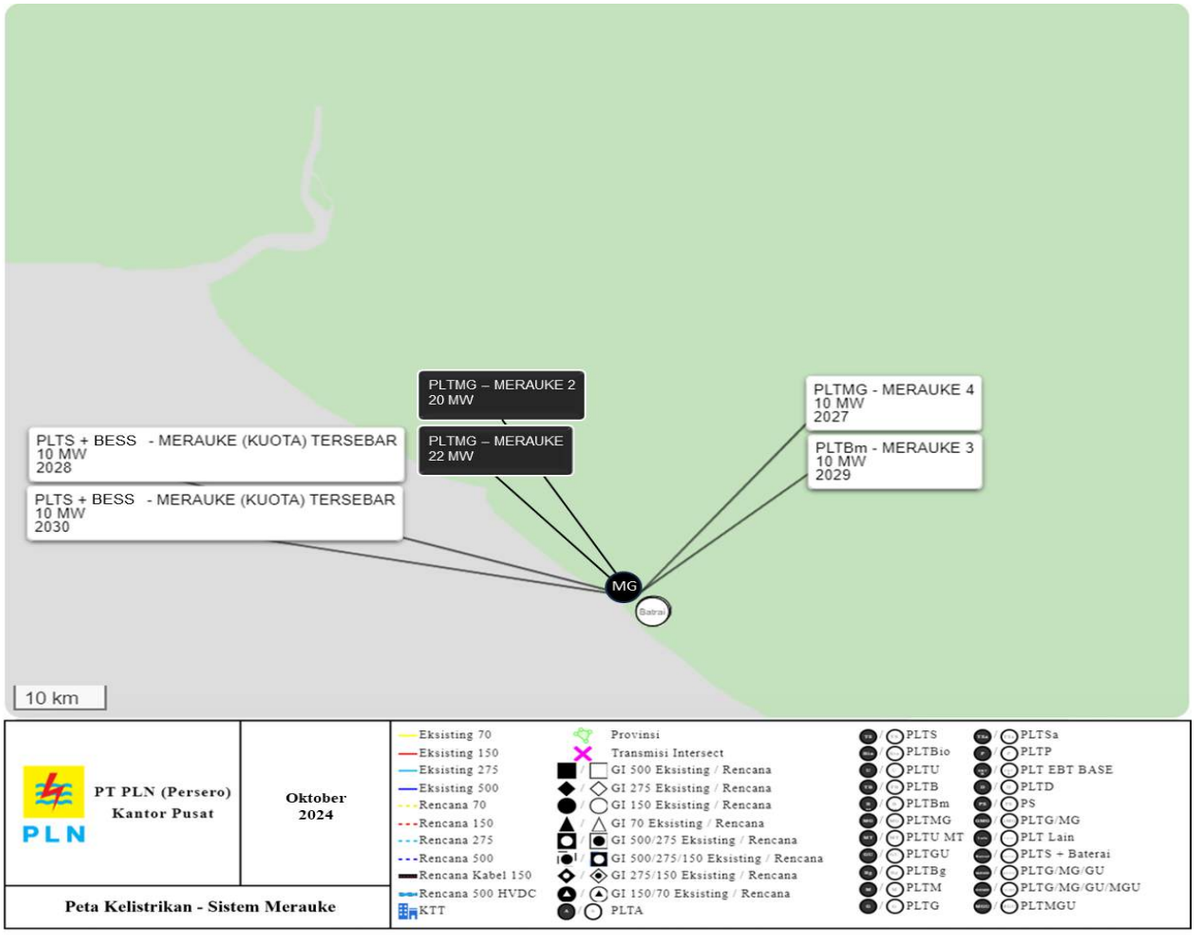
Gambar C9.2. Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 70 kV dan 150 kV Jayapura



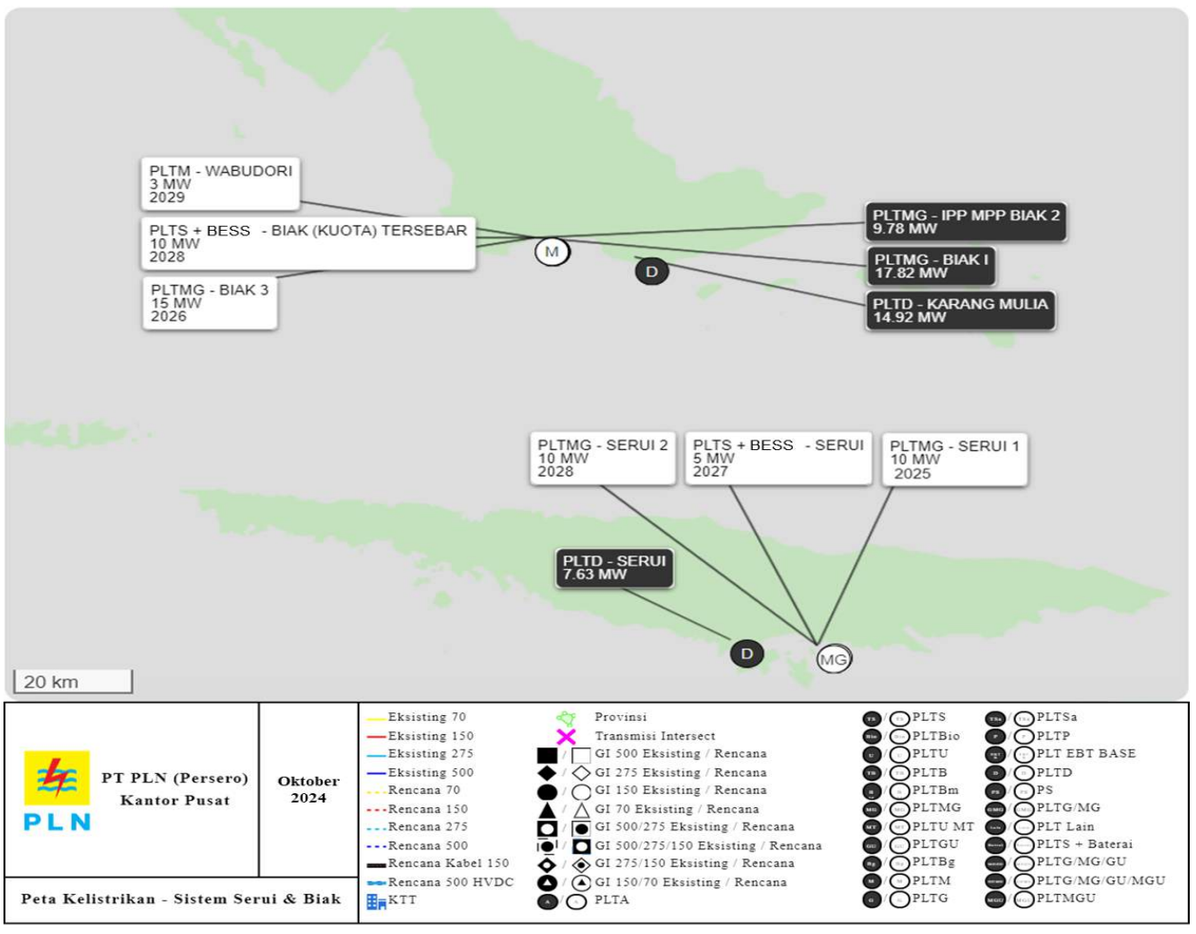
Gambar C9.3. Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Wamena



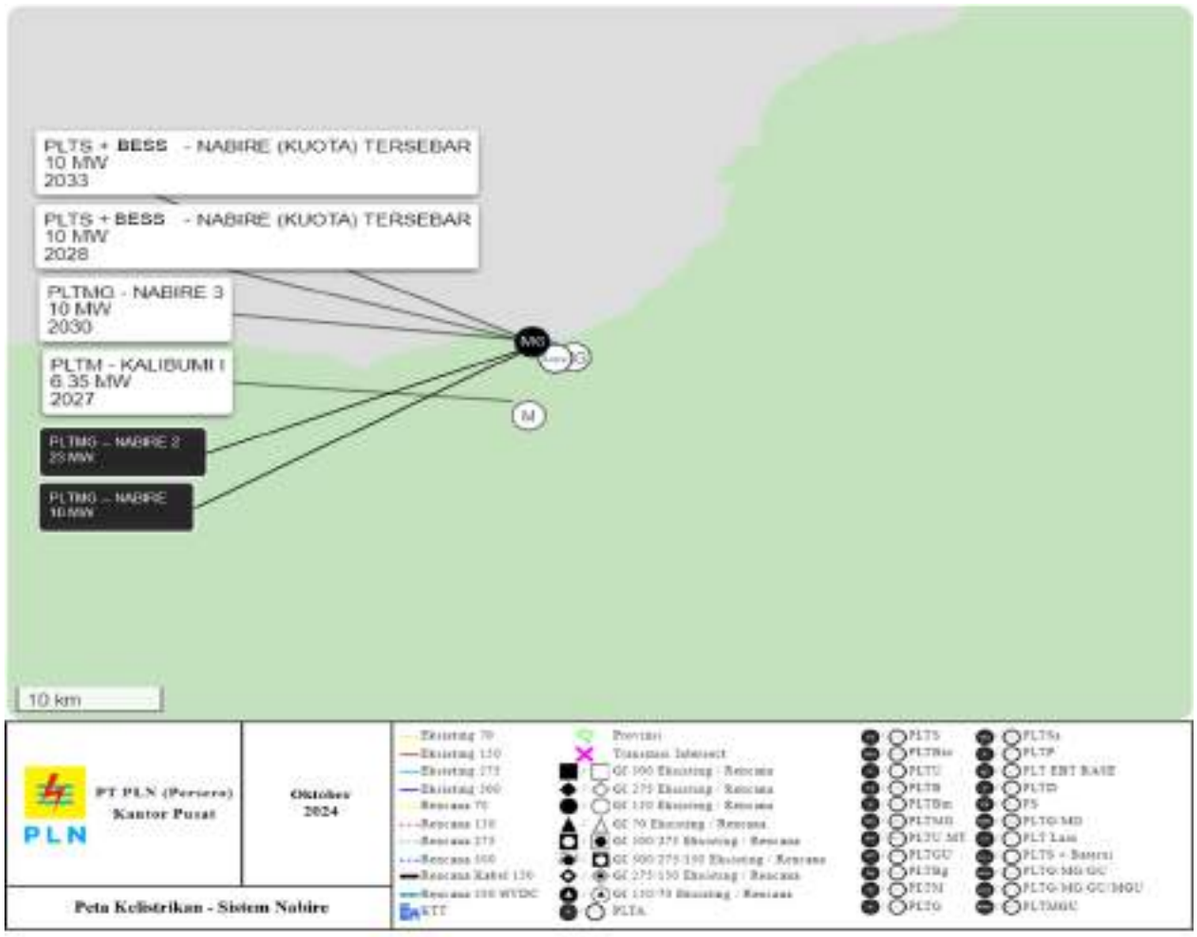
Gambar C9.4. Peta Rencana Pengembangan Sistem Sarmi



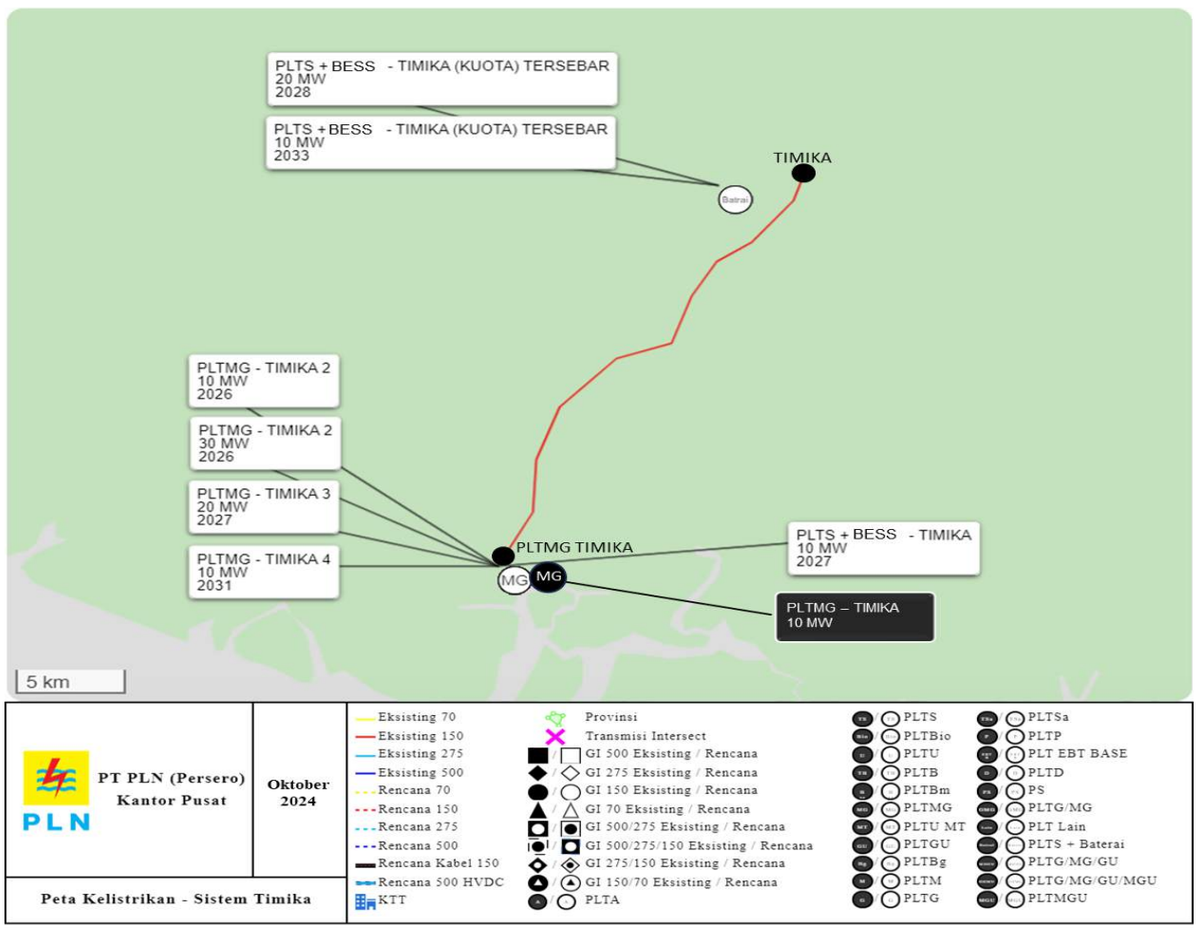
Gambar C9.5. Peta Rencana Pengembangan Sistem Merauke



Gambar C9.6. Peta Rencana Pengembangan Sistem Serui dan Biak



Gambar C9.7. Peta Rencana Pengembangan Sistem Nabire



Gambar C9.8. Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Timika

Gardu induk dan trafo daya eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan ditunjukkan pada Tabel C9.4 dan Tabel C9.5.

Tabel C9.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Kapasitas (MVA)
1	Skyland/Jayapura	70/20	1	20
		150/20	2	120
		150/70	1	60
2	Sentani/Wamena	70/20	2	60
3	Genyem	70/20	2	25
4	Holtekamp	70/20	1	30
		150/70	1	60
5	Timika	150/20	2	120
Jumlah			12	495

Tabel C9.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	JTM (kms)	2.385	2.854	3.241	3.533	3.715	4.476	4.684	4.869	5.096	5.726
2	JTR (kms)	2.924	4.547	6.257	6.921	7.115	7.796	8.032	8.223	8.331	8.631
3	Gardu Distribusi (MVA)	275	298	250	264	316	396	434	455	467	488

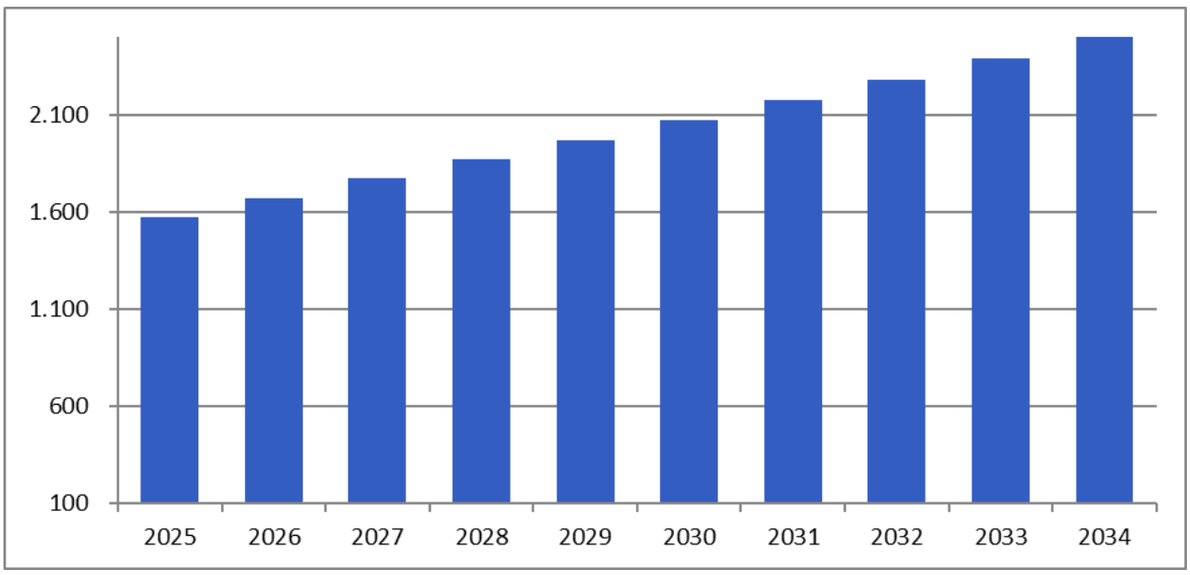
* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

C9.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kondisi ekonomi Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan dalam sepuluh tahun terakhir dari tahun 2015 hingga tahun 2024 tumbuh rata-rata 4,95% per tahun. Sektor pertambangan dan penggalian, perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa lainnya mempunyai kontribusi yang dominan. Kondisi ekonomi yang cukup baik ini akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan. Sehubungan dengan adanya rencana pemerintah untuk memanfaatkan potensi hidro di Mamberamo, PLN berkomitmen untuk mendukung dalam pengembangan kelistrikan di *Green Industrial Complex*. Konsep *Renewable Energy based on Industrial development* diusung untuk memanfaatkan potensi hidro Memberamo yang lebih dari 2 GW.

Pelanggan PLN masih didominasi oleh kelompok rumah tangga dengan konsumsi sekitar 60% terhadap jumlah penjualan listrik pertahunnya. Mengingat kondisi pasokan listrik yang terbatas dan geografi yang cukup sulit sehingga saat ini kebutuhan energi listrik belum seluruhnya dapat dipenuhi.

Memperhatikan data penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi regional dan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi COVID-19 terjadi, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, maka proyeksi kebutuhan listrik 2025–2034 diperlihatkan pada Gambar C9.9, dan Tabel C9.6, Tabel C9.7, Tabel C9.8.



Gambar C9.9. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan, hanya terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan hanya terdapat 1 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT.

Tabel C9.6. Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	933	991	1.048	1.105	1.162	1.218	1.273	1.328	1.383	1.437
2	Bisnis	402	429	456	484	513	543	575	608	643	680
3	Publik	226	239	252	266	281	296	312	329	347	365
4	Industri	13,3	13,8	14,2	14,6	15,1	15,5	15,9	16,4	16,8	17,3
Jumlah		1.574	1.672	1.771	1.870	1.970	2.072	2.176	2.282	2.389	2.500
Pertumbuhan (%)		6,6	6,2	5,9	5,6	5,3	5,2	5,0	4,9	4,7	4,6

Tabel C9.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	540	553	565	578	589	601	612	623	634	644
2	Bisnis	38	39	40	42	43	44	46	48	50	52
3	Publik	20	21	22	22	23	24	25	26	27	28
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Jumlah		598,6	613,2	627,6	641,8	655,8	669,6	683,4	697,0	710,6	724,2
Pertumbuhan (%)		2,5	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9

Tabel C9.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	5,0	1.574	1.815	295	598.584
2026	4,9	1.672	1.926	313	613.217
2027	4,7	1.771	2.038	330	627.631
2028	4,6	1.870	2.150	347	641.819

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2029	4,5	1.970	2.263	365	655.793
2030	4,5	2.072	2.377	382	669.621
2031	4,5	2.176	2.493	400	683.358
2032	4,4	2.282	2.611	418	697.018
2033	4,4	2.389	2.732	437	710.631
2034	4,4	2.500	2.854	455	724.213
Pertumbuhan	4,6	5,4%	5,3%	5,1%	2,2%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan. Untuk melayani kebutuhan potensi pelanggan besar tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Potensi Pengembangan KEK/KI dan Program-Program Pemerintah Lainnya di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan

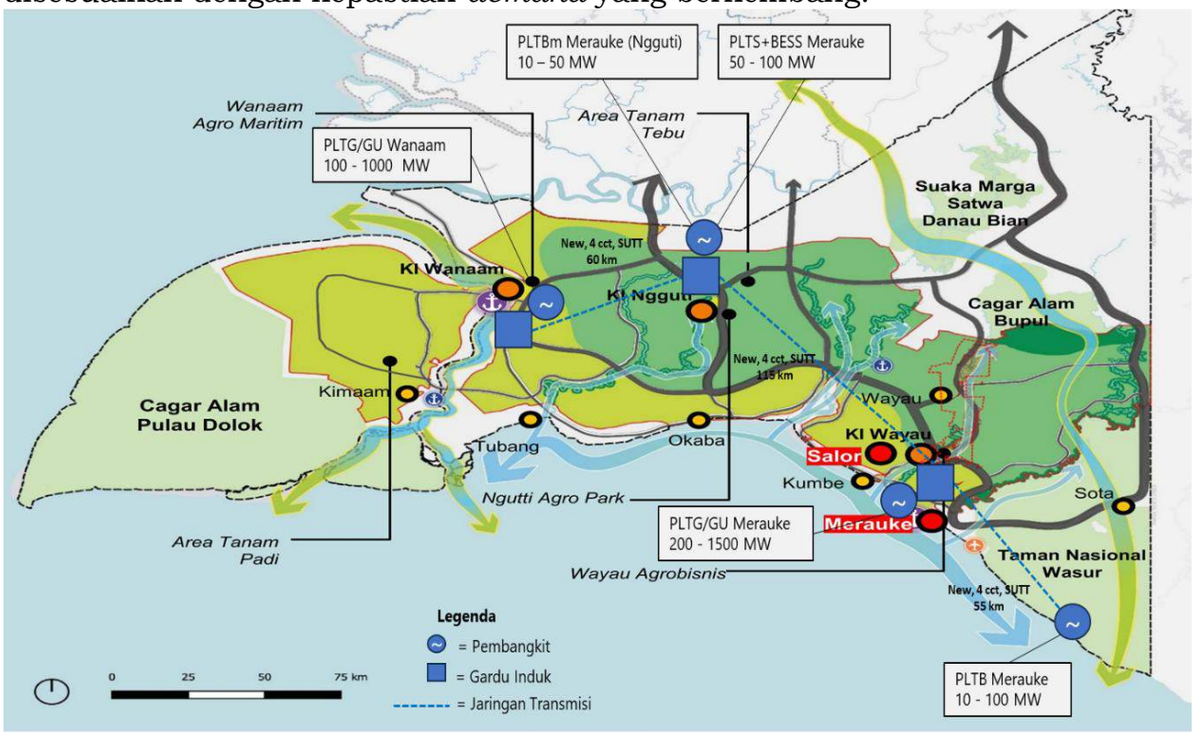
Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan memiliki sumber daya alam yang berlimpah seperti perkebunan, pertambangan, perikanan, hasil hutan, dan eko-wisata. Dalam rangka optimasi dan mendorong pertumbuhan ekonomi di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan, pemerintah telah mengembangkan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) Merauke, dan kedepannya direncanakan pengembangan beberapa Sentra Kelautan dan Perikanan Terpadu (SKPT) seperti SKPT Mimika, SKPT Biak, serta pengembangan *food estate* di Keerom. Selain itu, adanya Pos Lintas Batas Negara (PLBN) Papua-PNG diharapkan mampu menjaga kedaulatan dan keamanan NKRI.

Seiring dengan pertumbuhan beban dan untuk mendukung pemerintah dalam pengembangan KEK, KI, KSPN, dan *food estate*, PLN berupaya memenuhi kebutuhan listrik Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan dengan pengembangan pembangkit maupun pengembangan jaringan.

PLN telah menyediakan pasukan energi untuk KEK/KI Eksisting, seperti KEK Merauke. Selanjutnya PLN juga telah merencanakan potensi pengembangan suplai untuk KEK dan KI yang masih dalam tahap rencana.

KEK Merauke merupakan KEK berbasis pangan dan energi (*food estate* Merauke). Estimasi kebutuhan daya Listrik KEK Merauke sebesar 2.600 MVA yang dibagi menjadi 3 tahap yaitu tahap 1 sebesar 820 MVA, tahap 2 hingga 1700 MVA, dan tahap 3 menjadi 2.600 MVA. Kebutuhan daya untuk setiap tahap tersebut akan dipenuhi oleh konsultan KEK dan juga PLN. Kebutuhan listrik dari PLN setiap tahap sebesar 4,8 MVA sehingga total pasokan listrik dari PLN untuk KEK Merauke sebesar 14,4 MVA. Untuk memenuhi kebutuhan listrik

di KEK Merauke, PLN merencanakan pembangunan infrastruktur pembangkit hybrid berbasis gas seperti PLTG/MG/GU dengan pembangkit EBT setempat seperti PLTB dan PLTS.
Pelaksanaan pengembangan infrastruktur pembangkit, transmisi, dan gardu induk untuk mendukung program-program pemerintah di Papua akan disesuaikan dengan kepastian *demand* yang berkembang.



Gambar C9.10. Rencana Pengembangan Infrastruktur Kelistrikan KEK Merauke

SKPT Mimika merupakan salah satu dari 12 lokasi SKPT yang ditetapkan berdasarkan Peraturan Menteri Nomor 8/Permen-KP/2017 Tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Kelautan Dan Perikanan Nomor 40/Permen-KP/2016 Tentang Penugasan Pelaksanaan Pembangunan Sentra Kelautan Dan Perikanan Terpadu Di Pulau-Pulau Kecil Dan Kawasan Perbatasan. SKPT Mimika dibangun sejak tahun 2017 dan merupakan salah satu SKPT yang sangat produktif. Produksinya tidak hanya mencukupi kebutuhan lokal namun juga ke beberapa provinsi di Indonesia bahkan ekspor ke Malaysia dan Singapura. Pada Kawasan SKPT Mimika sudah dibangun Pangkalan Pendaratan Ikan (PPI) di Pelabuhan Poumako yang sudah dilengkapi dengan berbagai fasilitas diantaranya tempat pelelangan ikan, Kantor pelabuhan, pabrik es kapasitas 15 ton, rumah pompa, *cold storage* 100 ton. SKPT Mimika diharapkan akan menjadi salah satu kekuatan pangan Indonesia di sektor perikanan. Untuk mendukung pengembangan Kawasan SKPT Mimika ini, PLN siap mendukung pemenuhan kebutuhan listriknya. SKPT Mimika berada di subsistem Timika yang saat ini memiliki beban puncak sebesar 39,6 MW dan dilayani oleh pembangkit PLTD serta PLTMG. Dengan proyeksi pertumbuhan *demand* Mimika sekitar 5-6%, maka diperkirakan beban puncak subsistem Timika di tahun 2033 akan tumbuh menjadi 57,9 MW. Untuk kebutuhan listrik tersebut, direncanakan pembangunan infrastruktur pembangkit *hybrid* berbasis gas seperti PLTMG dengan pembangkit EBT setempat seperti PLTS. Pelaksanaan pengembangan pembangkit tersebut akan disesuaikan dengan kepastian *demand* yang berkembang.



Gambar C9.11. Rencana Pengembangan Infrastruktur Kelistrikan SKPT Mimika

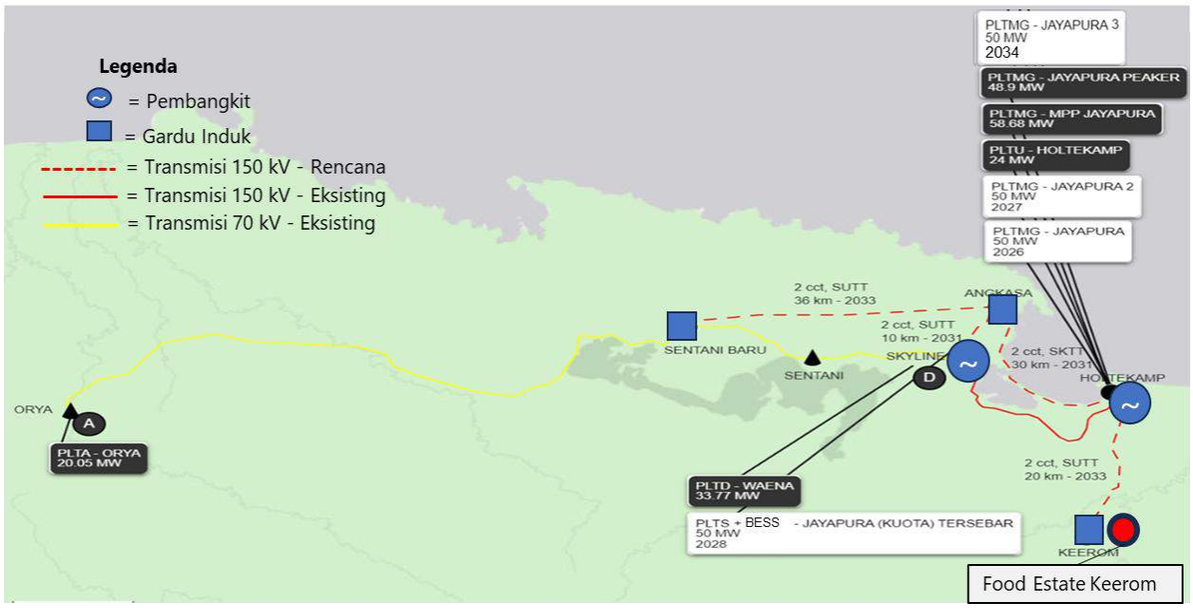
SKPT Biak Numfor merupakan salah satu dari 12 lokasi SKPT yang ditetapkan berdasarkan Peraturan Menteri Nomor 8/Permen-KP/2017 Tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Kelautan Dan Perikanan Nomor 40/Permen-KP/2016 Tentang Penugasan Pelaksanaan Pembangunan Sentra Kelautan Dan Perikanan Terpadu Di Pulau-Pulau Kecil Dan Kawasan Perbatasan. SKPT Biak Numfor memiliki sarana dan prasarana berupa Gudang Beku Terintegrasi/ Integrated Cold Storage (ICS) dengan kapasitas daya tampung mencapai 200 ton, pusat pelelangan ikan, kendaraan berpendingin, *chest freezer* dan *cool box*. Produksi SKPT Biak Numfor tidak hanya mencukupi kebutuhan lokal namun juga ke beberapa provinsi di Indonesia bahkan ekspor ke Singapura.
Untuk mendukung pengembangan Kawasan SKPT Biak Numfor ini, PLN siap mendukung pemenuhan kebutuhan listriknya. SKPT Biak Numfor berada di subsistem Biak yang saat ini memiliki beban puncak sebesar 19 MW dan dilayani oleh pembangkit PLTMG. Dengan proyeksi pertumbuhan *demand* di Biak sekitar 5-6%, maka diperkirakan beban puncak subsistem Timika di tahun 2033 akan tumbuh menjadi 29 MW. Untuk memenuhi kebutuhan Listrik tersebut, direncanakan pembangunan infrastruktur pembangkit *hybrid* berbasis gas seperti PLTMG dengan pembangkit EBT setempat seperti PLTS dan PLTM. Pelaksanaan pengembangan pembangkit tersebut akan disesuaikan dengan kepastian *demand* yang berkembang.



Gambar C9.12. Rencana Pengembangan Infrastruktur Kelistrikan SKPT Biak Numfor

***Food Estate* Keerom.** Kabupaten Keerom adalah sebuah kabupaten di Provinsi Papua dengan ibukotanya adalah Jayapura. Potensi pertumbuhan *demand* di Jayapura sebesar 5%. Pemerintah telah menyiapkan lahan seluas 10 ribu hektar tanah di Kabupaten Keerom sebagai lumbung pangan untuk penanaman jagung dan menjadi salah satu *food estate* di Pulau Papua. Saat ini Sistem Jayapura memiliki beban puncak sebesar 119 MW dan dilayani oleh gabungan beberapa pembangkit PLTA, PLTMG, PLTU dan PLTD. Beban puncak diproyeksikan akan tumbuh hingga 175 MW di tahun 2033. Pada Sistem Jayapura saat ini terdapat 2 sistem transmisi yaitu SUTT 150 kV Jayapura-Skyline sepanjang 21,7 km dan SUTT 70 kV Sentani-Genyem sepanjang 74 km.

Pada Sistem Jayapura akan dikembangkan pembangkit *hybrid* berbasis gas seperti PLTMG dengan pembangkit EBT setempat seperti PLTS dan PLTM. Selain itu, terdapat pengembangan transmisi total sepanjang 192 kms dengan rincian 152 kms merupakan pengembangan *Looping* Transmisi di Kota Jayapura dan 40 kms merupakan Program Dedieselisasi di daerah Keerom yang dapat mensupplai rencana kelistrikan *food estate* Papua. Pelaksanaan pengembangan infrastruktur pembangkit dan transmisi tersebut akan disesuaikan dengan kepastian *demand* yang berkembang.



Gambar C9.13. Rencana Pengembangan Infrastruktur Kelistrikan *Food Estate* Keerom

PLBN Indonesia-PNG. Indonesia telah menjalin kerja sama dengan Papua Nugini (PNG) dalam berbagai bidang, termasuk sektor energi. Salah satu proyek penting dalam kerangka kerja sama ini adalah penyediaan listrik dari Indonesia ke Papua Nugini. Penyediaan Listrik dari Indonesia ke Papua Nugini untuk mensuplai Desa Wutung (PNG) disekitar PLBN (Pos Lintas Batas Negara) Skouw telah terlaksana sejak Agustus 2023.
Telah tersedia trafo Mobile 400 kVA serta JTR (panjang feeder 1 sekitar 1,48 kms dan feeder 2 sekitar 2,7 kms) dari Pos Perbatasan PLBN SKOUW menuju PNG (Kampung Wutung) yang siap untuk melayani kebutuhan listrik PNG di sekitar perbatasan. Apabila terdapat peningkatan kebutuhan listrik di PNG, maka PLN siap mendukung pemenuhan kebutuhan listriknya.



Gambar C9.14. Rencana Interkoneksi kelistrikan dengan Papua Nugini (PNG)

C9.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi, dan jaringan distribusi di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer setempat serta sebaran penduduknya, adalah sebagai berikut:

Potensi Sumber Energi

Sumber energi primer di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik terbatas pada sumber-sumber potensi energi air, energi biomassa dan energi surya, namun kapasitasnya sangat besar dengan lokasi yang cukup jauh dari pusat beban. Berdasarkan hasil survei dan studi yang dilakukan oleh PLN Proyek Induk Sarana Fisik dan Penunjang, PLN Enjiniring dan PT Gama Epsilon selama periode 1996-2009, potensi tenaga air di Provinsi Papua yang terdata adalah sekitar 11.000 MW tersebar di 15 lokasi. Dari potensi-potensi tersebut yang sudah dilakukan studi kelayakan dan desain rinci yaitu di Walesi dan Kalibumi. Kurang maksimalnya pengembangan potensi tenaga air di Provinsi Papua disebabkan oleh lokasi sumber energi yang berada jauh dari pusat beban, sehingga belum layak untuk dikembangkan skala besar. Potensi energi air besar lainnya yaitu di DAS Mamberamo yang memiliki potensi lebih dari 6,37 GW. PLN mendukung pemanfaatan potensi tersebut dan merencanakan agar potensi Mamberamo dapat dimanfaatkan bersamaan dengan pengembangan *Green Industrial Complex*.

Selain potensi energi air, terdapat potensi pengembangan energi surya baik secara terpusat (komunal) maupun *hybrid* PLTS PV dengan *Battery Energy Storage System* (BESS). Potensi *biomass* juga tersedia di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan, khususnya di Kabupaten Merauke dimana terdapat badan usaha yang memiliki Izin Usaha Pemanfaatan Hasil Hutan Kayu dalam Hutan Tanaman Industri (IUPHHK-HTI) dengan luasan yang cukup serta telah beroperasinya PLTBm pada tahun 2020 di Sistem Kelistrikan Merauke dengan menggunakan bahan bakar *woodchip*. Potensi *biomass* ini dapat dimanfaatkan untuk pengembangan PLTBm baik di Merauke ataupun daerah sekitarnya.

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan.

Pengembangan Pembangkit

Kondisi sistem tenaga listrik di kota Jayapura sudah memiliki cadangan yang cukup namun masih menggunakan PLTMG berbahan bakar HSD sebagai sumber utamanya. Selain itu terdapat pembangkit PLTU Holtekamp dan PLTA Genyem serta transmisi 70 kV dan 150 kV telah memasok energi listrik. Beban di sistem ini tumbuh cukup tinggi, sehingga jika tidak ada proyek pembangkit baru yang masuk dalam waktu dekat, maka diperkirakan kondisi sistem akan kembali defisit. Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Jayapura telah dibangun Jayapura *Peaker* kapasitas 40 MW *dual fuel* (gas dan HSD).

Selain itu, untuk memberikan kepastian pasokan listrik pada masa mendatang terutama di ibukota Provinsi/Kabupaten yaitu Timika, Serui, Nabire, Biak dan Merauke, akan dibangun beberapa PLTMG *dual fuel* (gas dan HSD) di beberapa sistem 20 kV lokasi tersebar. Pertimbangan pengembangan pembangkit ke depan, diupayakan menggunakan sumber energi yang tersedia di dekat pembangkit agar dapat mengurangi isu transportasi dan tidak tersedianya

bahan bakar dalam jumlah yang cukup. Dengan adanya eksplorasi gas di Indonesia Timur baik itu di Bintuni dan Masela diharapkan nantinya akan menjadi sumber bahan bakar untuk pembangkit yang akan dibangun di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan. Sehingga, jenis pembangkit PLTMG untuk kapasitas total dibawah 100 MW merupakan alternatif pembangkit utama yang akan dikembangkan. Selain itu, sebagai upaya untuk pemanfaatan sumber energi EBT, pembuatan kajian PLTU Holtekamp menggunakan biomas juga akan dilaksanakan.

Pada beberapa sistem telah dibuka kouta PLTB serta PLTS dengan BESS yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak *intermittent* dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTG/GU/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Selain itu, akan dibangun pembangkit *dual fuel* yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik periode tahun 2025 hingga tahun 2034, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit seperti ditampilkan pada Tabel C9.9 hingga Tabel C9.11.

Tabel C9.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTMG	10	50	-	-	-	-	-	-	-	-	110
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	-	-	8	-	20	-	-	1	-	-	29
PLTA	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTS + BESS	7	3	188	-	-	-	5	-	-	-	203
BESS (MWh)	1	1	38	-	-	-	1	-	-	-	41
Jumlah	17	58	196	-	20	10	5	1	-	-	356
SH-PLN											
PLTMG	-	55	80	10	-	10	10	-	-	50	165
PLTS + BESS	-	-	15	-	-	-	-	-	-	-	15
BESS (MWh)	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	-	55	95	10	-	10	10	-	-	50	180
IPP											

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTS + BESS	-	-	-	116	-	60	-	-	20	-	196
PLTBM	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
BESS (MWh)	-	-	-	23	-	12	-	-	4	-	39
Jumlah	-	-	-	116	10	60	-	-	20	-	206
Total											
PLTMG	10	105	80	10	-	10	10	-	-	50	275
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	-	-	8	-	20	-	-	1	-	-	29
PLTA	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTS + BESS	7	3	203	116	-	60	5	-	20	-	414
PLTBM	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
BESS (MWh)	1	1	41	23	-	12	1	-	4	-	83
Jumlah	17	113	291	126	30	80	15	1	20	50	743

Tabel C9.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTMG	10	50	-	-	-	-	-	-	-	-	110
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	-	-	8	-	20	-	-	1	-	-	29
PLTA	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTS + BESS	7	3	188	-	-	-	5	-	-	-	203
BESS (MWh)	1	1	38	-	-	-	1	-	-	-	41
Jumlah	17	58	196	-	20	10	5	1	-	-	356
SH-PLN											
PLTMG	-	55	80	10	-	10	10	-	-	50	165
PLTS + BESS	-	-	15	-	-	-	-	-	-	-	15
BESS (MWh)	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	-	55	95	10	-	10	10	-	-	50	180
IPP											
PLTS + BESS	-	-	-	116	-	60	-	-	20	-	196
PLTBM	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
BESS (MWh)	-	-	-	23	-	12	-	-	4	-	39
Jumlah	-	-	-	116	10	60	-	-	20	-	206
Total											
PLTMG	10	105	80	10	-	10	10	-	-	50	275
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	-	-	8	-	20	-	-	1	-	-	29
PLTA	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	10
PLTS + BESS	7	3	203	116	-	60	5	-	20	-	414
PLTBM	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
BESS (MWh)	1	1	41	23	-	12	1	-	4	-	83
Jumlah	17	113	291	126	30	80	15	1	20	50	743

Tabel C9.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Proyek	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					Skenario RE Base	Skenario ARED		
1	Biak	PLTMG	Biak 3	15	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
2	Biak	PLTS + BESS	Biak (Kuota) Tersebar	10	2028	2028	Rencana	IPP

No	Sistem	Jenis	Proyek	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					Skenario RE Base	Skenario ARED		
3	Biak	PLTM	Wabudori	3	2029	2029	Rencana	PLN
4	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes	0,213	2025	2025	Rencana	PLN
5	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes	0,25	2025	2025	Rencana	PLN
6	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua pegunungan	1,494	2025	2025	Rencana	PLN
7	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua Tengah	0,936	2025	2025	Rencana	PLN
8	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua Selatan	4,16	2025	2025	Rencana	PLN
9	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes	0,705	2026	2026	Rencana	PLN
10	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua pegunungan	0,43	2026	2026	Rencana	PLN
11	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua Tengah	0,402	2026	2026	Rencana	PLN
12	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua Selatan	1,076	2026	2026	Rencana	PLN
13	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes	2,475	2027	2027	Rencana	PLN
14	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua pegunungan	133,013	2027	2027	Rencana	PLN
15	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua Tengah	44,488	2027	2027	Rencana	PLN
16	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua Selatan	8,031	2027	2027	Rencana	PLN
17	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Papua	3,186	2028	2028	Rencana	IPP
18	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Papua Selatan	4,3248	2028	2028	Rencana	IPP
19	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Papua Tengah	8,04	2028	2028	Rencana	IPP
20	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Papua Pegunungan	0,62	2028	2028	Rencana	IPP
21	*Isolated*	PLTM	Mamberamo Raya	4	2029	2029	Rencana	PLN
22	*Isolated*	PLTM	Digoel	3	2029	2029	Rencana	PLN
23	Jayapura	PLTMG	Jayapura	50	2026	2026	*Committed*	PLN
24	Jayapura	PLTMG	Jayapura 2	50	2027	2027	Rencana	SH-PLN
25	Jayapura	PLTS + BESS	Jayapura (Kuota) Tersebar	50	2028	2028	Rencana	IPP
26	Jayapura	PLTS + BESS	Jayapura (Kuota) Tersebar	50	2030	2030	Rencana	IPP
27	Jayapura	PLTM	Amai	1,08	2032	2032	Rencana	PLN
28	Jayapura	PLTMG	Jayapura 3	50	2034	2034	Rencana	SH-PLN
29	Merauke	PLTMG	Merauke 4	10	2027	2027	Rencana	SH-PLN
30	Merauke	PLTS + BESS	Merauke (Kuota) Tersebar	10	2028	2028	Rencana	IPP
31	Merauke	PLTBm	Merauke 3	10	2029	2029	Rencana	IPP
32	Merauke	PLTS + BESS	Merauke (Kuota) Tersebar	10	2030	2030	Rencana	IPP
33	Nabire	PLTM	Kalibumi I	6,35	2027	2027	Rencana	PLN
34	Nabire	PLTS + BESS	Nabire (Kuota) Tersebar	10	2028	2028	Rencana	IPP
35	Nabire	PLTMG	Nabire 3	10	2030	2030	Rencana	SH-PLN

No	Sistem	Jenis	Proyek	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					Skenario RE Base	Skenario ARED		
36	Nabire	PLTS + BESS	Nabire (Kuota) Tersebar	10	2033	2033	Rencana	IPP
37	Sarmi	PLTD	Sarmi	5	2026	2026	*Committed*	PLN
38	Sarmi	PLTS + BESS	Sarmi	5	2031	2031	Rencana	PLN
39	Serui	PLTMG	Serui 1	10	2025	2025	Konstruksi	PLN
40	Serui	PLTS + BESS	Serui	5	2027	2027	Rencana	SH-PLN
41	Serui	PLTMG	Serui 2	10	2028	2028	Rencana	SH-PLN
42	Timika	PLTMG	Timika 2	30	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
43	Timika	PLTMG	Timika 2	10	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
44	Timika	PLTS + BESS	Timika	10	2027	2027	Rencana	SH-PLN
45	Timika	PLTMG	Timika 3	20	2027	2027	Rencana	SH-PLN
46	Timika	PLTS + BESS	Timika (Kuota) Tersebar	20	2028	2028	Rencana	IPP
47	Timika	PLTMG	Timika 4	10	2031	2031	Rencana	SH-PLN
48	Timika	PLTS + BESS	Timika (Kuota) Tersebar	10	2033	2033	Rencana	IPP
49	Wamena	PLTM	Uwe	1,5	2027	2027	Rencana	PLN
50	Wamena	PLTM	Cascade Walesi	6	2029	2029	Rencana	PLN
51	Wamena	PLTM	Walesi Blok II	3,8	2029	2029	Rencana	PLN
52	Wamena	PLTA	Baliem	10	2030	2030	Rencana	PLN
	Jumlah			742,57				

Catatan:
Rencana tambahan pembangkit yang terhubung pada Gardu Induk sudah mempertimbangkan kecukupan lahan dan investasi untuk kebutuhan Extension Bay pembangkit.
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastrukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun.

Sebagaimana dapat dilihat pada Tabel C9.10, di Provinsi Papua Tengah akan dibangun PLTA Baliem secara bertahap. PLTA ini dimaksudkan untuk pemerataan tersedianya pasokan listrik yang cukup, khususnya di sekitar Wamena. Listrik yang dibangkitkan akan disalurkan ke tujuh ibukota kabupaten di sekitar Wamena menggunakan transmisi 150 kV.
Di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Sentani	20	MW
-	PLTA	Warsamson	20	MW
-	PLTA	Memberamo	6.370	MW
-	PLTS + PLTD	Waena	20	MW
-	PLTS + BESS	Usku	138	MW
-	PLTS + BESS	Bompai	24	MW
-	PLTB	Papua	50	MW
-	PLTBm	Wapeko, Merauke, Papua	10	MW

Pada RUPTL 2021-2030 terdapat penambahan PLT EBT Base 50 MW di Sistem Kelistrikan Jayapura. Penambahan PLT EBT Base 50 MW tersebut digantikan dengan penambahan pembangkit *hybrid* PLTS dan PLTMG. Penggunaan pembangkit *hybrid* bertujuan untuk didapatkan kapasitas pembangkit yang *firm* (sehingga dapat dihindari potensi defisit) serta meningkatkan bauran

pembangkit EBT. Melihat potensi EBT yang tersedia di Jayapura, PLTS merupakan salah satu potensi yang dapat dikembangkan.
Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem dan bukan berdasarkan provinsi. Kuota pengembangan EBT tersebut dapat dipenuhi oleh seluruh potensi yang terletak pada lokasi sistem tersebut walaupun berbeda provinsi. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah 3T (terdepan, terluar, tertinggal), daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.
Untuk meningkatkan Rasio Elektrifikasi, kehandalan pelayanan dan jam pelayanan, PLN merencanakan agar seluruh sistem tenaga listrik di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan dapat beroperasi 24 jam. Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Provinsi Papua memiliki pemekaran wilayah dengan membentuk tiga provinsi baru, yaitu Provinsi Papua Selatan, Papua Tengah, dan Papua Pegunungan. Namun keempat provinsi ini belum memiliki peta batas wilayah, sehingga rencana pengembangan infrastruktur kelisttrikan di empat provinsi ini sudah termasuk dalam rencana pengembangan infrastruktur Provinsi Papua.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan seperti ditampilkan dalam Tabel C9.12 hingga Tabel C9.14.

Tabel C9.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (KMS)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
150 kV	-	-	-	-	-	562	80	-	112	-	754
Total	-	-	-	-	-	562	80	-	112	-	754

Tabel C9.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (KMS)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	-	-	-	-	-	562	80	-	112	-	754
Total	-	-	-	-	-	562	80	-	112	-	754

Tabel C9.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	PLTS + BESS Timika (Kuota) Tersebar 20 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Timika	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
2	PLTS + BESS Jayapura (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Jayapura	70/ 150	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
3	PLTS + BESS Jayapura (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Jayapura	70/ 150	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
4	GI Karubaga	GI Mulia	150	New, 2 cct, SUTT	120	2030	2030	Rencana
5	GI Mulia	GI Ilaga	150	New, 2 cct, SUTT	80	2030	2030	Rencana
6	GI Wamena	GI Elelim	150	New, 2 cct, SUTT	122	2030	2030	Rencana
7	GI Wamena	GI Karubaga	150	New, 2 cct, SUTT	140	2030	2030	Rencana
8	PLTA Baliem	GI Wamena	150	New, 2 cct, SUTT	50	2030	2030	Rencana
9	PLTA Baliem	GI Sumohai	150	New, 2 cct, SUTT	50	2030	2030	Rencana
10	GI Jayapura (Skyland)	GI Angkasa	150	New, 2 cct, SUTT	20	2031	2031	Rencana
11	PLTU Holtekamp	GI Angkasa	150	New, 2 cct, SUTT/SKTT/SKLTT	60	2031	2031	Rencana
12	GI Angkasa	GI Sentani Baru	150	New, 2 cct, SUTT	72	2033	2033	Rencana
13	PLTU Holtekamp	GI Keerom	150	New, 2 cct, SUTT	40	2033	2033	Rencana
	Total				754			

Catatan:
**) Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi*

Terdapat potensi rencana penjualan listrik dari Sistem Jayapura ke PNG, namun masih perlu dilakukan kajian lebih lanjut terkait kelayakan operasi dan finansial.

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Seiring dengan rencana pembangunan transmisi, akan dibangun juga GI tegangan 70 kV dan 150 kV untuk menyalurkan daya ke beban. Rincian kapasitas GI yang akan dibangun mulai tahun 2025 sampai dengan 2034 diberikan pada Tabel C9.15 hingga Tabel C9.17.

Tabel C9.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	60	-	-	-	60
150/20 kV	60	-	-	-	-	80	60	-	30	-	230
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	60	-	60
Total	60	-	-	-	-	80	120	-	90	-	350

Tabel C9.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	60	-	-	-	60
150/20 kV	60	-	-	-	-	80	60	-	30	-	230
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	60	-	60
Total	60	-	-	-	-	80	120	-	90	-	350

Tabel C9.17. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Ket	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Holtekamp	150/20	Ext	60	2025	2025	*Committed*
2	Elelim	150/20	New	10	2030	2030	Rencana
3	Ilaga	150/20	Ext	10	2030	2030	Rencana
4	Karubaga	150/20	New	10	2030	2030	Rencana
5	Mulia	150/20	New	10	2030	2030	Rencana
6	Sumohai	150/20	New	10	2030	2030	Rencana
7	Wamena	150/20	New	30	2030	2030	Rencana
8	Angkasa	150/20	New	60	2031	2031	Rencana
9	Holtekamp	150	Ext	2 LB arah GI Angkasa	2031	2031	Rencana
10	Jayapura /Skyland	150	Ext	2 LB arah GI Angkasa	2031	2031	Rencana
11	Sentani Baru	70/20	New	60	2031	2031	Rencana
12	Angkasa	150	Ext	2 LB arah GI Sentani Baru	2033	2033	Rencana
13	Holtekamp	150	Ext	2 LB arah GI Keerom	2033	2033	Rencana
14	Keerom	150/20	New	30	2033	2033	Rencana
15	Sentani Baru	150/70	New	60	2033	2033	Rencana
	Total			350			

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan dimaksudkan untuk mendukung program tambahan pelanggan baru sekitar 161 ribu sambungan pelanggan sampai dengan tahun 2034, memperkuat jaringan distribusi, membangun jaringan - jaringan listrik membangun interkoneksi antar sistem 20 kV. Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2025–2034 secara rinci ditampilkan pada Tabel C9.18.

Tabel C9.18. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	505	230	230	229	228
Panjang JTR	kms	1.579	768	789	809	829
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	53	24	24	23	23
Tambahan Pelanggan		14.859	14.633	14.413	14.188	13.975

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	228	228	229	230	232
Panjang JTR	kms	847	870	895	921	949
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	23	23	23	23	23
Tambahan Pelanggan		13.828	13.737	13.660	13.613	13.582

Program Listrik Perdesaan Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan

Sesuai dengan Undang-Undang No.14 Tahun 2022, Undang-Undang No.15 Tahun 2022 dan Undang-Undang No.16 Tahun 2022, Provinsi Papua mengalami pemekaran dengan pembentukan 3 Provinsi baru yaitu Provinsi Papua Selatan, Papua Tengah, dan Papua Pegunungan.

Dalam mengatasi desa/dusun yang belum berlistrik PLN, PLN melakukan pemutakhiran data dan membangun jaringan listrik ke lokasi-lokasi desa/dusun yang belum berlistrik sesuai roadmap yang sudah di tentukan.

Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN. sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.

Metode program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan SUTM, SUTR, dan Gardu Distribusi serta pembangkit ke desa-desa.

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.

Metode program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan SUTM, SUTR dan Gardu Distribusi serta pembangkit ke desa-desa. Program pengembangan listrik perdesaan untuk 4 provinsi diperlihatkan seperti pada Tabel C9.19, Tabel C9.20, Tabel C9.21, dan Tabel C9.22.

Tabel C9.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Papua

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	0,46	0,71	2,48
Panjang JTM	kms	143,55	51,59	304,85
Panjang JTR	kms	47,67	39,68	425,04
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	1,53	0,55	3,25
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	30	11	65

Tabel C9.20. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Papua Tengah

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	0,94	0,40	44,49
Panjang JTM	kms	129,64	98,49	1.331,96
Panjang JTR	kms	87,63	62,64	658,80
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	3,7	1,05	14,20
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	67	21	284

Tabel C9.21. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Papua Selatan

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	4,16	1,08	8,03
Panjang JTM	kms	46,38	25,20	164,15
Panjang JTR	kms	109,06	19,90	162,32
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	1,05	0,35	1,75
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	21	7	35

Tabel C9.22. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Papua Pegunungan

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	1,49	0,43	133,01
Panjang JTM	kms	205,32	43,33	1.001,62
Panjang JTR	kms	147,64	23,32	530,40
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	2,87	0,55	10,75
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	77	11	215

Tabel C9.23. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE Provinsi Papua menjadi Pelanggan PLN

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah Tangga	599	605	2.466

Tabel C9.24. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE Provinsi Papua Tengah menjadi Pelanggan PLN

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah Tangga	5.958	278	84.373

Tabel C9.25. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE Provinsi Papua Selatan menjadi Pelanggan PLN

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah Tangga	5.958	174	3.657

Tabel C9.26. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE Provinsi Papua Pegunungan menjadi Pelanggan PLN

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah Tangga	3.579	532	128.158

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Papua sebesar 99,20% dengan RDB PLN 76,28%. Masih terdapat sejumlah 193 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN, sejumlah 36 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) dan 8 desa belum berlistrik.

Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Papua sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,81% dengan RE PLN sebesar 90,06%.
Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2029. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Papua sebagai berikut:

Tabel C9.27. Target RDB dan RE PLN Provinsi Papua

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027	2028	2029
RDB PLN (%)	76,28	79,18	81,68	92,09	95,40	100
RE PLN (%)	90,06	92,02	94,61	96,83	98,54	100

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Papua Tengah sebesar 97,68% dengan RDB PLN 21,27%. Masih terdapat sejumlah 330 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN, sejumlah 593 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) dan 28 desa belum berlistrik.
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Papua Tengah sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 94,38% dengan RE PLN sebesar 50,56%.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2029. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Papua Tengah sebagai berikut:

Tabel C9.28. Target RDB dan RE PLN Provinsi Papua Tengah

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027	2028	2029
RDB PLN (%)	21,27	27,15	28,89	33,11	61,67	100
RE PLN (%)	50,56	54,14	59,87	73,25	86,62	100

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Papua Selatan sebesar 98,84% dengan RDB PLN 48,41%. Masih terdapat sejumlah 251 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN, sejumlah 97 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) dan 8 desa belum berlistrik.
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Papua Selatan sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,07% dengan RE PLN sebesar 76,18%.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2029. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Papua Selatan sebagai berikut:

Tabel C9.29. Target RDB dan RE PLN Provinsi Papua Selatan

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027	2028	2029
RDB PLN (%)	48,41	57,25	64,78	68,26	70,00	100
RE PLN (%)	76,18	79,61	83,33	93,07	96,54	100

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Papua Pegunungan sebesar 98,74% dengan RDB PLN 18,27%. Masih terdapat sejumlah 596 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN, sejumlah 1.518 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) dan 33 desa belum berlistrik.
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Papua Pegunungan sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 93,99% dengan RE PLN sebesar 15,02%.

Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2029. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Papua Pegunungan sebagai berikut:

Tabel C9.30. Target RDB dan RE PLN Provinsi Papua Pegunungan

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027	2028	2029
RDB PLN (%)	18,27	21,13	22,84	29,58	70,96	100
RE PLN (%)	15,02	16,21	17,40	44,93	72,47	100

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

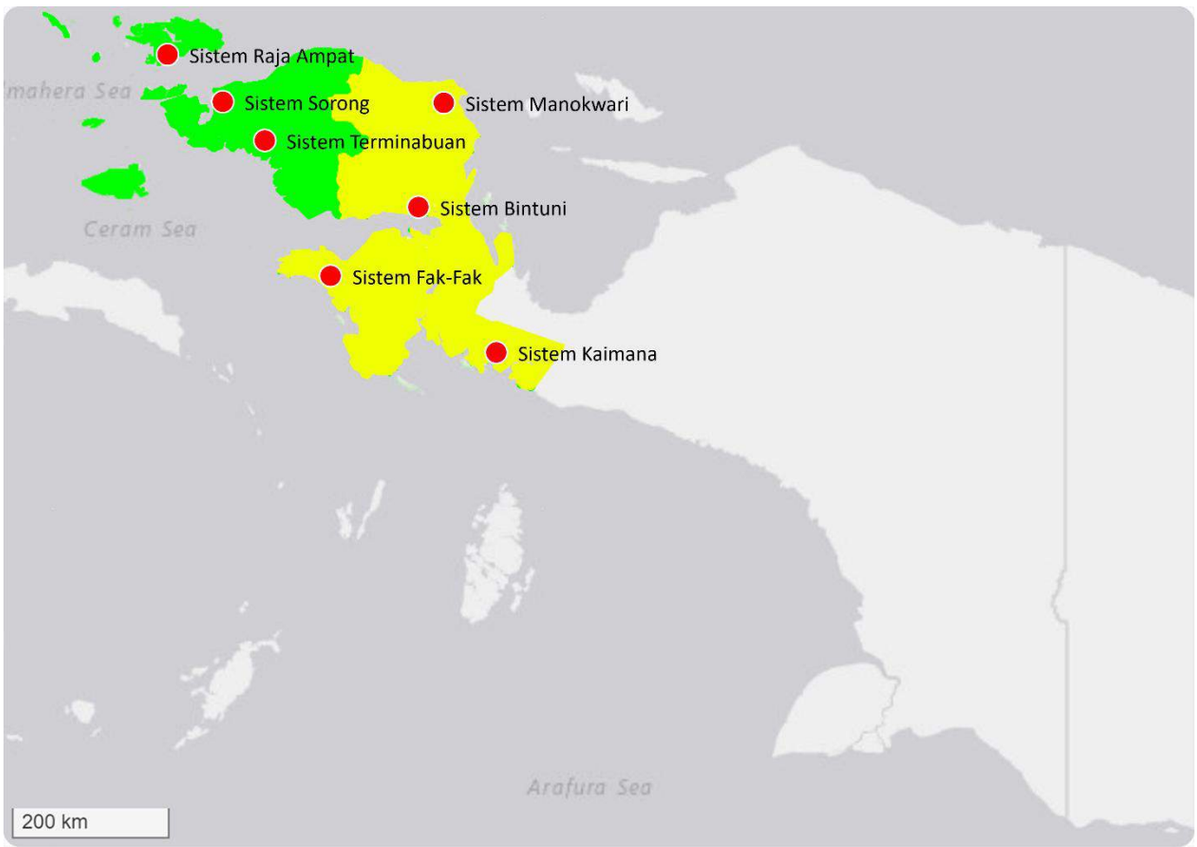
C9.4 SISTEM TENAGA LISTRIK DI DAERAH PERBATASAN PAPUA – PNG

Provinsi Papua mempunyai wilayah yang sangat luas, dengan kerapatan penduduk yang sangat rendah dan kondisi alam yang sangat berat. Sarana infrastruktur antar daerah masih sangat terbatas dan menjadi tantangan untuk melaksanakan elektrifikasi. Sepanjang perbatasan antara wilayah Republik Indonesia dan Papua Nugini (PNG) pada umumnya didiami masyarakat asli Papua dengan tingkat penyebaran yang tidak merata, hidup berkelompok dan berpindah-pindah serta berpeluang terjadi migrasi lintas batas. Kelompok suku yang mendiami sepanjang daerah perbatasan ini beragam, ada sekitar 255 suku dengan bahasa masing-masing suku berbeda. Daerah perbatasan RI-PNG terdiri dari Kabupaten Jayapura, Keerom, Merauke dan kabupaten-kabupaten baru hasil pemekaran. Akses mencapai ibu kota kabupaten menggunakan pesawat perintis yang beroperasi berkat bantuan/subsidi dari pemerintah daerah. Kebutuhan listrik untuk kabupaten tersebut sebagian dipasok oleh pemerintah daerah dan sebagian dipasok oleh PLN.
Elektrifikasi wilayah perbatasan direncanakan dengan membangun pembangkit yang memanfaatkan potensi energi terbarukan setempat, dengan membangun PLTM serta potensi tenaga surya (PLTS). Apabila pada wilayah tersebut tidak memliki potensi energi terbarukan yang memadai, maka akan dibangun PLTD. Sehubungan kondisi demografi yang tersebar dan jumlah penduduk yang relatif sedikit, maka sistem tenaga listrik yang diperlukan cukup dengan sistem *isolated*.

LAMPIRAN C.10
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA BARAT DAN PAPUA BARAT DAYA

C10.1 KONDISI SAAT INI

Bedasarkan UU No.29 Tahun 2022 Provinsi Papua Barat mengalami pemecahan dan terbentuk Provinsi Papua Barat Daya. Pada Provinsi Papua Barat Daya terdiri 3 sistem yang berbeban diatas 2 MW yaitu Sistem Sorong, Terminabuan dan Raja Ampat. Pada Provinsi Papua Barat terdiri 4 sistem yang berbeban diatas 2 MW yaitu Sistem Fakfak, Manokwari, Kaimana, dan Bintuni. Satu-satunya sistem di Provinsi Papua Barat yang telah beroperasi dengan sistem transmisi 150 kV adalah Sistem Sorong. Kebutuhan listrik sistem Sorong disuplai dari PLTMG Sorong 50 MW, PLTD PLN dan terdapat *excess power* sebesar 5 MW. Energi listrik yang dibangkitkan dari PLTMG Sorong 50 MW disalurkan melalui sistem transmisi 150 kV menuju ke GI Aimas, selanjutnya ke GI Sorong dan selanjutnya ke GI Rufey. Selain itu, terdapat sistem tenaga listrik *isolated* dengan beban puncak kurang dari 2 MW yaitu listrik perdesaan tersebar di berbagai lokasi. Peta posisi sistem tenaga listrik Provinsi Papua Barat dan Provinsi Papua Barat Daya seperti ditunjukkan pada Gambar C10.1.



Gambar C10.1. Peta Sistem Tenaga listrik Papua Barat dan Papua Barat Daya

Penjualan sejak tahun 2015-2024 tumbuh rata-rata sebesar 6,9%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2015-2024 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel C10.1 dan Tabel C10.2.

Tabel C10.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	227	250	263	276	296	335	355	369	394	417
2	Bisnis	103	111	121	127	132	128	137	152	164	176
3	Publik	44	33	58	65	73	76	82	90	98	104

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
4	Industri	7	8	8	10	9	8	9	10	12	14
Jumlah		380	402	449	478	510	547	583	621	668	712
Pertumbuhan (%)		4,0	5,6	11,8	6,4	6,7	7,3	6,5	6,6	7,5	6,6

* Prognosa Tahun 2024

Tabel C10.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	146	160	173	188	202	217	231	243	259	260
2	Bisnis	13	14	15	16	16	16	17	17	17	18
3	Publik	7	7	8	8	9	10	10	11	11	12
4	Industri	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,05	0,05
Jumlah		165	181	196	212	227	243	258	271	287	289
Pertumbuhan (%)		16,3	9,5	8,3	7,8	7,4	6,9	6,0	5,1	6,0	0,9

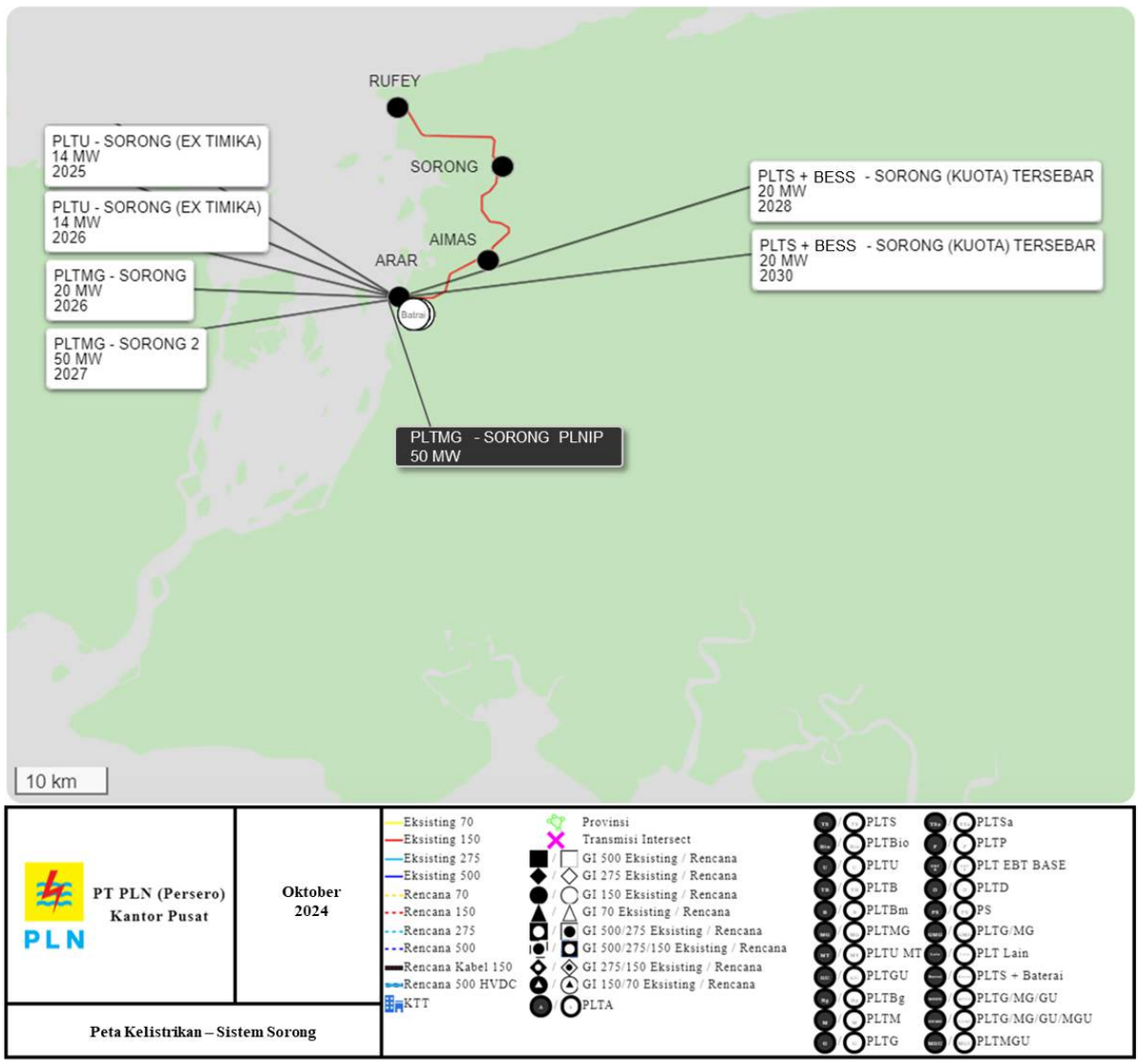
* Prognosa Tahun 2024

Sistem Tenaga Listrik Sorong merupakan sistem terbesar di antara ketujuh sistem tenaga listrik di Provinsi Papua Barat dan Provinsi Papua Barat Daya, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit sekitar 91,1 MW dengan daya mampu sekitar 88,8 MW dan beban puncak 52,0 MW. Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Papua Barat dan Provinsi Papua Barat Daya posisi sampai dengan 2022 diberikan pada Tabel C10.3.

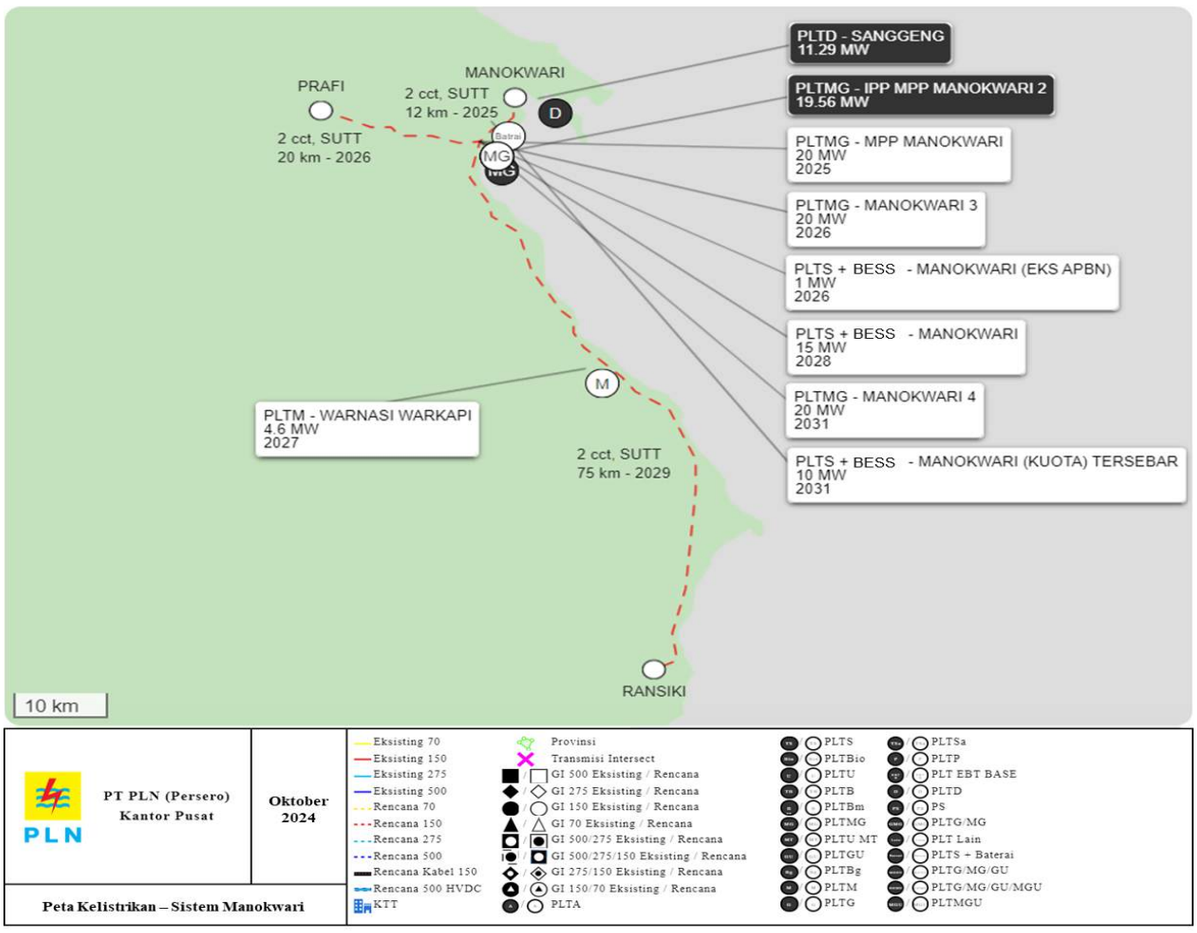
Tabel C10.3. Kapasitas Pembangkit Terpasang

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTM	Fak Fak	2	2,0	1,8	1,8
	Manokwari	2	3,1	2,5	2,5
PLTMG	Sorong	5	48,9	46,8	46,8
	Manokwari	2	19,5	18,7	18,7
PLTD	Sorong	5	13,1	8,8	8,8
	Fak Fak	8	4,0	3,6	3,6
	Teminabuan	10	6,8	6,1	6,1
	Kaimana	9	3,9	3,5	3,5
	Manokwari	22	14,4	10,5	10,5
	Bintuni	8	7,7	5,8	5,8
Jumlah PLN		73	123,4	108,1	108,1
Excess					
PLTMG	Sorong	1	5,0	5,0	5,0
PLTG	Bintuni	1	4,0	4,0	4,0
Jumlah *Excess*		2	9,0	9,0	9,0
Sewa					
PLTD	Bintuni	1	8,0	8,0	8,0
	Fak Fak	1	4,0	3,4	3,4
	Teminabuan	1	3,0	2,5	2,5
	Kaimana	1	4,0	3,4	3,4
	Manokwari	6	19,0	18,0	18,0
Jumlah Sewa		10	38,0	35,3	35,3
Jumlah		85	170,4	152,4	152,4

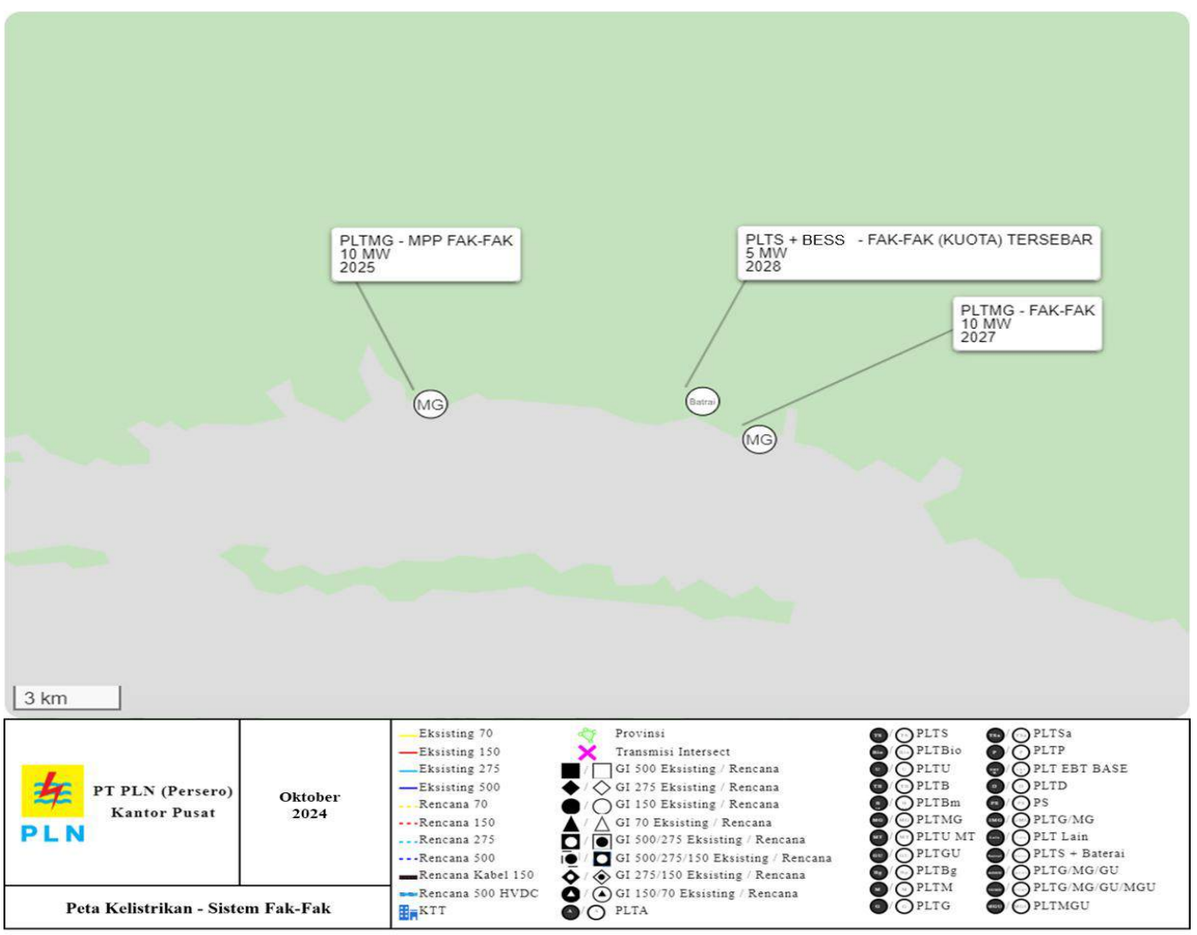
Sistem transmisi 150 kV di Provinsi Papua Barat Daya telah beroperasi dari PLTMG Sorong ke GI Rufey. Selain sistem kelistrikan Sorong terdapat pula rencana pengembangan sistem transmisi 150 kV pada Sistem Kelistrikan Manokwari, sedangkan pada sistem lainnya masih menggunakan jaringan tegangan 20 kV. Berikut peta rencana pengembangan Sistem Sorong, Sistem Manokwari, Sistem Fakfak, Sistem Bintuni, Sistem Raja Ampat, dan Sistem Kaimana ditunjukkan pada Gambar C10.2, Gambar C10.3, Gambar C10.4, Gambar C10.5, Gambar C10.6, dan Gambar C10.7.



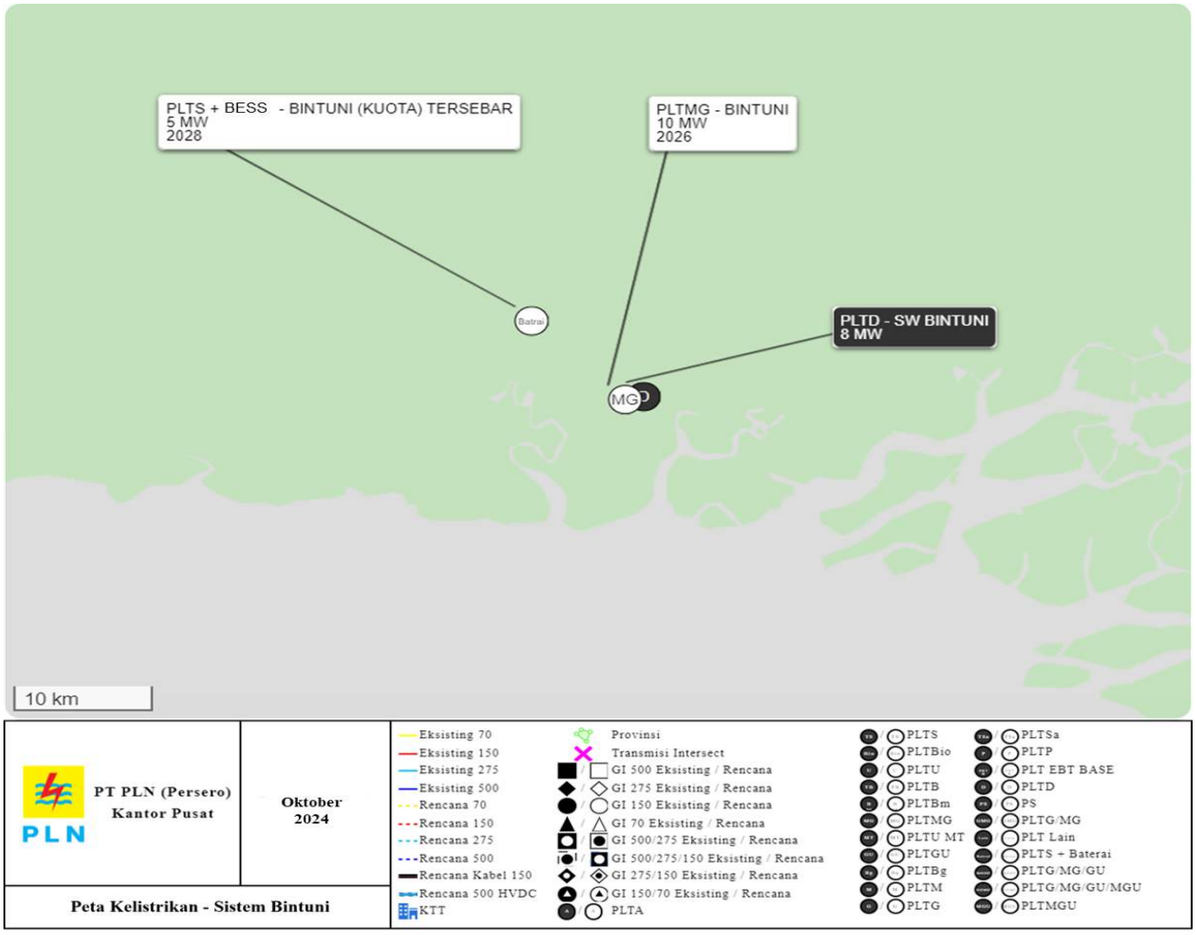
Gambar C10.2. Peta Rencana Pengembangan Sistem Sorong



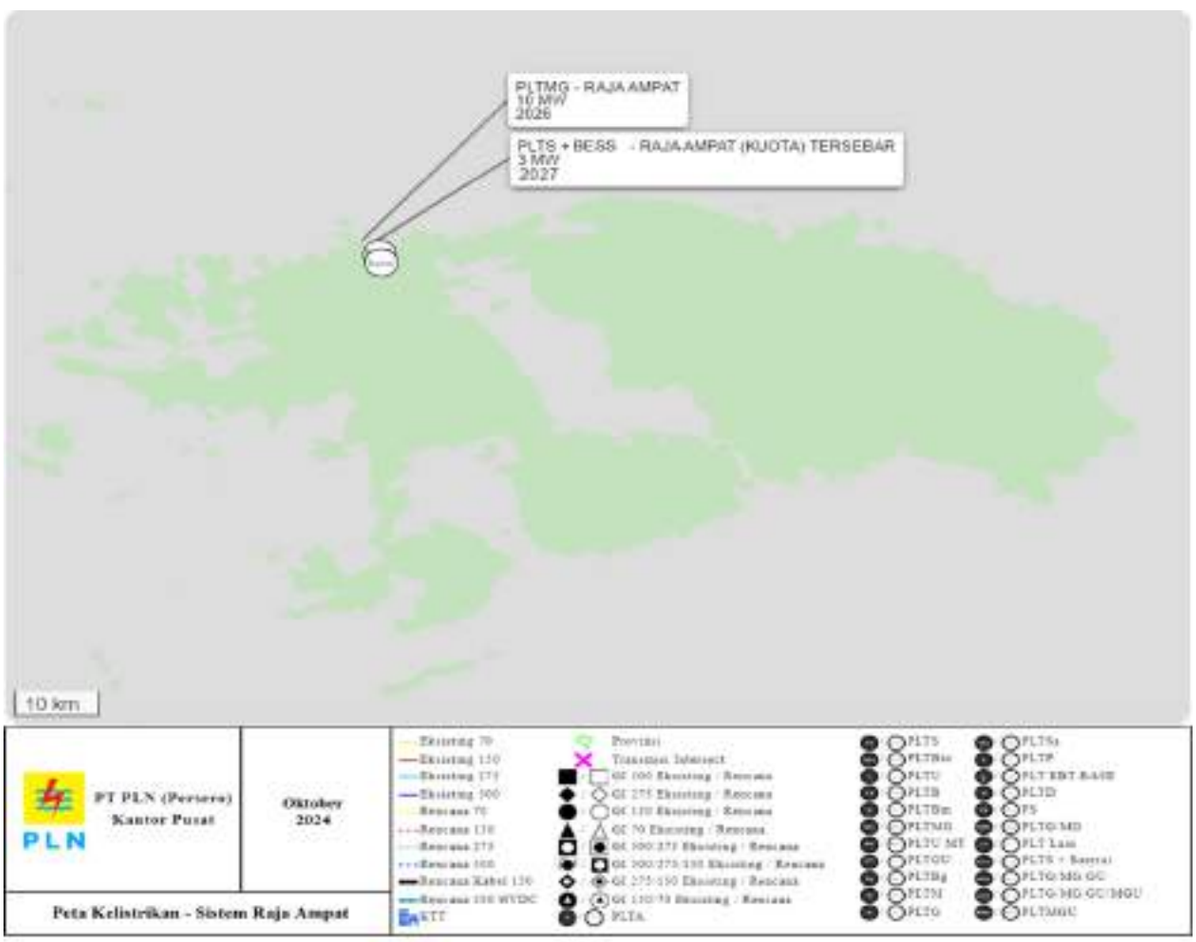
Gambar C10.3. Peta Rencana Pengembangan Sistem Manokwari



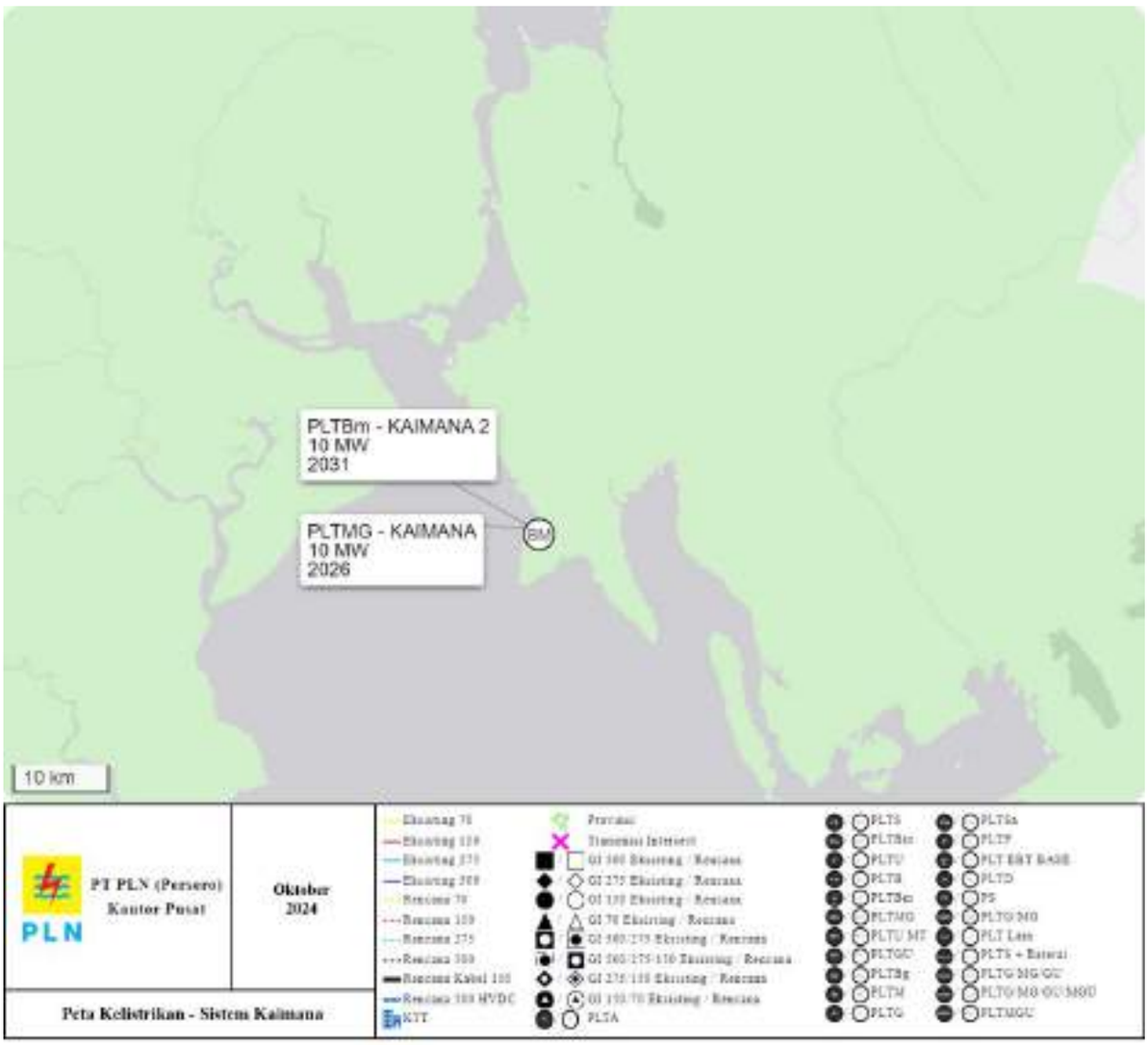
Gambar C10.4. Peta Rencana Pengembangan Sistem Fakfak



Gambar C10.5. Peta Rencana Pengembangan Sistem Bintuni



Gambar C10.6. Peta Rencana Pengembangan Sistem Raja Ampat



Gambar C10.7. Peta Rencana Pengembangan Sistem Kaimana

Gardu induk dan trafo daya eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Papua Barat dan Papua Barat Daya ditunjukkan pada Tabel C10.4 dan Tabel C10.5.

Tabel C10.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Kapasitas (MVA)
1	Aimas	150/20	2	60
2	Sorong	150/20	2	60
3	Rufey	150/20	2	60
Jumlah			6	180

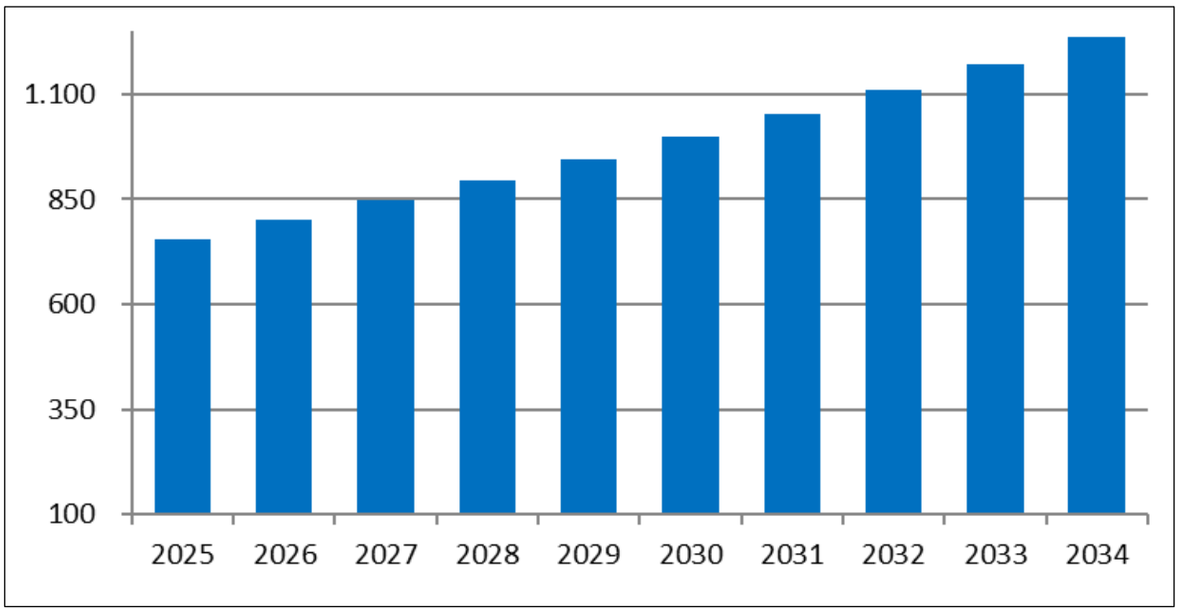
Tabel C10.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	JTM (kms)	2.041	2.235	2.105	2.284	2.353	2.252	2.252	2.269	2.453	2.513
2	JTR (kms)	1.601	1.759	2.208	2.467	2.468	2.064	2.064	2.064	2.179	2.186
3	Gardu Distribusi (MVA)	140	151	162	182	243	273	279	295	305	363

* Realisasi sampai dengan Oktober 2024

C10.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Realisasi penjualan energi listrik PLN lima tahun terakhir (2020-2024) adalah sebesar rata-rata 626 GWh pertahun. Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN selama lima tahun terakhir, dan dengan memperhatikan pertumbuhan penduduk, mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi COVID-19 terjadi serta peningkatan rasio rumah tangga berlistrik PLN, kebutuhan listrik 2025–2034 diberikan pada Gambar C10.8, dan Tabel C10.6 hingga Tabel C10.8.



Gambar C10.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan, hanya terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Papua, Papua Pegunungan, Papua Tengah, dan Papua Selatan hanya terdapat 1 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT.

Tabel C10.6. Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	441	466	492	518	546	576	606	638	672	708
2	Bisnis	188	201	213	227	241	255	271	287	304	322
3	Publik	111	119	126	134	141	149	158	166	175	185
4	Industri	15	16	16	17	18	18	19	20	20	21
Jumlah		756	801	848	896	946	998	1.053	1.111	1.172	1.236
Pertumbuhan (%)		6,13	6,01	5,81	5,70	5,58	5,55	5,52	5,49	5,47	5,45

Tabel C10.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	270	280	290	295	300	305	309	313	316	320
2	Bisnis	19	20	20	21	22	23	24	25	26	27
3	Publik	12	13	13	13	14	14	15	15	16	16
4	Industri	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07
Jumlah		301	312	323	330	336	342	348	353	358	363
Pertumbuhan (%)		3,9	3,8	3,6	2,0	1,9	1,8	1,5	1,4	1,4	1,4

Tabel C10.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	4,5	756	854	149	300.741
2026	4,5	801	905	158	312.151
2027	4,4	848	956	166	323.492
2028	4,3	896	1.010	175	330.055
2029	4,3	946	1.065	184	336.285
2030	4,3	998	1.123	194	342.448
2031	4,2	1.053	1.184	204	347.740
2032	4,2	1.111	1.247	214	352.780
2033	4,2	1.172	1.314	225	357.755
2025	4,2	1.236	1.384	237	362.662
Pertumbuhan	4,3	5,6%	5,5%	5,3%	2,1%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah mempertimbangkan kebutuhan KEK Sorong, Kawasan Industri Teluk Bintuni, dan potensi pelanggan besar lainnya termasuk pengembangan kawasan wisata di Provinsi Papua Barat, dan Provinsi Papua Barat Daya. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Rencana Penyediaan Listrik untuk KEK, KI, dan Program Pemerintah lainnya di Provinsi Papua Barat, dan Provinsi Papua Barat Daya

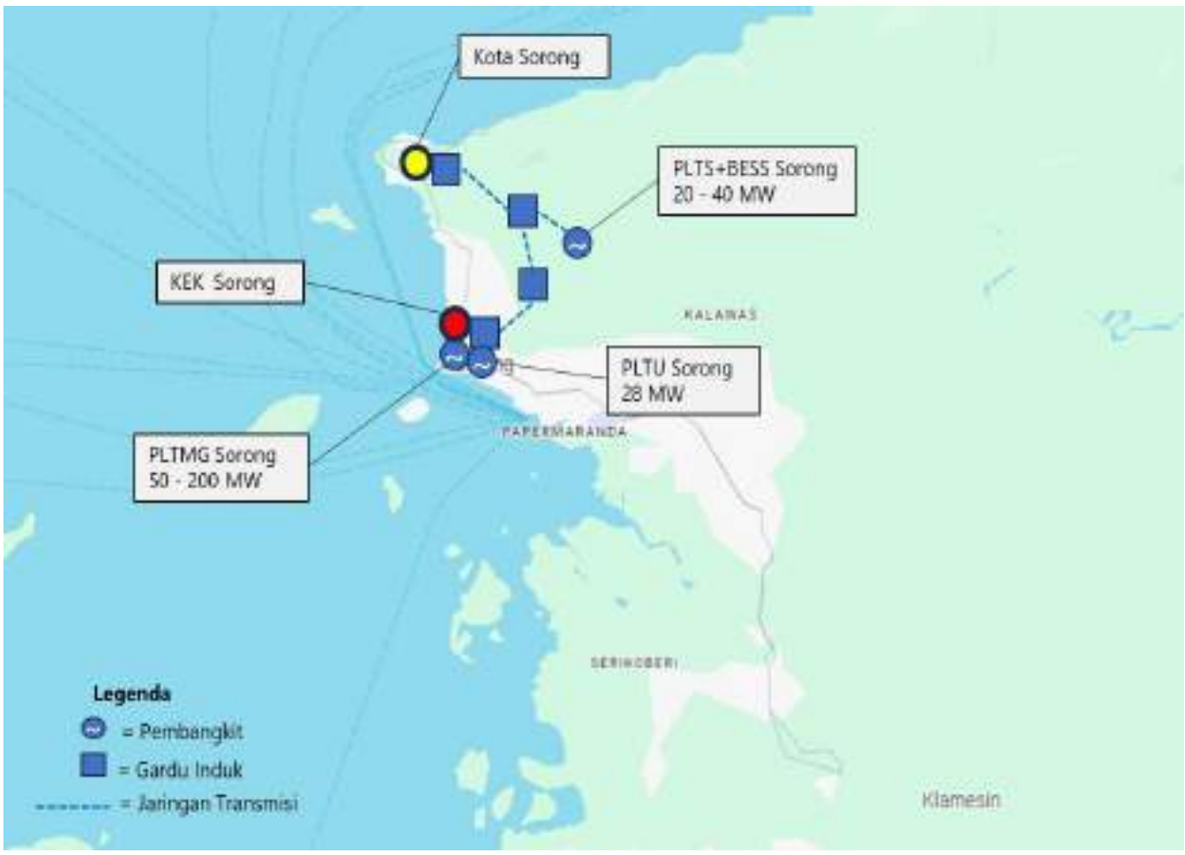
Provinsi Papua Barat dengan ibukotanya Manokwari memiliki topografi dataran rendah, perbukitan serta pegunungan yang kaya akan potensi sumber daya alam yang melimpah meliputi sektor perkebunan, pertanian, kelautan, pertambangan, dan sektor industri migas yaitu LNG. Wilayah Teluk Bintuni adalah penghasil migas.

Provinsi Papua Barat Daya merupakan wilayah yang masih sangat berpotensi untuk dikembangkan karena memiliki beragam potensi baik sumber daya alam maupun sumber daya ekonomi. Potensi sumber daya alamnya diantaranya gas dan minyak bumi, serta barang tambang emas, nikel, pasir besi, dan batubara. Selain itu, Provinsi Papua Barat Daya juga memiliki potensi pariwisata di beberapa daerah, salah satunya adalah Perairan Raja Ampat yang sangat terkenal.

Beberapa program telah ditetapkan pemerintah untuk mendorong perkembangan ke dua provinsi tersebut, diantaranya pengembangan KEK, KI, SKPT, dan KSPN. Upaya PLN untuk mendukung program pemerintah tersebut yaitu dengan memenuhi kebutuhan listrik kawasan-kawasan yang telah dicanangkan.

KEK Sorong ditetapkan melalui Peraturan Pemerintah Nomor 31 Tahun 2016 sebagai Kawasan Ekonomi Khusus pertama di Tanah Papua. KEK Sorong

berlokasi di Distrik Mayamuk, dan dibangun di atas lahan seluas 523,7 Ha. Berdasarkan data Dewan Nasional Kawasan Ekonomi Khusus, kebutuhan listrik KEK Sorong diperkirakan mencapai sekitar 50 MW. Saat ini Sistem Kelistrikan Sorong memiliki beban puncak sebesar 47 MW dan dilayani oleh pembangkit PLTMG Sorong dengan bahan bakar gas. Pada Sistem Sorong akan dikembangkan pembangkit *hybrid* berbasis gas seperti PLTMG dengan pembangkit EBT setempat seperti PLTS dan PLTA. Pelaksanaan pengembangan pembangkit tersebut akan disesuaikan dengan kepastian *demand* yang berkembang.



Gambar C10.9. Rencana Pengembangan Infrastruktur Kelistrikan KEK Sorong

KSPN Raja Ampat telah ditetapkan sebagai salah satu Kawasan Strategis Pariwisata Nasional (KSPN). Adanya KSPN Raja Ampat berpotensi mendorong pertumbuhan *demand* hingga sebesar 7%. Saat ini Sistem Raja Ampat memiliki beban puncak sebesar 4,3 MW dan dilayani oleh pembangkit PLTD. Beban di Sistem Raja Ampat diproyeksi akan tumbuh menjadi 6,7 MW di tahun 2033. Untuk mendukung KSPN Raja Ampat, PLN merencanakan pembangunan infrastruktur pembangkit *hybrid* berbasis gas seperti PLTMG dengan pembangkit EBT setempat seperti PLTS. Pelaksanaan pengembangan pembangkit tersebut akan disesuaikan dengan kepastian *demand* yang berkembang.



Gambar C10.10. Rencana Pengembangan Infrastruktur Kelistrikan KSPN Raja Ampat

KI Bintuni. Kabupaten Teluk Bintuni memiliki potensi ekonomi di sektor energi (gas alam yang berada di Tangguh), pertanian, kehutanan, perikanan. Adanya KI Bintuni berpotensi mendorong pertumbuhan *demand* hingga sebesar 5%. Saat ini Sistem Bintuni memiliki beban puncak sebesar 5,7 MW dan dilayani oleh pembangkit PLTD. Beban di Sistem Bintuni diproyeksi akan tumbuh menjadi 9,9 MW di tahun 2033. PLN telah merencanakan pembangunan infrastruktur pembangkit *hybrid* berbasis gas seperti PLTMG dengan pembangkit EBT setempat seperti PLTS serta transmisi (SKLT/SKTM) untuk mensuplai Kawasan Industri Bintuni dengan tahapan sesuai kesiapan *demand*.



Gambar C10.11. Rencana Pengembangan Infrastruktur Kelistrikan KI Bintuni

Pengembangan Kelistrikan Wilayah Fakfak. Kabupaten Fakfak memiliki potensi ekonomi di sektor perikanan dan kelautan (ikan dan rumput laut), sektor pertanian dan industri turunan (minyak pala dan sagu), sektor perkebunan dan kehutanan (kelapa, kopra, dan kayu), serta sektor pariwisata. Potensi pertumbuhan *demand* di Fakfak sebesar 5%. Saat ini Sistem Fakfak memiliki beban puncak sebesar 7,6 MW dan dilayani oleh pembangkit PLTD dan PLTM. Beban di Sistem Fakfak diproyeksi akan tumbuh menjadi 12 MW di tahun 2033. Untuk mendukung pengembangan Wilayah Fakfak, PLN merencanakan pembangunan infrastruktur pembangkit *hybrid* berbasis gas seperti PLTMG dengan pembangkit EBT setempat seperti PLTS. Pelaksanaan pengembangan pembangkit tersebut akan disesuaikan dengan kepastian *demand* yang berkembang.



Gambar C10.12. Rencana Pengembangan Infrastruktur Kelistrikan Wilayah Fakfak

C10.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana tenaga listrik yaitu pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Papua Barat dan Provinsi Papua Barat Daya dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer serta sebaran penduduk setempat, sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Papua Barat dan Provinsi Papua Barat Daya memiliki potensi energi primer yang cukup besar. Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Papua Barat dan Papua Barat Daya, di provinsi ini terdapat potensi batubara sebesar 151 juta ton, gas alam 24 TSCF, potensi minyak bumi 121 MMSTB dan potensi tenaga air yang tersebar dibeberapa lokasi. Sumber energi primer yang sudah dikembangkan untuk dimanfaatkan menjadi energi listrik adalah energi air di Sistem Fakfak dan gas alam di Sorong. Selain itu, potensi gas juga terdapat di Pulau Salawati yang tidak jauh dari Sorong.

Di Kabupaten Teluk Bintuni juga terdapat potensi gas alam yang sangat besar dan baru 5 MW yang dimanfaatkan untuk tenaga listrik melalui *excess power* dari LNG Tangguh ke beban di Kabupaten Teluk Bintuni. Listrik dari LNG Tangguh melalui skema *excess power* tersebut bisa ditingkatkan sampai 8 MW. Untuk pemanfaatan tenaga listrik dengan kapasitas yang lebih besar, diperkirakan baru bisa terlaksana mulai tahun 2023 setelah proyek baru *Train* 3 dan 4 LNG Tangguh siap beroperasi.

Sedangkan potensi tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA terdapat di Kabupaten Sorong yaitu untuk PLTA Warsamson sebesar 20 MW. Saat ini sedang dilakukan studi kelayakan ulang untuk mendapatkan kapasitas PLTA yang sesuai, tanpa mengorbankan masalah sosial.

Selain potensi energi air, terdapat potensi pengembangan energi surya baik secara terpusat (komunal) maupun *hybrid* PLTS PV dengan *Battery Energy Storage System* (BESS).

PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Papua Barat dan Papua Barat Daya.

Pengembangan Pembangkit

Kondisi sistem tenaga listrik di Papua Barat dan Papua Barat Daya secara umum masih belum tercukupi dengan baik dan sebagian besar masih mengandalkan pembangkit berbahan bakar minyak. Dengan mempertimbangkan sumber energi lokal dimana terdapat beberapa sumber gas seperti di Bintuni dan Salawati maka pengembangan energi berbahan bakar gas untuk memenuhi kebutuhan listrik menjadi prioritas. Sampai dengan tahun 2034 direncanakan akan dibangun pembangkit berbahan bakar *dual fuel* atau gas sebesar 180 MW. Untuk kondisi sistem tenaga listrik di ibukota provinsi yaitu Manokwari yang masih belum memiliki cadangan yang cukup, direncanakan penambahan PLTMG sebesar 20 MW pada tahun 2025. Sistem Sorong telah dipasok oleh PLTMG yang berbahan bakar gas. Selain itu akan dibangun PLTMG *dual fuel* (gas dan HSD) di beberapa ibukota kabupaten yaitu Kaimana, Fakfak dan Teluk Bintuni. Pada beberapa sistem telah dibuka kouta PLTB serta PLTS dengan BESS yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak *intermittent* dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTG/GU/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Selain itu, akan dibangun pembangkit dual fuel yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2034, direncanakan akan dibangun PLTU, PLTMG, PLTA, PLTM, dan PLTS dengan tambahan kapasitas pembangkit seperti pada Tabel C10.9 hingga Tabel C10.11.

Tabel C10.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	14	14	-	-	-	-	-	-	-	-	28
PLTMG	10	20	-	-	-	-	-	-	-	-	30
PLTM	-	-	5	-	-	-	-	-	1	-	6
PLTS + BESS	2	1	2	-	-	-	-	-	-	-	5

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
BESS (MWh)	0,2	0,2	0,5	-	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	26	35	8	-	-	-	-	-	1	-	69
SH-PLN											
PLTMG	20	30	60	-	-	-	20	-	-	-	130
PLTS + BESS	-	-	-	15	-	-	-	-	-	-	15
BESS (MWh)	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	20	30	60	15	-	-	20	-	-	-	145
IPP											
PLTMG	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	20
PLTS + BESS	-	1	3	37	-	20	10	-	-	-	71
PLTBM	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	10
BESS (MWh)	-	0,2	-	7	-	4	2	-	-	-	14
Jumlah	-	21	3	37	-	20	20	-	-	-	101
Total											
PLTU	14	14	-	-	-	-	-	-	-	-	28
PLTMG	30	73	60	-	-	-	20	-	-	-	183
PLTM	-	-	5	-	-	-	-	-	1	-	6
PLTS + BESS	2	2	5	52	-	20	10	-	-	-	91
PLTBM	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	10
BESS (MWh)	0,3	0,4	1,1	10	-	4	2	-	-	-	18
Jumlah	46	86	70	52	-	20	40	-	1	-	315

Tabel C10.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	14	14	-	-	-	-	-	-	-	-	28
PLTMG	10	20	-	-	-	-	-	-	-	-	30
PLTM	-	-	5	-	-	-	-	-	1	-	6
PLTS + BESS	2	1	2	-	-	-	-	-	-	-	5
BESS (MWh)	0,2	0,2	0,5	-	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	26	35	8	-	-	-	-	-	1	-	69
SH-PLN											
PLTMG	20	30	60	-	-	-	20	-	-	-	130
PLTS + BESS	-	-	-	15	-	-	-	-	-	-	15
BESS (MWh)	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	20	30	60	15	-	-	20	-	-	-	145
IPP											
PLTMG	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	20
PLTS + BESS	-	1	3	37	-	20	10	-	-	-	71
PLTBM	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	10
BESS (MWh)	-	0,2	-	7	-	4	2	-	-	-	14
Jumlah	-	21	3	37	-	20	20	-	-	-	101
Total											
PLTU	14	14	-	-	-	-	-	-	-	-	28
PLTMG	30	73	60	-	-	-	20	-	-	-	183
PLTM	-	-	5	-	-	-	-	-	1	-	6
PLTS + BESS	2	2	5	52	-	20	10	-	-	-	91
PLTBM	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	10
BESS (MWh)	0,3	0,4	1,1	10	-	4	2	-	-	-	18
Jumlah	46	86	70	52	-	20	40	-	1	-	315

Tabel C10.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Proyek	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					Skenario Base	Skenario Accelerated EBT		
1	Bintuni	PLTMG	Bintuni	10	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
2	Bintuni	PLTS + BESS	Bintuni (Kuota) Tersebar	5	2028	2028	Rencana	IPP
3	Fak-Fak	PLTMG	MPP Fak-Fak	10	2025	2025	Pengadaan	PLN
4	Fak-Fak	PLTMG	Fak-Fak	10	2027	2027	Rencana	SH-PLN
5	Fak-Fak	PLTS + BESS	Fak-Fak (Kuota) Tersebar	5	2028	2028	Rencana	IPP
6	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua Barat	1,008	2025	2025	Rencana	PLN
7	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua Barat Daya	0,71	2025	2025	Rencana	PLN
8	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua Barat	0,562	2026	2026	Rencana	PLN
9	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua Barat Daya	0,318	2026	2026	Rencana	PLN
10	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua Barat	0,381	2027	2027	Rencana	PLN
11	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes Papua Barat Daya	2,051	2027	2027	Rencana	PLN
12	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Papua Barat	0,739	2028	2028	Rencana	IPP
13	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Papua Barat Daya	2,97561	2028	2028	Rencana	IPP
14	Kaimana	PLTMG	Kaimana	10	2026	2026	*Committed*	PLN
15	Kaimana	PLTBm	Kaimana 2	10	2031	2031	Rencana	IPP
16	Manokwari	PLTMG	MPP Manokwari	20	2025	2025	Konstruksi	SH-PLN
17	Manokwari	PLTMG	Manokwari 3	20	2026	2026	*Committed*	SH-PLN
18	Manokwari	PLTS + BESS	Manokwari (Eks APBN)	1	2026	2026	Rencana	IPP
19	Manokwari	PLTM	Warnasi Warkapi	4,6	2027	2027	Rencana	PLN
20	Manokwari	PLTS + BESS	Manokwari	15	2028	2028	Rencana	SH-PLN
21	Manokwari	PLTS + BESS	Manokwari (Kuota) Tersebar	10	2031	2031	Rencana	IPP
22	Manokwari	PLTMG	Manokwari 4	20	2031	2031	Rencana	SH-PLN
23	Raja Ampat	PLTMG	Raja Ampat	10	2026	2026	*Committed*	PLN
24	Raja Ampat	PLTS + BESS	Raja Ampat (Kuota) Tersebar	3	2027	2027	Rencana	IPP
25	Sorong	PLTU	Sorong (Ex Timika)	7	2025	2025	Konstruksi	PLN
26	Sorong	PLTU	Sorong (Ex Timika)	7	2025	2025	Konstruksi	PLN
27	Sorong	PLTU	Sorong (Ex Timika)	14	2026	2026	Konstruksi	PLN
28	Sorong	PLTMG	Sorong	20	2026	2026	Rencana	IPP
29	Sorong	PLTMG	Sorong 2	50	2027	2027	*Committed*	SH-PLN
30	Sorong	PLTS + BESS	Sorong (Kuota) Tersebar	20	2028	2028	Rencana	IPP
31	Sorong	PLTS + BESS	Sorong (Kuota) Tersebar	20	2030	2030	Rencana	IPP
32	Teminabuan	PLTS + BESS	Teminabuan (Kuota) Tersebar	3	2028	2028	Rencana	IPP
33	Teminabuan	PLTM	Waigo	1,3	2033	2033	Rencana	PLN
	Jumlah			314,64				

Catatan:
Rencana tambahan pembangkit yang terhubung pada Gardu Induk sudah mempertimbangkan kecukupan lahan dan investasi untuk kebutuhan Extension Bay pembangkit.
Pembangkit yang lokasinya bersifat indikatif, kebutuhan infrastrukturnya akan disesuaikan dengan kajian yang akan disusun.

Di Provinsi Papua Barat dan Papua Barat Daya terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTM	Barmah	1	MW
-	PLTM	Ransiki	3,4	MW
-	PLTB + BESS	Papua Barat	58	MW
-	PLTS + BESS	Dombok	75	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem dan bukan berdasarkan provinsi. Kuota pengembangan EBT tersebut dapat dipenuhi oleh seluruh potensi yang terletak pada lokasi sistem tersebut walaupun berbeda provinsi. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah 3T (tertinggal, terdepan, terluar), daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Provinsi Papua Barat memiliki pemekaran wilayah dengan membentuk satu provinsi baru, yaitu Provinsi Papua Barat Daya. Namun kedua provinsi ini belum memiliki peta batas wilayah, sehingga rencana pengembangan infrastruktur kelistrikan di dua provinsi ini sudah termasuk dalam rencana pengembangan infrastruktur Provinsi Papua Barat.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi di Provinsi Papua Barat seperti ditampilkan pada Tabel C10.12 hingga Tabel C10.14.

Tabel C10.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario RE *Base* (KMS)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	24	80	-	-	150	-	-	-	-	-	254
Total	24	80	-	-	150	-	-	-	-	-	254

Tabel C10.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Skenario ARED (KMS)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	24	80	-	-	150	-	-	-	-	-	254
Total	24	80	-	-	150	-	-	-	-	-	254

Tabel C10.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi.

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	PLTMG Manokwari	GI Manokwari	150	*New*, 2 cct, SUTT	24	2025	2025	Konstruksi
2	PLTMG Manokwari	GI Prafi	150	*New*, 2 cct, SUTT	80	2026	2026	*Committed*
3	PLTS + BESS Sorong (Kuota) Tersebar 20 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Sorong	150	*New, 2 cct,* SUTT	10*	2028	2028	Rencana
4	PLTMG Manokwari	GI Ransiki	150	*New*, 2 cct, SUTT	150	2029	2029	Rencana
5	PLTS + BESS Sorong (Kuota) Tersebar 20 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Sorong	150	*New, 2 cct,* SUTT	10*	2030	2030	Rencana
	Total				254			

Catatan:
*) *Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi*

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Rencana pembangunan gardu induk dilakukan seiring dengan rencana pembangunan transmisi 150 kV di Sorong dan Manokwari untuk menyalurkan tenaga listrik dari pembangkit ke pusat beban. Hingga tahun 2034 kapasitas trafo GI yang akan dibangun sebagaimana pada Tabel C10.15 hingga Tabel C10.17.

Tabel C10.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario RE *Base* (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	60	30	-	-	30	-	-	-	-	-	120
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	60	30	-	-	30	-	-	-	-	-	120

Tabel C10.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Skenario ARED (MVA)

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	60	30	-	-	30	-	-	-	-	-	120
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	60	30	-	-	30	-	-	-	-	-	120

Tabel C10.17. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Ket	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Manokwari	150/20	New	60	2025	2025	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Ket	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
2	PLTMG Manokwari	150	Ext	2 LB arah Prafi	2026	2026	*Committed*
3	Prafi	150/20	New	30	2026	2026	*Committed*
4	PLTMG Manokwari	150	Ext	2 LB arah Ransiki	2029	2029	Rencana
5	Ransiki	150/20	New	30	2029	2029	Rencana
	Total			120			

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua Barat dan Papua Barat Daya dimaksudkan untuk mendukung program penyambungan pelanggan baru sampai dengan tahun 2034 sekitar 77 ribu sambungan, termasuk untuk melayani listrik perdesaan. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan pulau-pulau yang memiliki potensi sumber energi terbarukan dan murah dengan pulau didekatnya yang tidak tersedia energi murah. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan keekonomian. Jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2025-2034 termasuk untuk melistriki secara rinci ditampilkan pada Tabel C10.18.

Tabel C10.18. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	60	74	73	72	41
Panjang JTR	kms	71	89	89	89	52
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	15	20	21	21	13
Tambahan Pelanggan		11.347	11.411	11.341	6.563	6.230

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	39	38	33	31	30
Panjang JTR	kms	49	49	42	40	39
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	12	12	11	10	10
Tambahan Pelanggan		6.163	5.292	5.040	4.975	4.907

Program Listrik Perdesaan Provinsi Papua Barat dan Papua Barat Daya

Seperti halnya dengan Provinsi Papua, di Provinsi Papua Barat juga mengalami pemekaran yaitu dengan pembentukan 1 provinsi baru yaitu provinsi Papua Barat Daya.

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.

Program pengembangan listrik perdesaan untuk 2 provinsi diperlihatkan seperti pada Tabel C10.19 dan Tabel C10.20.

Tabel C10.19. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Papua Barat

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	1,01	0,56	0,38

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Panjang JTM	kms	96	62,49	445,55
Panjang JTR	kms	60,57	53,65	488,16
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	3,3	0,60	5,65
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	60	12	113

Tabel C10.20. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan Provinsi Papua Barat Daya

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	0,71	0,32	2,05
Panjang JTM	kms	77,8	95,87	1.529,44
Panjang JTR	kms	57,42	43,89	840,29
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	2,35	1,25	16,20
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	47	25	324

Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN.

Tabel C10.21. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Papua Barat

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah Tangga	1.625	0	4.495

Tabel C10.22. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN Provinsi Papua Barat Daya

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah Tangga	406	0	2.027

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Papua Barat sebesar 100% dengan RDB PLN 69,30%. Masih terdapat sejumlah 148 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN, sejumlah 105 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).

Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Papua Barat sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 89,44%.

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2029. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Papua Barat sebagai berikut:

Tabel C10.23. Target RDB dan RE PLN Provinsi Papua Barat

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027	2028	2029
RDB PLN (%)	69,30	73,79	75,85	83,13	90,05	100
RE PLN (%)	89,44	92,99	96,49	97,66	98,83	100

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Papua Barat Daya sebesar 99,11% dengan RDB PLN 55,18%. Masih terdapat sejumlah 408 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN, sejumlah 37 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) dan 9 desa belum berlistrik.

Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Papua Barat Daya sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 88,55%.

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.

Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2028. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Papua Barat Daya sebagai berikut:

Tabel C10.24. Target RDB dan RE PLN Provinsi Papua Barat Daya

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027	2028
RDB PLN (%)	55,18	61,40	64,46	81,05	100
RE PLN (%)	88,55	90,33	94,42	96,28	100

LAMPIRAN C.11
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT

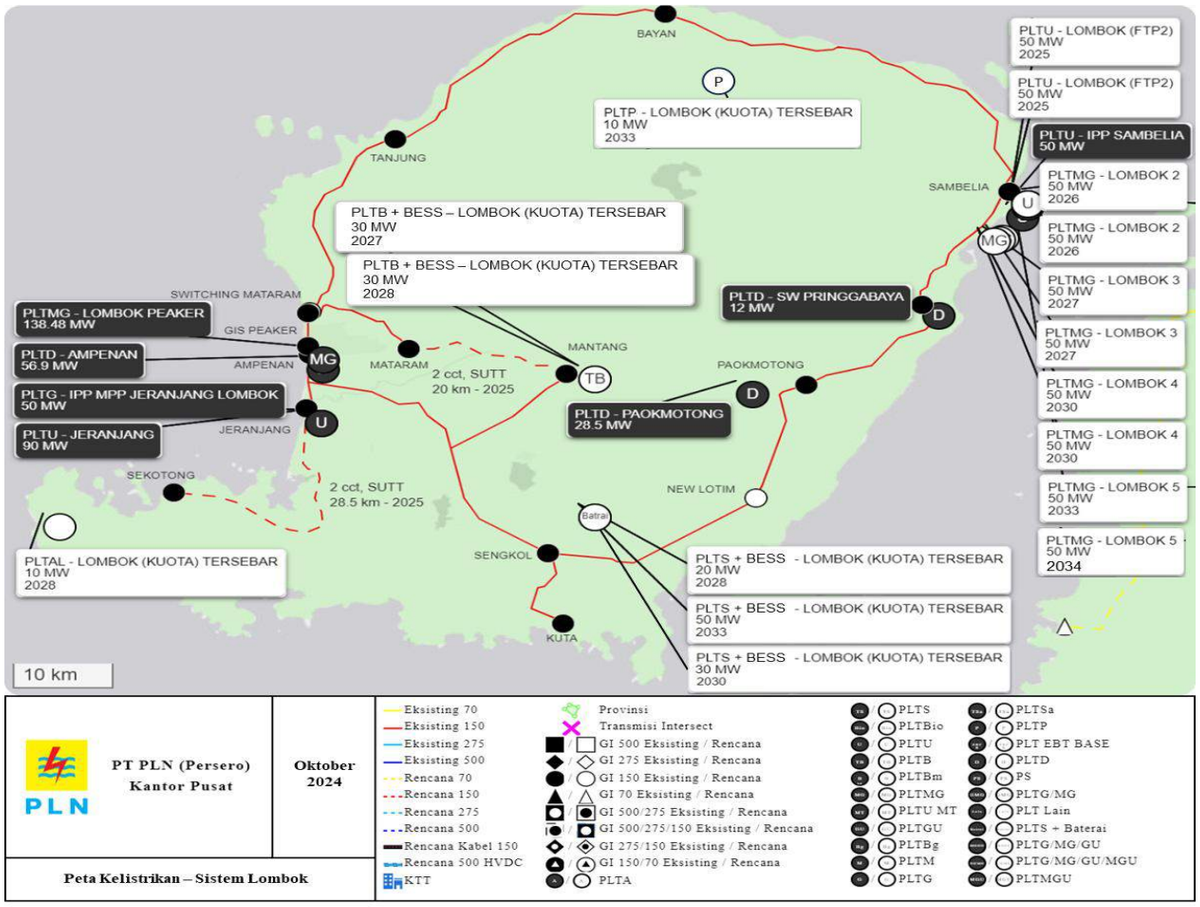
C11.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi NTB terdiri atas 2 sistem besar yang sudah interkoneksi, serta beberapa sistem kecil yang masih terisolasi. Untuk sistem besar dipasok dari PLTU, PLTMG, PLTD dan PLTM/PLTMH. Sedangkan sistem menengah dan sistem kecil dipasok dari PLTD dan sebagian kecil PLTMH. irjen

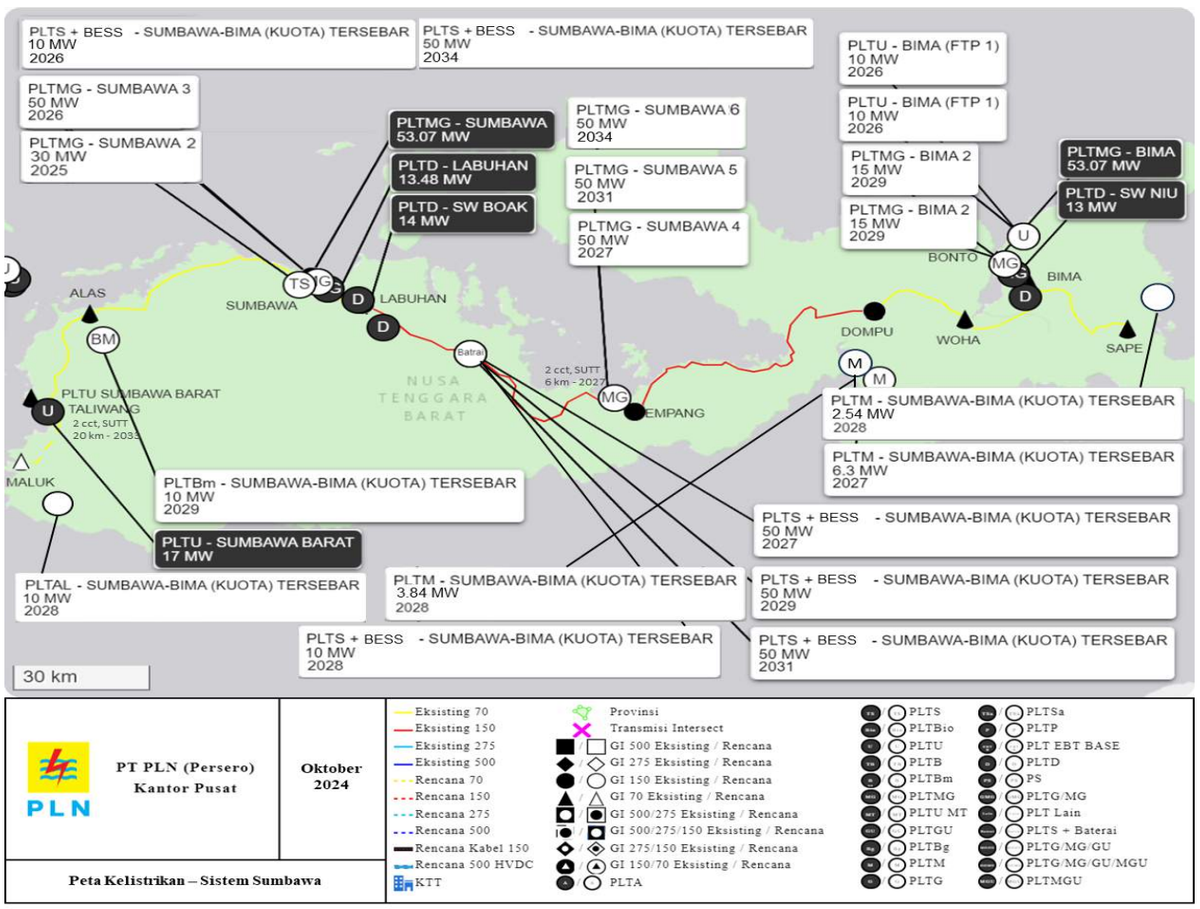
1. Sistem Lombok merupakan sistem interkoneksi 150 kV yang berada di Pulau Lombok melayani Kota Mataram, Kabupaten Lombok Barat, Kabupaten Lombok Tengah, Kabupaten Lombok Timur, dan Kabupaten Lombok Utara. Konfigurasi jaringan Sistem Lombok sudah membentuk sistem *looping* menggunakan SUTT 150 kV dari Mataram – Lombok Timur – Tanjung dan kembali lagi ke Mataram.
2. Sistem Sumbawa - Bima merupakan sistem interkoneksi 150 kV dan 70 kV yang berada di Pulau Sumbawa melayani 4 wilayah kabupaten yaitu Sumbawa Barat, Sumbawa, Dompu, dan Bima. Konfigurasi jaringan Sistem Sumbawa - Bima masih radial menggunakan SUTT 150 kV dan 70 kV, sebagai berikut:
    - Sistem Sumbawa 150 kV menghubungkan GI Badas – GI Labuhan – GI Empang - GI Dompu;
    - Sistem Sumbawa 70kV menghubungkan GI Taliwang – GI Alas – GI Labuhan;
    - Sistem Bima 70kV menghubungkan GI Dompu – GI Woha – GI Bima – GI Sape.

Sedangkan untuk sistem kecil terisolasi terdapat di pulau-pulau kecil yang tersebar di seluruh Wilayah NTB. Pulau-pulau kecil ini mempunyai pembangkit sendiri dan terhubung ke beban melalui jaringan 20 kV, sebagian langsung ke jaringan tegangan rendah 220 Volt. Sistem tenaga listrik di tiga pulau yaitu Gili Trawangan, Gili Meno, dan Gili Air sudah tersambung dengan kabel laut 20 kV ke Sistem Lombok daratan dan telah beroperasi sejak 2012.

Peta Sistem Lombok dan Sistem Sumbawa - Bima ditunjukkan pada Gambar C11.1 dan Gambar C11.2.



Gambar C11.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Lombok di Pulau Lombok



Gambar C11.2. Peta Sistem Tenaga Listrik Sumbawa - Bima di Pulau Sumbawa

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2014-2024 per sektor pelanggan di Provinsi Nusa Tenggara Barat ditunjukkan pada Tabel C11.1 dan Tabel C11.2

Tabel C11.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	920	1.027	1.075	1.130	1.227	1.443	1.510	1.496	1.609	1.668
2	Bisnis	281	331	352	368	412	370	401	447	493	524
3	Publik	133	156	165	174	179	186	200	216	232	241
4	Industri	69	77	86	106	132	160	179	200	239	327
Jumlah		1.402	1.591	1.678	1.777	1.950	2.158	2.290	2.359	2.573	2.759
Pertumbuhan %		8,6	13,5	5,4	5,9	9,8	10,7	6,1	3,0	9,0	7,3

* Prognosa Tahun 2024

Tabel C11.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	965	1.033	1.136	1.284	1.427	1.488	1.644	1.696	1.818	1.909
2	Bisnis	33	36	38	38	39	40	43	45	42	51
3	Publik	25	27	29	31	34	35	37	40	41	43
4	Industri	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7
Jumlah		1.023	1.096	1.203	1.354	1.500	1.563	1.725	1.783	1.902	2.004
Pertumbuhan %		8,5	7,2	9,8	12,5	10,8	4,2	10,4	3,3	6,7	5,4

* Prognosa Tahun 2024

Saat ini produksi tenaga listrik di Provinsi NTB sebagian besar masih diperoleh dari PLTD sehingga mengakibatkan biaya pokok produksi masih cukup tinggi. Rincian komposisi kapasitas pembangkit per sistem ditunjukkan dalam Tabel C11.3.

Tabel C11.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTU	Lombok	3	90	69	69
	Sumbawa-Bima	2	17	14	10,1
PLTD	Lombok	19	79,36	55,75	43,05
	Sumbawa-Bima	56	31,22	20,44	17,15
PLTG/MG/GU	Lombok	14	138,48	134,61	134,61
	Sumbawa-Bima	6	106,14	100	100
PLTMH	Lombok	3	1,5	1,2	0,805
	Sumbawa-Bima	1	0,52	0,5	0,374
PLTS	Lombok	6	0,82	0,82	0,317
Jumlah PLN		110	465,04	396,32	375,406
IPP					
PLTU	Lombok	2	50	50	50
PLTM	Lombok	7	14,45	14,45	14,45
PLTS	Lombok	4	20	20	20
PLTG	Lombok	2	50	50	50
Jumlah IPP		15	134,45	134,45	134,45
Sewa					
PLTD	Lombok	2	15	15	15
	Sumbawa-Bima	5	25	25	25

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
Jumlah Sewa		7	40	40	40
Jumlah Total		132	639,49	570,77	549,856

Sedangkan gardu induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukan pada Tabel C11.4 sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel C11.5.

Tabel C11.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	JumlahTrafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Ampenan	150 / 20	3	150
2	Jeranjang	150 / 20	2	60
3	Sengkol	150 / 20	3	120
4	Mantang	150 / 20	2	90
5	Selong	150 / 20	3	150
6	Kuta	150 / 20	1	30
7	Tanjung	150 / 20	1	30
8	Pringgabaya	150 / 20	1	30
9	Bayan	150 / 20	1	30
10	Sambelia	150 / 20	1	20
11	Mataram	150 / 20	2	120
12	Sekotong	150 / 20	1	30
13	Sumbawa	150 / 20	1	30
14	Labuhan	150 / 20	1	60
15	Empang	150 / 20	1	20
16	Bonto	70/ 20	2	40
17	Bima	70/ 20	2	60
18	Woha	70/ 20	2	50
19	Dompu 150 kV	150/20	1	60
20	Dompu 70kV	70/20	1	10
21	Alas	70/ 20	1	20
22	Taliwang	70/ 20	1	30
23	PLTU Sumbawa	70/ 20	1	20
24	Sape	70/ 20	1	10
25	Labuhan IBT	150/70	1	60
26	Dompu IBT	150/70	1	60
Total			38	1.390

Tabel C11.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	5.324	5.382	5.501	6.004	6.364	6.621	6.820	6.949	7.129	7.267
JTR (kms)	5.231	5.435	5.474	6.839	7.336	7.438	7.697	7.840	7.949	8.194
Gardu Distribusi (MVA)	540	591	684	698	710	740	768	833	851	878

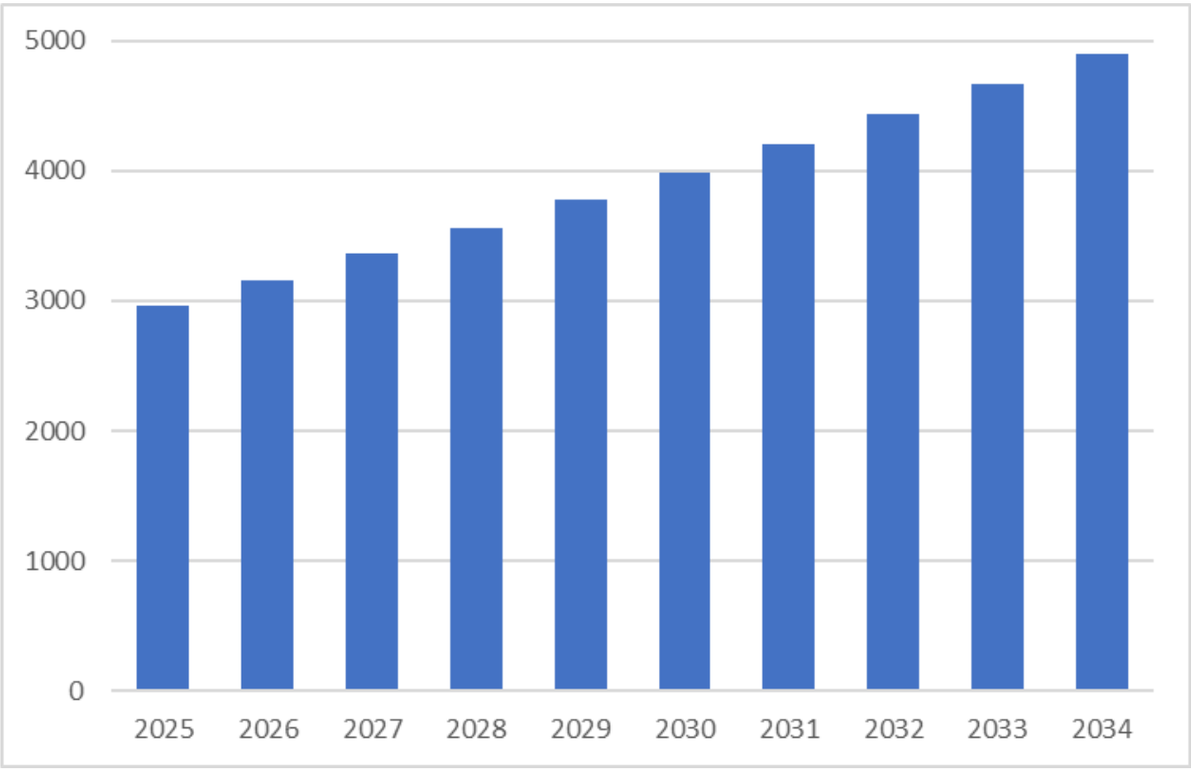
*)Realisasi sampai dengan Oktober 2024

C11.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kondisi perekonomian Provinsi NTB cukup baik di sektor pertanian, sektor pertambangan, sektor perdagangan, hotel dan restoran, serta sektor jasa-jasa berkontribusi besar terhadap PDRB Provinsi NTB. Sesuai dengan potensi alamnya yang sangat bagus, di Lombok bagian Selatan terdapat KEK Mandalika yang melalui Peraturan Pemerintah Nomor 52 tahun 2014 ditetapkan menjadi KEK Pariwisata. Kebutuhan listrik KEK Mandalika saat ini sebesar 8,7 MVA, dan akan bertambah menjadi 15 MVA mulai tahun 2024. Selain itu terdapat

juga potensi pelanggan besar sektor pertambangan emas yaitu PT. Sumbawa Juta Raya (SJR), serta pengembangan kawasan industri Sumbawa Barat di Daerah Maluk.

Data realisasi menunjukkan jumlah pelanggan PLN di Provinsi Nusa Tenggara Barat masih didominasi oleh kelompok pelanggan rumah tangga dengan jumlah mencapai 95,2% dari jumlah pelanggan total, disusul kelompok komersial 2,5%, publik 2,2% dan sisanya adalah konsumen industri. Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi regional dan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi COVID-19 terjadi, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2025–2034 dapat dilihat pada Gambar C11.3, dan Tabel C11.6 hingga Tabel C11.8.



Gambar C11.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Nusa Tenggara Barat, hanya terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Nusa Tenggara Barat hanya terdapat 1 proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT.

Tabel C11.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.768	1.873	1.982	2.096	2.215	2.339	2.466	2.599	2.737	2.881
2	Bisnis	560	595	632	670	709	750	791	835	880	927
3	Publik	255	270	286	302	318	335	352	370	388	407
4	Industri	382	423	461	498	532	565	597	628	658	687
Jumlah		2.966	3.161	3.361	3.565	3.775	3.989	4.207	4.432	4.663	4.902
Pertumbuhan %		7,5	6,6	6,3	6,1	5,9	5,7	5,5	5,3	5,2	5,1

Tabel C11.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	2.009	2.106	2.200	2.292	2.380	2.465	2.548	2.628	2.704	2.778
2	Bisnis	53	55	58	60	62	64	67	69	71	74
3	Publik	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
4	Industri	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Jumlah		2.108	2.208	2.306	2.400	2.492	2.581	2.667	2.750	2.830	2.906
Pertumbuhan %		5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,6	3,3	3,1	2,9	2,7

Tabel C11.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)		
2025	5,4	2.966	3.433	507	2.107.599
2026	5,5	3.161	3.663	541	2.208.075
2027	5,6	3.361	3.890	574	2.305.649
2028	5,7	3.565	4.140	610	2.400.269
2029	5,7	3.775	4.377	645	2.491.846
2030	5,7	3.989	4.633	682	2.580.578
2031	5,6	4.207	4.896	720	2.666.651
2032	5,6	4.432	5.150	757	2.749.632
2033	5,6	4.663	5.411	795	2.829.548
2034	5,6	4.902	5.679	834	2.906.346
Pertumbuhan	5,6	5,7%	5,8%	5,7%	3,6%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah termasuk kebutuhan potensi KEK Mandalika dan pelanggan besar lainnya di Provinsi Nusa Tenggara Barat. Untuk melayani kebutuhan potensi KEK dan pelanggan besar lainnya tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

C11.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik Provinsi NTB, direncanakan pembangunan sarana sistem tenaga listrik meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi dengan mempertimbangkan potensi energi primer setempat.

Potensi Energi Primer

Provinsi Nusa Tenggara Barat memiliki potensi sumber energi primer relatif kecil. Potensi panas bumi terdapat di 2 lokasi dengan total potensi sumber daya sekitar 40 MW. Potensi energi baru terbarukan yang cukup besar lainnya yaitu energi surya dan energi angin di Pulau Lombok. Kontur dataran yang relatif rata dengan tingkat kepadatan penduduk yang rendah menjadi salah satu faktor

pendukung besarnya potensi surya. Selain itu terdapat juga potensi air, arus laut, dan biomassa.
Sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C11.9 direncanakan juga untuk dikembangkan pembangkit energi terbarukan untuk melayani daerah terisolasi dengan harapan dapat menurunkan BPP.
Terdapat potensi energi arus laut di Selat Lombok dan Selat Alas, energi surya di Sumbawa serta potensi energi gelombang laut di Lombok atau Sumbawa yang bisa dikembangkan dengan potensi berkisar 20 MW namun memerlukan kajian studi lebih lanjut. Selain itu seiring berkembangnya kemajuan teknologi dalam memproduksi listrik maka akan dilakukan kajian pengembangan pembangkit dengan teknologi plasma dengan perkiraan kapasitas sekitar 10 MW atau teknologi alternatif lainnya seperti *hybrid* PLTS dengan *Fuel Cell (Hydrogen)* sebagai *energy storage* untuk dapat meningkatkan mutu pelayanan kelistrikan, dengan harapan dapat menurunkan Biaya Pokok Produksi ketenagalistrikan terutama di daerah *isolated.*
Pemanfaatan potensi energi baru terbarukan harapannya dapat meningkatkan bauran energi baru terbarukan, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi syarat-syarat diantaranya Dokumen FS (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga jual berdasarkan peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan serta studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*).
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi NTB.

Pengembangan Pembangkit

Sebagian besar pembangkit yang akan dibangun adalah PLTMG untuk memenuhi kebutuhan listrik. Guna menurunkan penggunaan BBM terutama pada waktu beban puncak akan dibangun PLTMG/PLTG dengan bahan bakar gas alam yang disimpan dalam bentuk CNG (*compressed natural gas*)/LNG *(Liquid Natural Gas).*
Saat ini kondisi cadangan daya di Sistem Lombok dan Sistem Sumbawa - Bima dalam kondisi membutuhkan tambahan pembangkit dalam waktu dekat karena terlambatnya penyelesaian beberapa proyek pembangkit. Untuk menanggulangi kondisi tersebut, maka saat ini sedang dibangun pembangkit *Mobile Power Plant* (MPP)/PLTMG dengan sistem bahan bakar *dual fuel* (HSD dan gas), serta tambahan PLTU batubara.
Guna mengantisipasi kebutuhan pertumbuhan listrik di Provinsi NTB maka sampai dengan tahun 2034 direncanakan tambahan pembangkit yang terdapat pada Tabel C11.9 hingga Tabel C11.11.

Tabel C11.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	100	20	-	-	-	-	-	-	-	-	120
PLTMG	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Jumlah	130	20	-	-	-	-	-	-	-	-	150
PLN SH											
PLTMG	-	150	150	-	30	100	50	-	50	100	630
Jumlah	-	150	150	-	30	100	50	-	50	100	630
IPP											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	10
PLTM	2	-	9	13	-	-	-	-	-	-	23
PLTS + BESS	-	10	50	30	50	36	50	-	57	50	334

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTB + BESS	-	-	30	30	-	-	-	-	-	-	60
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBM	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
PLTAL	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	20
BESS (MWh)	-	2	16	12	10	7	10	-	11	10	69
Jumlah	2	10	89	93	60	36	50	-	67	50	457
Total											
PLTU	100	20	-	-	-	-	-	-	-	-	120
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	10
PLTMG	30	150	150	-	30	100	50	-	50	100	660
PLTM	2	-	9	13	-	-	-	-	-	-	23
PLTS + BESS	-	10	50	30	50	36	50	-	57	50	334
PLTB + BESS	-	-	30	30	-	-	-	-	-	-	60
PLTBM	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
PLTAL	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	20
BESS (MWh)	-	2	16	12	10	7	10	-	11	-	69
Jumlah	132	180	239	93	90	136	100	-	117	150	1.237

Tabel C11.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	100	20	-	-	-	-	-	-	-	-	120
PLTMG	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Jumlah	130	20	-	-	-	-	-	-	-	-	150
PLN SH											
PLTMG	-	150	150	-	30	100	50	-	50	100	630
Jumlah	-	150	150	-	30	100	50	-	50	100	630
IPP											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	10
PLTM	2	-	9	13	-	-	-	-	-	-	23
PLTS + BESS	-	10	50	30	50	36	50	-	57	50	334
PLTB + BESS	-	-	30	30	-	-	-	-	-	-	60
PLTSa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBM	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
PLTAL	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	20
BESS (MWh)	-	2	16	12	10	7	10	-	11	10	69
Jumlah	2	10	89	93	60	36	50	-	67	50	457
Total											
PLTU	100	20	-	-	-	-	-	-	-	-	120
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	10
PLTMG	30	150	150	-	30	100	50	-	50	100	660
PLTM	2	-	9	13	-	-	-	-	-	-	23
PLTS + BESS	-	10	50	30	50	36	50	-	57	50	334
PLTB + BESS	-	-	30	30	-	-	-	-	-	-	60
PLTBM	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
PLTAL	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	20
BESS (MWh)	-	2	16	12	10	7	10	-	11	-	69
Jumlah	132	180	239	93	90	136	100	-	117	150	1.237

Tabel C11.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Proyek	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
1	Lombok	PLTU	Lombok (FTP2)	2x50	2025	2025	Konstruksi	PLN
2	Lombok	PLTM	Sedau Kumbi	1,3	2025	2025	Konstruksi	IPP
3	Sumbawa -Bima	PLTMG	Sumbawa 2	30	2025	2025	Konstruksi	PLN
4	Lombok	PLTM	Kokok Babak	2,3	2027	2027	Pengadaan	IPP
5	*Isolated*	PLTS + BESS	Dedieselisasi	0,429	2027	2027	Pengadaan	IPP
6	Sumbawa -Bima	PLTS + BESS	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	2026	2026	Pengadaan	IPP
7	Lombok	PLTM	Lombok (Kuota) Tersebar	0,5	2028	2028	Konstruksi	IPP
8	Lombok	PLTM	Lombok (Kuota) Tersebar	0,25	2028	2028	Konstruksi	IPP
9	Lombok	PLTM	Lombok (Kuota) Tersebar	0,45	2028	2028	Konstruksi	IPP
10	Lombok	PLTM	Lombok (Kuota) Tersebar	0,55	2028	2028	Konstruksi	IPP
11	Lombok	PLTMG	Lombok 2	2x50	2026	2026	Pengadaan	PLN SH
12	Sumbawa -Bima	PLTMG	Sumbawa 3	50	2026	2026	Pengadaan	PLN SH
13	Sumbawa -Bima	PLTBm	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	2029	2029	Rencana	IPP
14	Lombok	PLTM	Lombok (Kuota) Tersebar	2,6	2028	2028	Pengadaan	IPP
15	Lombok	PLTM	Lombok (Kuota) Tersebar	1,98	2028	2028	Pengadaan	IPP
16	Lombok	PLTS + BESS	Lombok (Kuota) Tersebar	20	2028	2028	Rencana	IPP
17	Lombok	PLTS + BESS	Lombok (Kuota) Tersebar	30	2030	2030	Rencana	IPP
18	Lombok	PLTS + BESS	Lombok (Kuota) Tersebar	50	2033	2033	Rencana	IPP
19	Lombok	PLTM	Pandanduri	0,58	2025	2025	Konstruksi	IPP
20	Sumbawa -Bima	PLTMG	Sumbawa 4	50	2027	2027	Rencana	PLN SH
21	Sumbawa -Bima	PLTM	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	2,54	2028	2028	Rencana	IPP
22	Sumbawa -Bima	PLTM	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	6,3	2027	2027	Rencana	IPP
23	Sumbawa -Bima	PLTM	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	3,84	2028	2028	Rencana	IPP
24	Sumbawa -Bima	PLTS + BESS	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	50	2027	2027	Rencana	IPP
25	Sumbawa -Bima	PLTS + BESS	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	50	2029	2029	Rencana	IPP
26	Sumbawa -Bima	PLTS + BESS	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	50	2031	2031	Rencana	IPP
27	Sumbawa -Bima	PLTMG	Bima 2	2x15	2029	2029	Rencana	PLN SH
28	Sumbawa -Bima	PLTU	Bima (FTP 1)	2x10	2026	2026	Konstruksi	PLN
29	Sumbawa -Bima	PLTMG	Sumbawa 5	50	2031	2031	Rencana	PLN SH
30	Sumbawa -Bima	PLTMG	Sumbawa 6	50	2034	2034	Rencana	PLN SH
31	Sumbawa -Bima	PLTAL	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	2028	2028	Rencana	IPP
32	Sumbawa -Bima	PLTS + BESS	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	2028	2028	Rencana	IPP
33	Lombok	PLTMG	Lombok 3	2x50	2027	2027	Rencana	PLN SH

No	Sistem	Jenis	Proyek	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
34	Lombok	PLTMG	Lombok 4	2x50	2030	2030	Rencana	PLN SH
35	Lombok	PLTMG	Lombok 5	2x50	2033/34	2033/34	Rencana	PLN SH
36	Lombok	PLTB + BESS	Lombok (Kuota) Tersebar	30	2027	2027	Rencana	IPP
37	Lombok	PLTB + BESS	Lombok (Kuota) Tersebar	30	2028	2028	Rencana	IPP
38	Lombok	PLTAL	Lombok (Kuota) Tersebar	10	2028	2028	Rencana	IPP
39	Lombok	PLTP	Lombok (Kuota) Tersebar	10	2033	2033	Rencana	IPP
40	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Nusa Tenggara Barat	5,983	2030	2030	Rencana	IPP
41	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Nusa Tenggara Barat	7,1684	2033	2033	Rencana	IPP
42	Sumbawa -Bima	PLTS + BESS	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	50	2034	2034	Rencana	IPP
	Jumlah			1.236,7				

Di Provinsi Nusa Tenggara Barat terdapat potensi pengembangan pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu:

- PLTA Brang Beh1-2 18 MW
- PLTM Bintang Bano 6,3 MW
- PLTM Kokok Putek Bawah 3 MW
- PLTM Pringgarata 0,25 MW
- PLTM Nirbaya 0,5 MW
- PLTM Lingsar 2,6 MW
- PLTM Santong 2 0,55 MW
- PLTM Bayan 3 0,45 MW
- PLTM Kokok Putih II 1,4 MW
- PLTM Pandan Duri 0,61 MW
- PLTM Brang Rea 2 3,84 MW
- PLTM Bintang Bano 7 MW
- PLTM Brang Rea 1 2,54 MW
- PLTP Hu'u (FTP2) #1 10 MW
- PLTP Hu'u (FTP2) #2 10 MW
- PLTP Sembalun (FTP2) #1 10 MW
- PLTP Sembalun (FTP2) #2 10 MW
- PLTB + BESS Lombok 15 MW
- PLTS + BESS Sambelia 2 5 MW
- PLTS + BESS Sumbawa 10 MW
- PLTEL Selat Lombok 10 MW
- PLTEL Selat Alas 10 MW
- PLTBm Sumbawa 20 MW
- PLTB + BESS Lombok 100 MW

Pada RUPTL 2021-2030 terdapat penambahan PLT EBT *Base* 200 MW di Sistem Kelistrikan Lombok. Penambahan PLT EBT Base 200 MW tersebut digantikan

dengan penambahan pembangkit *hybrid* PLTB, PLTEL, PLTS dan PLTMG. Penggunaan pembangkit *hybrid* bertujuan untuk didapatkan kapasitas pembangkit yang *firm* (sehingga dapat dihindari potensi defisit) serta meningkatkan bauran pembangkit EBT. Melihat potensi EBT yang tersedia di Lombok, potensi PLTB, PLTEL dan PLTS merupakan salah satu potensi yang dapat dikembangkan. Pada beberapa sistem telah dibuka kuota PLTB serta PLTS dengan BESS yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak *intermittent* dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.

Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTG/GU/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Selain itu, akan dibangun pembangkit *dual fuel* yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem dan bukan berdasarkan provinsi. Kuota pengembangan EBT tersebut dapat dipenuhi oleh seluruh potensi yang terletak pada lokasi sistem tersebut walaupun berbeda provinsi. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di wilayah usaha PLN termasuk dalam hal adanya tambahan kebutuhan listrik bagi *smelter*, kawasan industri baru, dan konsumen besar lainnya, yang belum tercantum dalam RUPTL (*additional demand*), PLN dapat memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut selama ada kepastian atas *additional demand* tersebut. PLN dapat segera memulai melakukan pemenuhan pasokan tenaga listrik, yang dalam pelaksanaannya akan dilaporkan kepada Menteri ESDM, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel C11.12 hingga Tabel C11.14.

Tabel C11.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms) Skenario RE *Base*

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70kV	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-	40
150 kV	97	-	12	-	-	-	-	-	-	-	109
Total	97	-	12	-	-	-	-	-	40	-	149

Tabel C11.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms) Skenario ARED

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70kV	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-	40
150 kV	97	-	12	-	-	-	-	-	-	-	109
Total	97	-	12	-	-	-	-	-	40	-	149

Tabel C11.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						Skenario *Base*	Skenario ARED	
1	GI Jeranjang	GI Sekotong	150	New, 2 cct, SUTT	57	2025	2025	Kontruksi
2	GI Mataram	GI Mantang	150	New, 2 cct, SUTT	40	2025	2025	*Committed*
3	PLTMG Sumbawa 4	Incomer 2 phi (Labuhan - Empang)	150	New, 4 cct, SUTT	12	2027	2027	Rencana
4	PLTB Lombok (Kuota) Tersebar 30 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Lombok	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2027	2027	Rencana
5	PLTS + BESS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Sumbawa-Bima	70 / 150	New, 2 cct, SUTT	10*	2027	2027	Rencana
6	PLTB Lombok (Kuota) Tersebar 30 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Lombok	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
7	PLTS + BESS Lombok (Kuota) Tersebar 20 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Lombok	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2028	2028	Rencana
8	PLTS + BESS Sumbawa-	GI Eksisting/ GI Rencana	70 / 150	New, 2 cct, SUTT	10*	2029	2029	Rencana

No.	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						Skenario *Base*	Skenario ARED	
	Bima (Kuota) Tersebar 50 MW	Sistem Sumbawa-Bima						
9	PLTS + BESS Lombok (Kuota) Tersebar 30 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Lombok	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2030	2030	Rencana
10	PLTS + BESS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Sumbawa-Bima	70 / 150	New, 2 cct, SUTT	10*	2031	2031	Rencana
11	PLTS + BESS Lombok (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Lombok	150	New, 2 cct, SUTT	10*	2033	2033	Rencana
12	GI Maluk	GI Taliwang	70	New, 2 cct, SUTT	40	2033	2033	Rencana
13	PLTS + BESS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Sumbawa-Bima	70 / 150	New, 2 cct, SUTT	10*	2034	2034	Rencana
		Total			149			

Catatan:
**) Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi*

Dengan adanya rencana pengembangan pembangkit PLTU Bima (FTP 1) 2x10 MW dan PLTMG Bima-2 2x15 MW yang akan dievakuasi melalui GI Bonto, maka akan terdapat isu *bottleneck* pada SUTT 70 kV Bonto – Bima yang saat ini masih menggunakan penghantar ACSR *Single* OSTRICH dengan kapasitas hantar 490 Ampere.
Untuk mitigasi risiko *bottleneck* perlu dilakukan kajian terkait opsi *uprating* transmisi ataupun opsi relokasi rencana pengembangan pembangkit PLTMG Bima-2 2x15 MW.
Pengembangan kedepan transmisi di Sistem Lombok mengarah ke rencana interkoneksi dengan Sistem Bali. Rencana interkoneksi Lombok – Bali untuk menyalurkan daya dari Sistem Jawa-Bali ke Lombok dengan panjang transmisi total (SUTT dan kabel laut) diperkirakan sekitar 74 kmr. Namun kelayakan baik dari segi operasional maupun finansial perlu dipastikan, selain itu juga perlu memperhatikan isu kedalaman palung laut di perairan Bali dan Lombok.

Pengembangan Gardu Induk (GI)
Rencana pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel C11.15 hingga Tabel C11.17.

Tabel C11.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA) Skenario RE *Base*

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70/20 kV	-	-	-	60	30	-	-	-	30	-	120
150/20 kV	-	-	150	60	30	-	-	-	150	-	390
Total	-	-	150	120	60	-	-	-	180	-	510

Tabel C11.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA) Skenario ARED

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70/20 kV	-	-	-	60	30	-	-	-	30	-	120
150/20 kV	-	-	150	60	30	-	-	-	150	-	390
Total	-	-	150	120	60	-	-	-	180	-	510

Tabel C11.17. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Ket	Kapasitas (MVA/Bay/ Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Jeranjang	150	Ext	2 LB Arah Sekotong	2025	2025	Konstruksi
2	Mantang	150	Ext	2 LB arah Mataram	2025	2025	*Committed*
3	Mataram	150	Ext	2 LB arah Mantang	2025	2025	*Committed*
4	Empang	150/20	Ext	30	2027	2027	*Committed*
5	Jeranjang	150/20	Upr	60	2027	2027	*Committed*
6	Switching Mataram	150/20	New	60	2027	2027	*Committed*
7	Alas	70/20	Ext	30	2028	2028	Rencana
8	Taliwang	70/20	Ext	30	2028	2028	Rencana
9	Tanjung	150/20	Ext	60	2028	2028	Rencana
10	Pringgabaya	150/20	Ext	30	2029	2029	Rencana
11	Sape	70/20	Ext	30	2029	2029	Rencana
12	Jeranjang	150/20	Upr	60	2033	2033	Rencana
13	Labuhan/ Sumbawa	150/20	Ext	60	2033	2033	Rencana
14	Maluk	70/20	New	30	2033	2033	Rencana
15	New Lotim	150/20	New	30	2033	2033	Rencana
16	Taliwang	70	Ext	2 LB arah Maluk	2033	2033	Rencana
	Total			510			

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik tahun 2025-2034 dan untuk melayani kebutuhan listrik maka direncanakan pengembangan distribusi. Pengembangan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi. Tabel C11.18 memperlihatkan rencana pengembangan sistem distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik pedesaan) di Nusa Tenggara Barat tahun 2025-2034.

Tabel C11.18. Rincian Pengembangan Sistem Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	195	184	175	166	157
Panjang JTR	kms	302	288	275	263	252
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	38	36	35	33	32

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Tambahan Pelanggan		106.366	103.361	100.476	97.573	94.620

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	149	142	135	128	121
Panjang JTR	kms	240	230	220	210	200
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	31	30	28	27	26
Tambahan Pelanggan		91.577	88.732	86.072	82.982	79.916

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%. Program pengembangan listrik perdesaan diperlihatkan seperti pada Tabel C11.19.

Tabel C11.19. Pengembangan Listrik Pedesaan Provinsi Nusa Tenggara Barat

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	-	-	-
Panjang JTM	kms	106,06	4,80	185,39
Panjang JTR	kms	99,48	1,40	122,38
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	5,53	0,10	5,77
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	57	1	64

Program listrik perdesaan ini tidak hanya untuk menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, baik dari rumah tangga yang belum berlistrik maupun dari rumah tangga yang sebelumnya sudah berlistrik non PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Nusa Tenggara Barat sebesar 100% dengan RDB PLN 99,57%. Masih terdapat sejumlah 2 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 3 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).

Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Nusa Tenggara Barat sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 99,99% dengan RE PLN sebesar 99,76%.

Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).

Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada Tabel C11.20.

Tabel C11.20. Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE Menjadi Pelanggan PLN Provinsi Nusa Tenggara Barat

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Jumlah	Rumah tangga	298	-	2.411

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2027. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Nusa Tenggara Barat sebagai berikut:

Tabel C11.21. Target RDB dan RE PLN Provinsi Nusa Tenggara Barat

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027
RDB PLN (%)	99,57	99,74	99,83	100
RE PLN (%)	99,76	99,81	99,91	100

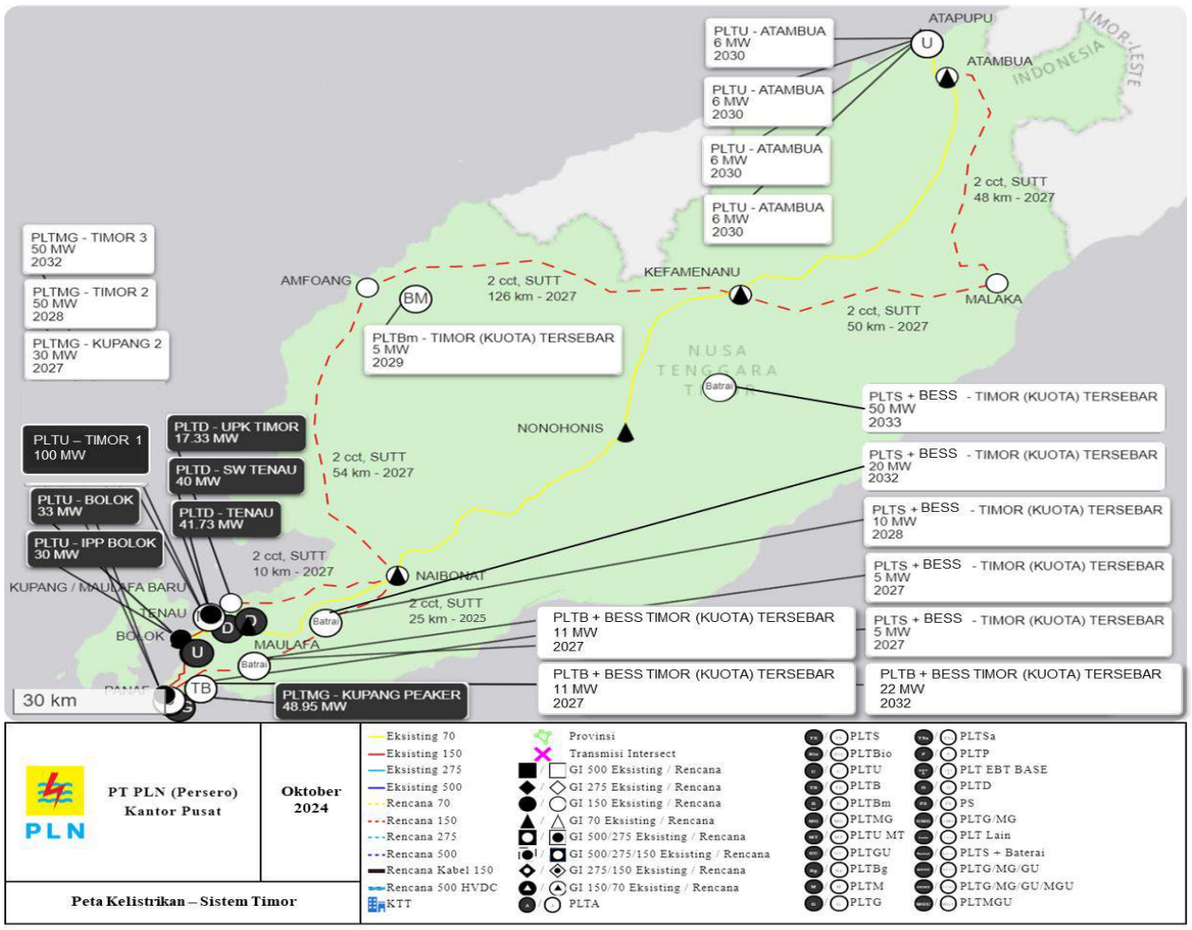
LAMPIRAN C.12
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

C12.1. KONDISI SAAT INI

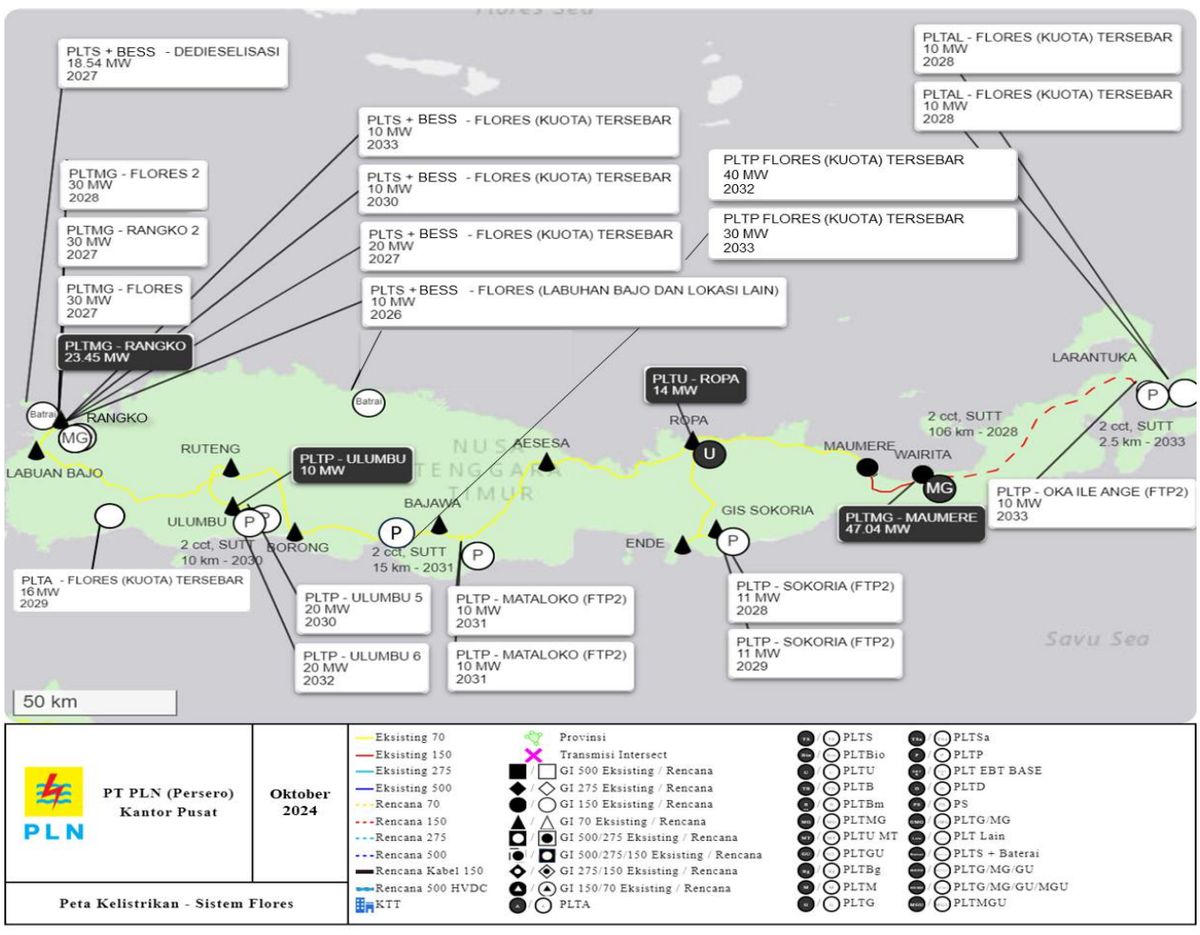
Di Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) terdapat dua sistem tenaga listrik yang sudah interkoneksi, yaitu Sistem Timor, dan Sistem Flores, serta 68 sistem *isolated* yang melayani beban-beban tersebar di bebarapa pulau dari yang besar sampai pulau-pulau kecil, termasuk di daerah yang berbatasan dengan negara tetangga Timor Leste. Sistem tersebut mendapatkan pasokan daya dari PLTU, PLTMG, PLTM, PLTP, PLTS dan beberapa PLTD. Sedangkan sistem-sistem yang lainnya beroperasi secara terpisah (*isolated*), dipasok dari PLTD, PLTM dan PLTS komunal, menggunakan tegangan menengah 20 kV. Bahkan ada beberapa sistem kecil dipasok dari PLTS komunal langsung melayani beban pada tegangan 220 Volt.

Sistem Timor melayani kebutuhan listrik Pulau Timor mulai dari bagian barat Pulau Timor (Panaf, Bolok, Tenau) hingga Kabupaten Belu (Atambua, Atapupu) di bagian timur Pulau Timor. Konfigurasi jaringan Sistem Timor masih radial menggunakan SUTT 70 kV sebagai *backbone,* dan SUTT 150 KV sebagai jalur evakuasi daya dari pembangkit di GI Panaf dan juga melayani kelistrikan dari GI Panaf – GI Bolok – GI Tenau. Saat ini SUTT 150 kV dari GI Panaf – GI Naibonat dalam tahap kontruksi, direncanakan COD tahun 2025 dengan tujuan untuk evakuasi daya dari PLTU Timor 1 (2x50 MW). Selain itu diperlukan percepatan COD PLTU Atambua untuk menjaga tegangan sistem di sisi timur.

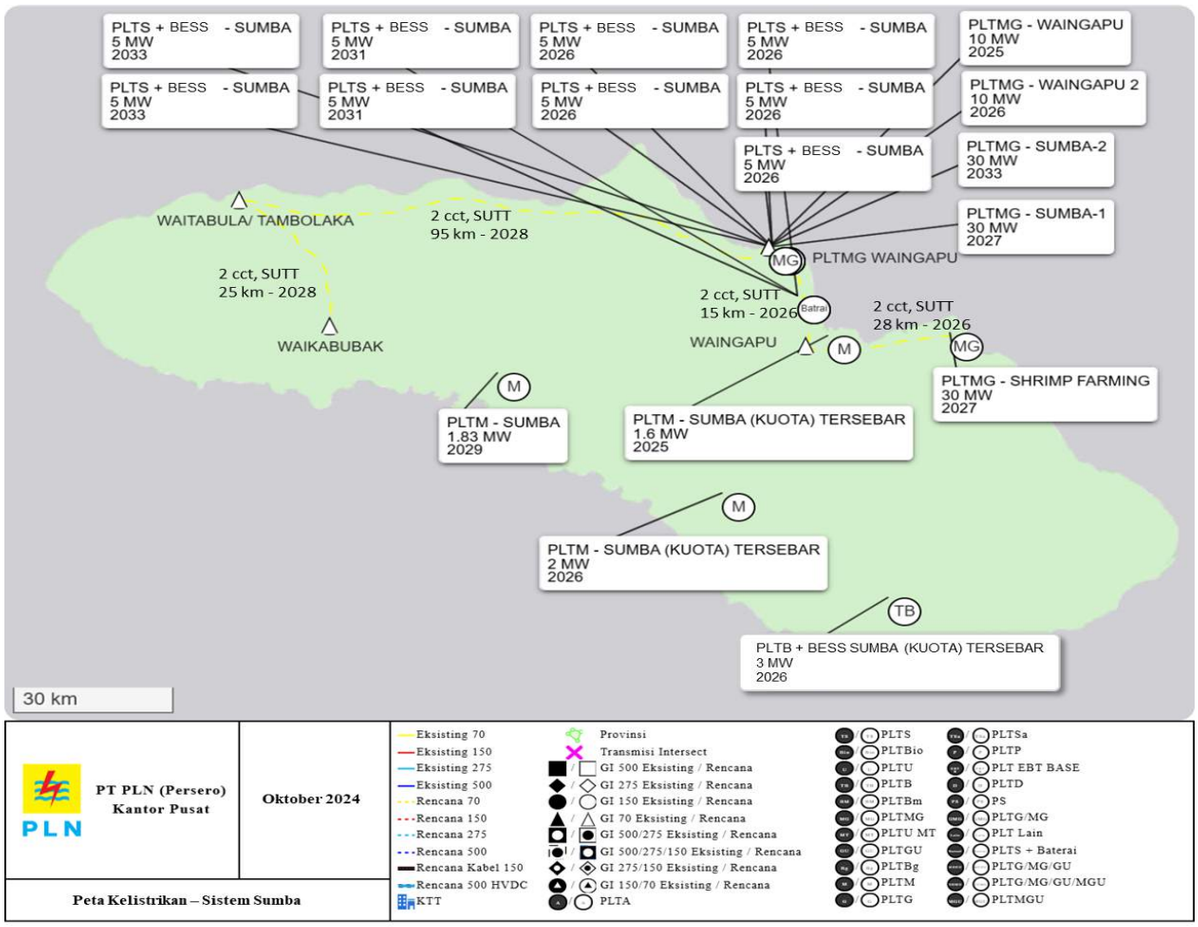
Sistem Flores melayani kebutuhan listrik Pulau Flores mulai dari Labuan Bajo hingga Maumere. Konfigurasi jaringan Sistem Flores masih radial menggunakan SUTT 150 kV dan 70 kV. Sistem Flores tahun 2025 belum memenuhi kriteria N-1 dikarenakan terlambatnya COD IPP PLTP Sokoria (2024/25), PLTP Ulumbu (2025), dan PLTP Mataloko (2025) yang mundur sehingga sistem membutuhkan tambahan sewa 40 MW pada tahun 2025.



Gambar C12.1. Peta Rencana Jaringan 150 kV dan 70 kV Pulau Timor



Gambar C12.2. Peta Rencana Jaringan 150 kV dan 70 kV Pulau Flores



Gambar C12.3. Peta Rencana Jaringan 70 kV Pulau Sumba

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2014-2023 per sektor pelanggan di Provinsi Nusa Tenggara Timur ditunjukkan pada Tabel C12.1 dan Tabel C12.2.

Tabel C12.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	451	492	508	547	597	729	749	759	809	907
2	Bisnis	174	202	212	232	237	232	239	271	316	332
3	Publik	83	94	100	109	117	124	131	149	165	172
4	Industri	42	38	35	40	48	48	41	28	43	39
Jumlah		750	826	855	927	999	1.133	1.160	1.207	1.333	1.450
Pertumbuhan %		6,8	10,2	3,5	8,4	7,8	13,4	2,4	4,0	10,5	8,8

* Prognosa Tahun 2024

Tabel C12.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Rumah Tangga	580	591	615	658	758	868	954	1.036	1.121	1.185
2	Bisnis	32	33	34	32	32	33	34	36	37	39
3	Publik	17	20	21	23	25	28	30	32	35	34
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4
Jumlah		628	643	671	714	816	929	1.018	1.104	1.192	1.259
Pertumbuhan %		1,6	2,4	4,2	6,4	14,4	13,8	9,6	8,4	8,0	5,6

* Prognosa Tahun 2024

Saat ini pembangkit di NTT masih didominasi oleh PLTD terutama di sistem yang masih *isolated*, sehingga biaya pokok produksi listrik masih tinggi. Selain PLTD, terdapat unit PLTU, PLTM serta PLTP dengan rincian kapasitas pembangkit di Provinsi NTT ditunjukkan pada Tabel C12.3.

Tabel C12.3. Rekap Kapasitas Pembangkit Terpasang di NTT

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTU	Timor	4	133,00	127,00	127,00
	Flores	1	14,00	14,00	14,00
PLTD	Timor	5	16,37	10,57	10,57
	Flores	22	13,15	10,15	10,15
	Waingapu	15	9,35	8,13	7,90
	Waikabubak	7	4,04	3,34	3,34
	Waitabula	8	3,48	3,13	3,13
	Larantuka	4	3,06	2,69	2,69
	Adonara	13	8,13	6,49	6,49
	Lembata	8	4,94	4,44	4,44
	Kalabahi	3	3,44	3,10	3,10
	Rote	2	2,00	1,54	1,54
	Betun	4	1,83	1,65	1,65
	Sabu Seba	6	3,51	3,16	3,16
	Isolated Solor Timur	11	2,67	2,40	2,40
	Isolated Pantar	19	5,89	5,30	5,30
	Isolated Timor	22	4,42	3,97	3,97
	Isolated Flores	32	6,11	5,52	5,52
	Isolated Sumba	30	2,76	2,45	2,45
	Isolated Alor	19	2,51	2,26	2,26
	Isolated Rote	4	0,54	0,49	0,49
	Isolated Raijua	5	0,72	0,64	0,64
	Isolated Lembata	8	1,43	1,28	1,28
PLTM	Flores	4	2,28	2,12	2,12
	Sumba	8	2,90	2,53	2,53
PLTP	Ruteng	4	10,00	10,00	10,00
PLTMG	Flores	7	70,49	60,00	60,00
	Timor	4	48,95	40,00	40,00
PLTS	Timor Tersebar	3	0,68	0,34	0,34
	Flores Tersebar	19	5,79	5,02	5,02
	Sumba Tersebar	7	0,89	0,68	0,68
	Alor Tersebar	9	1,45	1,26	1,26
	Rote Tersebar	3	0,23	0,20	0,20
	Lembata	1	0,20	0,18	0,18
	Solor Barat	1	0,25	0,05	0,05
Jumlah PLN		323	341,45	296,09	295,87
IPP					
PLTU	Timor	2	30,00	30,00	30,00
PLTP	Flores	2	8,00	8,00	8,00
PLTMH	Flores	1	0,50	0,30	0,30
PLTM	Flores	2	1,00	1,00	1,00

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLTMH	Sumba	1	0,02	0,02	0,02
PLTS	Timor	2	6,00	4,60	4,60
	Flores	2	2,00	1,40	1,40
	Sumba	1	1,00	0,80	0,80
Jumlah IPP		13	48,52	46,12	46,12
Sewa					
PLTD	Larantuka	1	5,00	5,00	5,00
	Timor	1	40,00	40,00	40,00
	Adonara	1	3,50	3,50	3,50
	Lembata	1	4,00	4,00	4,00
	Solor Timur	1	1,00	1,00	1,00
	Omesuri	1	1,00	1,00	1,00
	Reo	1	1,50	1,50	1,50
	Rote	1	5,00	5,00	5,00
	Kalabahi	1	8,00	8,00	8,00
	Waikabubak	1	3,00	3,00	3,00
	Waitabula	2	5,00	5,00	5,00
	Waingapu	2	8,00	8,00	8,00
	Sabu Seba	1	2,00	2,00	2,00
	Betun	1	3,00	3,00	3,00
Jumlah Sewa		18	90,00	90,00	90,00
Total		354	479,97	432,21	431,99

Sedangkan gardu induk eksisting yang memasok pelanggan pelanggan ditunjukkan pada Tabel C12.4, dan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel C12.5.

Tabel C12.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Panaf	150/20	1	30
2	Tenau	150/20	1	60
3	Bolok	70/20	2	60
4	Maulafa	70/20	2	60
5	Naibonat	70/20	1	20
6	Nonohonis	70/20	1	20
7	Kefamenanu	70/20	1	20
8	Atambua	70/20	1	20
9	PLTMG Maumere	150/20	1	30
10	Maumere	150/20	1	30
11	Maumere	70/20	1	20
12	Ropa	70/20	1	5
13	Ende	70/20	2	50
14	Aesesa	70/20	1	20
15	Bajawa	70/20	1	20
16	Borong	70/20	1	20
17	Ruteng	70/20	2	50

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
18	Labuan Bajo	70/20	2	50
19	PLTMG Flores / Rangko	70/20	1	30
Total			24	615

Tabel C12.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

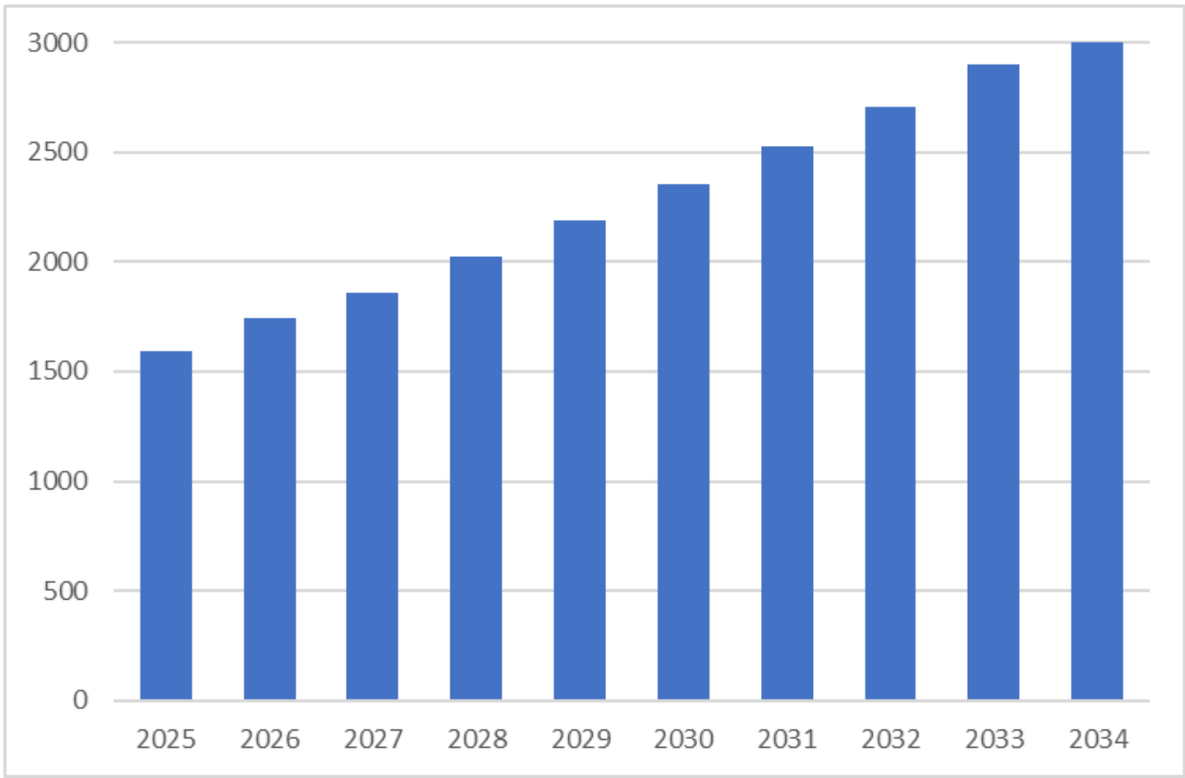
Tahun	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
JTM (kms)	6.337	6.826	7.365	7.747	8.297	8.960	9.207	9.446	9.798	10.003
JTR (kms)	6.657	7.119	7.405	7.864	8.482	8.858	9.297	9.444	9.688	9.750
Gardu Distribusi (MVA)	279	313	348	361	374	395	404	450	461	470

*) Realisasi sampai dengan Oktober 2024

C12.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kondisi perekonomian Provinsi NTT cukup baik di sektor industri pengolahan, perdagangan, pertanian, dan pariwisata. Provinsi NTT mempunyai kekayaan alam yang cukup melimpah, salah satunya adalah adanya potensi kandungan tambang mangan yang cukup banyak terdapat di Pulau Timor. Tambang mineral mangan ini direncanakan akan diolah menjadi bahan setengah jadi dengan membangun industri *smelter*. Selain itu, di NTT juga akan dikembangkan industri perikanan termasuk budidaya rumput laut serta tumbuhnya industri garam untuk menuju ketahanan pangan nasional. Di Sumba Timur direncanakan akan dibangun *Shrimp Farming* yang merupakan salah satu program Prioritas Nasional untuk meningkatkan Komoditi Ekspor Udang. Sektor pariwisata yang dikembangkan dengan ikon komodo sebagai *New seven wonder's* dan *divingspot* yaitu di Pulau Alor, Rote dan Labuan Bajo. Perkembangan sektor wisata tersebut diharapkan akan meningkatkan pertumbuhan ekonomi setempat dengan adanya kunjungan wisatawan dan berkembangnya hotel berbintang, *villa/ resort* dan losmen baru. Selain itu, PLN juga akan mendukung program pemerintah dengan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi puskesmas pada kecamatan yang terpencil di beberapa kabupaten di Provinsi Nusa Tenggara Timur.

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional dan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi COVID-19, pertambahan penduduk, dan peningkatan Rasio Elektrifikasi di masa datang maka proyeksi kebutuhan listrik 2025-2034 dapat dilihat pada gambar C12.4, dan Tabel C12.6, C12.7, C12.8, serta Gambar C12.4.



Gambar C12.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik dengan memperhatikan *confidence level* masuknya calon pelanggan KTT. Di Provinsi Nusa Tenggara Timur, hanya terdapat calon pelanggan KTT dengan *confidence level* tinggi (telah PJBTL). Oleh karena itu, untuk Provinsi Nusa Tenggara Timur hanya terdapat 1 (satu) proyeksi kebutuhan listrik berdasarkan *confidence level* calon pelanggan KTT.

Tabel C12.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	980	1.053	1.107	1.195	1.290	1.389	1.495	1.606	1.725	1.851
2	Bisnis	367	408	442	488	535	584	635	689	746	804
3	Publik	181	188	191	199	207	215	223	231	239	246
4	Industri	64	96	119	143	158	166	175	184	193	204
Jumlah		1.591	1.745	1.859	2.025	2.190	2.355	2.527	2.710	2.903	3.104
Pertumbuhan %		9,7	9,7	6,5	8,9	8,1	7,5	7,3	7,2	7,1	6,9

Tabel C12.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Rumah Tangga	1.260	1.336	1.414	1.494	1.575	1.657	1.715	1.738	1.760	1.782
2	Bisnis	41	43	45	47	49	51	53	56	58	61
3	Publik	35	36	36	37	38	38	39	40	40	41
4	Industri	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
Jumlah		1.336	1.415	1.496	1.578	1.662	1.747	1.808	1.834	1.859	1.885
Pertumbuhan %		6,1	5,9	5,7	5,5	5,3	5,1	3,5	1,4	1,4	1,4

Tabel C12.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)		
2025	6,0	1.591	1.831	317	1.336.148

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)		
2026	6,1	1.745	2.003	346	1.415.119
2027	6,2	1.859	2.132	366	1.495.754
2028	6,2	2.025	2.318	396	1.578.016
2029	6,2	2.190	2.504	425	1.661.857
2030	6,2	2.355	2.688	454	1.747.239
2031	6,2	2.527	2.881	485	1.808.080
2032	6,2	2.710	3.084	516	1.833.627
2033	6,2	2.903	3.305	550	1.859.099
2034	6,2	3.104	3.534	586	1.884.506
Pertumbuhan	6,2	7,7%	7,6%	7,0%	3,9%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi Nusa Tenggara Timur. Untuk melayani kebutuhan potensi pelanggan besar tersebut, PLN telah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

Dalam rangka penyediaan tenaga listrik kepada konsumen industri yang dibangun berorientasi untuk melanjutkan hilirisasi bagi peningkatan nilai tambah sumber daya alam, mendukung prioritas pembangunan dan peningkatan pertumbuhan perekonomian daerah/wilayah, atau termasuk dalam Proyek Strategis Nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja, PT PLN (Persero) dapat melaksanakan pembangunan tambahan infrastruktur pembangkitan dan penyaluran tenaga listrik setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM, dan dinyatakan sebagai bagian dari RUPTL, untuk kemudian dimasukkan dalam perubahan RUPTL.

C12.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik sebagaimana tersebut di atas, direncanakan akan dibangun pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi, dengan memanfaatkan potensi energi setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Nusa Tenggara Timur memiliki potensi sumber energi primer yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari potensi panas bumi yang dimiliki adalah sekitar 20 MW di 2 lokasi. Potensi tenaga air yang dimiliki sekitar 85,15 MW. Untuk mendukung penerapan EBT, pemerintah mencanangkan program untuk menjadikan Pulau Sumba sebagai *iconic island*. Program Sumba *Iconic Island* (SII) merupakan suatu program yang di inisiasi untuk pengembangan Pulau Sumba sebagai Pulau Ikonik Energi Terbarukan dengan tujuan untuk meningkatkan akses energi melalui pengembangan dan pemanfaatan energi baru terbarukan dengan target terwujudnya ketersediaan energi yang berasal dari energi baru terbarukan secara bertahap sebesar 100%. Namun akan dilakukan Kajian Studi potensi EBT yang ada di Pulau Sumba untuk menjamin kontinuitas ketersedian pasokan listrik. Potensi EBT terbesar di Provinsi Nusa Tenggara Timur bersumber dari energi surya.

Terdapat potensi energi biomassa di Sumba (Kayu Kaliandra) di Nusa Tenggara Timur dan potensi energi arus laut serta potensi energi gelombang laut di NTT yang bisa dikembangkan dengan potensi berkisar 20 MW yang memerlukan kajian lebih lanjut. Selain itu seiring berkembangnya kemajuan teknologi dalam memproduksi listrik maka akan dilakukan kajian pengembangan pembangkit dengan teknologi plasma dengan perkiraan kapasitas sekitar 10 MW atau

teknologi alternatif lainnya seperti *hybrid* PLTS dengan *Fuel Cell (Hydrogen)* sebagai *energy storage* sehingga dapat meningkatkan mutu pelayanan kelistrikan, dengan harapan dapat menurunkan biaya pokok produksi (BPP) ketenagalistrikan terutama di daerah *isolated*.
Pemanfaatan potensi energi baru terbarukan dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi syarat-syarat diantaranya Dokumen FS *(Feasibility Study)* sudah tersedia, harga jual berdasarkan peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan serta studi interkoneksi jaringan *(Grid Study)*.
PLN berkomitmen atas penguatan pelaksanaan program transisi energi dengan Program *Accelerated Renewable Energy Development* (ARED) dengan memanfaatkan potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi NTT.

Pengembangan Pembangkit

Sampai dengan tahun 2034 kebutuhan tenaga listrik Provinsi NTT direncanakan akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTP, PLTU, PLTEL, PLTM, PLTS, PLTB, PLTBio, PLTBm dan PLTMG, tersebar di beberapa lokasi. Untuk mengurangi penggunaan BBM terutama waktu beban puncak, akan dibangun PLTMG dengan bahan bakar gas alam yang disimpan dalam bentuk mini LNG/CNG. Kondisi yang sama juga akan diterapkan di sistem tenaga listrik Flores dengan membangun beberapa PLTMG *dual fuel*.
PLN terus berupaya untuk mengurangi pemakaian pembangkit BBM melalui program-program Dedieselisasi seperti gasifikasi pembangkit, interkoneksi sistem, serta pembangunan pembangkit EBT.
Khususnya untuk Program Dedieselisasi untuk menurunkan pemakaian BBM dengan EBT, pelaksanaan Dedieselisasi dengan pengembangan PLTP, PLTM dan pembangkit EBT lainnya untuk pemenuhan *demand*, memiliki potensi penurunan BPP dan peningkatan bauran EBT. Terpenuhinya *demand* kelistrikan juga akan mendorong peningkatan *demand* yang pada akhirnya mendukung percepatan pertumbuhan ekonomi daerah.
Sistem tenaga listrik Timor saat ini dalam kondisi yang cukup, namun pada saat-saat tertentu Sistem Timor dalam kondisi siaga. Untuk mengantisipasi hal tersebut direncanakan membangun pembangkit PLTMG dengan pola operasi *peaker* bahkan *load follower* menggunakan bahan bakar *dual fuel* (HSD dan gas).
Terkait pengoperasian PLTU IPP Kupang 2x15 MW yang saat ini mengalami kendala, PLN sedang menyusun kajian opsi atau alternatif yang dapat dilakukan. Beberapa opsi yang dapat dilakukan yaitu penambahan perjanjian atau kontrak; akuisisi aset; akuisisi saham; dan lain-lain. Beberapa opsi tersebut dibutuhkan untuk memastikan pembangkit PLTU IPP Kupang 2x15 MW dapat beroperasi.
Pulau Flores sebagai pulau dengan potensi panas bumi yang besar, maka pembangunan pembangkit diprioritaskan jenis PLTP. Namun demikian, untuk mengantisipasi pertumbuhan beban yang cukup cepat di Pulau Flores, maka direncanakan penambahan PLTMG sebelum PLTP dapat beroperasi. Diharapkan, di masa depan Pulau Flores akan menjadi daerah percontohan dimana pasokan listriknya didominasi oleh energi bersih panas bumi.
Dalam rangka menjamin ketersediaan pasokan listrik pada daerah daerah terluar dan yang berbatasan langsung dengan negara tetangga (Timor Leste) serta dipertimbangkan penambahan kapasitas pada pembangkit setempat sesuai kebutuhan. Penambahan kapasitas pembangkit didaerah perbatasan ini sangat penting untuk menjaga integritas NKRI.

Tabel C12.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit Skenario RE *Base*

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	6	24	-	6	-	-	36
PLTMG	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20
PLTM	-	-	-	3	2	-	-	-	-	-	5
PLTS + BESS	4	7	6	-	-	-	-	-	-	-	16
BESS (MWh)	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	24	7	6	3	8	24	-	6	-	-	77
PLN SH											
PLTP	-	-	-	-	-	30	20	20	15	-	85
PLTMG	-	10	150	80	-	10	-	50	30	-	330
PLTS + BESS	-	41	-	1	-	-	10	-	10	-	62
PLTB + BESS	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3
BESS (MWh)	-	8	-	0,2	1	-	2	-	2	-	13
Jumlah	-	51	150	81	3	40	30	70	55	-	480
IPP											
PLTP	-	-	-	11	11	-	-	40	30	-	92
PLTM	3	2	-	-	0,2	-	-	-	-	-	6
PLTA	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-	16
PLTS + BESS	-	1	51	47	8	11	4	20	60	-	202
PLTB + BESS	-	3	22	-	-	-	-	22	-	-	47
PLTBM	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	6
PLTAL	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	20
BESS (MWh)	-	1	15	9	5	2	1	8	12	-	53
Jumlah	3	6	73	78	41	11	4	82	90	-	388
Total											
PLTU	-	-	-	-	6	24	-	6	-	-	36
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	11	11	30	20	60	45	-	177
PLTMG	20	10	150	80	-	10	-	50	30	-	350
PLTM	3	2	-	3	0,2	-	-	-	-	-	10
PLTA	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-	16
PLTS + BESS	4	49	57	48	24	11	14	20	70	-	280
PLTB + BESS	-	3	22	-	3	-	-	22	-	-	50
PLTBM	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	6
PLTAL	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	20
BESS (MWh)	1	10	16	10	6	2	3	8	14	-	69
Jumlah	27	64	229	162	52	75	34	158	145	-	946

Tabel C12.10 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit Skenario ARED

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	6	24	-	6	-	-	36
PLTMG	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20
PLTM	-	-	-	3	2	-	-	-	-	-	5
PLTS + BESS	4	7	6	-	-	-	-	-	-	-	16
BESS (MWh)	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	24	7	6	3	8	24	-	6	-	-	77
PLN SH											
PLTP	-	-	-	-	-	30	20	20	15	-	85

Tahun	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Jumlah
PLTMG	-	10	150	80	-	10		50	30	-	330
PLTS + BESS	-	41	-	1	-	-	10	-	10	-	62
PLTB + BESS	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3
BESS (MWh)	-	8	-	0,2	1	-	2	-	2	-	13
Jumlah	-	51	150	81	3	40	30	70	55	-	480
IPP											
PLTP	-	-	-	11	11	-	-	40	30	-	92
PLTM	3	2	-	-	0,2	-	-	-	-	-	6
PLTA	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-	16
PLTS + BESS	-	1	51	47	8	11	4	20	60	-	202
PLTB + BESS	-	3	22	-	-	-	-	22	-	-	47
PLTBM	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	6
PLTAL	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	20
BESS (MWh)	-	1	15	9	5	2	1	8	12	-	53
Jumlah	3	6	73	78	41	11	4	82	90	-	388
Total											
PLTU	-	-	-	-	6	24	-	6	-	-	36
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	11	11	30	20	60	45	-	177
PLTMG	20	10	150	80	-	10	-	50	30	-	350
PLTM	3	2	-	3	0,2	-	-	-	-	-	10
PLTA	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-	16
PLTS + BESS	4	49	57	48	24	11	14	20	70	-	280
PLTB + BESS	-	3	22	-	3	-	-	22	-	-	50
PLTBM	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	6
PLTAL	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	20
BESS (MWh)	1	10	16	10	6	2	3	8	14	-	69
Jumlah	27	64	229	162	52	75	34	158	145	-	946

Tabel C12.11 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Proyek	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
1	Kalabahi	PLTMG	Alor	2x5	2025	2025	Konstruksi	PLN
2	Kalabahi	PLTMG	Alor 2	10	2030	2030	Rencana	PLN SH
3	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes	3,5	2025	2025	Rencana	PLN
4	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes	2,92	2026	2026	Rencana	PLN
5	*Isolated*	PLTS + BESS	Lisdes	5,61	2027	2027	Rencana	PLN
6	Sumba	PLTM	Sumba (Kuota) Tersebar	1,6	2025	2025	Pengadaan	IPP
7	Sumba	PLTMG	Waingapu	10	2025	2025	Konstruksi	PLN
8	Kalabahi	PLTS + BESS	Alor (Kalabahi)	1,2	2026	2026	Rencana	PLN
9	Kalabahi	PLTS + BESS	Kalabahi (Kuota) Tersebar	1	2030	2030	Rencana	IPP
10	Timor	PLTS + BESS	Betun	0,6	2026	2026	Pengadaan	IPP
11	Lembata	PLTS + BESS	Lembata	3	2026	2026	Rencana	PLN SH
12	Rote	PLTB + BESS	Maubesi	3,3	2029	2029	Rencana	PLN SH

No	Sistem	Jenis	Proyek	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
13	Flores	PLTS + BESS	Flores (Labuhan Bajo dan lokasi lain)	10	2026	2026	Rencana	PLN SH
14	Flores	PLTS + BESS	Flores (Kuota) Tersebar	20	2027	2027	Rencana	IPP
15	Rote	PLTS + BESS	Rote	1,2	2026	2026	Rencana	PLN
16	Rote	PLTS + BESS	Rote	2	2026	2026	Rencana	PLN
17	Sumba	PLTM	Sumba (Kuota) Tersebar	2	2026	2026	Pengadaan	IPP
18	Sumba	PLTMG	Waingapu 2	10	2026	2026	Committed	PLN SH
19	Lembata	PLTS + BESS	Lembata	3	2026	2026	Rencana	PLN SH
20	Sumba	PLTB + BESS	Sumba (Kuota) Tersebar	3	2026	2026	Rencana	IPP
21	Sumba	PLTS + BESS	Sumba	5	2026	2026	Rencana	PLN SH
22	Timor	PLTS + BESS	Timor (Kuota) Tersebar	5	2027	2027	Pengadaan	IPP
23	Flores	PLTM	Wae Lega - Ruteng	1,75	2025	2025	Konstruksi	IPP
24	*Isolated*	PLTS + BESS	Dedieselisasi	18,54	2027	2027	Pengadaan	IPP
25	Lembata	PLTP	Atadei (FTP2)	2x5	2030	2030	Pengadaan	PLN SH
26	Timor	PLTMG	Kupang 2	30	2027	2027	Rencana	PLN SH
27	Flores	PLTP	Sokoria (FTP2)	11	2028	2028	Konstruksi	IPP
28	Sumba	PLTS + BESS	Sumba	5	2026	2026	Rencana	PLN SH
29	Sumba	PLTS + BESS	Sumba	5	2026	2026	Rencana	PLN SH
30	Timor	PLTB + BESS	Timor (Kuota) Tersebar	11	2027	2027	Pengadaan	IPP
31	Timor	PLTB + BESS	Timor (Kuota) Tersebar	11	2027	2027	Pengadaan	IPP
32	Timor	PLTS + BESS	Timor (Kuota) Tersebar	5	2027	2027	Pengadaan	IPP
33	Kalabahi	PLTU	Alor	3	2032	2032	Konstruksi	PLN
34	Kalabahi	PLTU	Alor	3	2032	2032	Konstruksi	PLN
35	Flores	PLTM	Flores	3,06	2028	2028	Rencana	PLN
36	Flores	PLTP	Mataloko (FTP2)	10	2031	2031	Rencana	PLN SH
37	Rote	PLTU	Rote Ndao	2x3	2029	2029	Konstruksi	PLN
38	Flores	PLTP	Sokoria (FTP2)	11	2029	2029	Konstruksi	IPP
39	Sumba	PLTM	Sumba	1,83	2029	2029	Rencana	PLN
40	Flores	PLTP	Ulumbu 5	20	2030	2030	Rencana	PLN SH
41	Flores	PLTP	Mataloko (FTP2)	10	2031	2031	Rencana	PLN SH
42	Sumba	PLTS + BESS	Sumba	5	2026	2026	Rencana	PLN SH
43	Sumba	PLTS + BESS	Sumba	5	2026	2026	Rencana	PLN SH
44	Timor	PLTU	Atambua	4x6	2030	2030	Konstruksi	PLN
45	Flores	PLTP	Ulumbu 6	20	2032	2032	Rencana	PLN SH
46	Flores	PLTP	Oka Ile Ange (FTP2)*	10	2033	2033	Rencana	PLN SH
47	Rote	PLTS + BESS	Rote	1	2028	2028	Rencana	PLN SH
48	Sumba	PLTMG	PLTMG PLN *Shrimp Farming*	30	2027	2027	Rencana	PLN SH
49	Sumba	PLTMG	Sumba-1	30	2027	2027	Rencana	PLN SH
50	Sumba	PLTMG	Sumba-2	30	2033	2033	Rencana	PLN SH

No	Sistem	Jenis	Proyek	Kapasitas (MW)	COD		Status	Pengembang
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED		
51	Sumba	PLTS + BESS	Sumba	5	2031	2031	Rencana	PLN SH
52	Sumba	PLTS + BESS	Sumba	5	2031	2031	Rencana	PLN SH
53	Sumba	PLTS + BESS	Sumba	5	2033	2033	Rencana	PLN SH
54	Sumba	PLTS + BESS	Sumba	5	2033	2033	Rencana	PLN SH
55	Kalabahi	PLTP	Gunung Sirung*	5	2033	2033	Rencana	PLN SH
56	Timor	PLTS + BESS	Timor (Kuota) Tersebar	10	2028	2028	Rencana	IPP
57	Flores	PLTMG	Flores	30	2027	2027	Rencana	PLN SH
58	Flores	PLTMG	Flores - 2	30	2028	2028	Rencana	PLN SH
59	Flores	PLTMG	Rangko 2	30	2027	2027	Rencana	PLN SH
60	Timor	PLTMG	Timor 2	50	2028	2028	Rencana	PLN SH
61	Timor	PLTMG	Timor 3	50	2032	2032	Rencana	PLN SH
62	Timor	PLTBm	Timor (Kuota) Tersebar	5	2029	2029	Rencana	IPP
63	Flores	PLTAL	Flores (Kuota) Tersebar	10	2028	2028	Rencana	IPP
64	Flores	PLTAL	Flores (Kuota) Tersebar	10	2028	2028	Rencana	IPP
65	Flores	PLTS + BESS	Flores (Kuota) Tersebar	10	2030	2030	Rencana	IPP
66	Flores	PLTS + BESS	Flores (Kuota) Tersebar	10	2033	2033	Rencana	IPP
67	Timor	PLTB + BESS	Timor (Kuota) Tersebar	22	2032	2032	Pengadaan	IPP
68	Timor	PLTS + BESS	Timor (Kuota) Tersebar	20	2032	2032	Rencana	IPP
69	Timor	PLTS + BESS	Timor (Kuota) Tersebar	50	2033	2033	Rencana	IPP
70	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Nusa Tenggara Timur	2,8	2027	2027	Rencana	IPP
71	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Nusa Tenggara Timur	37	2028	2028	Rencana	IPP
72	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Nusa Tenggara Timur	6,7	2029	2029	Rencana	IPP
73	*Isolated*	PLTS + BESS	*Isolated* Nusa Tenggara Timur	4	2031	2031	Rencana	IPP
74	*Isolated*	PLTBm	*Isolated* Nusa Tenggara Timur	0,5	2029	2029	Rencana	IPP
75	Timor	PLTM	Timor (Kuota) Tersebar	1,4	2029	2029	Rencana	IPP
76	Flores	PLTM	Flores (Kuota) Tersebar	0,22	2029	2029	Rencana	IPP
77	Flores	PLTA	Flores (Kuota) Tersebar	16	2029	2029	Rencana	IPP
78	Flores	PLTP	Flores (Kuota) Tersebar	40	2032	2032	Rencana	IPP
79	Flores	PLTP	Flores (Kuota) Tersebar	30	2033	2033	Rencana	IPP
	Jumlah			945,73				

*) Untuk PLTP Oka Ile Ange dan PLTP Gunung Sirung, *Subholding* PT PLN (Persero) dapat mengembangkan PLTP tersebut setelah memohon penugasan pengusahaan panas bumi yang disetujui oleh Menteri ESDM

Di Provinsi Nusa Tenggara Timur terdapat potensi pengembangan pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu:

- PLTP Nage 10 MW
- PLTP Waesano 10 MW
- PLTA Wae Mese I & II 30 MW

-	PLTA	Wae Rancang I dan II	16,5	MW
-	PLTA	Flores	35	MW
-	PLTA	Watupanggantu	15	MW
-	PLTM	Sumba Timur	3,7	MW
-	PLTM	Wae Lega	1,75	MW
-	PLTM	Pulau Sumba Tersebar	5	MW
-	PLTM	Pulau Flores Tersebar	5	MW
-	PLTM	Wanokaka	1,6	MW
-	PLTM	Wanukaka	1,6	MW
-	PLTA	Watupanggantu	15,0	MW
-	PLTM	Wae Lega	1,75	MW
-	PLTS-Hybrid	Sumba Barat	2	MW
-	PLTS + BESS	Atambua	15,4	MW
-	PLTS + BESS	Kefamenanu Pulau Timor	49,29	MW
-	PLTS + BESS	Alor	16,39	MW
-	PLTS + BESS	Sabu	7,02	MW
-	PLTS + BESS	Rote	16,23	MW
-	PLTB	Sumba Timur	3	MW
-	PLTB	Kupang	30	MW
-	PLTB	Sumba	3	MW
-	PLTB	Oelbubuk - Soe	20	MW
-	PLTEL	Flores	10	MW
-	PLTS + BESS	Sumba Barat	10	MW
-	PLTS + BESS	Sumba Timur	10,1	MW
-	PLTS + BESS	Pulau Pantar	5	MW
-	PLTS + BESS	Sumba	5	MW
-	PLTS + BESS	Larantuka/Flores	4	MW
-	PLTBm	Bodohula Sumba Barat	1	MW
-	PLTBm	Ponu	5	MW

Pada RUPTL 2021-2030 terdapat penambahan PLT EBT *Base* 100 MW di Sistem Kelistrikan Timor. Penambahan PLT EBT *Base* 100 MW tersebut digantikan dengan penambahan pembangkit *hybrid* PLTS, PLTB, PLTBio dan PLTMG. Penggunaan pembangkit *hybrid* bertujuan untuk didapatkan kapasitas pembangkit yang *firm* (sehingga dapat dihindari potensi defisit) serta meningkatkan bauran pembangkit EBT. Melihat potensi EBT yang tersedia di Timor, PLTS dan PLTB merupakan salah satu potensi yang dapat dikembangkan. Pada beberapa sistem telah dibuka kouta PLTB serta PLTS dengan BESS yang kapasitasnya dinyatakan dalam satuan MWac. BESS pada tahap awal akan digunakan sebagai *smoothing* untuk mengatasi dampak *intermittent* dari PLTB dan PLTS. Besaran kapasitas MWp pengembangan PLTS serta kapasitas BESS dari setiap proyek akan dihitung dalam kajian detail lanjutan sesuai potensi dari setiap lokasi. Kapasitas BESS untuk *smoothing* sekitar 10-20% dari kapasitas PLTS. Salah satu jenis PLTS yang dapat digunakan yaitu PLTS terapung (*floating*) yang ditempatkan pada lokasi danau atau waduk PLTA. Dengan menempatkan PLTS terapung berdekatan dengan PLTA, diharapkan pemakaian PLTA dapat dimaksimalkan untuk memikul beban puncak. Kuota PLTS yang dibuka di atas telah termasuk pemanfaatan waduk milik Kementerian PU dengan mempertimbangkan keseimbangan antara *supply* dan *demand* di setiap lokasi.
Penambahan kuota PLTS dan PLTB yang dilengkapi dengan BESS sampai saat ini belum dapat menggantikan pembangkit dengan bahan bakar gas (PLTG/GU/MG) apabila memperhatikan regulasi (TKDN, harga pembelian tenaga listrik) yang ada saat ini. Besarnya kapasitas PLTS dan BESS yang harus dibangun untuk dapat beroperasi 24 jam maupun sebagai cadangan akan

membuat BPP dari PLTS + BESS sangat tinggi. Selain itu, ketidakakuratan proyeksi cuaca yang sering terjadi mengakibatkan pembangkit EBT tidak dapat beroperasi optimal. Sehingga untuk menghindari kondisi defisit, masih dibutuhkannya pembangkit dengan bahan bakar fosil seperti gas yang selalu dapat dioperasikan sesuai kebutuhan.

Selain itu, akan dibangun pembangkit dual fuel yang memungkinkan penggunaan BBM sebelum tersedianya gas untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang sebagai mitigasi risiko keterlambatan pengadaan gas. Apabila BPP pembangkit VRE dan BESS terus mengalami penurunan di masa mendatang, maka pembangkit VRE + BESS dapat menjadi opsi menggantikan penggunaan pembangkit berteknologi bahan bakar gas seperti PLTG/GU/MG.

PLN pada dasarnya sangat mendukung pengembangan pembangkit EBT dengan menggunakan sumber daya setempat dengan tetap mempertimbangkan kriteria perencanaan pengembangan infrastruktur, seperti keseimbangan *supply* dan *demand*, keandalan sistem, dan keekonomian. Semua kriteria tersebut harus dipertimbangkan sehingga didapatkan perencanaan infrastruktur yang optimal dan tepat guna. PLN akan mereviu baik potensi pengembangan *demand* maupun setiap sumber daya EBT yang ada di Provinsi Nusa Tenggara Timur, baik di sistem besar maupun di sistem kecil. Pada Sistem Flores, terdapat inisiasi dari pemerintah untuk memasukkan PLTP Nage 40 MW dan PLTP Waesano 30 MW. PLN telah melakukan reviu kajian teknis terhadap inisiasi dan penugasan tersebut dengan hasil sebagai berikut:

1. Sesuai Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, Pasal 2, bahwa PT PLN (Persero) harus menyusun RUPTL dengan memperhatikan keseimbangan antara penyediaan (*supply*) dan permintaan (*demand*).
2. Proyeksi pertumbuhan penjualan pada tahun 2025–2034 di Sistem Flores mencapai rata-rata 9% per tahun. Proyeksi pertumbuhan penjualan Sistem Flores tersebut jauh lebih besar dari proyeksi rata-rata pertumbuhan penjualan nasional sebesar 5% selama 10 tahun.
3. Proyeksi *reserve margin* (cadangan) yang sangat tinggi untuk Sistem Flores jika tidak adanya peningkatan potensi *demand* yang jauh lebih signifikan. Selain itu, terdapat banyak potensi EBT pada Sistem Flores yang akan dikembangkan dalam rentang 10 tahun (2025–2034) yang telah terdapat dalam RUPTL 2021–2030 yakni PLTP 92 MW, PLTA/M 21 MW, PLTAL 20 MW, PLTS+BESS 50 MW.

Tabel C12.12 memperlihatkan hasil simulasi dalam neraca daya Sistem Flores tahun 2025-2034 tanpa pengembangan PLTP Nage 40 MW dan PLTP Waesano 30 MW. Sedangkan Tabel C12.13 memperlihatkan hasil simulasi dalam neraca daya Sistem Flores tahun 2025-2034 dengan pengembangan PLTP Nage 40 MW tahun 2032 dan PLTP Waesano 30 MW tahun 2033 sesuai dengan inisiasi pemerintah.

Tabel C12.12. Neraca Daya Sistem Flores Tahun 2025-2034 Tanpa PLTP Nage dan PLTP Waesano

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	**GWh**	**522**	**576**	**634**	**693**	**755**	**819**	**887**	**959**	**1.035**	**1.113**
b. Pertumbuhan Penjualan	**%**	**24,7%**	**10,4%**	**10,0%**	**9,4%**	**8,9%**	**8,5%**	**8,2%**	**8,1%**	**8,0%**	**7,5%**
c. Produksi	**GWh**	**601**	**662**	**697**	**794**	**863**	**935**	**1.011**	**1.091**	**1.178**	**1.267**
d. Faktor Beban	**%**	**61%**	**59%**	**61%**	**62%**	**62%**	**63%**	**63%**	**64%**	**64%**	**64%**
e. Beban Puncak Bruto	**MW**	**117**	**133**	**141**	**151**	**164**	**176**	**189**	**203**	**218**	**233**
f. Beban Puncak Neto	**MW**	**113**	**128**	**131**	**146**	**158**	**170**	**183**	**196**	**210**	**225**
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	**%**	**17,2%**	**13,6%**	**2,2%**	**11,3%**	**8,2%**	**7,7%**	**7,4%**	**7,2%**	**7,3%**	**6,9%**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	**MW**	**160**	**180**	**130**	**130**	**130**	**120**	**120**	**120**	**110**	**110**
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	**MW**	**146**	**166**	**115**	**95**	**95**	**95**	**95**	**95**	**95**	**95**
1) Milik Sendiri:	MW	96	96	86	86	86	86	86	86	86	86
PLTM	MW	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
PLTP	MW	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
PLTMG	MW	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
PLTD	MW	10	10	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU	MW	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
PLTM	MW	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1
PLTP	MW	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
PLTS	MW	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*
3) Mesin Sewa:	MW	40	60	20	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	40	60	20	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired	MW	-	-	50	20	-	-	-	-	-	-
7) Mothballed	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going dan Committed:	**MW**	**2**	**-**	**-**	**11**	**11**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	1,8	-	-	11	11	-	-	-	-	-
Wae Lega - Ruteng	PLTM	1,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sokoria	PLTP	-	-	-	11		-	-	-	-	-
Sokoria	PLTP	-	-	-		11	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	**MW**	**-**	**-**	**60**	**33**	**16**	**20**	**20**	**20**	**10**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	60	33	-	20	20	20	10	-
Ulumbu 5	PLTP	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-
Ulumbu 6	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-
Mataloko (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-
Oka Ile Ange (FTP2)*	PLTP	-	-	-		-	-	-	-	10	-
Rangko 2	PLTMG	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-
Flores	PLTMG	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-
Flores 2	PLTMG	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-
Flores (Labuhan Bajo dan lokasi lain)	PLTS+BESS	-	10*	-	-	-	-	-	-	-	-
Flores (Wae Rancang)	PLTM	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	-	0,22	-	-	-	-	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTAL	-	-	-	20*	-	-	-	-	-	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTS+BESS	-	-	20*	-	-	-	-	-	-	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTS+BESS	-	-	-	-	-	10*	-	-	-	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	10*	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	**MW**	**146**	**166**	**115**	**95**	**95**	**95**	**95**	**95**	**95**	**95**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	**MW**	**2**	**-**	**60**	**44**	**27**	**20**	**20**	**20**	**10**	**-**
c. Total Daya Mampu Sistem	**MW**	**147**	**167**	**177**	**201**	**228**	**248**	**268**	**288**	**298**	**298**
d. Reserve Margin	**MW**	**34**	**39**	**46**	**55**	**70**	**78**	**86**	**93**	**88**	**74**
e. Reserve Margin	**%**	**30,3**	**30,3**	**35,1**	**37,8**	**44,6**	**46,0**	**47,0**	**47,3**	**42,0**	**32,9**

*) Untuk PLTP Oka Ile Ange, *Subholding* PT PLN (Persero) dapat mengembangkan PLTP tersebut setelah memohon penugasan pengusahaan panas bumi yang disetujui oleh Menteri ESDM

Tabel C12.13. Neraca Daya Sistem Flores Tahun 2025-2034 dengan PLTP Nage dan PLTP Waesano

Uraian	Satuan/ Jenis	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	**GWh**	**522**	**576**	**634**	**693**	**755**	**819**	**887**	**959**	**1.035**	**1.113**
b. Pertumbuhan Penjualan	**%**	**24,7%**	**10,4%**	**10,0%**	**9,4%**	**8,9%**	**8,5%**	**8,2%**	**8,1%**	**8,0%**	**7,5%**
c. Produksi	**GWh**	**601**	**662**	**697**	**794**	**863**	**935**	**1.011**	**1.091**	**1.178**	**1.267**
d. Faktor Beban	**%**	**61%**	**59%**	**61%**	**62%**	**62%**	**63%**	**63%**	**64%**	**64%**	**64%**
e. Beban Puncak Bruto	**MW**	**117**	**133**	**141**	**151**	**164**	**176**	**189**	**203**	**218**	**233**
f. Beban Puncak Neto	**MW**	**113**	**128**	**131**	**146**	**158**	**170**	**183**	**196**	**210**	**225**
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	**%**	**17,2%**	**13,6%**	**2,2%**	**11,3%**	**8,2%**	**7,7%**	**7,4%**	**7,2%**	**7,3%**	**6,9%**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	**MW**	**160**	**180**	**130**	**130**	**130**	**120**	**120**	**120**	**110**	**110**
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi	**MW**	**146**	**166**	**115**	**95**	**95**	**95**	**95**	**95**	**95**	**95**
1) Milik Sendiri:	MW	96	96	86	86	86	86	86	86	86	86
PLTM	MW	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
PLTP	MW	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
PLTMG	MW	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
PLTD	MW	10	10	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU	MW	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
PLTM	MW	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1
PLTP	MW	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
PLTS	MW	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*	1.4*
3) Mesin Sewa:	MW	40	60	20	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	40	60	20	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired	MW	-	-	50	20	-	-	-	-	-	-
7) Mothballed	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going dan Committed:	**MW**	**2**	**-**	**-**	**11**	**11**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	1,8	-	-	11	11	-	-	-	-	-
Wae Lega - Ruteng	PLTM	1,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sokoria	PLTP	-	-	-	11		-	-	-	-	-
Sokoria	PLTP	-	-	-		11	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	**MW**	**-**	**-**	**60**	**33**	**16**	**20**	**20**	**60**	**40**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	60	33	-	20	20	20	10	-
Ulumbu 5	PLTP	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-
Ulumbu 6	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-
Mataloko (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-
Oka Ile Ange (FTP2)	PLTP	-	-	-		-	-	-	-	10	-
Rangko 2	PLTMG	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-
Flores	PLTMG	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-
Flores 2	PLTMG	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-
Flores (Labuhan Bajo dan lokasi lain)	PLTS+BESS	-	10*	-	-	-	-	-	-	-	-
Flores (Wae Rancang)	PLTM	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	16	-	-	40	30	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	-	0,22	-	-	-	-	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTAL	-	-	-	20*	-	-	-	-	-	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTS+BESS	-	-	20*	-	-	-	-	-	-	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTS+BESS	-	-	-	-	-	10*	-	-	-	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTS+BESS	-	-	-	-	-	-	-	-	10*	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	40	-	-
Flores (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	30	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	**MW**	**146**	**166**	**115**	**95**	**95**	**95**	**95**	**95**	**95**	**95**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	**MW**	**2**	**-**	**60**	**44**	**27**	**20**	**20**	**60**	**40**	**-**
c. Total Daya Mampu Sistem	**MW**	**147**	**167**	**177**	**201**	**228**	**248**	**268**	**328**	**368**	**368**
d. Reserve Margin	**MW**	**34**	**39**	**46**	**55**	**70**	**78**	**86**	**133**	**158**	**144**
e. Reserve Margin	**%**	**30,3**	**30,3**	**35,1**	**37,8**	**44,6**	**46,0**	**47,0**	**67,7**	**75,3**	**64,1**

Penambahan PLTP Nage 40 MW dan PLTP Waesano 30 MW di Sistem Flores akan memberikan dampak:

1. Tingginya *reserve margin* dapat mencapai 75% di tahun 2033 jika tidak ada tambahan beban signifikan di Sistem Flores. Hal ini tidak sesuai dengan kaidah perencanaan. Selain itu, juga telah banyak terdapat perencanaan pengembangan pembangkit EBT dalam RUPTL 2021-2030 yang telah berproses seperti PLTP, PLTA dan PLTM di Sistem Flores.
2. Dengan *reserve margin* yang tinggi tersebut, terdapat risiko dan kendala pengoperasian harian pembangkit, di mana PLTP tersebut tidak bisa di-*dispatch*/dioperasikan secara optimal. Selain itu, PLTP tidak dapat beroperasi *start stop* secara cepat serta memiliki keterbatasan *ramping rate*.
3. Potensi *Take or Pay* (ToP) yang cukup signifikan karena PLTP Nage 40 MW dan PLTP Waesano 30 MW tidak dapat dimanfaatkan secara optimal apabila ditambahkan pada Sistem Flores.

PLN sangat mendukung pengembangan pembangkit EBT yang akan memberikan dampak positif pada kecukupan pasokan listrik, peningkatan kehandalan, peningkatan bauran energi baru dan terbarukan, pengurangan

emisi dan perbaikan keekonomian selama sesuai dengan kriteria dan kaidah perencanaan proyek ketenagalistrikan serta aturan-aturan yang berlaku.
PLN telah memasukkan program inisiasi pemerintah pembangunan PLTP Nage 40 MW dan PLTP Waesano 30 MW di Sistem Flores pada rencana pengembangan pembangkit. Penugasan PLTP tersebut merujuk pada SK Menteri ESDM dan Penugasan Menteri Keuangan sebagai berikut:

- Surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 155 K/30/MEM/2019 tentang Penetapan Wilayah Kerja Panas Bumi di Daerah Nage, Kabupaten Ngada, Provinsi Nusa Tenggara Timur
- Surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 225.K/EK.01/MEM.E/2025 tentang Pemenang Pelelangan Wilayah Kerja Panas Bumi di Daerah Nage, Kabupaten Ngada, Provinsi Nusa Tenggara Timur
- Surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 4330 K/30/MEM/2017 tentang Penetapan Wilayah Kerja Panas Bumi di Daerah Waesano, Kabupaten Manggarai Barat, Provinsi Nusa Tenggara Timur
- Surat Keputusan Menteri Keuangan Nomor 9/KM.8/2024 tentang Penegasan Dukungan Eksplorasi kepada Perusahaan Perseroan (Persero) PT Geo Dipa Energi untuk Wilayah Kerja di waesano, Kabupaten Manggarai Barat, Provinsi Nusa Tenggara Timur

Namun, sesuai dengan Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, Pasal 2, maka pembangungan PLTP Nage 40 MW dan PLTP Waesano 30 MW akan tetap memperhatikan keseimbangan antara *demand* dan *supply*. Apabila pertumbuhan *demand* tidak sebesar yang diharapkan, maka pembangunan PLTP Nage 40 MW dan PLTP Waesano 30 MW akan disesuaikan sehingga risiko *oversupply* dan munculnya *Take or Pay* (TOP) dapat dihindari. Selain itu, pengembangan PLTP Nage 40 MW dan PLTP Waesano 30 MW di Sistem Flores dapat dilakukan sepanjang PLN mendapatkan penugasan pemerintah serta dukungan berupa aturan, kebijakan, program, ataupun dukungan lainnya dari pemerintah untuk mendorong dan memastikan adanya peningkatan *demand* di sistem terkait.
Pada Sistem Flores juga terdapat potensi PLTA yang dapat dikembangkan di Sungai Wae Mese. Potensi tersebut akan dikaji lebih lanjut untuk memastikan ketersediaan serta kemampuannya baik dari segi operasional maupun secara keekonomian sebagai kandidat pengembangan pembangkit pada proses perencanaan selanjutnya.
Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke dalam suatu sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem dan bukan berdasarkan provinsi. Kuota pengembangan EBT tersebut dapat dipenuhi oleh seluruh potensi yang terletak pada lokasi sistem tersebut walaupun berbeda provinsi. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di wilayah usaha PLN termasuk dalam hal adanya tambahan kebutuhan listrik bagi *smelter*, kawasan industri baru, dan konsumen besar lainnya, yang belum tercantum dalam RUPTL (*additional demand*), PLN dapat memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut selama ada kepastian atas *additional demand* tersebut. PLN dapat segera

memulai melakukan pemenuhan pasokan tenaga listrik, yang dalam pelaksanaannya akan dilaporkan kepada Menteri ESDM, serta akan ditegaskan kembali dalam perubahan RUPTL selanjutnya.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Dalam rangka meningkatkan keandalan dan mensukseskan Program Dedieselisasi, maka Sistem kelistrikan Sumba yang saat ini masih *isolated* akan dikembangkan menjadi sistem interkoneksi 70 kV. Namun mempertimbangkan pertumbuhan beban dan keandalan di Sistem Sumba, maka tidak menutup kemungkinan penggunaan konstruksi 150 kV dalam pembangunan sistem 70 kV Sistem Sumba. Sehingga ketika terjadi lonjakan beban, sistem akan lebih cepat dalam melakukan perubahan untuk menyesuaikan kebutuhan sistem.
Rencana transmisi terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2025-2034 ditunjukkan pada Tabel C12.14 hingga Tabel C12.16.

Tabel C12.14 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms) Skenario RE *Base*

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	107,8	-	240	-	20	30	-	-	-	398
150 kV	50	-	576	212	-	-	-	-	5	-	843
Total	50	108	576	452	-	20	30	-	5	-	1.241

Tabel C12.15 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms) Skenario ARED

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70 kV	-	107,8	-	240	-	20	30	-	-	-	398
150 kV	50	-	576	212	-	-	-	-	5	-	843
Total	50	108	576	452	-	20	30	-	5	-	1.241

Tabel C12.16 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	PLTMG Kupang Peaker / Panaf	GI Naibonat	150	New, 2 cct, SUTT	50	2025	2025	Konstruksi
2	GI Waingapu	Shrimp Farming	70	New, 2 cct, SUTT	56	2026	2026	*Committed*
3	GI Waingapu	PLTMG Waingapu	70	New, 2 cct, SUTT	51,8	2026	2026	*Committed*
4	GI Amfoang	GI Kefamenanu	150	New, 2 cct, SUTT	252	2027	2027	*Committed*
5	GI Kefamenanu	GI Malaka	150	New, 2 cct, SUTT	100	2027	2027	*Committed*
6	GI Kupang / Maulafa Baru	GI Naibonat	150	New, 2 cct, SUTT	20	2027	2027	*Committed*
7	GI Malaka	GI Atambua	150	New, 2 cct, SUTT	96	2027	2027	*Committed*
8	GI Naibonat	GI Amfoang	150	New, 2 cct, SUTT	108	2027	2027	*Committed*
9	PLTB Timor (Kuota)	GI Eksisting/	70/150	New, 2 cct, SUTT	*10	2027	2027	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	COD		Status
						Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
	Tersebar 22 MW	GI Rencana Sistem Timor						
10	PLTS + BESS Flores (Kuota) Tersebar 20 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Flores	70/150	New, 2 cct, SUTT	*10	2027	2027	Rencana
11	PLTMG Maumere	GI Larantuka	150	New, 2 cct, SUTT	212	2028	2028	Rencana
12	PLTMG Waingapu	GI Tambolaka	70	New, 2 cct, SUTT	190	2028	2028	Rencana
13	GI Waikabubak	GI Tambolaka	70	New, 2 cct, SUTT	50	2028	2028	Rencana
14	PLTA Flores (Kuota) Tersebar 16 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Flores	70/150	New, 2 cct, SUTT	*20	2029	2029	Rencana
15	PLTP Ulumbu	PLTP Ulumbu 5,6	70	New, 2 cct, SUTT	20	2030	2030	Rencana
16	PLTP Mataloko	Inc. 2 Phi (Bajawa-Ropa)	70	New, 4 cct, SUTT	30	2031	2031	Rencana
17	PLTB + BESS Timor (Kuota) Tersebar 22 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Timor	70/150	New, 2 cct, SUTT	*10	2032	2032	Rencana
18	PLTP Flores (Kuota) Tersebar 40 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Flores	70/150	New, 2 cct, SUTT	*20	2032	2032	Rencana
19	PLTS + BESS Timor (Kuota) Tersebar 20 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Timor	70/150	New, 2 cct, SUTT	*10	2032	2032	Rencana
20	PLTP Oka Ile Ange	Inc. 1 Phi (PLTMG Maumere - Larantuka)	150	New, 2 cct, SUTT	5	2033	2033	Rencana
21	PLTP Flores (Kuota) Tersebar 30 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Flores	70/150	New, 2 cct, SUTT	*20	2033	2033	Rencana
22	PLTS + BESS Timor (Kuota) Tersebar 50 MW	GI Eksisting/ GI Rencana Sistem Timor	70/150	New, 2 cct, SUTT	*10	2033	2033	Rencana
	Total				1.241			

Catatan:
**) Panjang transmisi terkait pembangkit tersebar masih perkiraan sebelum ada kepastian lokasi*

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Seiring dengan rencana pembangunan jaringan transmisi 70 kV dan 150 kV, juga direncanakan pembangunan gardu induk untuk menyalurkan daya ke

beban distribusi. Sampai dengan tahun 2034 direncanakan pembangunan GI dan IBT dengan kapasitas jumlah trafo GI sebagaimana dalam Tabel C12.17 hingga Tabel C12.19.

Tabel C12.17. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA) Skenario RE *Base*

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70/20 kV	30	60	30	60	-	-	60	60	30	120	450
150/20 kV	-	-	150	30	-	-	-	-	-	-	180
150/70kV	180	-	120	-	-	-	-	-	-	-	300
Total	210	60	300	90	-	-	60	60	30	120	930

Tabel C12.18. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA) Skenario ARED

Tegangan	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
70/20 kV	30	60	30	60	-	-	60	60	30	120	450
150/20 kV	-	-	150	30	-	-	-	-	-	-	180
150/70kV	180	-	120	-	-	-	-	-	-	-	300
Total	210	60	300	90	-	-	60	60	30	120	930

Tabel C12.19. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Ket	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
1	Naibonat	150/70	*New*	60	2025	2025	Konstruksi
2	Naibonat	150/70	*Ext*	60	2025	2025	*Committed*
3	Bolok	150/70	*Ext*	60	2025	2025	*Committed*
4	Ropa	70/20	*Ext*	30	2025	2025	*Committed*
5	Waingapu	70	*Ext*	2 LB arah Shrimp Farming	2026	2026	*Committed*
6	Waingapu	70/20	*New*	30	2026	2026	*Committed*
7	PLTMG Waingapu	70/20	*New*	30	2026	2026	*Committed*
8	Naibonat	150	*Ext*	2 LB arah Kupang Baru	2027	2027	*Committed*
9	Naibonat	150	*Ext*	2 LB arah Amfoang	2027	2027	*Committed*
10	Malaka	150	*Ext*	2 LB arah Atambua	2027	2027	*Committed*
11	Maumere	150/20	*Ext*	30	2027	2027	*Committed*
12	Malaka	150/20	*New*	30	2027	2027	*Committed*
13	Kupang / Maulafa Baru	150/20	*New*	60	2027	2027	*Committed*
14	Amfoang	150/20	*New*	30	2027	2027	*Committed*
15	Kefamenanu	150/70	*New*	60	2027	2027	*Committed*
16	Atambua	150/70	*New*	60	2027	2027	*Committed*
17	Atambua	70/20	*Ext*	30	2027	2027	*Committed*
18	PLTMG Maumere	150	*Ext*	2 LB arah GI Larantuka	2028	2028	Rencana
19	Larantuka	150/20	*New*	30	2028	2028	Rencana
20	PLTMG Waingapu	70	*Ext*	2 LB arah Waitabula/Tambolaka	2028	2028	Rencana
21	Waitabula/ Tambolaka	70/20	*New*	30	2028	2028	Rencana
22	Waikabubak	70/20	*New*	30	2028	2028	Rencana
23	Labuan Bajo	70/20	*Upr*	60	2031	2031	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Ket	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD		Status
					Skenario RE *Base*	Skenario ARED	
24	Ruteng	70/20	*Ext*	30	2032	2032	Rencana
25	Bajawa	70/20	*Ext*	30	2032	2032	Rencana
26	Kefamenanu	70/20	*Ext*	30	2033	2033	Rencana
27	Waingapu	70/20	Ext	30	2034	2034	Rencana
28	Nonohonis	70/20	Ext	30	2034	2034	Rencana
29	Ende	70/20	*Upr*	60	2034	2034	Rencana
	Total			930			

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik tahun 2025-2034 dan untuk melayani kebutuhan listrik maka direncanakan pengembangan distribusi. Pengembangan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi. Tabel C12.20 memperlihatkan rencana pengembangan sistem distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik pedesaan) di Nusa Tenggara Timur tahun 2025-2034.

Tabel C12.20 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Uraian	Satuan	2025	2026	2027	2028	2029
Panjang JTM	kms	904	940	977	1013	1.050
Panjang JTR	kms	783	805	826	848	868
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	55	59	63	66	70
Tambahan Pelanggan		77.282	78.971	80.635	82.262	83.841

Uraian	Satuan	2030	2031	2032	2033	2034
Panjang JTM	kms	1086	785	333	334	334
Panjang JTR	kms	889	637	268	268	267
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	74	55	24	24	24
Tambahan Pelanggan		85.381	60.841	25.547	25.472	25.407

Pengembangan Listrik Perdesaan

Pengembangan listrik perdesaan difokusutamakan untuk menyediakan akses listrik PLN pada wilayah belum berlistrik PLN guna mendukung percepatan pencapaian Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi PLN 100%.

Program pengembangan Listrik Perdesaan dalam rangka pencapaian Rasio Elektrifikasi dan meningkatkan Rasio Desa Berlistrik PLN.

Tabel C12.21. Pengembangan Listrik Pedesaan Provinsi Nusa Tenggara Timur

Uraian	Satuan	2025	2026	2027
Kapasitas Pembangkit	MW/MWp	3,50	2,92	5,61
Panjang JTM	kms	1152,62	622,97	757,68
Panjang JTR	kms	1877,4	729,93	2.061,18
Kapasitas Trafo Gardu Distribusi	MVA	20,75	7,40	18,25
Jumlah Trafo Distribusi	Unit	415	148	365

Desa-desa yang belum berlistrik, rencananya akan dilistriki melalui program perluasan jaringan, pembangunan pembangkit baru yang mana diutamakan pembangkit yang menggunakan sumber energi setempat.
Kapasitas pembangkit yang tercantum merupakan kapasitas PLTS, sedangkan kapasitas baterai disesuaikan dengan beban yang ada.

Rasio Desa Berlistrik dan Rasio Elektrifikasi

Sampai dengan Triwulan III Tahun 2024, capaian Rasio Desa Berlistrik di Provinsi Nusa Tenggara Timur sebesar 100% dengan RDB PLN 96,05%. Masih terdapat sejumlah 115 desa yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan sejumlah 21 desa mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE).
Adapun untuk capaian Rasio Elektrifikasi di Provinsi Nusa Tenggara Timur sampai dengan Triwulan III Tahun 2024 sebesar 96,07% dengan RE PLN sebesar 88,58%.
Akan dilakukan survei untuk mengidentifikasi jumlah rumah tangga belum berlistrik termasuk kondisi rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari non PLN dan LTSHE sehingga diperoleh data yang akurat untuk keperluan perhitungan Rasio Elektrifikasi dan penyiapan program untuk melistriki rumah tangga dimaksud. Bagi rumah tangga belum berlistrik yang di depan rumahnya telah tersedia jaringan listrik tegangan rendah akan diusulkan untuk mendapatkan Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL).
Untuk rumah tangga yang mendapatkan akses listrik dari program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang umur teknis baterainya hanya berfungsi selama kurun waktu 3 (tiga) tahun, telah disiapkan rencana pengalihan rumah tangga dimaksud menjadi pelanggan PLN dengan jumlah target sebagaimana pada tabel C.12.22.

Tabel C12.22. Rencana Pengambilalihan RT LTSHE Menjadi Pelanggan PLN Provinsi Nusa Tenggara Timur

Uraian	Satuan	2025	2026
Jumlah	Rumah tangga	6.285	14.240

Pemerintah terus mendorong penyediaan akses listrik secara merata kepada seluruh masyarakat dengan jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar melalui penyediaan akses listrik PLN. Sehingga seluruh wilayah termasuk rumah tangga yang belum mendapatkan akses listrik dari PLN akan dialihkan menjadi pelanggan PLN secara bertahap.
Target pencapaian RDB dan RE PLN 100% pada tahun 2028. Rencana target pencapaian RDB dan RE PLN di Provinsi Nusa Tenggara Timur sebagai berikut:

Tabel C12.23. Target RDB dan RE PLN Provinsi Nusa Tenggara Timur

Indikator	TW III 2024	2025	2026	2027	2028
RDB PLN (%)	96,05	97,41	98,87	99,62	100
RE PLN (%)	88,58	91,97	95,53	99,90	100

C12.4. PENGEMBANGAN PLTS DAN EBT LAINNYA

Memperhatikan potensi radiasi sinar matahari di NTT dengan waktu dan intensitas penyinaran yang cukup baik, PLN melalui dukungan pendanaan Bank Dunia (IBRD) dan donatur lain berencana untuk membangun Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) *Hybrid* dengan program *Renewable Energy for Electrification Programme* (REEP) 1 sebagai implementasi penerapan energi baru terbarukan. Namun untuk merealisasikannya akan diawali dengan studi kelayakan. Selain itu, PLN akan melakukan pembangunan PLTS – PLTS

Komunal serta sedang jika dimungkinkan dan dikembangkan program APDAL (Alat Penyimpan Daya Listrik) yang merupakan alat penyimpanan energi layaknya *powerbank* yang digunakan untuk melistriki kebutuhan rumah tangga untuk melistriki desa-desa di daerah *isolated.*

PLN berkomitmen untuk melakukan pengembangan Energi Baru Terbarukan dengan mengusulkan dan membangun Pembangkit Energi Baru dan Terbarukan. Komitmen PLN tersebut ditunjukkan dengan dukungan terhadap Program Pulau Sumba sebagai Pulau Ikonis Energi Terbarukan *(Sumba Iconic Island)*. Pulau Sumba dipilih sebagai ikon Pulau Energi Terbarukan (*The Iconic Island of Renewable Energy)* karena Pulau Sumba kaya akan potensi energi terbarukan (air, bioenergi, angin dan matahari). Terkait potensi Energi Baru Terbarukan di pulau Sumba serta Program Sumba *Iconic* dengan beberapa potensi energi terbarukan di Pulau Sumba diusulkan dengan pembangkit *hybrid*, Biomas dan rencana pengembangan *microgrid* di Pulau Sumba. Selain itu dibeberapa pulau kecil direncanakan akan dibangun, PLTS Komunal dan PLTM yang akan dioperasikan secara *hybrid* dengan PLTD yang ada.

LAMPIRAN D
ANALISIS RISIKO

Secara rinci hasil proses identifikasi risiko, analisa risiko, rencana perlakuan risiko untuk masing-masing peristiwa risiko dituangkan ke dalam *risk charter* sebagai berikut:

01	**Keterbatasan Kemampuan Pendanaan Investasi**	
Sasaran	*Financial Suistanability*	
Level Risiko Inheren		
Kemungkinan Hampir Pasti Terjadi (5)	**Dampak** Sangat Tinggi (5)	**Level** High (25)
Level Risiko Residu		
Kemungkinan Bisa Terjadi (3)	**Dampak** Rendah (2)	**Level** Moderate to High (8)
Penyebab Risiko		
1. Keterbatasan likuiditas perusahaan 2. Jatuh tempo pinjaman secara bersamaan 3. Penetapan tarif oleh regulator lebih rendah dari usulan tarif *adjusment*. 4. Peraturan Otoritas Jasa Keuangan Nomor 32/POJK.03/2018 tentang Batas Maksimum Pemberian Kredit dan Penyediaan Dana Besar Bagi Bank Umum. 5. Piutang *public service obligation (PSO)* dan kompensasi dari Pemerintah tidak terbayar tepat waktu dan tepat nilai. 6. Keterbatasan dan kesulitan mendapatkan pendanaan dari *lender.* 7. Keterbatasan Penyertaan modal negara (PMN) dari Pemerintah kepada PLN.		
Dampak Risiko		
1. Penyediaan infrastruktur kelistrikan terhambat. 2. Perusahaan kesulitan mengerjakan/menyelesaikan proyek yang memerlukan investasi tinggi. 3. Penurunan pencapaian kinerja operasional perusahaan karena tersendatnya progres *ongoing project*. 4. Tuntutan Hukum pihak ketiga akibat tidak dapat/terlambat dalam membayar kewajiban finansialnya. 5. Tidak tercapainya target pemenuhan *NZE* 2060 sesuai *timeline*. 6. Menambah beban fiskal negara.		
Rencana Penanganan Risiko		
1. Mendapatkan dukungan Pemerintah untuk: a. Alokasi Subsidi dan Kompensasi dalam APBN b. Mendapatkan pendanaan Pemerintah 2. Optimasi skema pendanaan investasi melalui *Partnership* (*Co-Investment*) dan bekerja sama dengan pihak Pemerintah dan/atau swasta dalam ekosistem industri ketenagalistrikan 3. Prioritisasi kebijakan alokasi belanja modal		

4. Prioritisasi proyek dengan menyesuaikan realisasi pertumbuhan beban dan kebutuhan sistem.
5. Merekomendasikan struktur bisnis ketenagalistrikan Indonesia yang optimal, dengan kejelasan peran PLN.

02	**Ketidaksesuaian Pertumbuhan *Demand* Listrik dengan Proyeksi RUPTL**
Sasaran	Proyeksi Penjualan listrik PLN

Level Risiko Inheren		
Kemungkinan Hampir Pasti Terjadi (5)	**Dampak** Sangat Tinggi (5)	**Level** *High* (25)
Level Risiko Residu		
Kemungkinan Sangat Mungkin Terjadi (4)	**Dampak** Rendah (2)	**Level** *Low to Moderate* (9)

Penyebab Risiko

1. Perubahan Ekonomi makro seperti pertumbuhan ekonomi yang lebih rendah dan kenaikan inflasi
2. Kondisi politik global yang dinamis
3. Perubahan pola konsumsi energi pada sektor industri maupun komersial
4. Penggunaan *distributed energy sources* seperti PLTS Atap atau teknologi penyimpanan energi
5. Perubahan kebijakan dan regulasi
6. Perlambatan pertumbuhan penduduk
7. Adanya perubahan yang dinamis pada pertumbuhan *additional demand*
8. Pertumbuhan industri besar tidak sesuai rencana (KEK, KI, DPSP, SKPT dan lainnya)
9. *Force majeure* atau kondisi pandemi global
10. Adanya proyek pembangkit prioritas pemerintah pada daerah yang memiliki *demand* relatif rendah

Dampak Risiko

1. Inefisiensi operasional dan keuangan
2. Penjualan tenaga listrik tidak sesuai dengan proyeksi
3. Ketidaksesuaian (kelebihan atau kekurangan) *supply* / kapasitas tenaga listrik pada daerah tertentu
4. Pengeluaran investasi yang berlebih
5. Peningkatan BPP yang berdampak terhadap tarif listrik
6. Citra atau reputasi perusahaan menjadi sorotan secara nasional

Rencana Penanganan Risiko

1. Peninjauan berkala proyeksi permintaan listrik terutama untuk *additional demand*
2. Penggunaan data r*eal-time* dan *forecasting* untuk memproyeksikan *additional demand* yang lebih akurat
3. Optimalisasi studi penentuan metode injeksi pelanggan besar, studi ekonomi, dan studi lainnya
4. Peningkatan program pemasaran dan kemitraan dengan industri besar
5. Mengusulkan penerapan klausal fleksibilitas dalam mengantisipasi *demand* yang tidak dapat diprediksi
6. Efisiensi dan manajemen beban
7. Pengembangan *Smart Grid*
8. Penyesuian COD Pembangkit sesuai kebutuhan sistem.
9. Mendorong Pemerintah untuk meningkatkan stimulasi pembangunan industri (hilirisasi),

pengembangan pariwisata, serta peningkatan infrastuktur publik pada sistem-sistem *isolated*.

03	**Keterlambatan Penyelesaian Proyek Pembangkit, Transmisi dan Gardu Induk**
Sasaran	Penambahan kapasitas pembangkit, transmisi dan gardu induk

Level Risiko Inheren		
Kemungkinan Hampir Pasti Terjadi (5)	**Dampak** Sangat Tinggi (5)	**Level** *High* (25)

Level Risiko Residu		
Kemungkinan Hampir Pasti Terjadi (5)	**Dampak** Sangat Rendah (1)	**Level** *Low to Moderate* (7)

Penyebab Risiko

1. Penyelesaian Studi Pre-FS, FS, dan *engineering* memerlukan waktu yang lama
2. Hambatan dalam mendapatkan sumber pendanaan
3. Data Teknis proyek Pembangkit, Transmisi dan GI yang kurang akurat
4. Terkendalanya proses pengadaan seperti gagal lelang.
5. Kesulitan atau proses pengadaan lahan karena masalah sosial seperti sengketa kepemilikan lahan.
6. Proses perizinan dan dokumen lingkungan yang memerlukan waktu yang lama.
7. Kinerja penyedia barang/jasa kurang optimal: kurangnya tenaga kerja terampil atau konsultan proyek.
8. Terjadinya *force majeure*.
9. Situasi politik nasional atau daerah yang dinamis
10. Perbedaan *guideline* pengadaan dari lender dan regulasi di Indonesia
11. Tidak tercapaian *financial close* untuk proyek IPP setelah PPA
12. Kebijakan pemerintah yang kurang berpihak kepada Perusahaan.

Dampak Risiko

1. Penurunan citra dan kredibilitas perusahaan
2. Kenaikan Biaya Proyek (*Cost Overrun*)
3. Target kinerja operasional dan pemenuhan target bauran energi EBT tidak tercapai
4. Potensi timbulnya permasalahan hukum dengan pengembang dan IPP terkait
5. Potensi timbulnya permasalahan hukum dengan pelanggan KTT
6. *Opportunity loss* yang dialami perusahaan dari produksi listrik dengan BPP yang lebih tinggi
7. *Potential Revenue loss* dari pendapatan penjualan tenaga listrik

Rencana Penanganan Risiko

1. Percepatan penyusunan kajian kelayakan proyek, FS dan kajian pendukung lainnya.
2. Melakukan pertemuan periodik dengan *business process owner* (BPO) terkait untuk memastikan kesesuaian asumsi dan spesifikasi yang dipersyaratkan.
3. *Vendor management system* untuk monitoring proyek yang lebih detail.
4. Implementasi program yang mendukung efektifitas dan efisiensi pengadaan infrastruktur mempertimbangkan prioritas dan tahun atau fase COD yang sama.
5. Mengikutsertakan *subholding* untuk percepatan pengadaan dan implementasi pembangunan infrastruktur.
6. Perbaikan regulasi dan proses bisnis untuk percepatan proses inisiasi proyek.

7. Renegosiasi dengan IPP, pengembang energi primer, atau calon pelanggan KTT. 8. Berkoordinasi dengan pemerintah baik daerah maupun pusat dalam rangka optimalisasi eksekusi *project* terkendala di masalah perizinan, sosial dan lainnya. 9. Menyusun program percepatan penyelesaian proyek pembangkit EBT.

04	**Keterbatasan Pasokan Energi Primer**
Sasaran	Biaya Energi Primer, BPP Listrik

Level Risiko Inheren		
Kemungkinan Bisa Terjadi (3)	**Dampak** Sangat Tinggi (5)	**Level** *High* (23)

Level Risiko Residu		
Kemungkinan Jarang Terjadi (2)	**Dampak** Moderat (3)	**Level** *Low to Moderate* (11)

Penyebab Risiko

1. Ketidakseimbangan pasokan, spesifikasi, dan kebutuhan energi primer (gas dan batubara)
2. Kesiapan pembangkit, infrastruktur, dan transportasi energi primer (gas dan batubara) yang belum optimal
3. Komitmen gas LNG dan batubara jangka panjang belum dapat dipenuhi pemasok
4. Pemasok gas tidak mampu memenuhi kontrak
5. Perubahan regulasi alokasi dan fluktuasi harga energi primer (gas dan batubara)

Dampak Risiko

1. Mendapat sorotan dari *stakeholder*
2. PLN berpotensi membayar denda akibat ketidakmampuan dalam melayani kebutuhan listrik
3. Biaya pokok penyediaan (BPP) meningkat
4. Terjadi pemadaman pada pembangkit akibat keterbatasan energi primer

Rencana Penanganan Risiko

1. Kerja sama kontrak jangka panjang dengan pemasok untuk menjamin ketersediaan pasokan
2. Amandemen kontrak untuk memastikan volume sesuai kebutuhan dan opsi pemanfaatan energi primer
3. Mengikutsertakan *subholding* dalam rangka percepatan pembangunan infrastruktur energi primer
4. Koordinasi perencanaan gas dengan regulator dan pemasok terkait dengan strategi yang lebih efisien dan efektif untuk penyediaan energi primer
5. Pengembangan aplikasi pemantauan pasokan energi primer untuk monitoring penyerapan energi primer sesuai kontrak, *database* harga dan simulasi biaya energi primer

05	**Perubahan Regulasi/Kebijakan Sektoral yang Mempengaruhi *Going Concern* PLN**	
Sasaran	Pemenuhan terhadap regulasi	
Level Risiko Inheren		
Kemungkinan Bisa Terjadi (3)	**Dampak** Sangat Tinggi (5)	**Level** *High* (23)
Level Risiko Residu		
Kemungkinan Jarang Terjadi (2)	**Dampak** Rendah (2)	**Level** *Low to Moderate* (6)
Penyebab Risiko		
1. Keterbatasan akses informasi terkait penyusunan atau perubahan regulasi 2. Penyelarasan regulasi internal dengan regulasi pemerintah memerlukan waktu yang lama 3. Belum optimalnya *regulatory inteligence* di PLN 4. Aspirasi perusahaan kurang terakomodasi dalam penyusunan regulasi pemerintah pusat 5. Belum selarasnya pandangan antar *stakeholder*		
Dampak Risiko		
Mempengaruhi proses bisnis, pendapatan dan kemampuan finansial PLN		
Rencana Penanganan Risiko		
1. Melakukan analisis dampak regulasi (*regulatory impact analysis*) yang baru maupun yang akan terbit. 2. Koordinasi, konsultasi dan FGD dengan pemerintah untuk memahami regulasi terkait sektor ketenagalistrikan bekerja sama dengan perguruan tinggi, lembaga riset, dan *stakeholder* untuk memperkuat posisi PLN. 3. Koordinasi aktif dengan regulator terkait harmonisasi kebijakan internal dan eksternal.		

06	**Ketidakselarasan Lokasi Pembangkit Energi Terbarukan dengan Pusat Beban**
Sasaran	**Akurasi Potensi Pembangkit EBT**

Level Risiko Inheren		
Kemungkinan	**Dampak**	**Level**
Sangat Mungkin Terjadi (4)	Sangat Tinggi (5)	*High* (24)
Level Risiko Residu		
Kemungkinan	**Dampak**	**Level**
Jarang Terjadi (2)	Moderat (3)	*Low to Moderate* (11)

Penyebab Risiko

1. Potensi sumber daya energi baru dan terbarukan yang tidak merata atau terkonsentrasi di daerah tertentu
2. Potensi energi baru terbarukan di daerah *isolated.*
3. Keterbatasan infrastruktur dan kapasitas jaringan transmisi
4. Ketidaksiapan teknologi sistem ketenagalistrikan untuk mengantisipasi intermitensi pembangkit EBT
5. Tantangan topografis dan geografis Indonesia yang berupa Kepulauan atau daerah hutan lindung dan konservasi di lokasi dekat sumber EBT
6. Kebijakan dan regulasi terkait dengan EBT dan Perizinan

Dampak Risiko

1. Ketidakstabilan pasokan energi
2. Penundaan COD pembangkit EBT
3. Kenaikan susut transmisi (*transmission losses*)
4. Inefisiensi Operasional dan Keuangan
5. Penurunan citra dan kredibilitas Perusahaan.

Rencana Penanganan Risiko

1. Pemutakhiran teknologi untuk mendukung *green super grid* dan interkoneksi antar pulau untuk mengatasi *mismatch* antara *supply dan demand*.
2. Melakukan studi dan pengembangan teknologi penyimpanan energi untuk meningkatkan akurasi dan optimalisasi pemanfaatan potensi EBT di Indonesia.
3. Merancang skema kontrak jual beli tenaga listrik (PPA) yang lebih fleksibel pada pembangkit EBT milik IPP.
4. Bekerjasama dengan instansi atau divisi terkait dalam menyusun analisis *contingency plan* terkait perencanaan penyesuaian pengoperasian pembangkit EBT untuk menjaga kontinyuitas dan kualitas penyediaan tenaga listrik.

07	**Implementasi Program Transisi Energi Tidak Sesuai dengan *Roadmap***
Sasaran	**Pemenuhan Target Emisi Karbon**

Level Risiko Inheren		
Kemungkinan Sangat Mungkin Terjadi (4)	**Dampak** Moderat (3)	**Level** *Moderate* (14)
Level Risiko Residu		
Kemungkinan Bisa Terjadi (3)	**Dampak** Rendah (2)	**Level** *Low to Moderate* (8)

Penyebab Risiko

1. Perubahan kebijakan pemerintah dan kurangnya regulasi yang mendukung adopsi teknologi baru
2. Keterlambatan COD pembangkit EBT
3. Kendala pendanaan untuk program transisi energi
4. Keterbatasan inovasi dan teknologi seperti teknologi penangkapan karbon (*carbon capture utilization and storage*), *smart grid*, serta baterai / penyimpanan energi
5. Keterbatasan teknologi EBT dan ketergantungan pada teknologi baru
6. Kondisi geopolitik yang menyebabkan krisis pasokan energi
7. Resistensi sosial dan kurangnya kesadaran publik

Dampak Risiko

1. Peningkatan emisi gas rumah kaca
2. Tidak tercapainya target bauran energi nasional
3. Turunnya citra dan kredibilitas perusahaan

Rencana Penanganan Risiko

1. Koordinasi aktif dengan regulator terkait perihal penguatan kebijakan dan regulasi yang mendukung energi terbarukan
2. Melakukan studi untuk pengembangan interkoneksi regional dan strategi skema transisi energi
3. Kemitraan dan kolaborasi dengan pemerintah dan sektor swasta dalam proyek EBT
4. Melakukan diversifikasi sumber energi lainnya yang sesuai dengan kondisi dan kebutuhan sistem
5. Melakukan pemantauan berkala atas pelaksanaan *roadmap* dan melakukan evaluasi atau penyelarasan target program transisi energi dengan rencana tahunan

08	**Program Listrik Pedesaan Terhambat**	
Sasaran	**Pemenuhan Rasio Desa Berlistrik**	
Level Risiko Inheren		
Kemungkinan Sangat Mungkin Terjadi (4)	**Dampak** Moderat (3)	**Level** *Moderate* (14)
Level Risiko Residu		
Kemungkinan Sangat Mungkin Terjadi (4)	**Dampak** Rendah (2)	**Level** *Low to Moderate* (9)

Penyebab Risiko

1. Keterbatasan pendanaan perusahaan
2. Kendala keamanan di daerah konflik
3. Keterbatasan infrastruktur lokasi pekerjaan 3T
4. Kendala perizinan pemerintah pusat atas pekerjaan yang melewati daerah hutan lindung, konservasi

Dampak Risiko

1. Turunnya citra dan reputasi perusahaan
2. Program elektrifikasi tidak tercapai
3. Terhambatnya pertumbuhan ekonomi di daerah 3T

Rencana Penanganan Risiko

1. Melakukan strategi pembiayaan berkolaborasi dengan stakeholder terkait (dana hibah / bantuan terhadap kelompok masyarakat kurang mampu, *Corporate Social Responsibility* (CSR) dalam program listrik pedesaan.
2. Kerjasama dengan pemerintah atau aparat penegak hukum terkait pendampingan pelaksanaan pekerjaan di daerah rawan konflik keamanan.
3. Pemanfaatan alternatif teknologi EBT di daerah *isolated*.
4. Berkordinasi aktif dengan KLHK terkait perizinan jaringan LISDES yang melintasi kawasan hutan.

09	***Market Share PLN* Tertekan oleh Disrupsi Industri Ketenagalistrikan dan Teknologi**
Sasaran	**Peningkatan Penjualan**

Level Risiko Inheren		
Kemungkinan Sangat Jarang Terjadi (1)	**Dampak** Tinggi (4)	**Level** *Moderate* (15)
Level Risiko Residu		
Kemungkinan Sangat Jarang Terjadi (1)	**Dampak** Moderat (4)	**Level** *Low to Moderate* (10)

Penyebab Risiko

1. Kondisi Bisnis PLN *highly regulated* sehingga PLN kurang *agile* dalam mengembangkan bisnisnya
2. Keterbatasan infrastruktur ketenagalistrikan di PLN untuk mensuplai calon pelanggan besar dalam jangka dekat
3. Perubahan Tren dan paradigma global dimana pelanggan mulai beralih dengan *green energy/renewable energy,* menjadi *prosumer (producent and consumer)*, serta berkembangnya *distributed generation.*
4. Berkembangnya *teknologi green energy/renewable energy* (teknologi baterai, *smart meter*, kendaraan listrik, *solar PV*)
5. Adanya kebijakan/regulasi pemerintah yang kurang berpihak kepada PLN (sewa jaringan, pemberian wilus non – PLN, maupun kebijakan lain yang mendorong masuknya swasta)
6. Perkembangan bisnis kelistrikan (eksternal) lebih cepat dibanding dengan pengembangan produk infrastruktur penunjang teknologi kelistrikan terbaru
7. Adanya ketidakpuasan pelanggan maupun stakeholder terhadap keandalan

Dampak Risiko

1. Perubahan *landscape* bisnis ketenagalistrikan yang berpengaruh kepada struktur biaya
2. *Opportunity loss* Perusahaan akibat penurunan permintaan listrik
3. Ancaman terhadap bisnis jangka panjang.

Rencana Penanganan Risiko

1. Mengoptimalkan manajemen portofolio dengan mengembangkan model bisnis baru di sektor ketenagalistrikan yang dikelola oleh Anak Perusahaan
2. Mengoptimalkan dan mengembangkan strategi bisnis (*business intelligence, digitalisasi, dll)* untuk segmen pelanggan yang membutuhkan *green energy* dengan meningkatkan *customer experience* dan *excellence services*.
3. Koordinasi intensif dengan pemerintah mengenai dampak skema sewa jaringan terhadap PLN dan menegosiasikan skema yang lebih menguntungkan bagi PLN.

LAMPIRAN E
RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR *SMELTER*

E1. REGIONAL SUMATERA KALIMANTAN
E2. REGIONAL JAWA MADURA BALI
E3. REGIONAL SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA

LAMPIRAN E.1
REGIONAL SUMATERA KALIMANTAN

RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR *SMELTER*

Lampiran E RUPTL 2025-2034 adalah daftar KI/KEK/Smelter/SKPT/DPSP yang merupakan program pemerintah prioritas beserta rencana ketersediaan pasokan. Namun, pembangunan infrastruktur nya akan dilakukan apabila c*onfidence level* (tingkat kepastian) dan *risk level* (tingkat risiko) yang ditentukan berdasarkan parameter dari status perjanjian jual beli tenaga listrik dengan pelanggan (PJBTL), pembayaran biaya penyambungan, pelaksanaan konstruksi jaringan, pengembangan dari pelanggan eksisting, proses probing, dan tahap nota kesepahaman (*memorandum of understanding/MOU*) sudah ada/terpenuhi.

REGIONAL SUMATERA KALIMANTAN

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
1	Semen	Aceh	Kotafajar Semen Indonesia	Kebutuhan listrik sebesar 50 MVA	Kota Fajar - 2 Phi Inc. (Tapak Tuan – Subulussalam)	GI 150 kV *Switching* Kota Fajar	Rencana pasok dengan konfigurasi 2 Phi GI 150 kV Tapak Tuan – Subulussalam dengan menggunakan GI *Switching* dengan target COD tahun 2027.
2	Industri Pupuk	Aceh	PT. Pupuk Iskandar Muda	Kebutuhan listrik sebesar 30 MVA	GI *Switching* PIM dan Pupuk Indonesia JV – KTT PT. Pupuk Iskandar Muda	GI *Switching* PIM dan Pupuk Indonesia JV	Rencana pasok dengan menggunakan GI *Switching* yang terkoneksi ke GI 150 kV Arun (eksisting). Rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2026.
3	Industri Kimia	Aceh	Augustus *Global Investment* Gmbh	Kebutuhan listrik sebesar 340 MVA	GITET Arun – KTT Augustus *Global Investment*	GITET 275 kV Arun	Opsi rencana pasok dari GITET 275 kV Arun dengan rencana kebutuhan daya listrik di tahun 2030. Opsi *supply* dengan penambahan PLTGU dan PLTA Kuota tersebar.
4	KI	Aceh	Anvaya Svarnadvipa Asastra	Kebutuhan listrik sebesar 100 MVA	GI Tapak Tuan – KTT Anvaya Svarnadvipa Asastra	GI 150 kV Tapak Tuan	Rencana pasok dengan konfigurasi radial dari GI 150 kV Tapak Tuan atau GI eksisting terdekat ke lokasi KTT. Rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2033.
5	Industri Pupuk	Aceh	Pupuk Indonesia *Joint Venture* (PT PI, Toyo Engineering Itochu)	Kebutuhan listrik sebesar 110 MVA	GI *Switching* PIM dan Pupuk Indonesia JV – KTT Pupuk Indonesia *Joint Venture* (PT PI, Toyo Engineering Itochu)	GI *Switching* PIM dan Pupuk Indonesia JV	Rencana pasok dengan menggunakan *Switching* atau GI terdekat ke lokasi KTT. Rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2026

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
6	Industri Kimia	Aceh	Powerindo Cipta *Energy*	Kebutuhan listrik sebesar 50 MVA	KTT Powerindo Cipta *Energy* – GI Meulaboh	GI 150 kV Meulaboh	Rencana pasok dengan konfigurasi radial daru GI Meulaboh atau GI eksisting terdekat ke lokasi KTT. Rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2033
7	Pertambangan Timah	Sumatera Utara	Dairi Prima Mineral	Kebutuhan listrik sebesar 30 MVA	Sidikalang – PT. Dairi Prima Mineral	GI 150 kV Sidikalang	Rencana pasok dengan konfigurasi radial dari GI 150 kV Sidikalang (eksisting). Rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2028.
8	*Smelter*	Sumatera Utara	INALUM	Kebutuhan listrik bertahap, Tahap 1: 48 MVA Tahap 2: menjadi 1.324 MVA	-	-	Rencana pasok dengan opsi: a. GITET 500 KV Kuala Tanjung memotong Double phi SUTET 500 kV Galang-Rantau Prapat, serta IBT 500/275 kV 4x500 MVA; b. Penambahan PLTGU ±1.400 MW di GITET Kuala Tanjung untuk menjaga kehandalan sistem Sumatera; c. Penambahan PLTA&PLTS kuota tersebar. Rencana kebutuhan daya listrik, Tahap 1: Tahun 2027 Tahap 2: Tahun 2032
9	Migas	Riau	PT Pertamina Hulu Rokan Tahap-2	Kebutuhan listrik sebesar 180 MVA	Terdapat 2 Titik pasokan, 1. SUTT 150 kV Bangkinang – Petapahan 2. *Incomer* 2 Phi SUTT 150 kV Duri – Bagan Batu	Dari 2 Titik pasokan, 1. GI 150 kV Petapahan 2. GI 150 kV *Switching* Balam *Converter* 50/60 Hz di 2 lokasi tersebut	Pasokan ke PHR meliputi pasokan listrik dan uap dengan rencana pasokan: a. Saat ini beban eksisting PHR sekitar 365 MW dipasok secara isolated dengan pembangkit dari MCTN (aset milik PLN) dengan kapasitas 3x100 MW dan pembangkit internal PHR. (masa *temporary*); b. Masa Permanen akan menggunakan pasokan tambahan dengan *Converter* 50/60 Hz di 2 lokasi dengan kapasitas masing-masing *Converter* sebesar 125 MVA yang meng-interkoneksi-kan Sistem Sumatera (50 Hz) dan Sistem PHR (60 Hz). Rencana kebutuhan daya listrik masa permanen di Tahun 2027 dengan progres PJBTL awal sudah ditandatangani. Hanya saja masih ada

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
							pending item terutama masa permanen yang harus disepakati bersama. Infrastruktur akan menyesuaikan dengan kesepakatan dan studi yang terkini.
10	Migas	Riau	PT Pertamina RU II	Kebutuhan listrik sebesar 30 MVA	Tanjung Palas – (2 Phi *Incomer* (Dumai-KID)	GI 150 kV Tanjung Palas (Rencana)	Rencana pasok dengan konfigurasi *double phi* memotong SUTT 150 kV Dumai-KID (eksisting) dan membangun GI 150 kV baru milik PLN. Rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2028.
11	KI	Riau	*Cluster* Lubuk Gaung	Kebutuhan listrik bertahap, Eksisting: 50 MVA Tahap 2: menjadi 95 MVA	-	GI 150 kV Lubuk Gaung (Rencana)	Rencana awal akan dipasok dari GI 150 kV Lubuk Gaung (rencana) dan SUTT 150 kV Dumai-Lubuk Gaung (rencana) dengan rencana COD Tahun 2025. Rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2024 secara bertahap sampai infrastruktur selesai dibangun.
12	KI	Riau	Kawasan Industri Dumai	Kebutuhan listrik sebesar 30 MVA	-	GI 150 kV KID	Rencana pasok dari GI 150 kV KID (eksisting) dan *extension* trafo daya 150/20 kV GI KID/WINA (rencana). Rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2027. Saat ini PT WINA sudah menjadi Pelanggan TT dengan kontrak Daya sebesar 60 MVA. PT WINA membutuhkan tambahan daya 30 MVA sebagai *back up* daya.
13	KI	Riau	*Cluster* Inhil Utara	Kebutuhan listrik sebesar 75 MVA	Tembilahan – Cluster Inhil Utara	GI 150 kV Tembilahan	Rencana pasok dari GI Tembilahan – Cluster Inhil Utara dengan rencana kebutuhan daya listrik 75 MVA
14	Pariwisata	Kepulauan Riau	PT Bintan Resort Cakrawala	Kebutuhan listrik bertahap, Eksisting: 10 MVA Tahap 2: menjadi 30 MVA	Sri Bintan – PT Bintan *Resort* Cakrawala	GI 150 kV Sri Bintan	Rencana pasok dari GI 150 kV Sri Bintan (eksisting) dan SUTT 150 kV Sri Bintan-KTT (opsi rencana) dengan rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2030.
15	*Smelter*	Kepulauan Riau	PT Bintan Alumina Indonesia	Kebutuhan listrik sebesar 1.529 MVA	Interkoneksi Sumatera-Batam-Bintan yang menggunakan Sistem HVDC/HVAC dengan	GI-GITET di *Sending Point* (Sumatera) dan *Receiving Point* (Bintan)	Rencana suplai daya dapat dilakukan melalui Interkoneksi Sumatera-Batam-Bintan yang menggunakan Sistem HVDC/HVAC dengan tegangan ekstra

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
					Tegangan Ekstra Tinggi		tinggi. Kebutuhan infrastruktur menyesuaikan dengan kepastian *demand*. Tambahan PLTA Kuota tersebar sebesar 900 MW dan PLTGU 600 MW (menyesuaikan kepastian *demand*), Rencana COD kebutuhan daya listrik Tahun 2032.
16	KI	Kepulauan Riau	PLN Batam	Kebutuhan listrik ultimate, 2031 : 1.200 MW	Interkoneksi Sumatera-Batam-Bintan yang menggunakan Sistem HVDC/HVAC dengan Tegangan Ekstra Tinggi	GI-GITET di *Sending Point* (Sumatera) dan *Receiving Point* (Batam)	Rencana suplai daya direncanakan melalui Interkoneksi Sumatera-Batam-Bintan menggunakan Sistem HVDC/HVAC dengan tegangan ekstra tinggi 500 kV, dimana penentuan sistem (AC atau DC), desain, level tegangan, dan kebutuhan instalasi untuk rencana interkoneksi tersebut masih akan dikaji lebih lanjut berdasarkan kebutuhan sistem dan pertimbangan finansial.
17	Industri Kimia	Jambi	Sembcorp-*Green Hydrogen Plant*	Kebutuhan listrik 620 MW	GITET New Aur Duri – KTT Sembcorp	GITET *New* Aur Duri	Rencana pasok dari GITET 275 kV New Aurduri (eksisting) - KTT Sembcorp atau dari GITET 500 kV *New* Aurduri – KTT Sembcorp. (Diperlukan kajian lebih detail). Rencana kebutuhan daya listrik Tahun 2027
18	Pelabuhan	Sumatera Selatan	Pelabuhan Tanjung Carat	Kebutuhan listrik sebesar 50 MVA	Pelabuhan Tanjung Carat – 2 Phi *Incomer* (Tanjung Api-api – LP. Tanjung Carat)	GI 150 kV Tanjung Api-api	Rencana pasok dengan konfigurasi 2 Phi memotong jaringan GI 150 kV Tanjung Api-api dan LP Tanjung Carat). Rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2030.
19	KI	Sumatera Selatan	Kawasan Industri Tanjung Enim	Kebutuhan listrik sebesar 30 MVA	Bukit Asam – Kawasan Industri Tanjung Enim	GI 150 kV Bukit Asam	Rencana pasok dari GI 150 kV Bukit Asam (eksisting)-KTT Kawasan Industri Tanjung Enim (opsi rencana). Rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2030.
20	Industri Pupuk	Sumatera Selatan	PT Pupuk Sriwijaya (PUSRI)	Kebutuhan listrik sebesar 30 MVA	GIS Kota Timur – PT Pupuk Sriwijaya (PUSRI)	GIS 150 kV Kota Timur	Rencana pasok dari GIS 150 kV Kota Timur (eksisting) dan SKTT 150 kV GIS Kota Timur-KTT (opsi rencana).

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
							Rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2030.
21	Migas	Sumatera Selatan	Pertamina RU III	Kebutuhan listrik sebesar 31,5 MVA	GI *Switching* Plaju – 2 Phi *Incomer* (N. Jakabaring – Mariana)	GI 150 kV *Switching* Plaju	Rencana pasok dengan konfigurasi 2 Phi memotong jaringan transmisi SUTT 150 kV N.Jakabaring - Mariana. Rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2033.
22	Migas	Sumatera Selatan	PT Medco E&P Suban Ltd.	Kebutuhan listrik sebesar 54 MVA	KTT PT Medco E&P Suban Ltd – GI Sungai Lilin	GI 150 kV Sungai Lilin	Rencana pasok dari GI Sungai Lilin atau GI terdekat. Rencana kebutuhan daya listrik di Tahun 2033.
23	DPSP	Sumatera Utara	Danau Toba	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV di sekeliling Danau Toba	Telah tersedia GI 150 kV di sekeliling Danau Toba seperti GI 150 kV Porsea, GI 150 kV Tarutung, GI 150 kV Dolok Sanggul, GI 150 kV Tele, GI 150 kV Pangururan, GI 150 kV Sidikalang, GI 150 kV Brastagi, dan saluran transmisi yang mengelilingi Danau Toba. Pengembangan ke depan, dapat dibangun GI Baru menyesuaikan dengan kebutuhan dan kepastian *demand*.
24	DPP	Bangka Belitung	Tanjung Kelayang	Menyesuaikan kepastian beban	-	-	Saat ini dapat dipasok melalui GI 70 kV Dukong hingga 10 MW. Pengembangan ke depan, dapat dibangun GI Baru menyesuaikan dengan kebutuhan demand.
25	SKPT	Kepulauan Riau	Natuna	Menyesuaikan kepastian beban	-	-	Sistem Natuna saat ini dipasok melalui sistem 20 kV eksisting dengan kapasitas 15 MW dari PLTD Ranai dan PLTD Selat Lampa. Direncanakan penambahan pembangkit PLTBm kapasitas 4 MW dengan target COD 2025, dan PLTS kapasitas total 8 MW dengan target COD 2027 dan 2032.
26	SKPT	Aceh	Sabang	Menyesuaikan kepastian beban	-	-	Sistem kelistrikan Sabang saat ini disuplai melalui PLTD dengan Daya Mampu Netto 10,2 MW dan Beban Puncak 6,2 MW. Direncanakan

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
							penambahan PLTP Jaboi 5 MW dengan target COD Tahun 2027 dan 5 MW pada Tahun 2032.
27	SKPT	Sumatera Barat	Mentawai	Menyesuaikan kepastian beban	-	-	Sistem Mentawai saat ini dipasok melalui sistem 20 kV eksisiting dengan Daya Terpasang sebesar 9,5 MW (tersebar), Daya Netto sebesar 5,5 MW (tersebar), dan dengan Beban Puncak 3,3 MW. Pengembangan ke depan dapat dipasok dari PLTBm (Pembangkit EBT) setempat yang memungkinkan.
28	KEK	Aceh	Arun Lhokseumawe	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV atau GITET 275 kV Arun	Telah tersedia pasokan dari PLTMG Arun 426 MW dan GI 150 kV atau GITET 275 kV Arun dengan kapasitas hingga 700 MW.
29	KEK	Sumut	Sei Mangkei	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Perdagangan (Sei Mangkei)	Telah tersedia GI 150 kV Perdagangan (Sei Mangkei) dengan kapasitas hingga 2x60 MVA.
30	KEK	Kepri	Galang Batang	Menyesuaikan kepastian beban	-	-	Pengembangan ke depan dapat dibangun GITET 500 kV dengan kapasitas hingga 2500 MVA menyesuaikan dengan kebutuhan *demand.*
31	KEK	Bangka Belitung	Tanjung Kelayang	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 70 kV Dukong	Saat ini dapat dipasok melalui GI 70 kV Dukong. Pengembangan ke depan, dapat dibangun GI Baru menyesuaikan dengan kebutuhan *demand.*
32	KI	Sumatera Utara	Kuala Tanjung	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Kuala Tanjung	Telah tersedia GI 150 kV Kuala Tanjung dengan kapasitas eksisting hingga 180 MVA.
33	KI	Lampung	Tanggamus	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Kota Agung	Telah tersedia GI 150 kV Kota Agung dengan kapasitas eksisting 90 MVA. Pengembangan ke depan, dapat dibangun GI Baru menyesuaikan dengan kebutuhan *demand.*
34	KI	Sumatera Selatan	Tanjung Enim	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Bukit Asam dan GI 150 kV Baturaja	Telah tersedia GI 150 kV Bukit Asam dan GI 150 kV Baturaja. Pengembangan ke depan dapat dibangun GITET 500 kV dan *incomer* SUTT

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
							150 kV dengan kapasitas hingga 1500 MW.
35	KI	Lampung	Bekauheni	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Ketapang	Telah tersedia GI 150 kV Ketapang dengan kapasitas eksisting 60 MVA dan rencana penambahan pembangkit PLTP Rajabasa.
36	KI	Nangroe Aceh Darussalam	Kawasan Industri Aceh - Ladong	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Krueng Raya, dan GITET 275 kV Ulee Kareng	Saat ini telah tersedia GI 150 kV Banda Aceh, GI 150 kV Krueng Raya, dan GITET 275 kV Ulee Kareng.
37	KI	Kepulauan Riau	Kawasan Industri Tanjung Sauh	Menyesuaikan kepastian beban	-	-	Telah tersedia transmisi 150 kV interkoneksi Batam - Bintan yang melalui Pulau Tanjung Sauh. Pengembangan kedepan, direncanakan interkoneksi dengan Sumatera dengan perkiraan COD tahun 2028.
38	KI	Kepulauan Riau	Bintan Inti *Industrial Estate*	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Tanjung Uban	Telah tersedia GI 150 kV Tanjung Uban. Pengembangan ke depan dapat dibangun interkoneksi dengan sistem Sumatera menyesuaikan dengan pertumbuhan *demand*.
39	KI	Kepulauan Riau	Karimun *Maritime Industrial Complex*	Menyesuaikan kepastian beban	-	-	Kapasitas pembangkit eksisting Sistem Tanjung Balai Karimun sebesar 40 MW. Pengembangan ke depan direncanakan penambahan pembangkit PLTMG dan rencana interkoneksi dengan sistem Sumatera pada tahun 2028.
40	KI	Sumatera Utara	Medanstar *Industrial Estate*	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Tanjung Morawa	Telah tersedia GI 150 kV Tanjung Morawa dengan kapasitas eksisting 180 MVA serta GITET 275 kV Galang. Pengembangan ke depan direncanakan GITET 500 kV Galang
41	KI	Sumatera Utara	Kawasan Industri Medan	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV KIM	Telah tersedia GI 150 kV KIM dengan kapasitas eksisting 180 MVA. Pengembangan ke depan direncanakan GI 150 kV Medan Timur dengan target COD 2027 serta GITET 275 kV Medan Timur dengan target COD 2032.

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
42	KI	Sumatera Utara	Kawasan Industri Sei Mangkei (KEK)	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Perdagangan (Sei Mangkei)	Telah tersedia GI 150 kV Perdagangan (Sei Mangkei) dengan kapasitas 2x60 MVA. Pengembangan ke depan dapat dibangun GITET 500 kV dengan kapasitas hingga 2500 MVA menyesuaikan dengan pertumbuhan demand.
43	KI	Sumatera Barat	Padang *Industrial Park*	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV PIP	Telah tersedia GI 150 kV PIP dengan kapasitas eksisting 120 MVA.
44	KI	Riau	Kawasan Industri Tanjung Buton	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Perawang	Telah tersedia GI 150 kV Perawang dengan kapasitas eksisting 60 MVA, dan GITET 500 kV Perawang dengan kapasitas tambahan menyesuaikan pertumbuhan *demand*.
45	KI	Riau	Kawasan Industri Dumai	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV KID	Telah tersedia GI 150 kV KID dengan kapasitas eksisting 30 MVA. Pengembangan kedepan terdapat rencana penambahan trafo 60 MVA dengan target COD 2027.
46	KI	Riau	Kawasan Industri Tenayan	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Tenayan	Telah tersedia PLTU Tenayan 2x100 MW, PLTGU Riau 275 MW, dan GI 150 kV Tenayan.
47	KI	Jambi	Kawasan Industri Kemingking	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Payo Selincah (Eksisting) dan GI 150 kV Seko (Rencana)	Telah tersedia GI 150 kV Payo Selincah dengan kapasitas 2x60 MVA. Pengembangan ke depan direncanakan GI 150 kV Seko dengan target COD tahun 2026.
48	KI	Sumatera Selatan	Kawasan Industri Tanjung Enim	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Bukit Asam dan GI 150 kV Baturaja	Telah tersedia GI 150 kV Bukit Asam dan GI 150 kV Baturaja. Pengembangan kedepan dapat dibangun GITET 500 kV dan *incomer* SUTT 150 kV dengan kapasitas hingga 1500 MW.
49	KI	Lampung	Kawasan Industri Lampung	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV di sekeliling kota Bandar Lampung	Telah tersedia GI 150 kV di sekeliling kota Bandar Lampung seperti GI 150 kV Teluk Betung, Langkapura, Natar, Sukarame, Sutami, Tarahan, dan *New* Tarahan. Pengembangan kedepan direncanakan GIS 150 kV Garuntang dan transmisi *looping*

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
							Teluk Betung - Garuntang - *New* Tarahan.
50	KI	Lampung	Waylaga Bizpark	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Sutami	Telah tersedia GI 150 kV Sutami dengan kapasitas eksisting 90 MVA. Pengembangan kedepan, direncanakan GIS 150 kV Garuntang dengan target COD tahun 2026.
51	KI	Lampung	Way Pisang	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Kalianda dan Ketapang	Telah tersedia GI 150 kV Kalianda dan Ketapang dengan kapasitas eksisting 150 MVA.
52	KI	Lampung	Katibung	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Sidomulyo	Telah tersedia GI 150 kV Sidomulyo dengan kapasitas eksisting 60 MVA.
53	KI	Lampung	Pesawaran	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Gedong Tataan	Telah tersedia GI 150 kV Gedong Tataan dengan kapasitas eksisting 60 MVA.
54	KI	Kepulauan Bangka Belitung	Kawasan Industri Sadai	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Toboali	Telah tersedia GI 150 kV Toboali dengan kapasitas eksisting 60 MVA. Pengembangan kedepan direncanakan interkoneksi dengan sistem Sumatera (Tahap 2) dengan target COD 2028.
55	*Smelter*	Kalimantan Barat	PT Sultan Rafli Mandiri	Kebutuhan listrik sampai dengan 30 MVA	SUTT 150 kV GI Marau – PT Sultan Rafli	GI 150 kV Marau	Suplai daya ke masing-masing KTT ini sudah dapat di suplai dari GI kedawangan dan/atau GI Pangkalan Bun melalui JTM sekitar 5-10 MW. Untuk Suplai di atas 10 MW diperlukan pembangunan Ext 2 LB di GI Marau dan pembangunan SUTT 150 kV Kedawangan-Sukamara dengan workability COD di tahun 2025.
56	*Smelter*	Kalimantan Barat	PT *Quality* Sukses Sejahtera (QSS)	Kebutuhan listrik sampai dengan 80 MVA	SUTT 150 kV GI Tayan – GI Pengumpul 1 – PT QSS	GI 150 kV Tayan & GI Pengumpul 1	Suplai daya ke masing-masing KTT ini sudah dapat di suplai dari GI Tayan melalui JTM sekitar 10-30 MW (total). Untuk suplai di atas 30 MW (total), diperlukan pembangunan SUTT 150 kV ± 15 km dari GI Tayan ke GI Pengumpul, serta dari GI pengumpul ke masing-masing KTT sekitar 2 s/d 15
57	*Smelter*	Kalimantan Barat	PT Persada Pratama Cemerlang (PPC)	Kebutuhan listrik sampai dengan 80 MVA	SUTT 150 kV GI Tayan – GI Pengumpul 1– PT PPC	GI 150 kV Tayan & GI Pengumpul 1	
58	*Smelter*	Kalimantan Barat	PT Dinamika Sejahtera Mandiri (DSM)	Kebutuhan listrik sampai dengan 100 MVA	SUTT 150 kV GI Tayan – GI Pengumpul 2 – PT DSM	GI 150 kV Tayan & GI Pengumpul 1	

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
59	*Smelter*	Kalimantan Barat	PT Kalimantan Bumi Perkasa (KBP)	Kebutuhan listrik sampai dengan 40 MVA	SUTT 150 kV GI Tayan – GI Pengumpul 1 – PT KBP	GI 150 kV Tayan & GI Pengumpul 1	km dan penambahan Ext LB di GI Tayan Untuk suplai daya diatas 100 MW (total), diperlukan penambahan Pembangkit baru s/d 450 MW dan/atau peningkatan Ekspor listrik dari SESCO
60	*Smelter*	Kalimantan Barat	PT Perkasa Alumina	Kebutuhan listrik sampai dengan 80 MVA	SUTT 150 kV GI Tayan – GI Pengumpul 2 – Perkasa Alumina	GI 150 kV Tayan & GI Pengumpul 2	
61	*Smelter*	Kalimantan Barat	PT *Well Harvest Winning Alumina Refinery* (ekspansi)	Kebutuhan listrik sampai dengan 80 MVA	SUTT 150 kV GI Air Upas – PT WHW	GI 150 kV Air Upas	Saat ini pelanggan mendapatkan pasokan dari pembangkit internal pelanggan sendiri dan belum berencana untuk melaksanakan penyambungan dengan PLN. Apabila berlangganan dengan listrik PLN, suplai daya didapatkan dari GI 150 kV Kendawangan dengan persyaratan Interkoneksi Kalbar-Kalteng telah beroperasi. Diperlukan pembangunan SUTT 150 kV GI Air Upas – PT WHW sepanjang 10 kms.
62	*Smelter*	Kalimantan Tengah	PT Kobar Lamandau Mineral (KLM)	Kebutuhan listrik sampai dengan 39 MVA	SUTT 150 kV GI Pangkalan Bun – PT KLM	GI 150 kV Pangkalan Bun	Suplai daya ke PT KLM diperlukan pembangunan SUTT 150 kV GI Pangkalanbun – PT KLM sekitar 22 km
63	*Smelter*	Kalimantan Tengah	PT Parenggean Makmur Sejahtera (PMS)	Kebutuhan listrik sampai dengan 14 MVA	-	GI 150 kV Sudan	Suplai daya ke PT PMS ini sudah dapat di suplai dari GI Sudan melalui JTM sekitar 10-15 MW.
64	Pertambangan	Kalimantan Tengah	PT Kalimantan Surya Kencana (KSK)	Kebutuhan Listrik sampai dengan 30 MVA	SUTT 150 kV GI Kuala Kurun – PT KSK	GI 150 kV Kuala Kurun	Suplai daya ke PT KSK diperlukan pembangunan SUTT 150 kV GI Kuala Kurun – PT KSK sekitar 71 km dan penambahan Ext LB di GI Kuala Kurun. Selain itu juga diperlukan penambahan PLTG sebesar 15 MW
65	Pertambangan	Kalimantan Timur	PT. Bharinto Ekatama (BEK)	Kebutuhan Listrik 57,35 MVA	SUTT 150 kV GI Bangkanai – PT BEK	GI 150 kV Bangkanai	Untuk suplai ke BEK diperlukan pembangunan Ext LB dan Pembangunan SUTT 150 kV Bangkanai-PT.BEK dengan jarak sekitar 43 km.
66	*Smelter*	Kalimantan Selatan	PT Sebuku *Iron Lateritic Ores* (SILO)	Kebutuhan listrik sampai dengan 75 MVA	SUTT 150 kV 2 phi (Selaru – Pulau Laut) – PT SILO	-	Untuk menyuplai daya sampai dengan 75 MW akan dilakukan sewa

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
67	*Smelter*	Kalimantan Selatan	PT CNGR Advanced Material/ABC	Kebutuhan listrik sampai dengan 80 MVA	SUTT 150 kV Batulicin Baru – PT. ABC	GI 150 kV Batulicin Baru	*temporary* PLTMG sebesar 45 MW. Setelah beroperasinya SUTT 150 kV Tanah Grogot-Sei Durian-Tarjun (COD 2026), maka sewa PLTMG ini dapat di hentikan. Dengan beroperasinya SUTT 150 kV Tanah Grogot-Sei Durian-Tarjun, maka suplai daya untuk kedua KTT (SILO dan CNGR/ABC) ini dapat maksimum sampai 155 MW. Untuk suplai daya KTT SIIP saat ini sudah dapat di suplai dari GI Sei Bali s/d 20 MW. Untuk suplai daya sampai dengan 250 MW, maka diperlukan penambahan PLTGU sebesar 200 MW serta penambahan SUTT/SKTT dari Tarjun-Kota Baru-Sei Bali sebagai fleksibilitas operasi PLTG dan suplai KTT dan penambahan Ext LB di GI Tarjun dan Pulau laut. Untuk Suplai daya ke KTT Smart sudah dapat dilayani dari GI batulicin sekitar 1-2 MW. Untuk suplai daya *ultimate* sampai 20 MW dapat dilakukan setelah beroperasinya GI Tarjun dan SUTM menuju PT *Smart* yang di rencanakan COD di tahun 2025. Untuk suplai daya KTT SDE dan PTK saat ini bisa disuplai melalui JTM dari GI Tarjun dan/atau Tanah Grogot sampai sekitar 2-5 MW. Untuk suplai daya sampai SDE 69 MW diperlukan penambahan SUTT dari GI Sei Durian – PT SDE dan Ext LB di Sei Durian dan untuk suplai daya PT. PTK diperlukan penambahan SUTM dari GI Sei Durian - PT PTK Untuk suplai daya KTT TCM saat ini
68	Kawasan Industri	Kalimantan Selatan	Kawasan Industri SIIP	Kebutuhan listrik sampai dengan 250 MVA	SUTT 150 kV GI Sei Bali – KI SIIP	GI 150 kV Sei Bali	
69	Industri	Kalimantan Selatan	PT *Smart Agribusiness Food* (SMART)	Kebutuhan listrik sampai dengan 20 MVA	-	GI 150 kV Tarjun	
70	*Smelter*	Kalimantan Selatan	PT Sumber Daya Energi (SDE)	Kebutuhan listrik sampai dengan 69 MVA	SUTT 150 kV GI Sei Durian – PT SDE	GI 150 kV Sei Durian	
71	*Smelter*	Kalimantan Selatan	PT Pelsart Tambang Kencana (PTK)	Kebutuhan listrik sampai dengan 19 MVA	-	GI 150 kV Sei Durian	
72	Pertambangan	Kalimantan Selatan	PT *Transcoal Minergy* (TCM)	Kebutuhan Listrik sampai dengan 30 MW	SUTT 150 kV GI Batulicin Baru – PT TCM	GI 150 kV Batulicin Baru	

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
							bisa disuplai melalui GI Batulicin Baru dan dibutuhkan penambahan SUTT GI Batulicin Baru – PT TCM sekitar 45 km dan Ext LB di Batulicin Baru. Selain penambahan SUTT, diperlukan juga penambahan PLTG TCM sebesar 15 MW, untuk membatu suplai daya ke KTT dan Kedandalan suplai daya.
73	Industri Semen	Kalimantan Timur	PT Kobexindo *Cement*	Kebutuhan listrik sampai dengan 100 MVA	-	-	Saat ini sudah dilayani melalui SUTT 150 kV Maloy-KTT sepanjang 30 km
74	*Smelter*	Kalimantan Timur	PT Mitra Murni Perkasa (MMP)	Kebutuhan listrik sampai dengan 140 MVA	SUTT 150 kV GI Tempadung – PT MMP	GI 150 kV Tempadung	Untuk suplai ke KTT MMP dan BIK saat ini dapat dilakukan dari GI 150 kV Kariangau menggunakan JTM dengan kemampuan sekitar 3-5 MW. Untuk suplai lebih dari 5 MW diperlukan pembangunan GI Tempadung memotong SUTT Kariangau-Petung, yang direncanakan beroperasi tahun 2024. Untuk MMP di perlukan SUTT Tempadung – MMP sekitar 6 km dan untuk PT BIK diperlukan SUTT Tempadung – BIK sekitar 7 km. Dan penambahan Ext LB di GI Tempadueng Selain penambahan GI dan Transmisi, untuk mensuplai daya KTT diperlukan juga tambahan PLTG sebesar 100 MW.
75	*Smelter*	Kalimantan Timur	PT Balikpapan *Industry* Kariangau (BIK)	Kebutuhan listrik sampai dengan 100 MVA	SUTT 150 kV GI Tempadung – PT BIK	GI 150 kV Tempadung	
76	*Smelter*	Kalimantan Timur	PT Kalimantan *Ferro Industry* - 300 MVA (tahap 1)	Kebutuhan listrik sampai dengan 300 MVA	SUTT 150 kV GI Bukuan – PT KFI	GI 150 kV Bukuan	Untuk suplai daya tahap 1 sampai dengan 300 MW sudah dapat dilakukan melalui SUTT 150 kV Bukuan-KFI (eksisting). Sedangkan untuk suplai daya sampai dengan 800 MVA diperlukan penambahan PLTGU sebesar 400 MW serta tambahan koneksi *point* SUTT
77	*Smelter*	Kalimantan Timur	PT Kalimantan *Ferro Industry* - 1300 MVA (tahap 2)	Kebutuhan listrik sampai dengan 1300 MVA	- SUTT 150 kV Sambutan-PT KFI - SUTT 150 kV Sanga-sanga-PT KFI - SUTET 500 kV Embalut –	GI 150 kV Sambutan GI 150 kV Sisipan Sanga-Sanga GITET 500 kV KFI	

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
					PT KFI - Balikpapan		150 kV Sambutan-KFI dan Sanga-sanga-KFI. Dan Penambahan Ext LB di GI Sambutan Untuk tambahan pasokan daya tahap dengan 1.300 MVA, diperlukan tambahan PLTA sebesar 1.5 GW sebagai pembangkit transisi menjadi EBT serta penambahan SUTET 500 kV dari GITET 500 kV Embalut-KFI.
78	Kawasan Pemerintah	Kalimantan Timur	Kawasan Inti Pusat Pemerintahan (KIPP) IKN	Kebutuhan listrik sampai dengan 359 MVA	- SUTT/SKTT 150 kV Kariangau-GIS4 IKN - SUTT 150 kV GIS4 IKN-GI 1 IKN-Bukit Biru - SUTT 150 kV Kuaro – GIS 4 IKN	- GIS4 IKN - GI1 IKN	Untuk Suplai daya ke IKN saat ini sudah dapat dilakukan melalui JTM sampai dengan 30 MW. Untuk suplai daya di atas 30 MW, maka sedang dibangun SUTT 150 kV Kariangau-IKN dan PLTS IKN 50 MW yang kedua nya akan COD di tahun 2024. Dengan beroperasinya infrastruktur tersebut, maka daya yang di suplai bisa sampai 300 MW. Selain penambahan GI, untuk mensuplai daya KTT diperlukan juga tambahan PLTG sebesar 100 MW. Pembangunan sistem IKN di desain menggunakan skema *Zero Down Time* (ZDT). Sehingga untuk mengakomodir skema tersebut sampai tahun 2033 di rencanakan pembangunan SUTT/SKTT 150 kV sepanjang 861 kms dan dengan kapasitas GI 940 MVA. Sedangkan untuk evakuasi daya dari Sistem 500 KV (titik koneksi GITET Embalut) diperlukan pembangunan SUTT sepanjang 150 kmr dan GITET 500 kV dengan kapasitas 2.500 MVA. Pasokan daya untuk sistem IKN disiapkan sampai tahun 2033 menggunakan 100% pembangkit EBT, dengan total kebutuhan tambahan pembangkit sampai

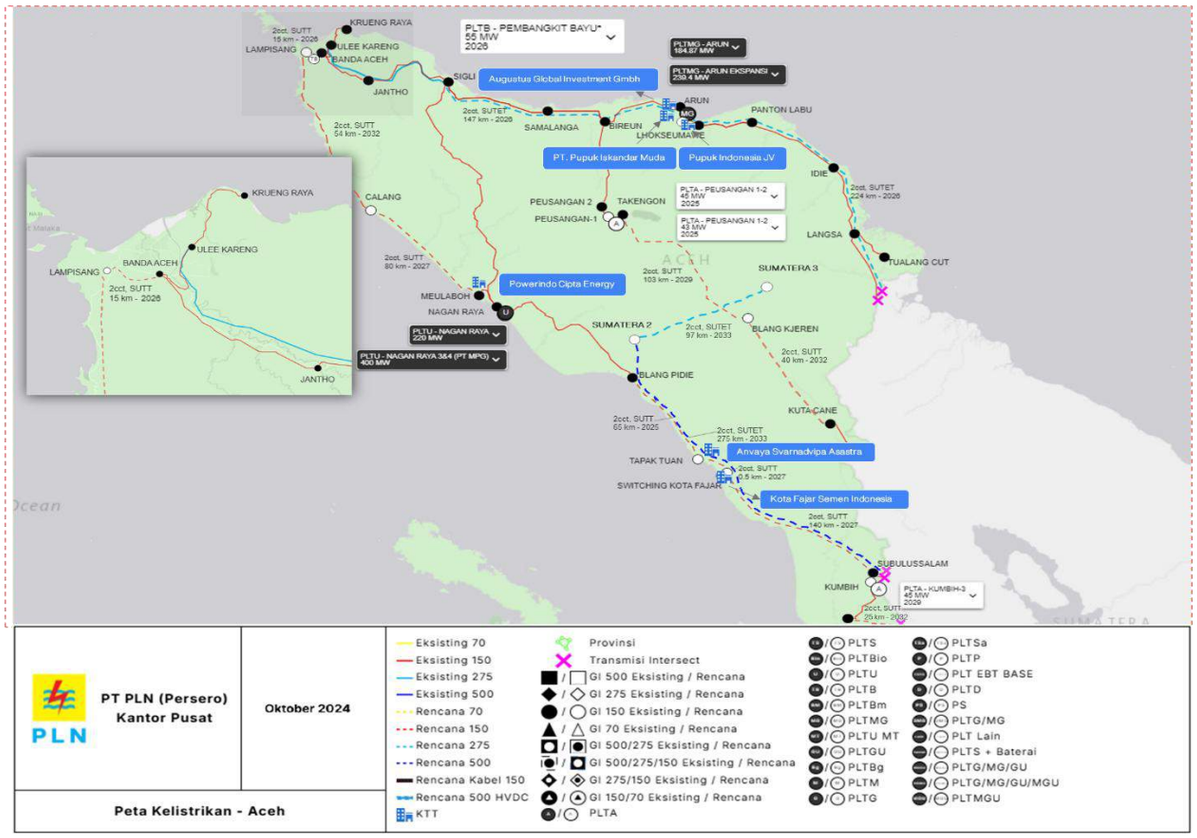
No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
							2033 adalah sekitar 300 MW. Selain pengembangan sampai tahun 2033, PLN sudah mempersiapkan juga pengembangan sistem IKN sampai tahun 2045 (sampai pertumbuhan ultimate sistem IKN). Total kebutuhan pembangunan sistem transmisi sampai tahun 2045 adalah sebesar 1400 kmr dengan kapasitas GI sampai dengan 1.600 MVA, dan penambahan GITET IKN 2 dengan kapasitas sampai dengan 1.000 MVA.
79	Pertambangan	Kalimantan Timur	PT. Kaltim Nusantara *Coal*	Kebutuhan listrik sampai dengan 60 MVA	SUTT 150 kV GI Sepaso – PT KNC	GI 150 kV Sepaso	Suplai daya ke PT KNC dapat dilayanai dari GI Sepaso dan penambahan SUTT 150 kV Sepaso – KNC sekitar 3,5 km dan Ext LB di GI Sepaso Selain itu diperlukan juga penambahan pembangkit sebesar 60 MW
80	Industri Migas	Kalimantan Timur	PT. Badak NGL	Kebutuhan listrik sampai dengan 160 MVA	SUTT 150 kV GI Bontang – PT Badak NGL	GI 150 kV Bontang	Suplai daya ke PT. Badak dapat dilayani dari GI Bontang dan penambahan SUTT 150 kV Bontang – PT Badak sekitar 6 km dan Ext LB di GI Bontang Selain itu juga diperlukan penambahan pembangkit sebesar 200 MW
81	Pertambangan	Kalimantan Timur	PT. Manoor Bulatn Lestari (MBL)	Kebutuhan Listrik 60 MVA	SUTT 150 kV GI Bangkanai – PT MBL	GI 150 kV Bangkanai	Suplai daya ke PT. Manoor Bulatn Lestari dapat dilayani GI Bangkanai dan penambahan SUTT 150 kV Bangkanai – PT. Manoor Bulatn Lestari (MBL) sekitar 28 km dan Ext LB di GI Bangkanai Suplai daya ke PT. ITM terdapat dua titik transaksi. 1 titik di *port* bunyut dapat dilayani GI Melak Ext 2 LB dan penambahan SUTT 150 kV Melak – PT. Indo Tambangraya Megah sekitar 12 km dan 1 titik dengan *tapping* SUTT Melak-Kotabangun sehingga
82	Pertambangan	Kalimantan Timur	PT. Indo Tambangraya Megah	Kebutuhan Listrik 60 MVA	Terdapat 2 Titik pasokan, 1. SUTT 150 kV Melak-PT ITM 2. *Incomer* 2 Phi SUTT 150 kV (Melak – Kotabangun) – PT ITM	Dari 2 Titik pasokan, 1. GI 150 kV Melak 2. GI 150 kV *Switching*	
83	Pertambangan	Kalimantan Timur	PT. Ganda Alam Makmur	Kebutuhan Listrik 45 MVA	Terdapat 2 opsi titik pasokan, 1. SUTT 150 kV Maloy-PT Talisayan	GI 150 kV Maloy	

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
					2. SUTT 150 kV PT.GAM – Inc 2 phi (Maloy-Talisayan)		direncanakan dibangun GI *tapping* (6 LB dengan 2 LB untuk GI ITM) dan SUTT sepanjang 40 km
84	Industri	Kalimantan Utara	PT. Malinau Hijau Lestari	Kebutuhan Listrik 11 MVA	SUTT 150 kV GI Malinau – PT MHL	GI Malinau	Suplai daya ke PT. Ganda Alam Makmur dapat dilayani GI Maloy dan *tapping* 2 phi (Maloy-Talisayan) – PT GAM sekitar 15 km dan Ext LB di GI Maloy Untuk suplai ke KTT MHL saat ini dapat dilakukan dari GI 150 kV Malinau menggunakan JTM dengan kemampuan sekitar 3-5 MW.
85	Kawasan Industri	Kalimantan Utara	PT. Kalimantan Energi Lestari Indonesia (KELI)	Kebutuhan listrik sampai dengan 150 MVA	SUTT150 kV GI Tanjung Redeb – PT KELI	GI 150 kV Tanjung Redeb	Suplai ke KELI saat ini sudah bisa dilayani melalui JTM dari GI Tanjung Redeb sekitar 2-5 MW. Untuk Suplai di atas 5 MW, diperlukan pembangunan SUTT 150 kV dari Tanjung Selor sekitar 48 km dan Ext LB di GI Tanjung Selor Selain kebutuhan infrastuktur, diperlukan juga penambahan PLTG sebesar 150 MW, serta PLTA sebesar 100 MW sebagai transisi pasokan daya menjadi EBT.
86	*Smelter*	Kalimantan Utara	PT. Kalimantan Besi Baja	Kebutuhan listrik sampai dengan 30 MVA	SUTT 150 kV GI Tanjung Selor – PT KBB	GI 150 kV Tanjung Selor	Untuk suplai daya di atas 10 MW, diperlukan penambahan SUTT 150 kV dari Tanjung Selor-KTT sepanjang 18 km dan Ext LB di GI Tanjung Selor
87	SKPT	Kalimantan Utara	SKPT Sebatik	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI Nunukan	Saat ini Pulau Sebatik terhubung dengan sistem 20 kV menggunakan kabel laut antara Pulau sebatik dengan Pulau Nunukan. Pada tahun 2028 terdapat rencana pembangunan GI Nunukan dan SUTT Malinau – Nunukan.

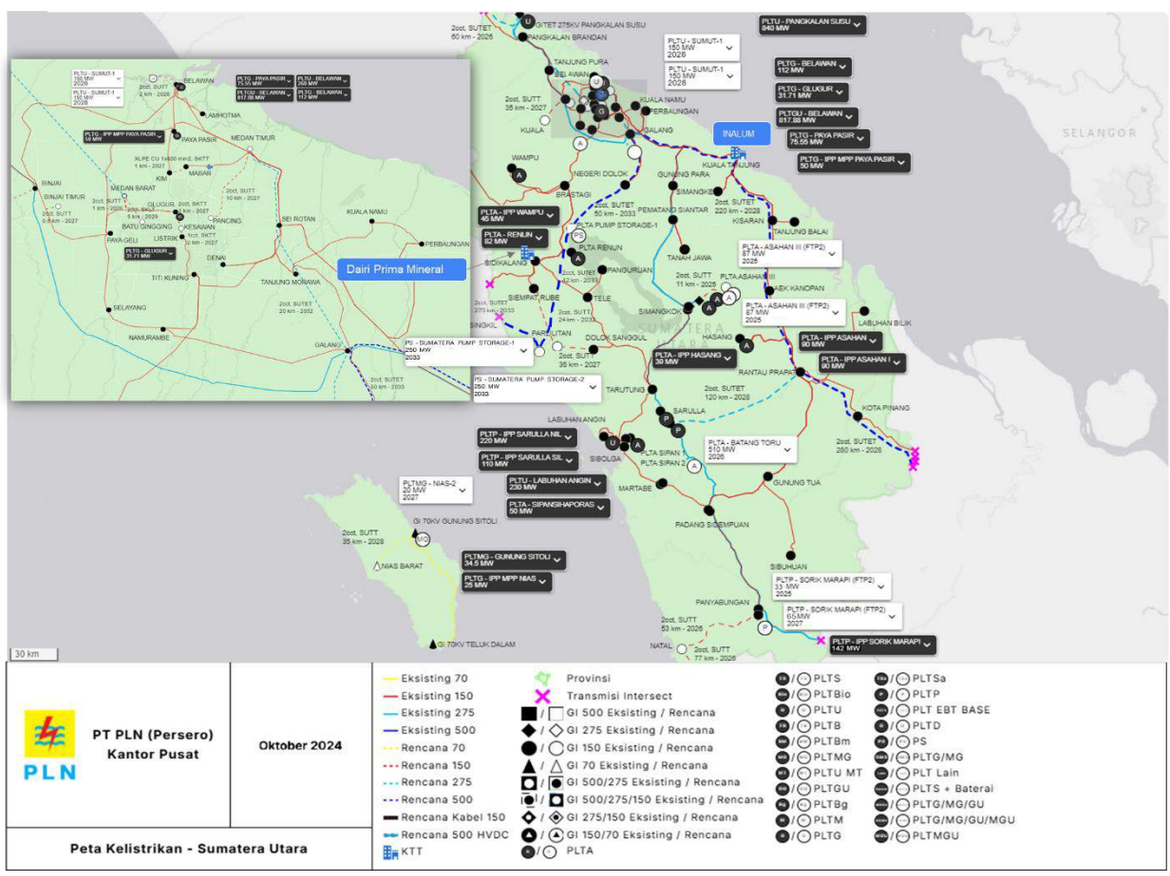
No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
							Dengan beroperasinya GI Nunukan untuk *supply* ke Pulau Sebatik jika beban diatas 8 MW diperlukan tambahan penyulang tegangan menengah 20 kV kabel `laut
88	KI	Kalimantan Utara	KI Tanah Kuning	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Tanjung Selor	Telah terdapat GI Tanjung Selor untuk GI terdekat dengan KI Tanah Kuning.
89	KEK	Kalimantan Timur	MBTK	Kebutuhan listrik sampai dengan 144 MVA	-	GI 150 kV Maloy	Saat ini sudah terlayani dengan dengan TM. Untuk kebutuhan sampai dengan 144 MVA terdapat GI Maloy di sekitar KEK MBTK
90	KI	Kalimantan Timur	KI Batuta/BCIP	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Sangatta	Telah terdapat GI Sangatta di sekitar KI Batuta/BCIP
91	KI	Kalimantan Timur	KI Kariangau	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Kariangau	Telah terdapat GI *existing* Karingau di sekitar KI Kariangau
92	KI	Kalimantan Timur	KI Kaltim Industrial Estate	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Bontang	Telah terdapat GI *existing* Bontang di sekitar KI Kaltim Industrial Estate
93	KI	Kalimantan Barat	KI Landak	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Ngabang	Telah terdapat GI Existing Ngabang di sekitar KI Landak
94	KI	Kalimantan Barat	KI Ketapang	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Ketapang	Telah terdapat GI *existing* Ketapang di sekitar KI Ketapang dan pada tahun 2024 sistem Khatulistiwa akan interkoneski dengan sistem Kalseltengtim
95	KI	Kalimantan Barat	KI KBS	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Kendawangan	Telah terdapat GI *existing* Kendawangan di sekitar KI Ketapang dan pada tahun 2024 sistem Khatulistiwa akan interkoneski dengan sistem Kalseltengtim
96	KI	Kalimantan Tengah	KI Surya Borneo	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Pangkalan Bun	Telah terdapat GI *existing* pangkalan bun disekitar KI Surya Borneo
97	KI	Kalimantan Selatan	KI Jorong	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Asam-asam	Telah terdapat GI *existing* Asam-asam disekitar KI Jorong
98	KI	Kalimantan Selatan	KI Batulicin	Menyesuaikan kepastian beban	-	GI 150 kV Batulicin Baru	Telah terdapat rencana GI Batulicin Baru pada tahun 2024 dan terdapat GI *existing* Batulicin disekitar KI Batulicin

PETA RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR *SMELTER* REGIONAL SUMATERA KALIMANTAN

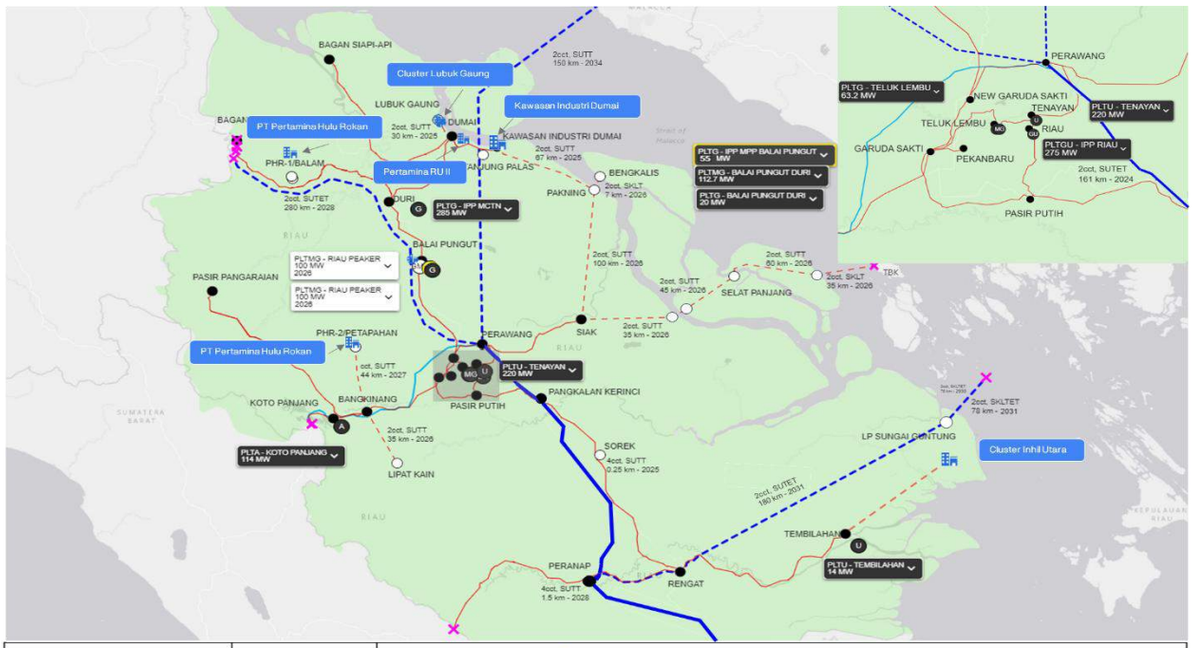
1. Provinsi Aceh



2. Provinsi Sumatera Utara

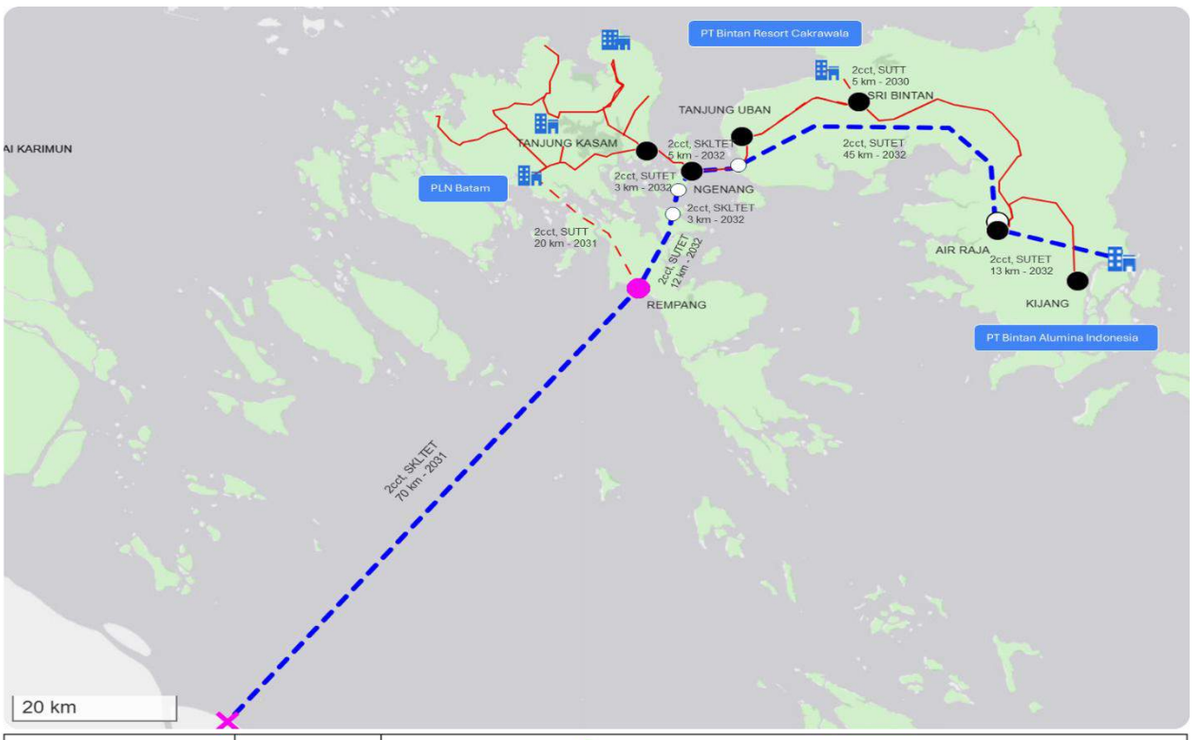


3. Provinsi Riau



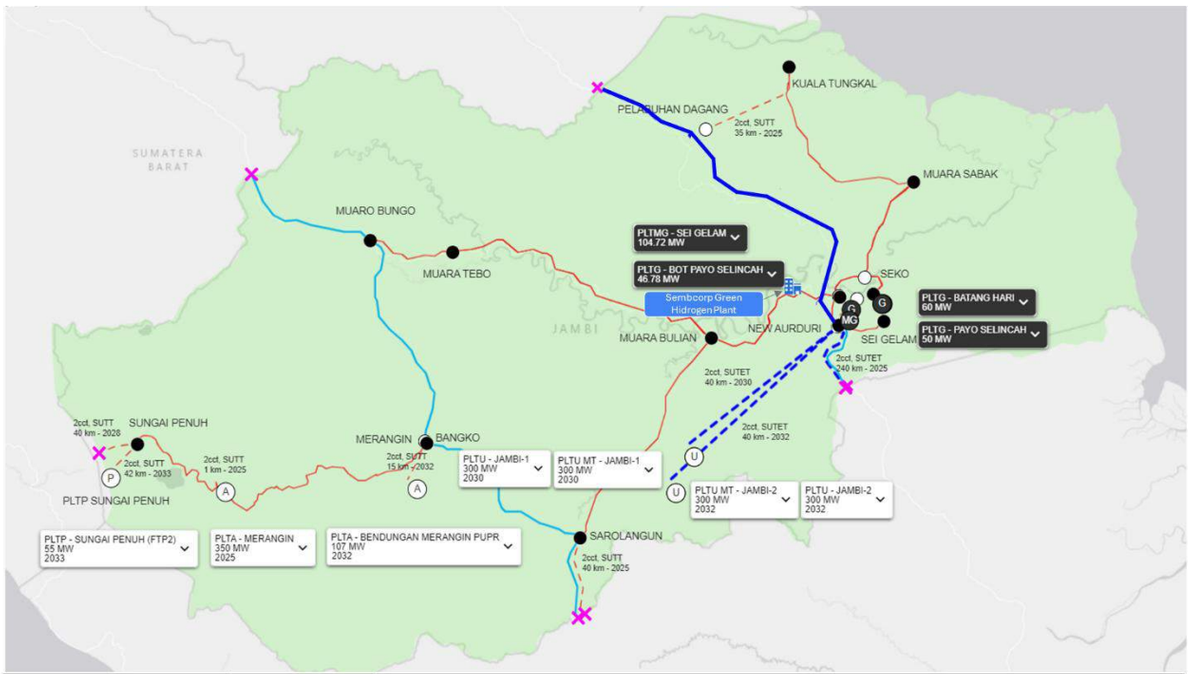
PT PLN (Persero) Kantor Pusat	Oktober 2024	Eksisting 70, Eksisting 150, Eksisting 275, Eksisting 500, Rencana 70, Rencana 150, Rencana 275, Rencana 500, Rencana Kabel 150, Rencana 500 HVDC, KTT; Provinsi, Transmisi Intersect, GI 500 Eksisting / Rencana, GI 275 Eksisting / Rencana, GI 150 Eksisting / Rencana, GI 70 Eksisting / Rencana, GI 500/275 Eksisting / Rencana, GI 500/275/150 Eksisting / Rencana, GI 275/150 Eksisting / Rencana, GI 150/70 Eksisting / Rencana, PLTA; PLTS, PLTBio, PLTU, PLTB, PLTBm, PLTMG, PLTU MT, PLTGU, PLTBg, PLTM, PLTG; PLTSa, PLTP, PLT EBT BASE, PLTD, PS, PLTG/MG, PLT Lain, PLTS + Baterai, PLTG/MG/GU, PLTG/MG/GU/MGU, PLTMGU
Peta Kelistrikan - Riau		

4. Provinsi Kepulauan Riau

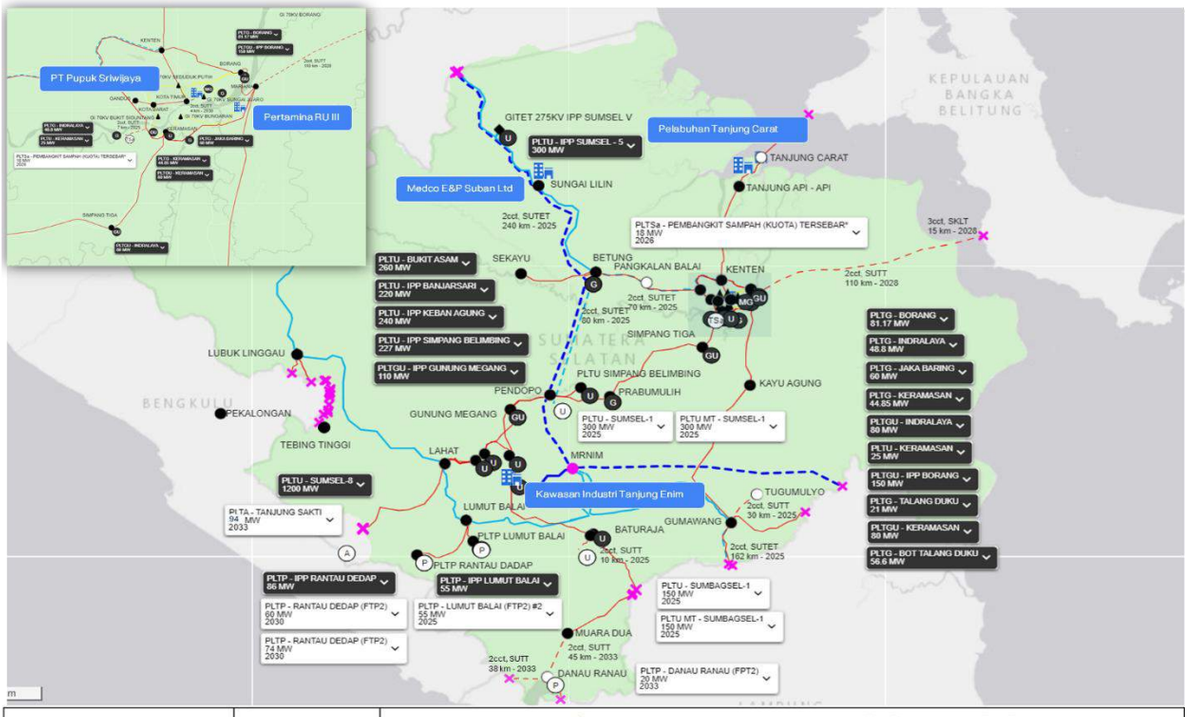


PT PLN (Persero) Kantor Pusat	Desember 2024	Eksisting 70, Eksisting 150, Eksisting 275, Eksisting 500, Rencana 70, Rencana 150, Rencana 275, Rencana 500, Rencana Kabel 150, Rencana 500 HVDC, KTT; Provinsi, Transmisi Intersect, GI 500 Eksisting / Rencana, GI 275 Eksisting / Rencana, GI 150 Eksisting / Rencana, GI 70 Eksisting / Rencana, GI 500/275 Eksisting / Rencana, GI 500/275/150 Eksisting / Rencana, GI 275/150 Eksisting / Rencana, GI 150/70 Eksisting / Rencana, PLTA; PLTS, PLTBio, PLTU, PLTB, PLTBm, PLTMG, PLTU MT, PLTGU, PLTBg, PLTM, PLTG; PLTSa, PLTP, PLT EBT BASE, PLTD, PS, PLTG/MG, PLT Lain, PLTS + Baterai, PLTG/MG/GU, PLTG/MG/GU/MGU, PLTMGU
Peta Kelistrikan - Kepulauan Riau		

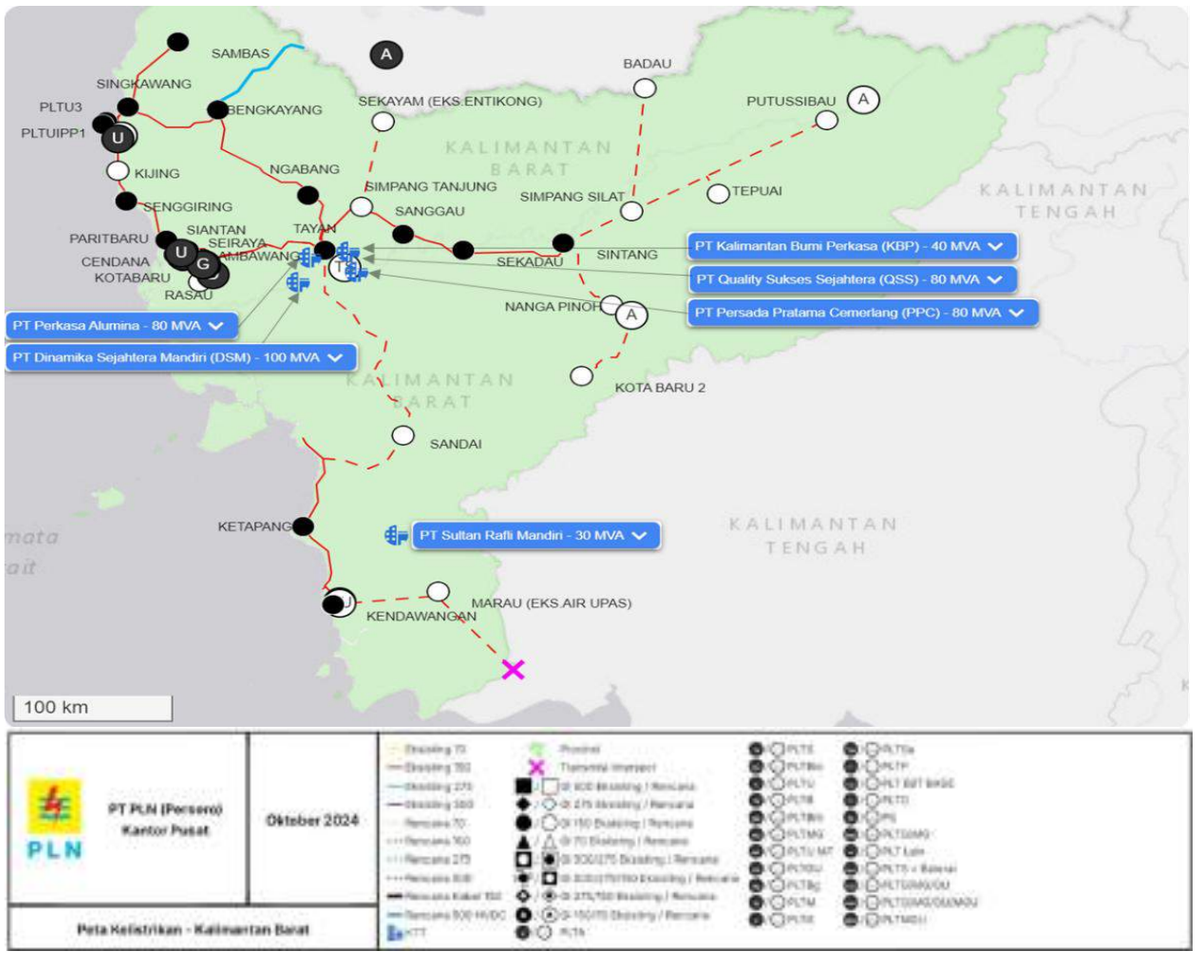
5. Provinsi Jambi



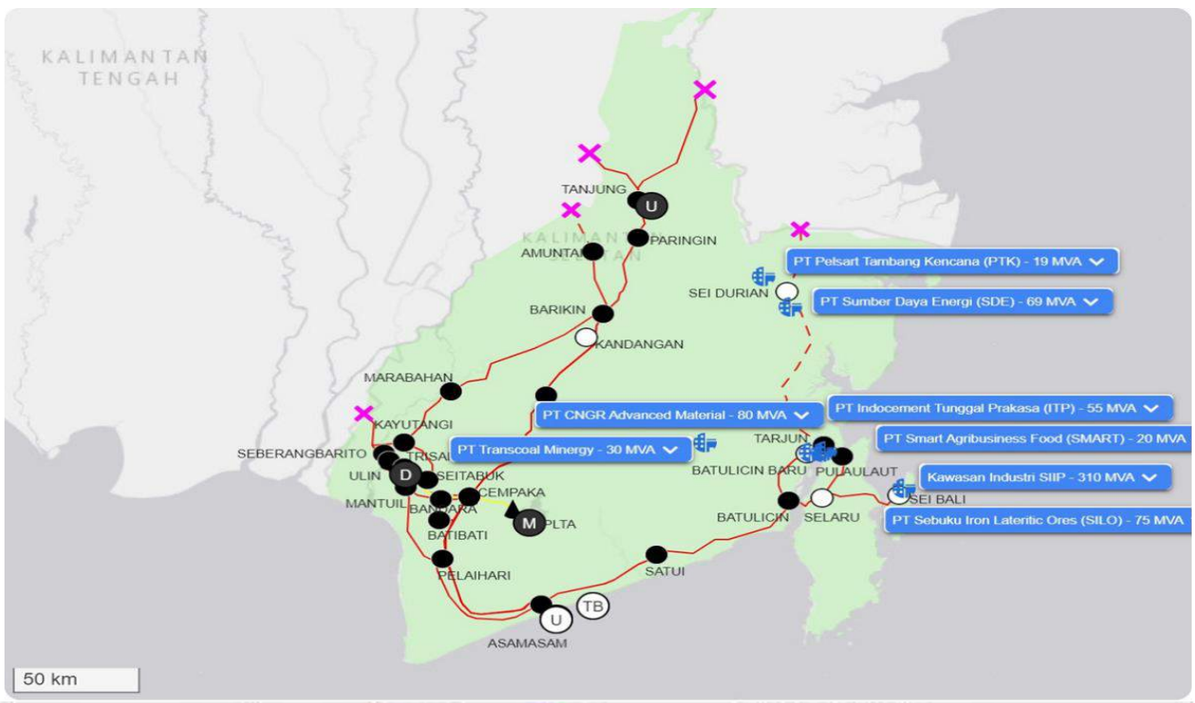
6. Provinsi Sumatera Selatan



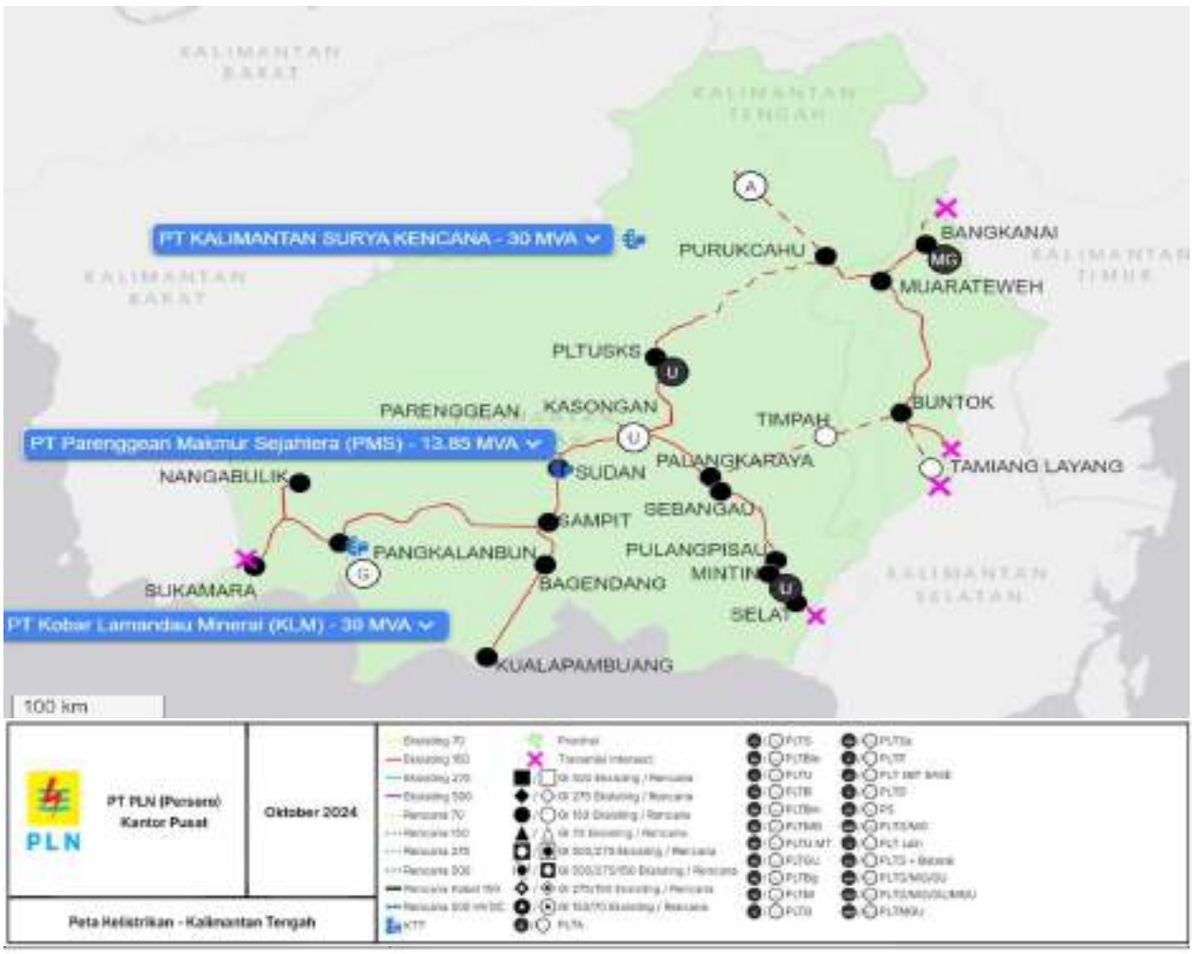
7. Provinsi Kalimantan Barat



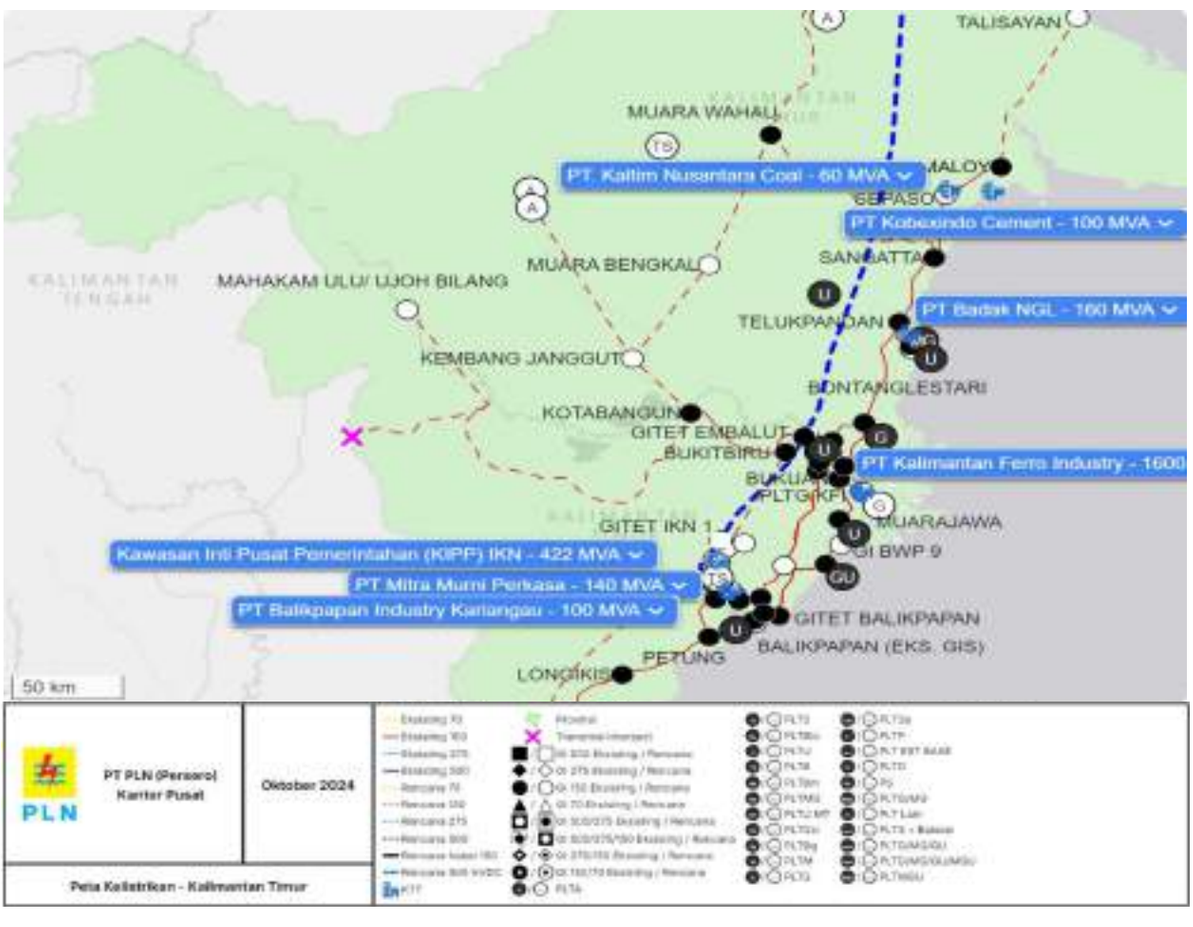
8. Provinsi Kalimantan Selatan



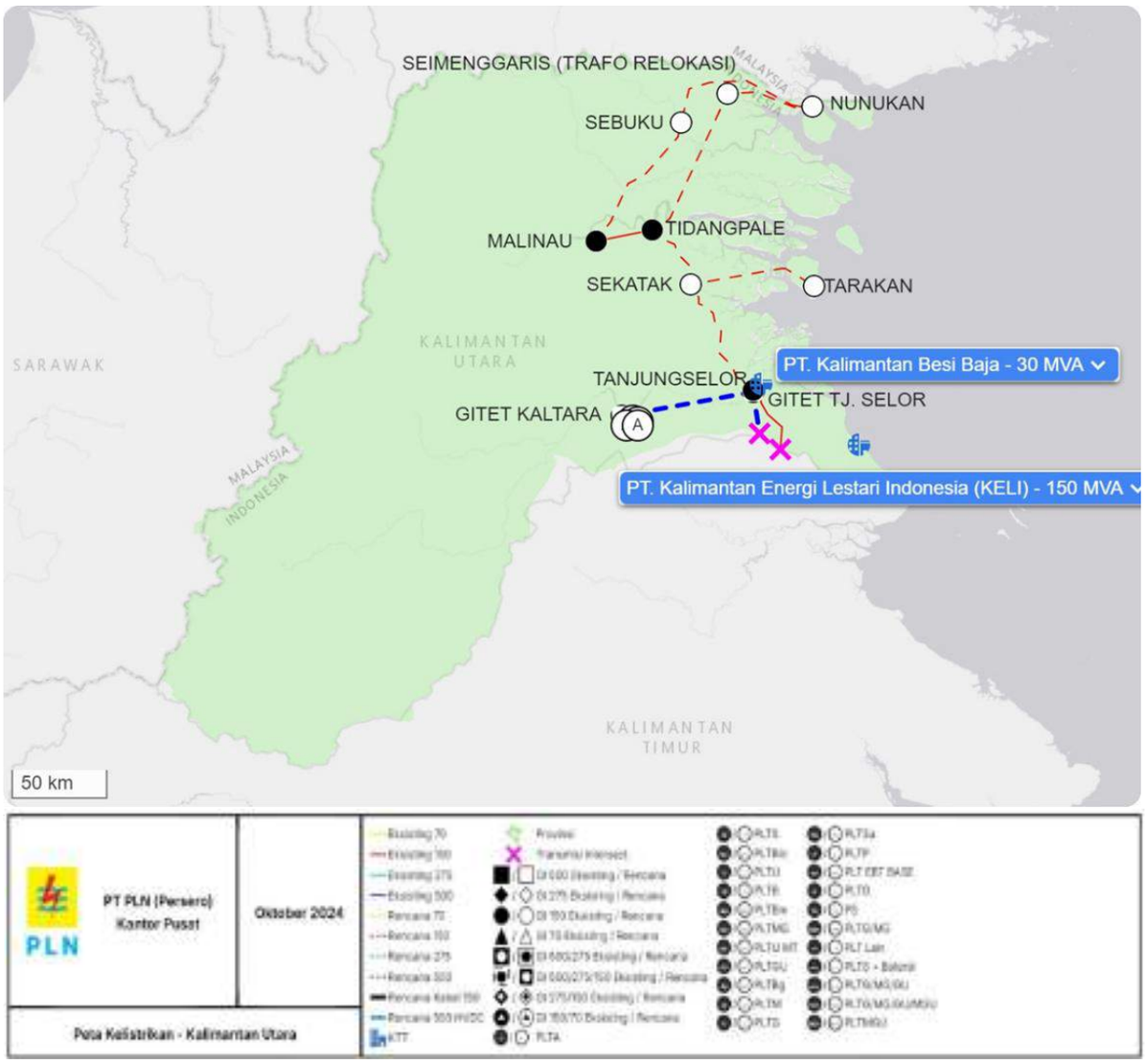
9. Provinsi Kalimantan Tengah



10. Provinsi Kalimantan Timur



11. Provinsi Kalimantan Utara



LAMPIRAN E.2
REGIONAL JAWA, MADURA DAN BALI
RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR
SMELTER
REGIONAL JAWA, MADURA DAN BALI

No	Kategori	Provinsi	Skenario Demand	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Ketersediaan Pasokan
						Transmisi	Gardu Induk	
1	Industri	Banten	Reguler	PT LAUTAN BAJA INDONESIA	Kebutuhan listrik bertahap dari 60 MVA ditahun 2024, sampai dengan 200 MVA ditahun 2027	LBI – PUCAM II/MODERN	GI 150 kV Lautan Baja Indonesia	Rencana dipasok dari GI 150 kV Lautan Baja Indonesia dengan jalur transmisi LBI – PUCAM II/MODERN
2	*Smelter*	Banten	Reguler	GROWTH JAVA INDONESIA	Kebutuhan listrik bertahap dari 32 MVA ditahun 2024, sampai dengan 120 MVA ditahun 2026	-	GI 150 kV Indoferro	Rencana dipasok dari GI 150 kV Indoferro
3	Industri	Banten	Reguler	PT SHIWOND STEEL	Kebutuhan listrik bertahap dari 23 MVA ditahun 2024, sampai dengan 53 MVA ditahun 2025	-	GI 150 kV Puncak Ardi Mulya II	Rencana dipasok dari GI 150 kV Puncak Ardi Mulya II
4	Industri	Banten	Reguler	Kawasan PIK 2 Ext	Kebutuhan Listrik bertahap dari 10 MVA ditahun 2026, sampai dengan 60 MVA di tahun 2030	-	GI 150 kV PIK 2	Rencana dipasok dari GI 150 kV PIK 2
5	Transportasi	DKI Jakarta	Reguler	MRT FASE 2 (HI – KOTA TUA)	Kebutuhan listrik bertahap dari 32 MVA ditahun 2027, sampai dengan 60 MVA ditahun 2030	-	GI 150 kV Gambir Lama II dan GI 150 kV Karet Lama	Rencana dipasok dari GI 150 kV Gambir Lama II dan GI 150 kV Karet Lama

No	Kategori	Provinsi	Skenario Demand	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Ketersediaan Pasokan
						Transmisi	Gardu Induk	
6	Transportasi	DKI Jakarta	Reguler	MRT FASE 3 (ARAH BANTEN) 1,2	Kebutuhan listrik bertahap dari 30 MVA ditahun 2031, sampai dengan 50 MVA ditahun 2033	-	GI 150 kV Tomang	Rencana dipasok dari GI 150 kV Tomang
7	*Data Center*	DKI Jakarta	Reguler	PT MITRA INFTK GEMILANG 1,2	Kebutuhan listrik bertahap dari 12 MVA ditahun 2024, sampai dengan 30 MVA ditahun 2027	-	-	Rencana dipasok dari jaringa TM 20 kV
8	*Data Center*	DKI Jakarta	Reguler	PT MITRA INFORMATIKA GEMILANG 1,2,3	Kebutuhan listrik bertahap dari 30 MVA ditahun 2027, sampai dengan 90 MVA ditahun 2029	-	-	Rencana dipasok dari jaringan TM 20 kV
9	*Data Center*	DKI Jakarta	Reguler	PT SINARMAS LAND 1,2	Kebutuhan listrik bertahap dari 9 MVA ditahun 2025, sampai dengan 27 MVA ditahun 2027	-	GI 150 kV Sinarmas	Rencana dipasok dari GI 150 kV Sinarmas
10	*Data Center*	DKI Jakarta	Reguler	PT SINARMAS LAND 1,2 (TT)	Kebutuhan listrik bertahap dari 200 MVA ditahun 2028, sampai dengan 400 MVA ditahun 2029	-	GI 150 kV Rasuna said/ Sinarmas (dengan opsi pembangunan GITET 275 kV Sinarmas)	Rencana dipasok dari GI 150 kV Rasuna Said/ Sinarmas (dengan opsi pembangunan GITET 275 kV Sinarmas)
11	Industri	Jawa Barat	Reguler	PT IndoRama Synthetics dan PT Indo Rama Polychem	Kebutuhan listrik sebesar 30 MVA ditahun 2025	KTT Indorama Baru - Inc. (Padalarang Baru - Jatiluhur)	GI 150 kV KTT Indorama Baru	Rencana dipasok dari GI 150 kV KTT Indorama Baru dengan jalur transmisi KTT Indorama Baru - Inc. (Padalarang Baru - Jatiluhur).Konsumen dalam tahap *probing*.

No	Kategori	Provinsi	Skenario Demand	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Ketersediaan Pasokan
						Transmisi	Gardu Induk	
12	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT Microsoft KIIC New 3 dan 4 (JKT05 dan JKT11)	Kebutuhan listrik bertahap mulai 17 MVA ditahun 2024, sampai dengan 100 MVA ditahun 2026	-	GI 150 kV KTT *Data Center*	Rencana dipasok dari GI 150 kV KTT *Data Center.* Konsumen sudah nyala TM sebesar 17,32 MVA.
13	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT Microsoft KIIC New 1 dan 2 (JKT09 dan JKT13)	Kebutuhan listrik bertahap mulai 30 MVA ditahun 2026, sampai dengan 80 MVA ditahun 2026	-	GI 150 kV KIIC II / Margakaya dan GI 150 kV Pinayungan.	Rencana dipasok dari GI 150 kV KIIC II / Margakaya dan GI 150 kV Pinayungan. Konsumen sedang dalam tahap PJBTL.
14	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	Microsoft Operation Ind 1 dan 2 KIIC (JKT02)	Kebutuhan listrik bertahap mulai 17 MVA ditahun 2024 sampai dengan 42 MVA ditahun 2026	-	GI 150 kV KIIC II / Margakaya dan GI 150 kV Pinayungan.	Rencana dipasok dari GI 150 kV KIIC II / Margakaya dan GI 150 kV Pinayungan. Konsumen sudah nyala TM sebesar 17,32 MVA.
15	Industri Kertas	Jawa Barat	Reguler	PT PCI/PT Indah Kiat/Pindodeli 4	Kebutuhan listrik sebesar 250 MVA ditahun 2025	Telukjambe II - KTT Indah Kiat	GI 150 kV Indah Kiat	Rencana dipasok dari GI 150 kV Indah Kiat dengan jalur transmisi Telukjambe II - KTT Indah Kiat. Konsumen dalam tahap *probing*.
16	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT STT GDC (JKT1-1, JKT1-2)	Kebutuhan listrik bertahap dari 27,7 MVA di tahun 2027, sampai dengan 450 MVA ditahun 2030	GI *Switching Data Center* Deltamas - PT STT GDC (JKT1-1, JKT1-2)	GI 150 kV *Switching Data Center* Deltamas	Rencana dipasok dari GI 150 kV *Switching Data Center* Deltamas dan Transmisi dari GI *Switching Data Center* Deltamas - PT STT GDC (JKT1-1, JKT1-2)
17	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT AMAZON DATA SERVICES GIIC 1,2	Kebutuhan Listrik bertahap dari 17 MVA ditahun 2024, sampai dengan 28 MVA ditahun 2026	*Switching Data Center* - ADSI Deltamas	GI 150 kV KTT *Data Center*	Rencana dipasok dari GI KTT *Data Center* dengan jalur transmisi *Switching Data Center* - ADSI Deltamas. Konsumen Sudah melakukan MoU, dan dalam tahap PJBTL. Infrastruktur KTT dalam tahap konstruksi.

No	Kategori	Provinsi	Skenario Demand	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Ketersediaan Pasokan
						Transmisi	Gardu Induk	
18	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT ADSI SCI 1,2	Kebutuhan listrik bertahap dari 177 MVA ditahun 2024, sampai dengan 110 MVA ditahun 2026	Telukjambe II - ADSI Suryacipta	GI Teluk Jambe II	Rencana dipasok dari GI Telukjambe II dengan jalur transmisi Telukjambe II - ADSI Suryacipta. Konsumen Sudah melakukan MoU, dan dalam tahap PJBTL. Infrastruktur KTT dalam tahap konstruksi.
19	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT ADSI KIIC 1,2	Kebutuhan listrik bertahap dari 17 MVA ditahun 2024, sampai dengan 140 MVA ditahun 2026	KIIC II / Margakaya - ADSI KIIC	GI KIIC II / Margakaya	Rencana dipasok dari GI KIIC II / Margakaya dengan jalur transmisi KIIC II / Margakaya - ADSI KIIC. Konsumen Sudah melakukan MoU, dan dalam tahap PJBTL. Infrastruktur KTT dalam tahap konstruksi.
20	Industri Baterai	Jawa Barat	Reguler	CATL (PT Industri Baterai Indonesia)	Kebutuhan listrik bertahap mulai 20 MVA ditahun 2025, sampai dengan 69 MVA ditahun 2027	CATL – Indah Kiat	GI 150 kV CATL	Rencana dipasok dari GI 150 kV CATL dengan jalur transmisi CATL – Indah Kiat.
21	KI	Jawa Barat	Reguler	PT Tatajabar Industri (Wilus)	Kebutuhan listrik bertahap mulai 180 MVA ditahun 2024, sampai dengan 240 MVA ditahun 2026	-	GI 150 kV Tatajabar	Rencana dipasok dari GI 150 kV Tatajabar.
22	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT. Telkom Data Ekosistem 1,2	Kebutuhan listrik bertahap mulai 28 MVA ditahun 2025, sampai dengan 81 MVA ditahun 2026	GI *Switching Data Center* Deltamas - PT. Telkom Data Ekosistem 1,2	GI 150 kV *Switching Data Center* Deltamas	Rencana dipasok dari GI 150 kV *Switching Data Center* Deltamas dan Transmisi dari GI *Switching Data Center* Deltamas - PT. Telkom Data Ekosistem 1,2.
23	KI	Jawa Barat	Reguler	Kawasan Industri MOS/JISC	Kebutuhan listrik bertahap dari 29 MVA ditahun 2025, sampai dengan 334 MVA	JISC / MOS - Jatiluhur Baru	GI 150 kV JISC/MOS	Rencana dipasok dari GI 150 kV JISC/MOS dengan jalur transmisi JISC / MOS - Jatiluhur Baru. Konsumen sudah nyala TM

No	Kategori	Provinsi	Skenario Demand	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Ketersediaan Pasokan
						Transmisi	Gardu Induk	
					ditahun 2030			
24	Industri Baterai	Jawa Barat	Reguler	PT HLI Green Power	Kebutuhan listrik 120 MVA ditahun 2026	HLI - Heksa / AUA / AMI / Taman Mekar dan HLI - Tamansari/ KNIC	GI 150 kV HLI	Rencana dipasok dari GI 150 kV HLI dengan jalur transmisi HLI - Heksa / AUA / AMI / Taman Mekar dan HLI - Tamansari/ KNIC. Konsumen sudah nyala TM
25	Migas	Jawa Barat	Reguler	PT Pertamina RU VI Balongan	Kebutuhan listrik bertahap mulai 30 MVA ditahun 2027, sampai dengan 78,8 MVA ditahun 2032	Balongan - Inc. (Jatibarang - Arjawinangun)	GI 150 kV Balongan	Rencana dipasok dari GI 150 kV Balongan dengan jalur transmisi Balongan - Inc. (Jatibarang - Arjawinangun). Konsumen dalam tahap *probing*.
26	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PRINCETON *DIGITAL GROUP*	Kebutuhan listrik bertahap mulai 50 MVA ditahun 2026 sampai dengan 100 MVA di tahun 2029	KIIC II – KIIC III	GI 150 kV KIIC III	Rencana dipasok dari GI 150 kV KIIC III dengan jalur transmisi dari KIIC II – KIIC III
27	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT K2ID *Strategic Infrastructure* (JKT01A, JKT01B)	Kebutuhan listrik bertahap mulai 28 MVA ditahun 2024, sampai dengan 28 MVA ditahun 2028	GI *Switching Data Center* Deltamas - PT K2ID Strategic Infrastructure (JKT01A, JKT01B)	GI 150 kV *Switching Data Center* Deltamas	Rencana dipasok dari GI 150 kV *Switching Data Center* Deltamas dan Transmisi dari GI *Switching Data Cente*r Deltamas - PT K2ID *Strategic Infrastructure* (JKT01A, JKT01B)
28	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT. *Digital Hyperspace*-1	Kebutuhan listrik bertahap mulai dari 17 MVA, sampai dengan 140 MVA ditahun 2028	GI *Switching Data Center* Deltamas - PT. Digital Hyperspace-1	GI 150 kV *Switching Data Center* Deltamas	Rencana dipasok dari GI 150 kV *Switching Data Center* Deltamas dan Transmisi dari GI *Switching Data Center* Deltamas - PT. *Digital Hyperspace*-1
29	KI	Jawa Barat	Reguler	Suryacipta Subang (Subang Smartpolitan)	Kebutuhan listrik bertahap dari 9 MVA di tahun 2024 sampai dengan 65 MVA ditahun 2030	Subang Smartpolitan / Metropolitan - Subang baru	GI 150 kV Subang Baru / Pamanukan	Rencana dipasok dari GI 150 kV Subang Baru / Pamanukan dengan jalur transmisi Subang Smartpolitan / Metropolitan - Subang baru. Konsumen dalam tahap *probing*.

No	Kategori	Provinsi	Skenario Demand	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Ketersediaan Pasokan
						Transmisi	Gardu Induk	
30	Migas	Jawa Barat	Reguler	PT Pertamina RDMP RU VI Balongan	Kebutuhan listrik bertahap mulai 24 MVA ditahun 2027, sampai dengan 65 MVA ditahun 2030	Balongan - Inc. (Jatibarang - Arjawinangun)	GI 150 kV Balongan	Rencana dipasok dari GI 150 kV Balongan dengan jalur transmisi Balongan - Inc. (Jatibarang - Arjawinangun). Konsumen sudah nyala TM.
31	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT Amazon KIIC (Lot PD4&5) 1,2	Kebutuhan listrik 90 MVA ditahun 2033	-	GI 150 kV KIIC III	Rencana dipasok dari GI 150 kV KIIC III.
32	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT Microsoft Operations Indonesia JKT 43 (KIIC) 1,2	Kebutuhan listrik bertahap mulai 30 MVA ditahun 2032, sampai dengan 150 MVA ditahun 2033	-	GI 150 kV KIIC III	Rencana dipasok dari GI 150 kV KIIC III.
33	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT Microsoft Operations Indonesia JKT 40 (GIIC) 1,2	Kebutuhan listrik bertahap mulai 30 MVA ditahun 2032, sampai dengan 150 MVA ditahun 2033	-	GI 150 kV *Data Center* Deltamas	Rencana dipasok dari GI 150 kV *Data Center* Deltamas.
34	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT Microsoft Operations Indonesia JKT 16 (GIIC) 1,2	Kebutuhan listrik bertahap mulai 30 MVA ditahun 2031, sampai dengan 130 MVA ditahun 2032	-	GI 150 kV *Data Center* Deltamas	Rencana dipasok dari GI 150 kV *Data Center* Deltamas.
35	*Data Center*	Jawa Barat	Reguler	PT Bekasi Power 1,2	Kebutuhan listrik bertahap mulai 7 MVA di tahun 2025, sampai dengan 191 ditahun 2029.	-	GI 150 kV Jababeka II dan GI 150 kV Sukatani	Rencana dipasok dari GI 150 kV Jababeka II dan GI 150 kV Sukatani
36	Industri Besi Baja	Jawa Barat	Reguler	PT Gunung Rajapaksi		Cikarang - KTT Gunung Raja Paksi	GI 150 kV Cikarang	Rencana dipasok dari GI 150 kV Cikarang dengan jalur transmisi Cikarang – KTT Gunung Raja Paksi

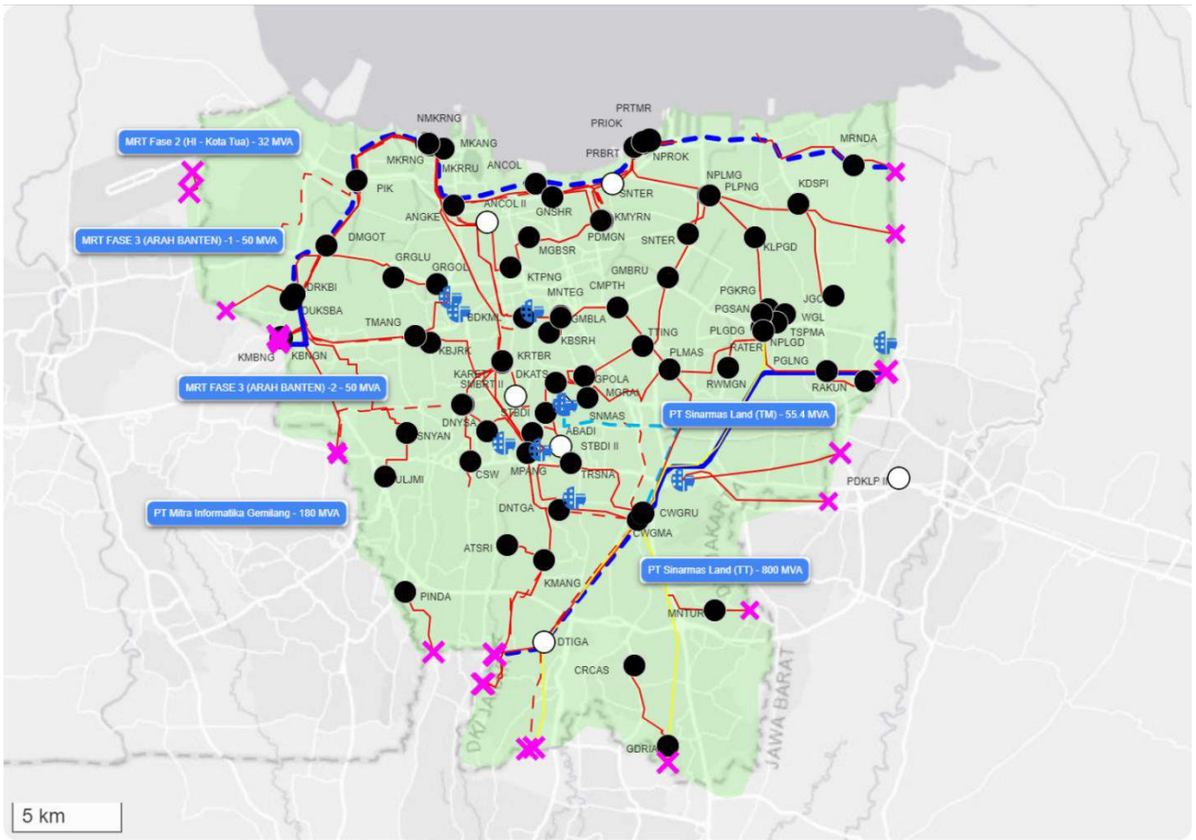
No	Kategori	Provinsi	Skenario Demand	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Ketersediaan Pasokan
						Transmisi	Gardu Induk	
37	KI	Jawa Barat	Reguler	Kawasan Pelabuhan Patimban	Kebutuhan listrik bertahap dari 21 MVA di tahun 2024 sampai dengan 43 MVA ditahun 2029	Patimban - Inc. (PLTU Indramayu - Sukamandi)	GI 150 kV Patimban	Rencana dipasok dari GI 150 kV Patimban dengan jalur transmisi Patimban - Inc. (PLTU Indramayu - Sukamandi). Konsumen sudah nyala TM dengan daya eksisting sebesar 1,04 MVA.
38	KI	Jawa Barat	Reguler	Kawasan MNC Land Lido	Kebutuhan listrik bertahap dari 8 MVA di tahun 2024, sampai dengan 100 MVA ditahun 2027	-	GI 150 kV Cibadak Baru	Rencana dipasok dari GI 150 kV Cibadak Baru.
39	KI	Jawa Barat	Reguler	Kawasan Butom	Kebutuhan listrik sebesar 228 MVA ditahun 2027	-	GI 150 kV Sumedang Baru II	Rencana dipasok dari GI 150 kV Sumedang Baru II.
40	KI	Jawa Barat	Reguler	Kawasan SPIKE	Kebutuhan listrik bertahap dari 72 MVA di tahun 2025 sampai dengan 476 MVA ditahun 2028	SPIKE – Indah Kiat	GI 150 kV SPIKE	Rencana dipasok dari GI 150 kV SPIKE dengan opsi jalur transmisi SPIKE – Indah Kiat
41	Industri	Jawa Barat	Reguler	PT South Pacific Viscose	Kebetuhan listrik eksisting sebesar 30 MVA bertahap sampai 47 MVA di tahun 2025	-	GI 150 kV Jatiluhur Baru	Rencana dipasok dari GI 150 kV Jatiluhur Baru
42	Industri	Jawa Barat	Reguler	PT Polytama Propindo	Kebutuhan listrik sebesar 55 MVA ditahun 2027	-	GI 150 kV Balongan	Rencana dipasok dari GI 150 kV Balongan
43	KI	Jawa Tengah	Reguler	Kawasan Industri Aviarna	Kebutuhan listrik bertahap dari 35 MVA di tahun 2030 sampai dengan 250 MVA ditahun 2031	-	GI 150 kV Randugarut	Rencana dipasok dari GI 150 kV Randugarut.
44	KI	Jawa Tengah	Reguler	Kawasan Industri Seafer Kendal	Kebutuhan listrik bertahap dari 150 MVA ditahun	Outlet GITET 500 kV Weleri dan KTT Seafer Kendal - Weleri II	GITET 500 kV Weleri dan GI 150 kV KTT Seafer Kendal	Rencana dipasok dari GI 150 kV KTT Seafer Kendal dengan jalur transmisi radial dari Weleri II, memerlukan

No	Kategori	Provinsi	Skenario Demand	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Ketersediaan Pasokan
						Transmisi	Gardu Induk	
					2028, 300 MVA ditahun 2030 sampai dengan 400 MVA ditahun 2031			pembangunan GITET dengan 2 IBT (2x500MVA) beserta SUTET dan outlet transmisi terkait.
45	KI	Jawa Tengah	Reguler	Kawasan Industri Terpadu Batang	Kebutuhan listrik bertahap dari 142 MVA di tahun 2024 , 297 MVA ditahun 2025, 310 MVA ditahun 2026 sampai dengan 316,57 MVA ditahun 2027	KIT Batang - Inc. (Batang *New* - Weleri)	GI 150 kV KIT Batang	Rencana dipasok dari GI 150 kV KIT Batang dengan jalur transmisi KIT Batang - Inc. (Batang *New* - Weleri).
46	KI	Jawa Tengah	Reguler	Kawasan Ekonomi Khusus Kendal	Kebutuhan listrik bertahap dari 141 MVA di tahun 2024 , sampai dengan 206 MVA ditahun 2025	KEK Kendal - Inc. (Weleri - Kaliwungu)	GI 150 kV KEK Kendal	Rencana dipasok dari GI 150 kV KEK Kendal dengan jalur transmisi KEK Kendal - Inc. (Weleri - Kaliwungu).
47	Industri	Jawa Timur	Reguler	ACWA *Green Hydrogen Plant*	Kebutuhan listrik sebesar 118 MVA ditahun 2027	-	GI 150 kV Petrokimia	Rencana dipasok dari GI 150 kV Petrokimia Diperlukan pengembangan/ tambahan IBT baru untuk tambahan *demand* sebesar 118 MVA.
48	Industri	Jawa Timur	Reguler	PT. Bumi Suksesindo (BSI)	Kebutuhan listrik bertahap dari 11 MVA di tahun 2024, 60 MVA tahun 2027 sampai dengan 120 MVA ditahun 2033	Genteng - BSI dan Genteng - Inc. (Jember - Banyuwangi)	GI 150 kV BSI	Rencana dipasok dari GI 150 kV BSI dengan jalur transmisi Genteng - BSI dan Genteng - Inc. (Jember - Banyuwangi).
49	Industri	Jawa Timur	Reguler	PT BKMS KEK Gresik	Kebutuhan listrik bertahap dari 190 MVA di tahun 2025, 260 MVA tahun 2028 sampai dengan 330	-	GI 150 kV Bungah	Rencana dipasok dari GI 150 kV Bungah

No	Kategori	Provinsi	Skenario Demand	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Ketersediaan Pasokan
						Transmisi	Gardu Induk	
					MVA ditahun 2029			
50	Industri	Jawa Timur	Reguler	JIIPE / PT FI / BKMS	Kebutuhan listrik sebesar 170 MVA ditahun 2024	-	GI 150 kV Bungah	Rencana dipasok dari GI 150 kV Bungah
51	Industri	Jawa Timur	Reguler	Tren Pacific Petrochemical (TPPI)	Kebutuhan listrik sebesar 260 MVA ditahun 2026	Jenu / TPPI - Mliwang	GI 150 kV Jenu / TPPI	Rencana dipasok dari GI 150 kV Jenu / TPPI dengan jalur transmisi Jenu / TPPI - Mliwang.
52	Industri	Jawa Timur	Reguler	PT PIER	Kebutuhan listrik sebesar 65 MVA ditahun 2026	-	GI 150 kV PIER	Rencana dipasok dari GI 150 kV PIER
53	Industri	Jawa Timur	Reguler	Kawasan Industri Tubman / Pabrik Otomotif	Kebutuhan listrik sebesar 50 MVA ditahun 2026	KI Tuban - Mliwang	GI 150 kV KI Tuban	Rencana dipasok dari GI 150 kV KI Tuban dengan jalur transmisi KI Tuban - Mliwang
54	Industri	Jawa Timur	Reguler	PT. PRPP NGRR	Kebutuhan listrik bertahap dari 35 MVA di tahun 2028, sampai dengan 589 MVA ditahun 2029	Tanjung Awar-Awar - New Tanjung Awar-Awar	GI 150 kV New Tanjung Awar-Awar	Rencana dipasok dari GI 150 kV New Tanjung Awar-Awar dengan jalur transmisi Tanjung Awar-Awar - New Tanjung Awar-Awar. Konsumen dalam tahap MoU.

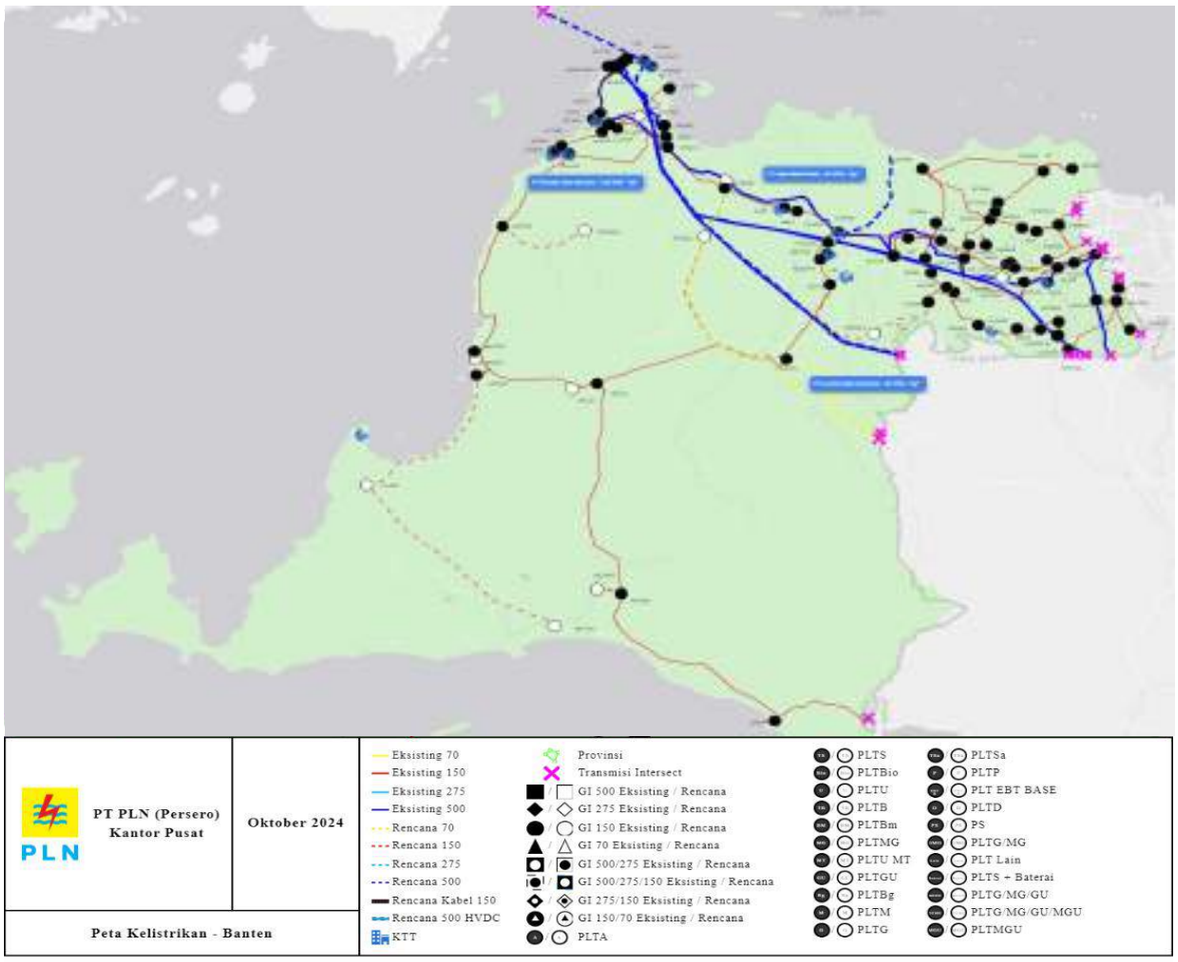
PETA RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR *SMELTER* REGIONAL JAWA, MADURA DAN BALI

1. Provinsi DKI Jakarta

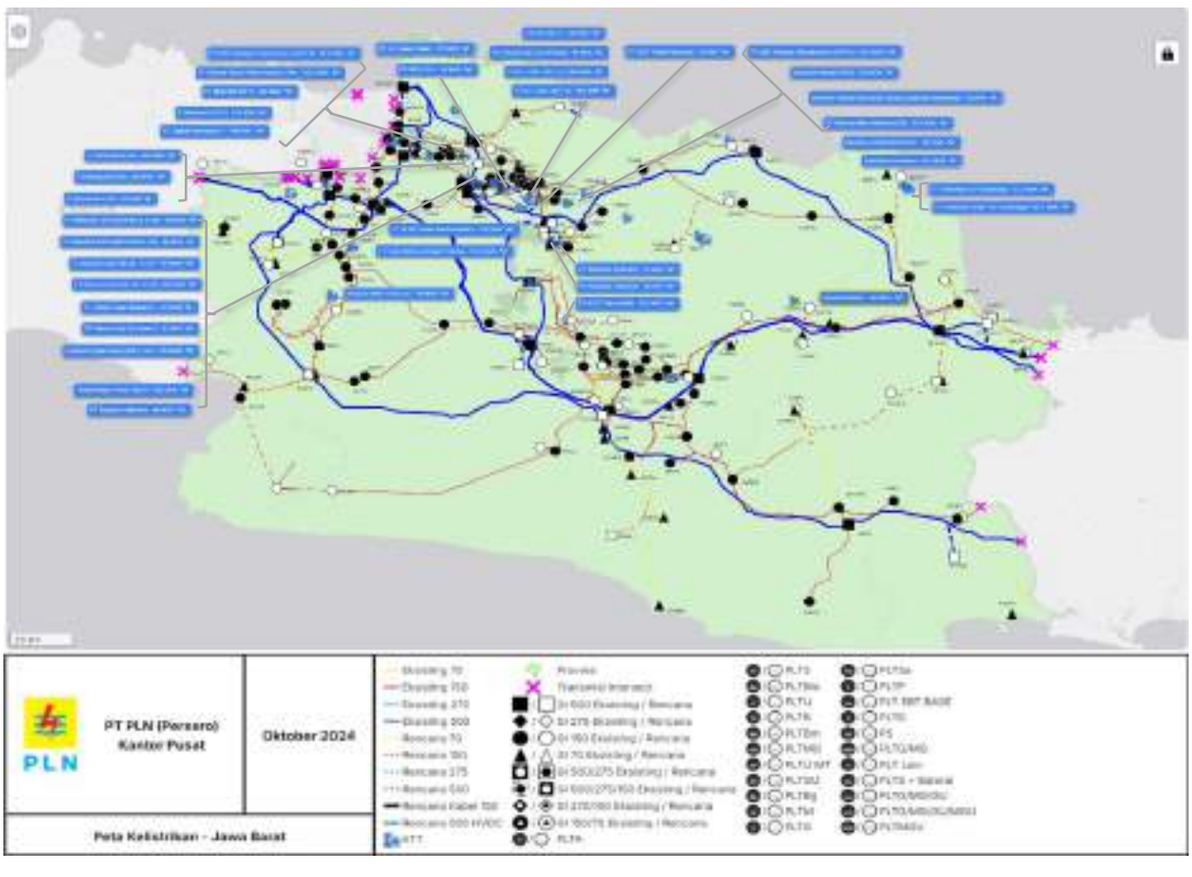


PT PLN (Persero) Kantor Pusat	Oktober 2024	Eksisting 70 Eksisting 150 Eksisting 275 Eksisting 500 Rencana 70 Rencana 150 Rencana 275 Rencana 500 Rencana Kabel 150 Rencana 500 HVDC KTT Provinsi Transmisi Intersect GI 500 Eksisting / Rencana GI 275 Eksisting / Rencana GI 150 Eksisting / Rencana GI 70 Eksisting / Rencana GI 500/275 Eksisting / Rencana GI 500/275/150 Eksisting / Rencana GI 275/150 Eksisting / Rencana GI 150/70 Eksisting / Rencana PLTA PLTS PLTBio PLTU PLTB PLTBm PLTMG PLTU MT PLTGU PLTBg PLTM PLTG PLTSa PLTP PLT EBT BASE PLTD PS PLTG/MG PLT Lain PLTS + Baterai PLTG/MG/GU PLTG/MG/GU/MGU PLTMGU
Peta Kelistrikan - DKI Jakarta		

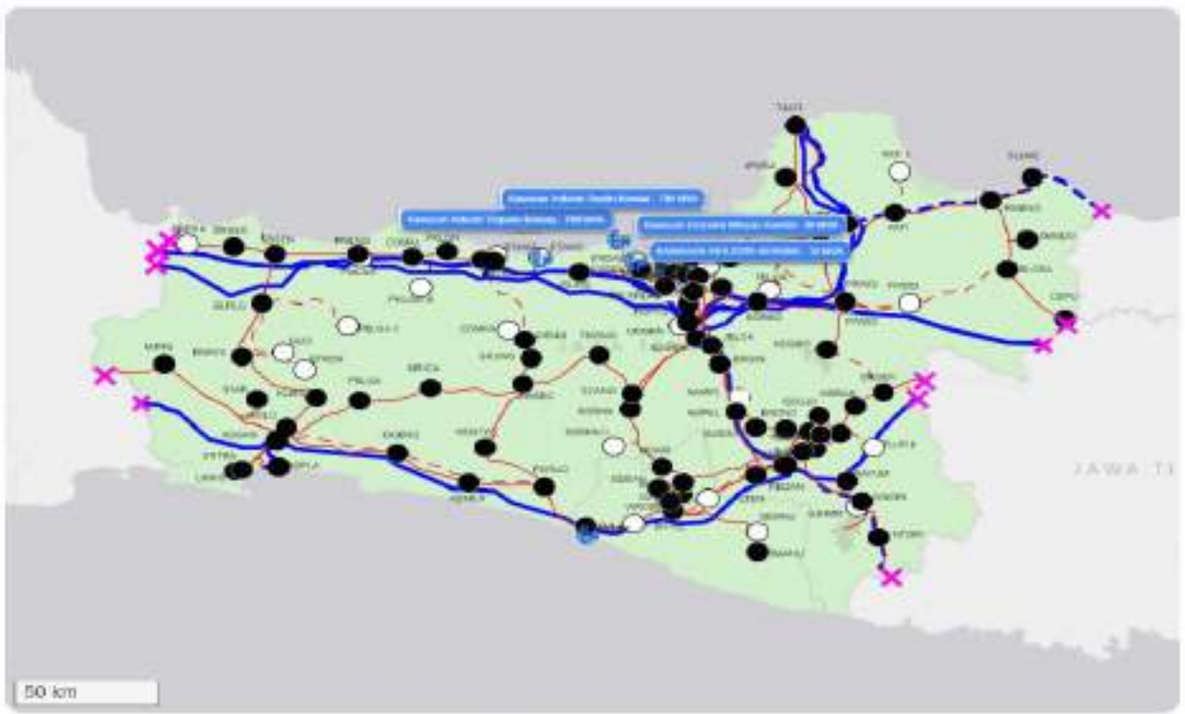
2. Provinsi Banten



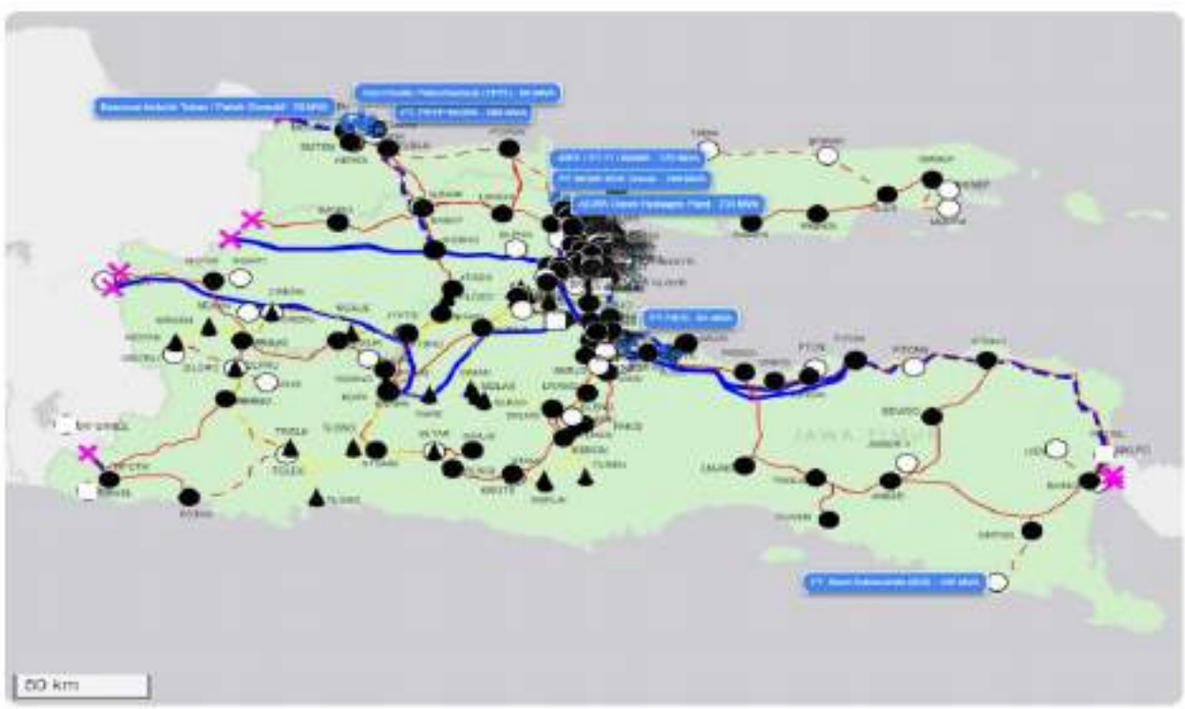
3. Provinsi Jawa Barat



4. Provinsi Jawa Tengah



5. Provinsi Jawa Timur



LAMPIRAN E.3
REGIONAL SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA
RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR *SMELTER*
REGIONAL SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
1	KEK	Sulawesi Utara	Bitung *)	Kebutuhan listrik sebesar 0 MVA	-	-	Rencana pasok dari GI Bitung, eksting PLTD Bitung 57 MW, serta TL eksisting 70 kV Likupang - Bitung dan direncanakan *uprating* tegangan menjadi TL 150 kV Likupang-Bitung serta rencana PLTMG Minahasa 150 MW di tahun 2026/27. Tenant yang sudah eksisting di KEK Bitung sebesar 16,23 MVA dari total 22 pelanggan eksisting.
2	KEK/DSP	Sulawesi Utara	Likupang	Kebutuhan listrik sebesar 10 MVA	-	-	Rencana suplai dari GI Likupang, terdapat PLTS eksisting 15 MW, serta TL eksisting 70 kV Likupang - Bitung dan direncanakan *uprating* tegangan menjadi TL 150 kV Likupang-Bitung, serta rencana PLTMG Minahasa 150 MW di tahun 2026/27.
3	SKPT	Sulawesi Utara	Talaud *)	Kebutuhan listrik sebesar 0,19 MVA	-	-	Rencana suplai dari PLTU Talaud 2x3 MW pada Sistem Talaud.
4	KI	Sulawesi Utara	Kawasan Industri Mongondow (KIMO)	Kebutuhan listrik sebesar 800 MVA sampai dengan Tahun 2033	Lolak-Kawasan Industri Boalangan Mongondow (KIMO)	GI 150 kV Lolak	Rencana suplai melalui SUTT 150 kV GI Lolak – Kawasan Industri Boalangan Mongondow (KIMO) sepanjang 8 kms.
5	KEK	Sulawesi Tengah	Palu	Kebutuhan listrik sebesar 0 MVA	-	-	Rencana pasok dari GI Palu Baru dan eksisting TL 150 kV Pasang Kayu- Palu Baru. Pelanggan eksisting sebesar 1,87 MVA dari total enam pelanggan. Dampak dari gempa Palu Tahun 2018 lalu, banyak tenan di KEK Palu yang keluar dikarenakan kontur dan struktur tanah yang sudah tidak memungkinkan lagi untuk dibangun industri.
6	*Smelter*	Sulawesi Tengah	Ang & Fang *Brothers (Smelter)*	Kebutuhan listrik sebesar 80 MVA	-	-	Rencana suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
7	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT Sarana Mineralindo Perkasa (Pengolahan Emas)	Kebutuhan listrik sebesar 90 MVA	GITET Bungku (Sisi 150 kV)-PT Sarana Mineralindo Perkasa	GITET Bungku (Sisi 150 kV)-	Rencana suplai melalui SUTT 150 kV GITET Bungku (sisi 150 kV) – KTT PT Sarana Mineralindo Perkasa sepanjang 82 kms.
8	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT Toiba Marindo Lestari	Kebutuhan listrik	-	-	Rencana suplai dari GI Luwuk dan JTM 20 kV di Sistem *Isolated* Boelamo.

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
				sebesar 13,8 MVA			
9	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT Aquila Cobalt Nickel	Kebutuhan listrik sebesar 200 MVA	Bungku - Pelanggan PT ACN	GI 150 kV Bungku	Rencana suplai dari SUTT 150 kV GITET 275 kV Bungku (Sisi 150 kV).
10	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT COR Industri Indonesia	Kebutuhan listrik sebesar 180 MVA	-	-	Rencana suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
11	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT Anugrah Tambang Smelter	Kebutuhan listri sebesar 350 MVA	-	-	Rencana suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
12	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT Tridaya Jaya	Kebutuhan listrik sebesar 50 MVA	-	-	Rencana suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
13	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT Sinergetic Resources	Kebutuhan listrik sebesar 250 MVA	-	-	Rencana suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
14	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT ESA PRATAMA	Kebutuhan listrik sebesar 40,2 MVA	-	-	Rencana *supply* dari GI Moutong melalui JTM 20 kV (TM)
15	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PARIGI AQUAKULTURA PRIMA	Kebutuhan listrik sebesar 11 MVA	-	-	Rencana *supply* dari GI Moutong melalui JTM 20 kV (TM)
16	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT Enam Sembilan Kawasan Industri (ESKI)	Kebutuhan listrik sebesar 600 MVA	Kolonedale-Pelanggan PT Enam Sembilan Kawasan Industri (ESKI)	GI 150 kV Kolonedale	Rencana suplai melalui SUTT 150 kV GI Kolonedale – KTT PT Enam Sembilan Kawasan Industri (ESKI) sepanjang 18 kms.
17	*Smelter*	Sulawesi Tengah	KI Baushou Taman Industry Investment (BTII)	Kebutuhan listrik sebesar 4.050 MVA	-	-	Rencana suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
18	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT Vale Indonesia	Kebutuhan listrik sebesar 706 MVA	GITET Andowia (Sisi 150 kV)-Pelanggan KTT PT Vale Indonesia	GITET Andowia (Sisi 150 kV)	Rencana suplai melalui SUTT 150 kV GITET Andowia (sisi 150 kV) – KTT PT Vale Indonesia sepanjang 31 kms.
19	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT STR Mineral Nusantara	Kebutuhan listrik sebesar 100 MVA	-	GI 150 kV Kolonedale	Rencana suplai SUTT 150 kV dari GI Kolonedale, suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
20	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT Hengjaya Mineralindo	Kebutuhan listrik sebesar 100 MVA	GITET Bungku (Sisi 150 kV)-Pelanggan	GITET Bungku (Sisi 150 kV)	Rencana suplai melalui SUTT 150 kV GITET Bungku (sisi 150 kV) – KTT PT Hengjaya Mineralindo sepanjang 9 kms.

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
					PT Hengjaya Mineralindo		
21	KI	Sulawesi Tengah	Morowali*)	Belum ada informasi kebutuhan daya	-	-	Belum ada informasi kebutuhan daya
22	KI	Sulawesi Tengah	KI ATI*)	Belum ada informasi kebutuhan daya	-	-	Belum ada informasi kebutuhan daya
23	KI	Sulawesi Tengah	Qingdao Indonesia Industrial Park *)	Belum ada informasi kebutuhan daya	-	-	Belum ada informasi kebutuhan daya
24	KI	Sulawesi Tengah	KI Stardust *)	Belum ada informasi kebutuhan daya	-	-	Belum ada informasi kebutuhan daya
25	KI	Sulawesi Tengah	KI Palu	Kebutuhan listrik sebesar 0 MVA	-	-	Rencana suplai dari GI Talise
26	Tambang	Sulawesi Tengah	PT Citra Palu Mineral (PT CPM)	Kebutuhan daya sebesar 38,5 MVA	Tawaeli - Talise	GI 150 kV Talise	Rencana suplai dari GI Talise dan SUTT 150 kV Tawaeli – Talise.
27	KI	Sulawesi Tengah	PT Sentosa Utama Nikelindo	Kebutuhan daya sebesar 36 MVA	-	GI 150 kV Kolonedale	Rencana suplai SUTT 150 kV dari GI Kolonedale
28	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT. Everde HPAL Indonesia	Kebutuhan daya sebesar 60 MVA	-	GI 150 kV Kolonedale	Rencana suplai SUTT 150 kV dari GI Kolonedale
29	Tambang	Gorontalo	PT Biomasa Jaya Abadi (PT Banyan)	Kebutuhan listrik sebesar 15 MVA tambahan di Tahun 2030	Marisa TIP 205 (*Incomer* 1 phi (Pelanggan PT BJA - Marisa))	GI 150 kV Marisa	Eksisting 31,5 MVA sudah disuplai melalui Transmisi 150 kV Marisa – PT BJA. Rencana juga akan supply dari Transmisi Marisa TIP 205 (*Incomer* 1 phi (Pelanggan PT BJA - Marisa)) dengan rencana COD 2024
30	Tambang	Gorontalo	PT Gorontalo Minerals Bumi	Kebutuhan listrik sebesar 100 MVA	Botupinnge -Pelanggan PT Gorontalo Minerals Bumi	GI 150 kV Botupingge	Rencana suplai dari Gardu Induk Botupingge
31	Tambang	Gorontalo	PT Gorontalo Sejahtera Mining (GSM)	Kebutuhan listrik sebesar 36 MVA	Marisa-Pelanggan PT Gorontalo Sejahtera *Mining* (GSM)	GI 150 kV Marisa	Rencana suplai dari Gardu Induk Marisa
32	*Smelter*	Sulawesi Selatan	PT Huadi 4 (Hengsheng New Energy Material Tahap 1 & 2)	Kebutuhan listrik sebesar 220 MVA	Bantaeng *Switching*-Pelanggan PT Huadi 4 (Hengsheng *New Energy Material* Tahap 1 & 2)	GI 150 kV Bantaeng *Switching*	Rencana suplai dari Gardu Induk Bantaeng *Switching* dan SUTT 150 kV Bantaeng *Switching* – PT Huadi 4 sepanjang 2 kms.

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
33	*Smelter*	Sulawesi Selatan	PT Huadi 6 (Yatai SS)	Kebutuhan listrik sebesar 320 MVA	Bantaeng *Switching*-Pelanggan PT Huadi 6 (Yatai SS)	GI 150 kV Bantaeng *Switching*	Rencana suplai dari Gardu Induk Bantaeng *Switching* dan SUTT 150 kV Bantaeng *Switching* – PT Huadi 6 sepanjang 2 kms.
34	*Smelter*	Sulawesi Selatan	PT Huadi 5 (Unity) Tahap 1 & 2	Kebutuhan listrik sebesar 170 MVA	Bantaeng *Switching*-	GI 150 kV Bantaeng *Switching*	Rencana suplai dari Gardu Induk Bantaeng *Switching*.
35	*Smelter*	Sulawesi Selatan	PT Huadi Dowstone	Kebutuhan listrik sebesar 80 MVA	Bantaeng *Switching*-Pelanggan PT Huadi Dowstone	GI 150 kV Bantaeng *Switching*	Rencana suplai dari Gardu Induk Bantaeng Switching dan SUTT 150 kV Bantaeng Switching – PT Huadi Dowstone sepanjang 2 kms.
36	*Smelter*	Sulawesi Selatan	PT Bumi Mineral Sulawesi	Kebutuhan listrik sebesar 43 MVA	-	-	Rencana suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
37	*Smelter*	Sulawesi Selatan	PT Huayou Internationaining (Hongkong) ltd (MALILI)	Kebutuhan listrik sebesar 71 MVA	-	GI 150 kV Malili	Rencana suplai dari Gardu Induk Malili.
38	*Smelter*	Sulawesi Selatan	PT Indo Nickel Industri (Citra Lampia)	Kebutuhan listrik sebesar 85 MVA	Malili – PT Citra Lampia	GI 150 kV Malili	Rencana suplai dari Gardu Induk Malili dan SUTT 150 kV Malili – PT Citra Lampia sepanjang 30 kms.
39	*Smelter*	Sulawesi Selatan	PT Buttatoa Smelter Pratama	Kebutuhan listrik sebesar 236 MVA	Bantaeng *Switching* – PT Buttatoa Smelter	GI 150 kV Bantaeng *Switching*	Rencana suplai dari Gardu Induk Bantaeng *Switching* dan SUTT 150 kV Bantaeng *Switching* – PT Buttatoa Smelter Pratama sepanjang 2 kms.
40	KI	Sulawesi Selatan	KI Takalar	Kebutuhan listrik sebesar 700MVA	-	-	Rencana suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
41	KI	Sulawesi Selatan	KI Makassar *)		-	GI 150 kV Kima	Sudah disuplai dari GI KIMA
42	KI	Sulawesi Tenggara	KI Kendari	Kebutuhan listrik sebesar 45 MVA	GITET Kendari (Sisi 150 kV)-KI Kendari	GITET Kendari (Sisi 150 kV)	Rencana suplai dari GITET Kendari sisi 150 kV dan SUTT 150 kV GITET Kendari (sisi 150 kV) – KI Kendari sepanjang 38 kms.
43	DPP	Sulawesi Tenggara	Wakatobi	Sudah dilistriki	-	-	Sudah ada PLN ULP Wangi-Wangi, dilistriki menggunakan JTM 20 Kv melalui PLTD Ambeua 3.252 kW, PLTD Binongko 2.742 kW, PLTD 3.468 dan PLTS 75 kW
44	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Ceria Metalindo Prima	Kebutuhan listrik sebesar 414 MVA	-	GI 150 kV Kolaka *Smelter*	Rencana suplai dari Gardu Induk Kolaka *Smelter* dan MPP Sulselrabar 2x60 MW dan GI Kolaka *Smelter*.
45	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Stargate Mineral Asia	Kebutuhan listrik sebesar 100 MVA	GITET Andowia (Sisi 150 kV)-Pelanggan PT Stargate Mineral Asia	GITET Andowia (Sisi 150 kV)	Rencana suplai dari GITET Andowia. SUTT 150 kV Pelanggan PT Stargate – GI Andowia 2cct, ACSR, 2xZebra sepanjang 4 kms, dan Pembangkit *National Mobile Reserve Margin* 200 MW serta untuk kebutuhan jangka panjang dengan PLTGU/MPP Sulbagsel 300

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
							MW dengan rencana COD 2027.
46	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Antam Pomalaa	Kebutuhan listrik sebesar 150 MVA	Kolaka-Pelanggan PT Antam Pomalaa	GI 150 kV Kolaka	Rencana suplai dari Gardu Induk Kolaka, SUTT 150 kV Pelanggan PT Antam Pomalaa – Kolaka sepanjang 37 kms, dengan rencana COD 2025.
47	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Huayou Int *Mining* (Pomala) / IPIP	Kebutuhan listrik sebesar 341 MVA	Pomalaa *Switching*-Pelanggan PT Huayou Int Mining (Pomala) / IPIP	GI 150 kV Pomalaa *Switching*	Rencana suplai dari Gardu Induk Pomalaa *Switching*.
48	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Industri *Smelter* Nusantara (ISN)	Kebutuhan listrik sebesar 70 MVA	GITET Kendari (Sisi 150 kV)-Pelanggan PT Industri *Smelter* Nusantara (ISN)	GITET Kendari (Sisi 150 kV)	Rencana suplai dari GITET Kendari sisi 150 kV dan SUTT 150 kV GITET Kendari (sisi 150 kV) – PT ISN sepanjang 60 kms.
49	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Huayou Int Mining (Konawe Utara)	Kebutuhan listrik sebesar 425 MVA	GITET Andowia (Sisi 150 kV)-Pelanggan PT Huayou Int Mining (Konawe Utara)	GITET Andowia (Sisi 150 kV)	Rencana suplai dari GITET Andowia sisi 150 kV dan SUTT 150 kV GITET Andowia (sisi 150 kV) – PT Huayou Int Mining sepanjang 10 kms.
50	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Sulawesi Cahaya Mineral	Kebutuhan listrik sebesar 430 MVA	GITET Bungku (Sisi 150 kV)-Pelanggan PT Sulawesi Cahaya Mineral	GITET Bungku (Sisi 150 kV)	Rencana suplai dari GITET Bungku sisi 150 kV dan SUTT 150 kV GITET Bungku (sisi 150 kV) – PT Sulawesi Cahaya Mineral sepanjang 80 kms.
51	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Celebessi Metalindo Utama	Kebutuhan listrik sebesar 450 MVA	Batu Putih-Pelanggan PT Celebessi Metalindo Utama	GI 150 kV Batu Putih	Rencana suplai dari Gardu Induk Batu Putih 150 kV dan SUTT 150 kV GI Batu Putih – PT Celebesi Metalindo Prima sepanjang 8 kms.
52	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Jaya Makmur Metal Industri (JMMI)	Kebutuhan listrik sebesar 240 MVA	GITET Kendari (Sisi 150 kV)-Pelanggan PT Jaya Makmur Metal Industri (JMMI)	GITET Kendari (Sisi 150 kV)	Rencana suplai dari GITET Kendari sisi 150 kV dan SUTT 150 kV GITET Kendari (sisi 150 kV) – PT JMII sepanjang 54 kms.
53	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Nikel Prima Gemilang	Kebutuhan listrik sebesar 100 MVA	GITET Andowia (Sisi 150 kV)-Pelanggan PT Nikel Prima Gemilang	GITET Andowia (Sisi 150 kV)	Rencana suplai dari GITET Andowia sisi 150 kV dan SUTT 150 kV GITET Andowia (sisi 150 kV) – PT Nikel Prima Gemilang sepanjang 25 kms.
54	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Kovalen Mining	Kebutuhan listrik sebesar 120 MVA	*Inc. 1 Phi* (Malili - Lasusua)	-	Rencana suplai dari *Inc. 1 Phi* (Malili - Lasusua) sepanjang 2 kms.

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
55	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Vale Pomalaa	Kebutuhan listrik sebesar 200 MVA	-	-	Rencana suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
56	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Vale Sorowako	Kebutuhan listrik sebesar 100 MVA	-	-	Rencana suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
57	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Yatoo Mega Smelter Indonesia	Kebutuhan listrik sebesar 410 MVA	-	-	Rencana suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
58	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Avant Sino Industrial Park	Kebutuhan listrik sebesar 1.544 MVA	-	-	Rencana suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
59	*KI*	Sulawesi Tenggara	KI Konawe *)	Belum ada informasi kebutuhan daya	-	-	Belum ada informasi kebutuhan daya
60	*KI*	Sulawesi Tenggara	Indonesia Konawe Industrial Park (IKIP)*)	Belum ada informasi kebutuhan daya	-	-	Belum ada informasi kebutuhan daya
61	*KI*	Sulawesi Tenggara	KI Motui*)	Belum ada informasi kebutuhan daya	-	-	Belum ada informasi kebutuhan daya
62	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT CNGR Hongkong Material Science & Tech'Co Ltd	Kebutuhan listrik sebesar 160 MVA	-	-	Rencana suplai dengan PLTG/GU/MG sesuai kebutuhan *demand* dan kepastian pelanggan.
63	SKPT	Maluku	PT Wahana Lestari Investama*)	Kebutuhan listrik sebesar 30 MVA	-	-	Akan dijadikan Sistem Seram Utara dengan suplai pembangkit *dedicated* PLTMG 2x20 MW.
64	SKPT	Maluku	SKPT Saumlaki*)	Belum ada informasi kebutuhan daya	-	-	Belum ada informasi kebutuhan daya
65	SKPT	Maluku	SKPT Moa*)	Belum ada informasi kebutuhan daya	-	-	Belum ada informasi kebutuhan daya
66	Tambang	Maluku	PT Batutua Tembaga Raya	Kebutuhan listrik 15 MVA pada Juni 2024	-	-	Rencana pasok dari PLTMG Wetar 20 MW.
67	KEK	Maluku Utara	KEK Morotai	Kebutuhan listrik di tahun 2028 sebesar 3 MVA, potensi pengembangan hingga 22 MVA pada tahun 2033	-	-	Rencana pasok dari PLTMG Morotai 20 MW, PLTMG Morotai 10 MW dan PLTS + Battery 10 MW. Sudah ada pelanggan tetapi daya 16,5 kVA.
68		Maluku Utara	PT Mangole Timbers Producers	Kebutuhan listrik di	-	-	Masih menunggu kepastian dari pembangunan kawasan

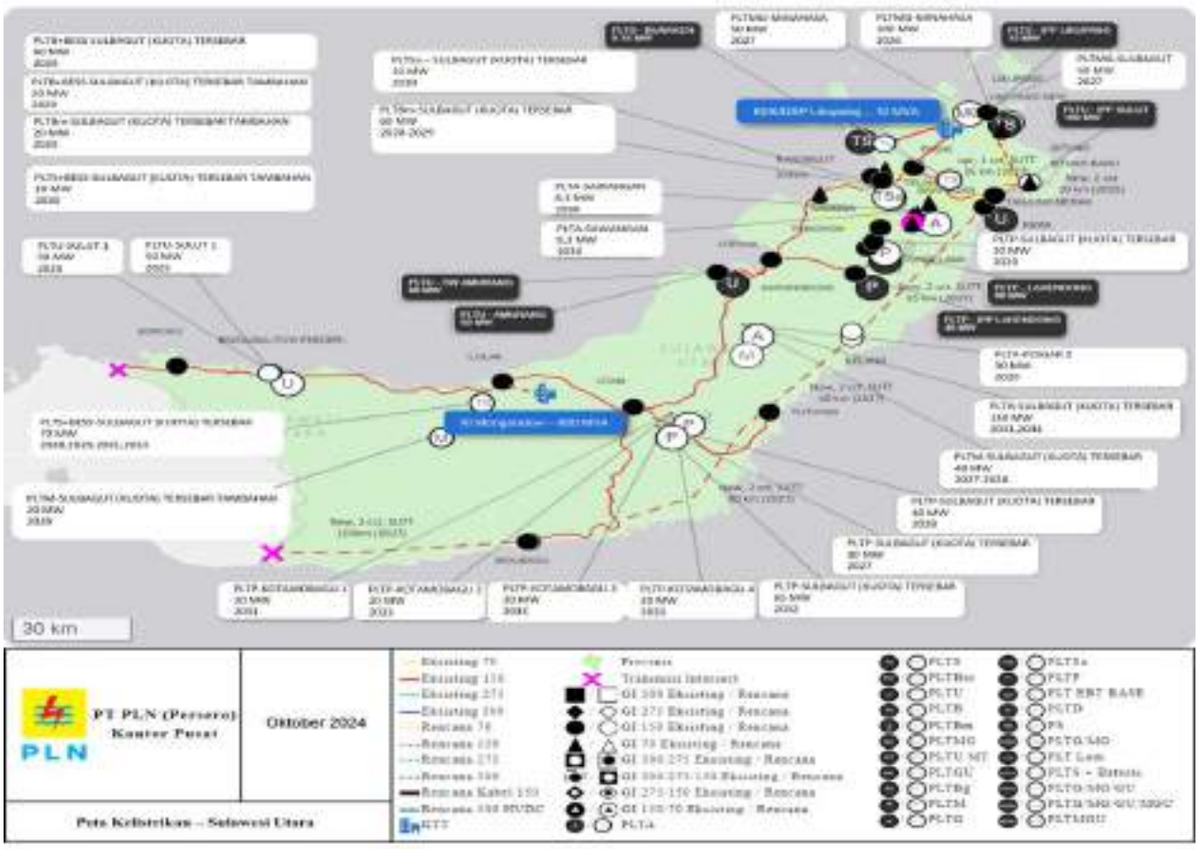
No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
	Pengolahan Kayu			tahun 2024 sebesar 15 MVA			
69	KI	Maluku Utara	KI Buli (Feni Haltim)	Kebutuhan listrik di tahun 2024 sebesar 400 MVA dan potensi berkembang hingga 1.700 MVA pada tahun 2033	Inc. 2 Phi (Sofifi – Maba)	-	Masih menunggu kepastian dari pembangunan kawasan, adanya rencana JV antara Antam – CBL – IBC – PLN untuk membangun PLTU sesuai kebutuhan Kawasan.
70	*Smelter*	Maluku Utara	PT Nusa Halmahera Mineral	Potensi kapasitas 70 MVA	-	-	Masih menunggu kepastian dari pembangunan *smelter*.
71	*Smelter*	Maluku Utara	PT Gebe Industri *Nickel*	Kebutuhan listrik di tahun 2024 sebesar 60 MVA	-	-	Belum ada progress pembangunan *smelter*.
72	*Smelter*	Maluku Utara	Weda *Bay**)	Belum ada informasi kebutuhan daya	-	-	Belum ada informasi kebutuhan daya
73	*Smelter*	Maluku Utara	KI EFI*)	Belum ada informasi kebutuhan daya	-	-	Belum ada informasi kebutuhan daya
74	*Smelter*	Maluku Utara	KI Pulau Obi*)	Belum ada informasi kebutuhan daya	-	-	Belum ada informasi kebutuhan daya
75	KEK	Nusa Tenggara Timur	KEK Tanamori	Kebutuhan listrik di tahun 2024 sebesar 3,65 MVA, potensi pengembangan hingga 40 MVA pada tahun 2033	-	-	Dapat disuplai dengan JTM 20 kV melalui Labuan Bajo
76	KEK	Nusa Tenggara Timur	*Integrated Farming*	Kebutuhan listrik di tahun 2024 sebesar 25 MVA, potensi pengembangan hingga 75 MVA pada tahun 2033	GI Waingapu – *Shrimp Farming*	GI Waingapu	Rencana tambahan PLTMG Khusus sebesar 30 MW. Masih menunggu kepastian pengembangan kawasan.
77	SKPT	Nusa Tenggara Timur	SKPT Rote Ndao*)	Belum ada Informasi Kebutuhan daya	-	-	Belum ada Informasi Kebutuhan daya
78	SKPT	Nusa Tenggara Timur	SKPT Sumba Timur*)	Belum ada Informasi Kebutuhan daya	-	-	Belum ada Informasi Kebutuhan daya
79	*Smelter*	Nusa Tenggara Barat	Sumbawa Juta Raya	Kebutuhan listrik di tahun 2024	Inc. 1 Phi (Labuan – Empang)	-	Disuplai dengan sistem 150 kV Sumbawa. Transmisi sedang konstruksi dan akan

No	Kategori	Provinsi	Nama	Perkiraan Kebutuhan Listrik (MVA)	Rencana Kebutuhan Infrastruktur		Rencana Ketersediaan Pasokan
					Ruas Transmisi	Gardu Induk	
				sebesar 14 MVA			terhubung dengan Inc 1 phi (Labuhan – Empang)
80	KI	Nusa Tenggara Barat	KI Sumbawa Barat	Potensi kebutuhan listrik 2024 sebesar 300 MVA	-	-	Masih menunggu kepastian pengembangan kawasan. Untuk saat ini dapat dipasok dengan jaringan 20 kV. Akan ada rencana pengembangan GI Maluk
81	KI	Nusa Tenggara Barat	KEK Mandalika	Kebutuhan listrik di tahun 2024-2033 sebesar 15 MVA	GI Sengkol – GI Kuta	GI Kuta	Dipasok dengan GI Kuta 150 kV Eksisting
82	SKPT	Papua	Merauke*)	Masih Menunggu Kepastian beban	-	-	Belum ada progres pengembangan lokasi.
83	SKPT	Papua	Mimika*)	Masih Menunggu Kepastian beban	-	-	Belum ada progres pengembangan lokasi.
84	SKPT	Papua	Biak*)	Masih Menunggu Kepastian beban	-	-	Belum ada progres pengembangan lokasi.
85	KI	Papua Barat	KI Teluk Bintuni*)	Masih Menunggu Kepastian beban	-	-	Belum ada progres pengembangan lokasi.
86	KEK	Papua Barat	KEK Sorong	Masih Menunggu Kepastian beban	-	-	Belum ada progres pengembangan lokasi.
87	KEK	Papua Barat	KSPN Raja Ampat	Masih Menunggu Kepastian beban	-	-	Beban eksisting sudah dilayani dengan PLTD Eksisting Raja Ampat.

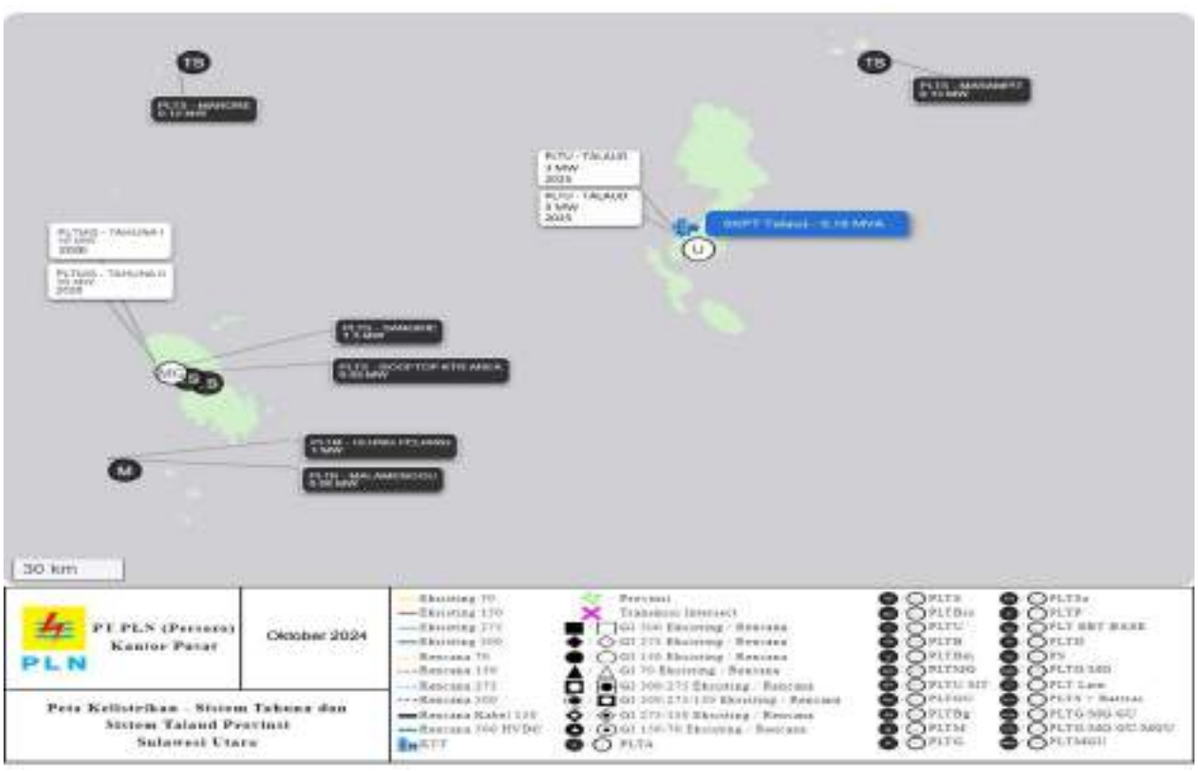
Keterangan : *) Data ESDM : ”List KI, KEK, dan *Smelter* Berdasarkan RPJMN 2020-2024”

PETA RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR *SMELTER* REGIONAL SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA

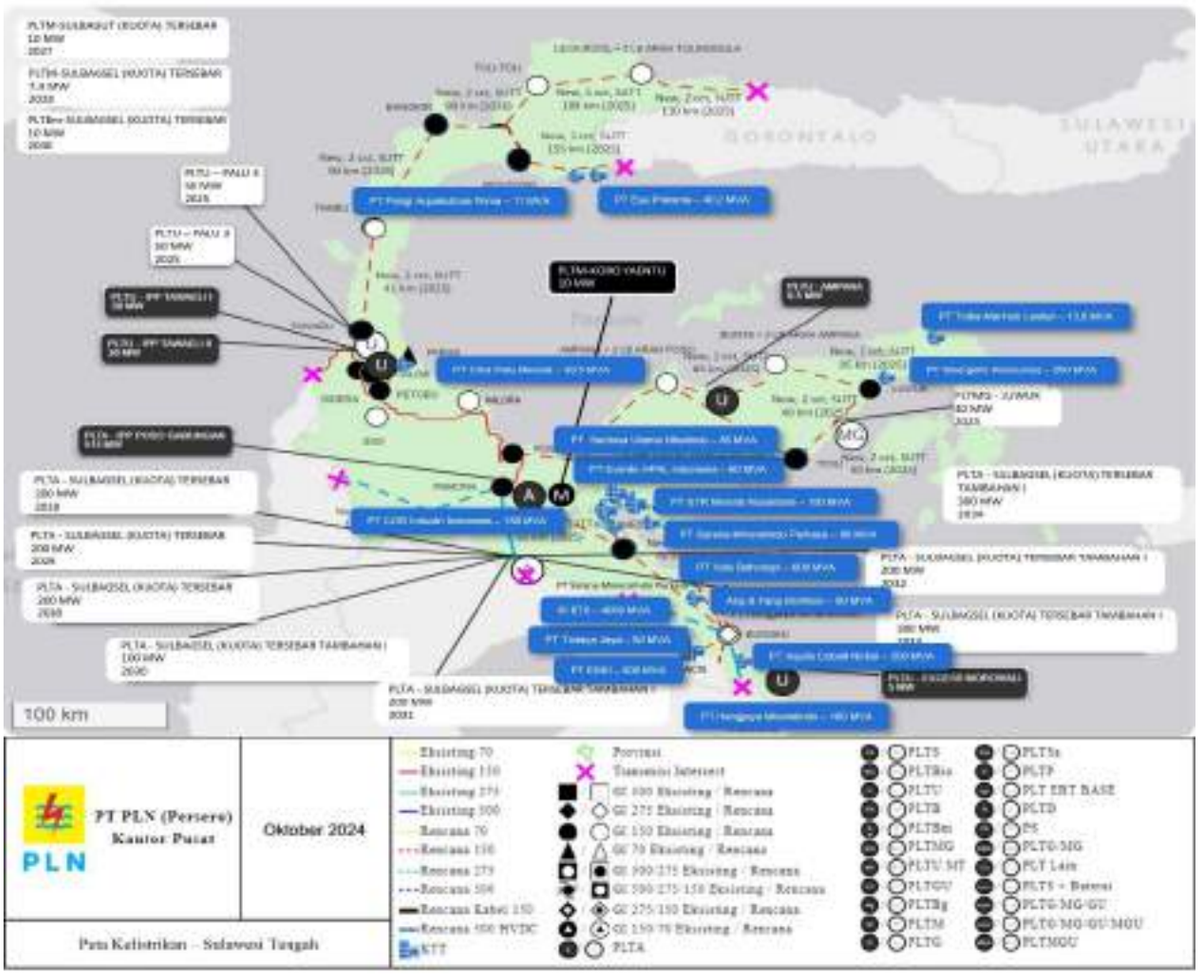
1. Provinsi Sulawesi Utara



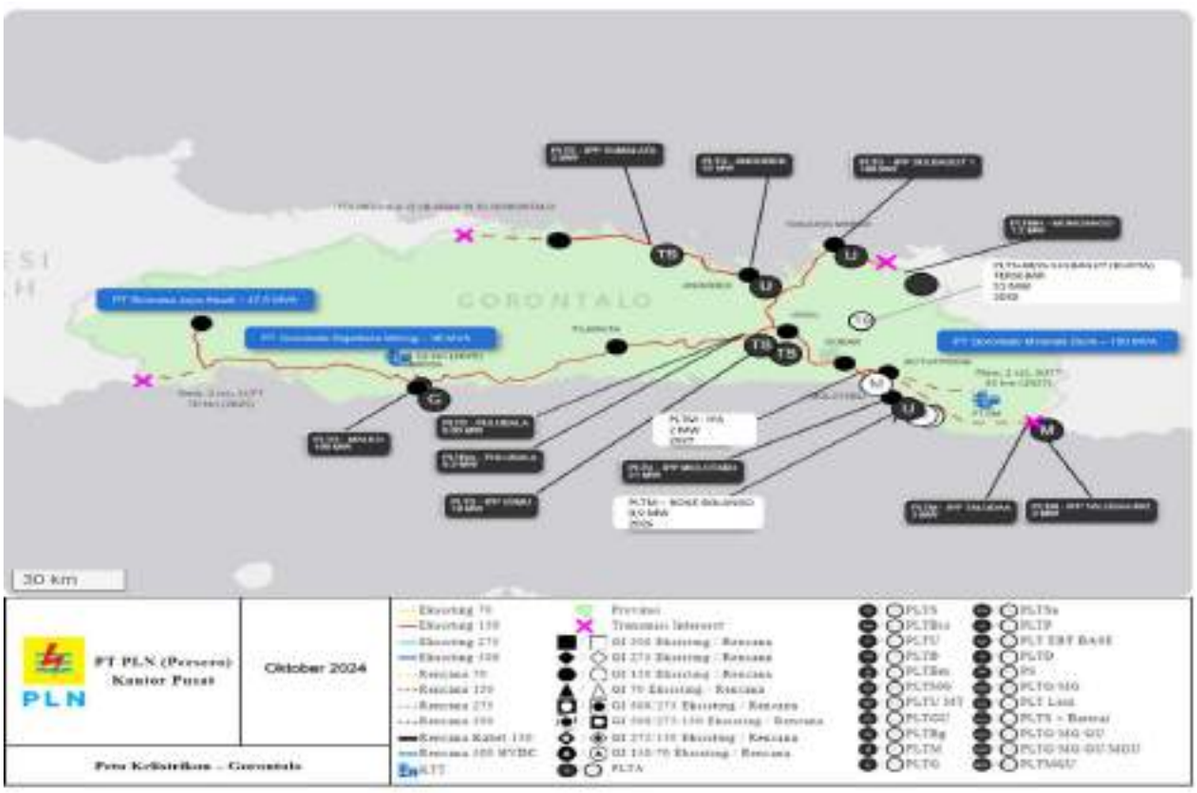
2. Provinsi Sulawesi Utara (Sistem Tahuna dan Talaud)



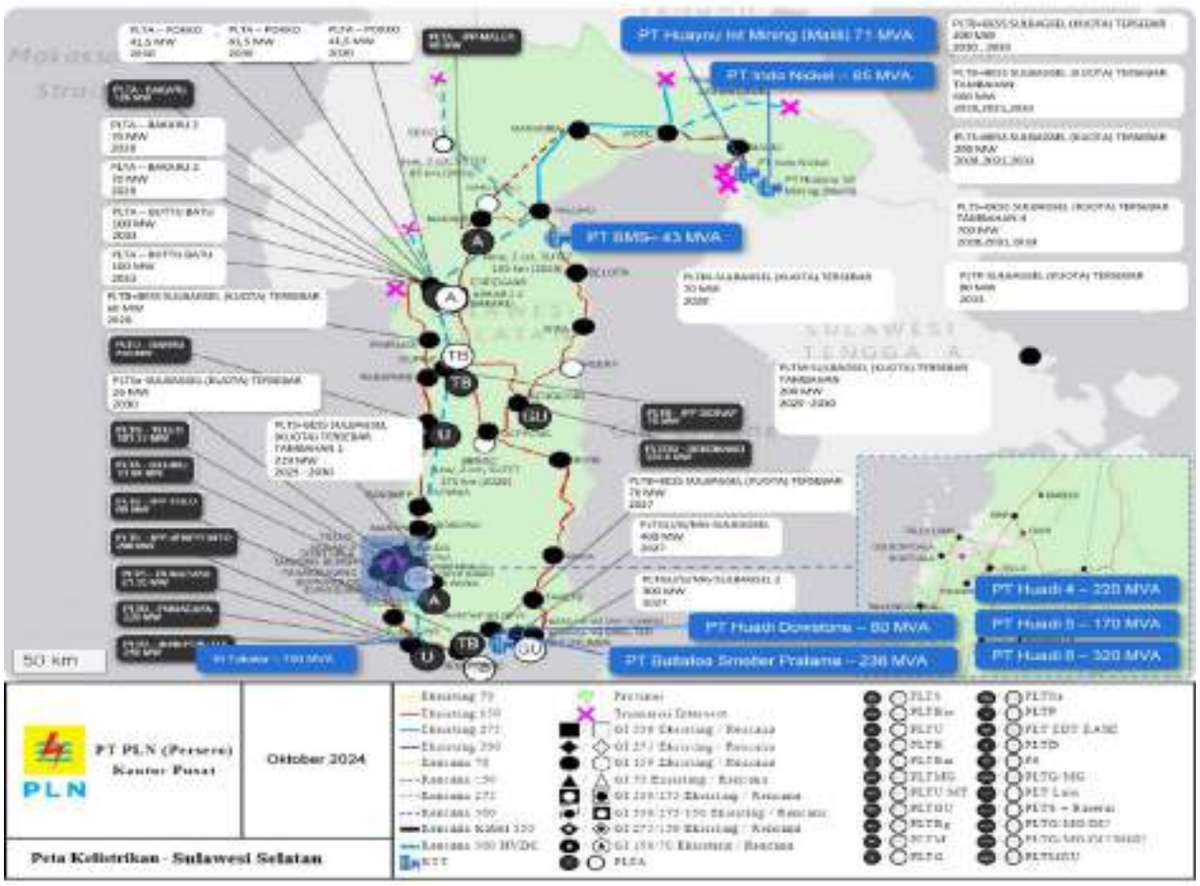
3. Provinsi Sulawesi Tengah



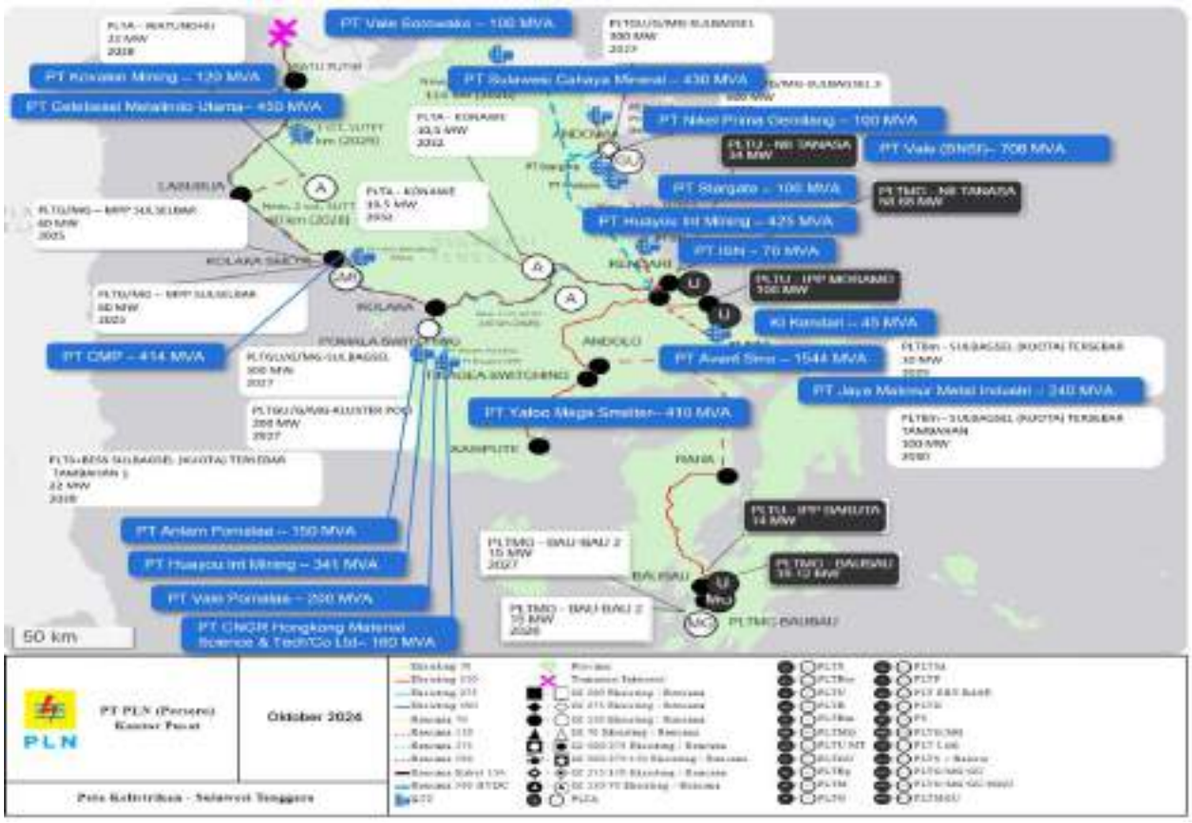
4. Provinsi Gorontalo



5. Provinsi Sulawesi Selatan

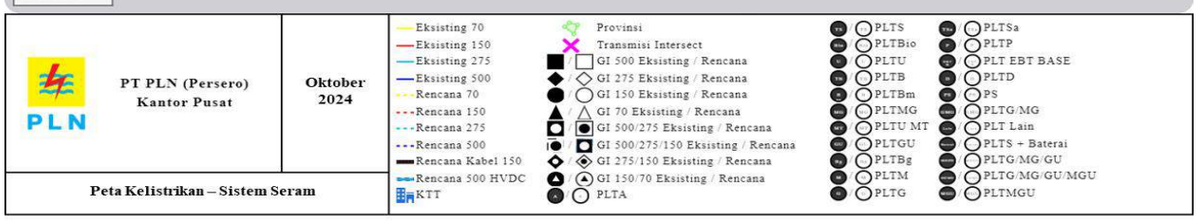


6. Provinsi Sulawesi Tenggara



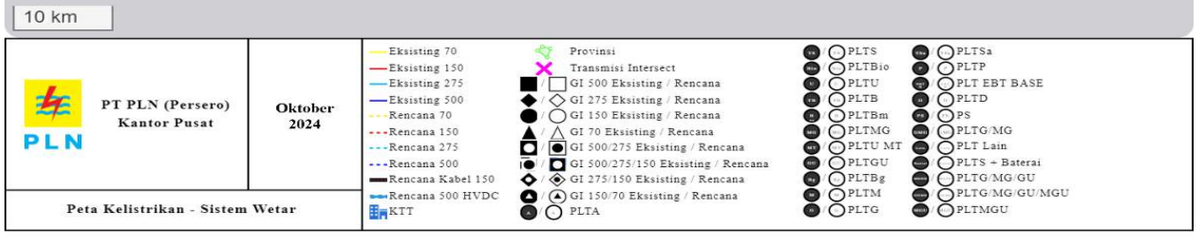
7. Provinsi Maluku (Sistem Seram)



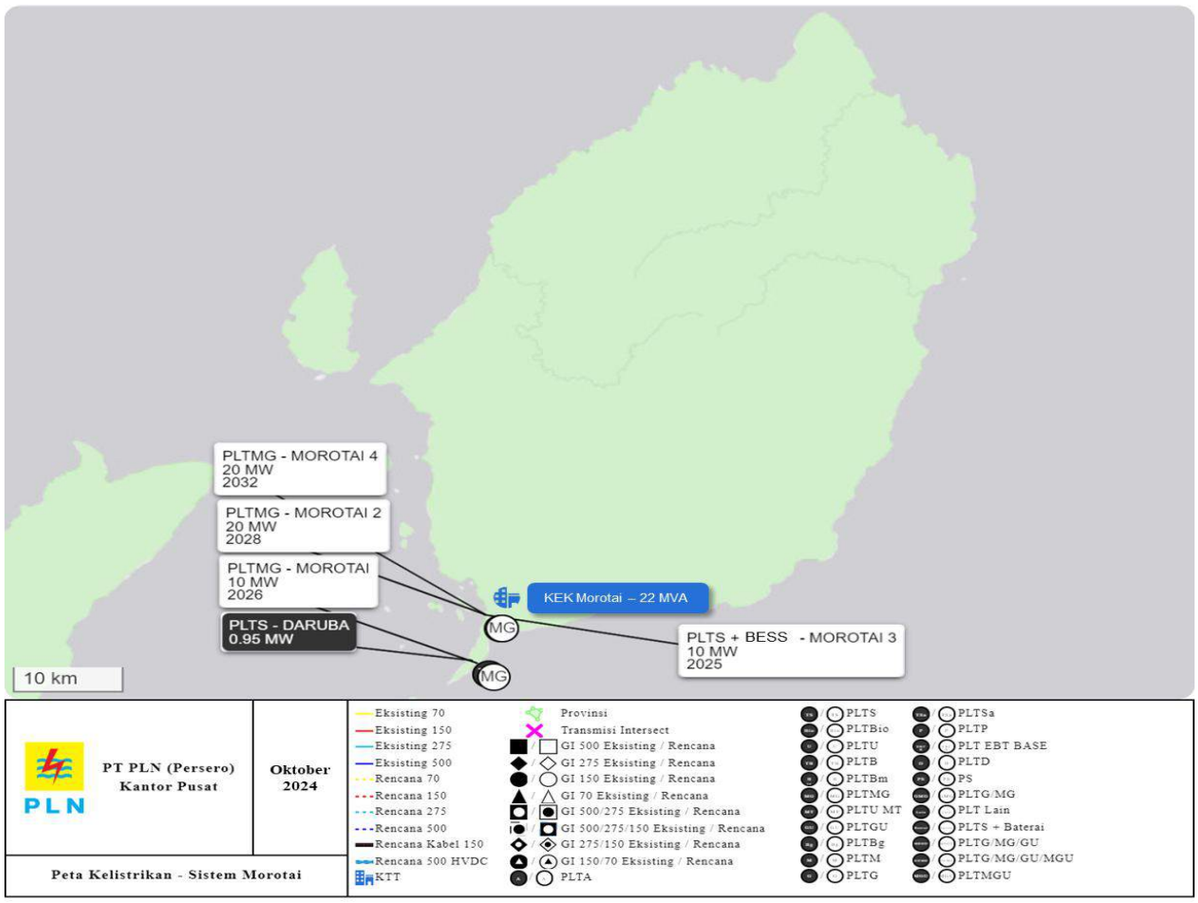


8. Provinsi Maluku (Sistem Wetar)

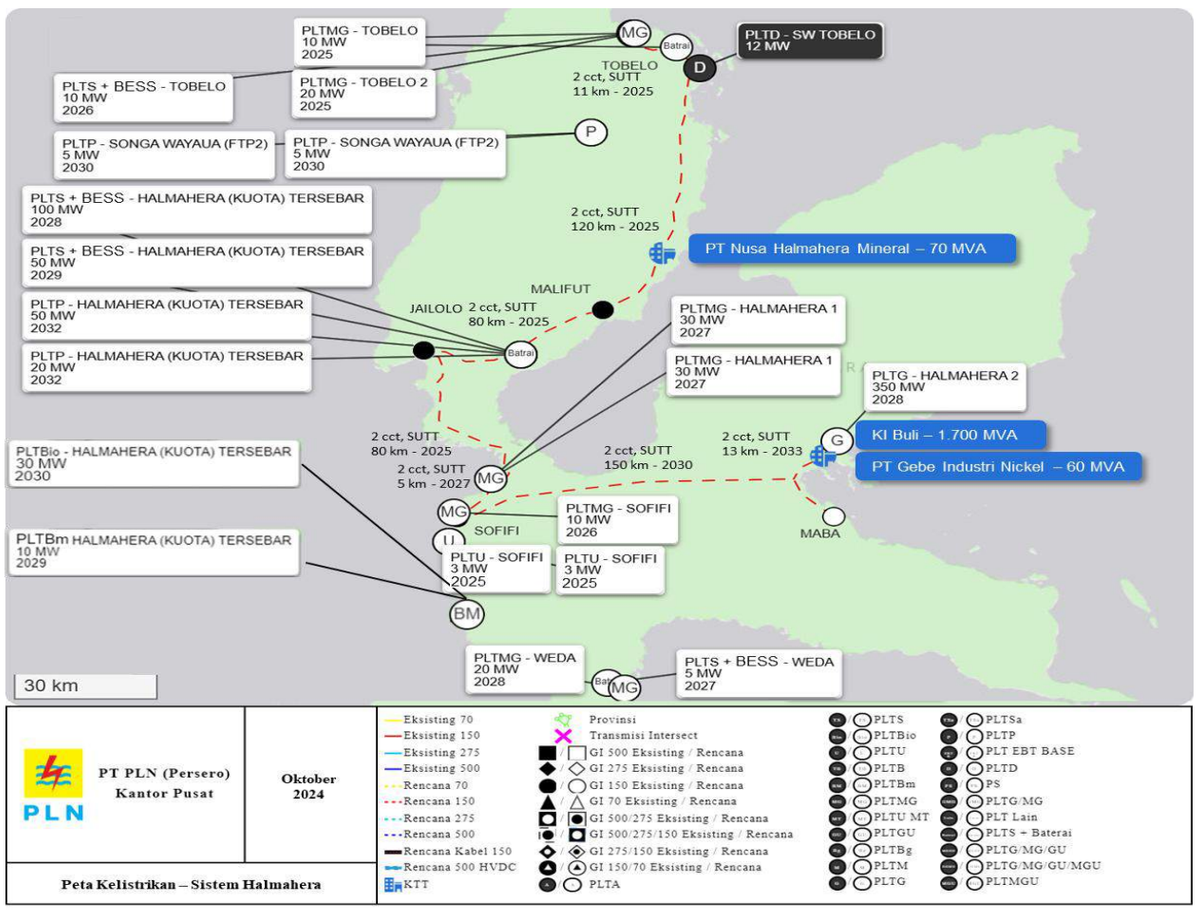




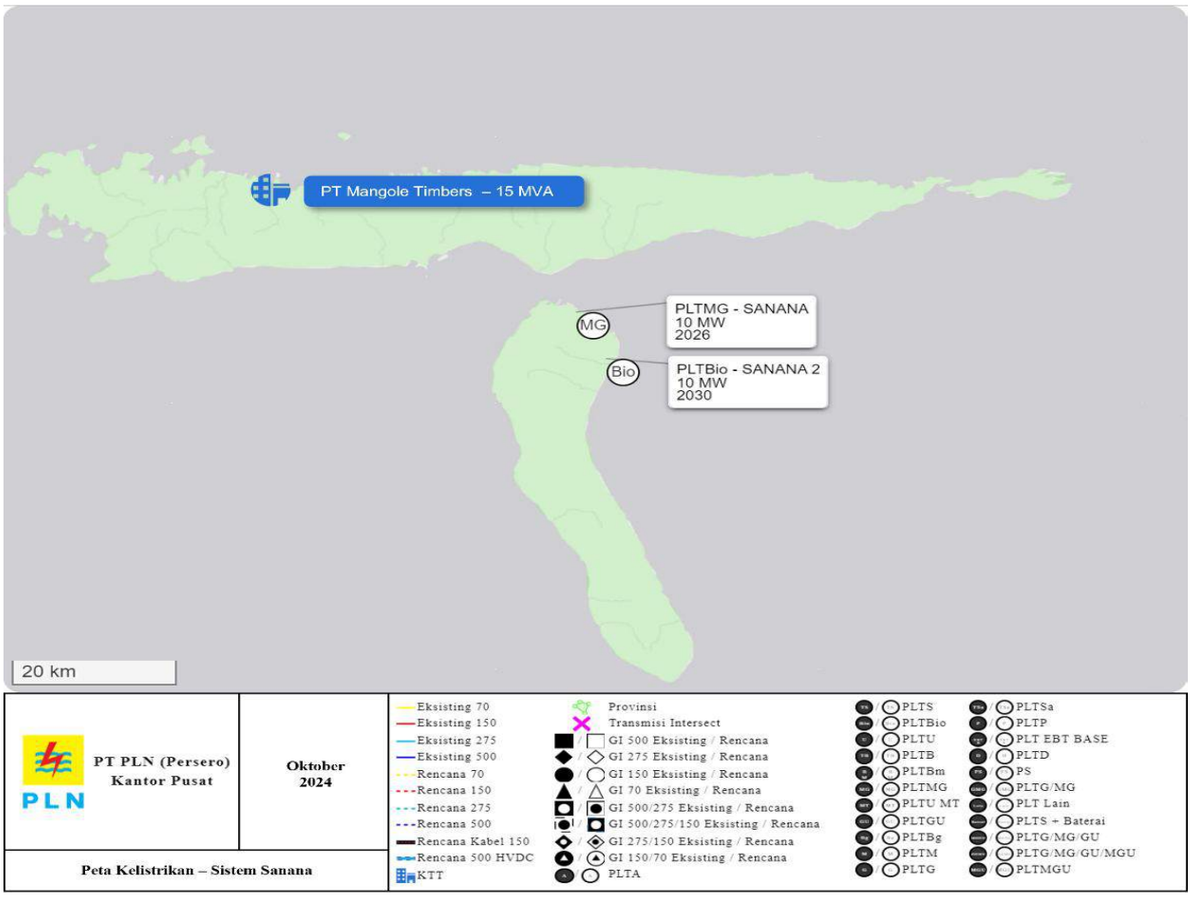
9. Provinsi Maluku Utara (Sistem Morotai)



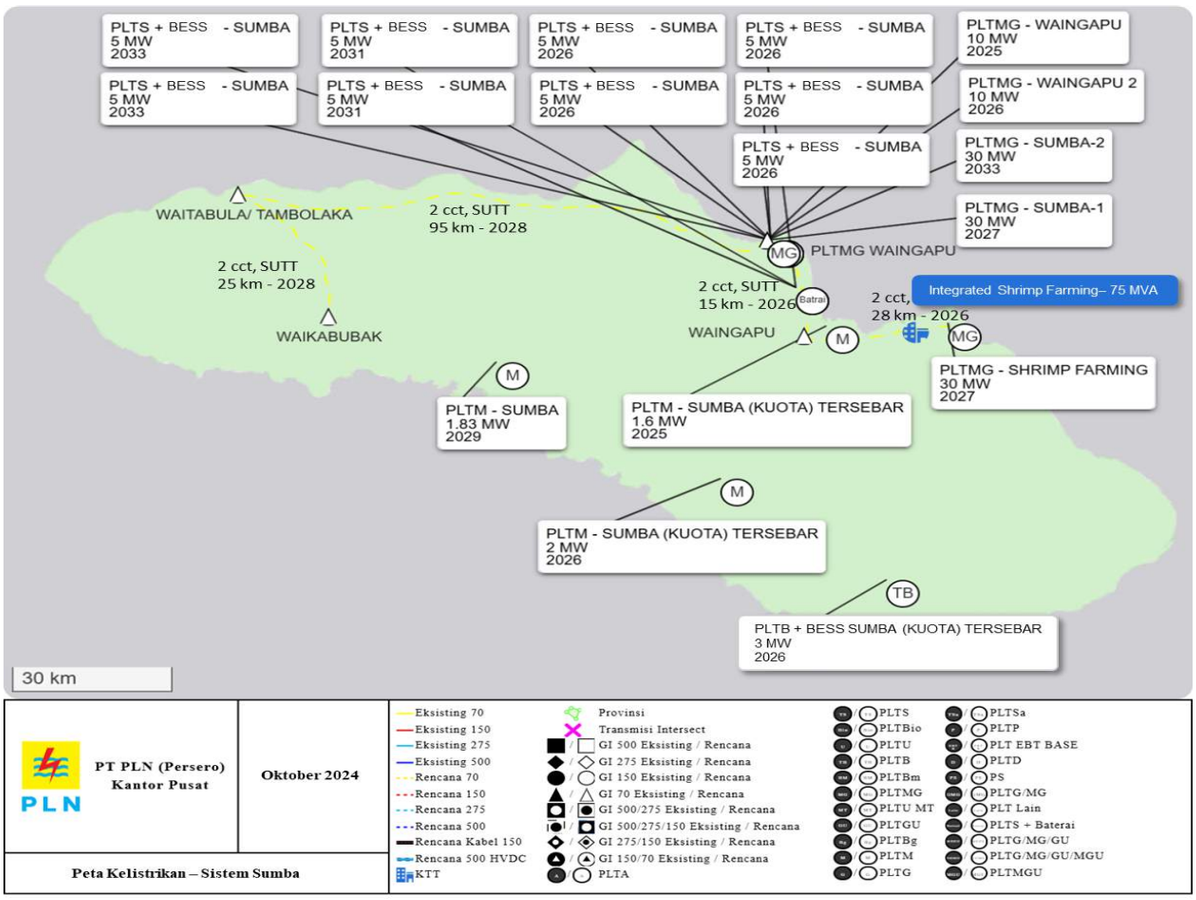
10. Provinsi Maluku Utara (Sistem Halmahera)



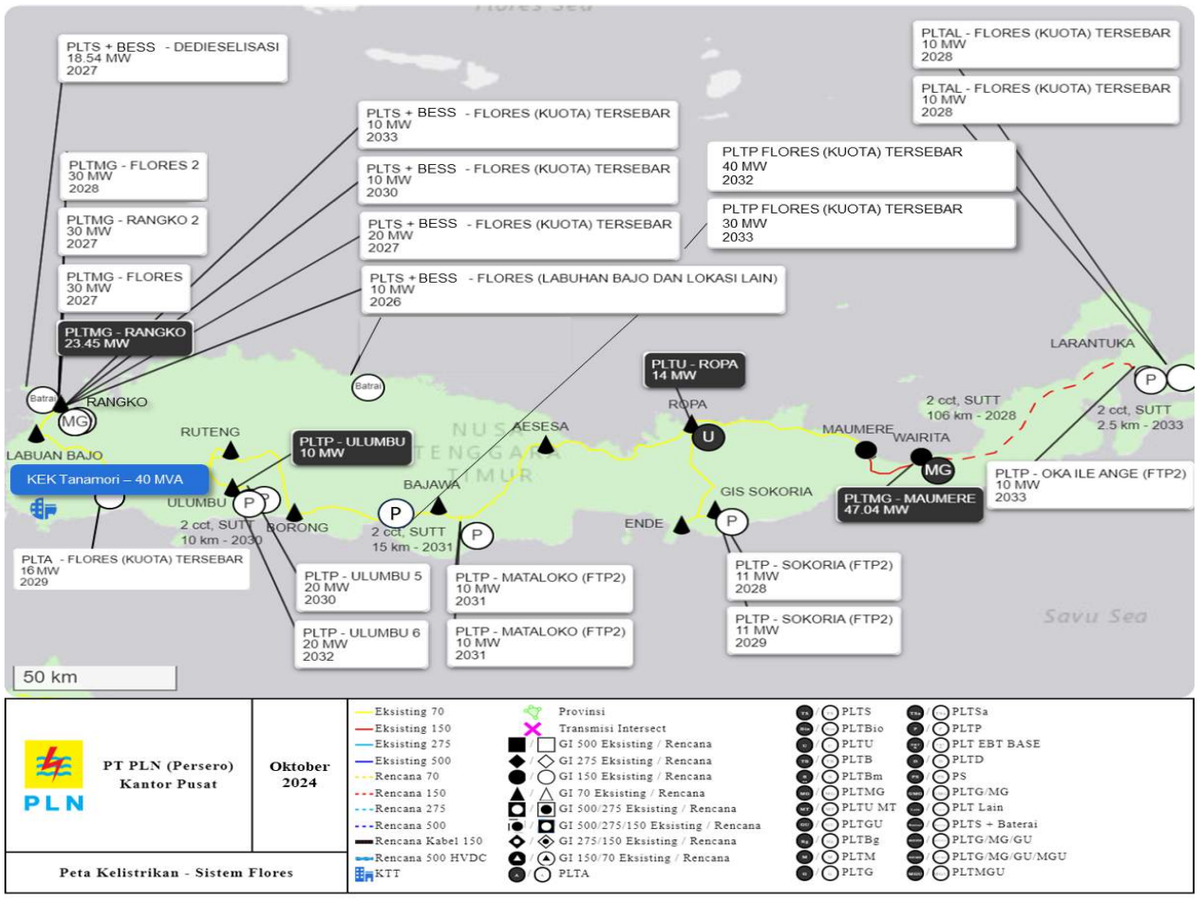
11. Provinsi Maluku Utara (Sistem Sanana)



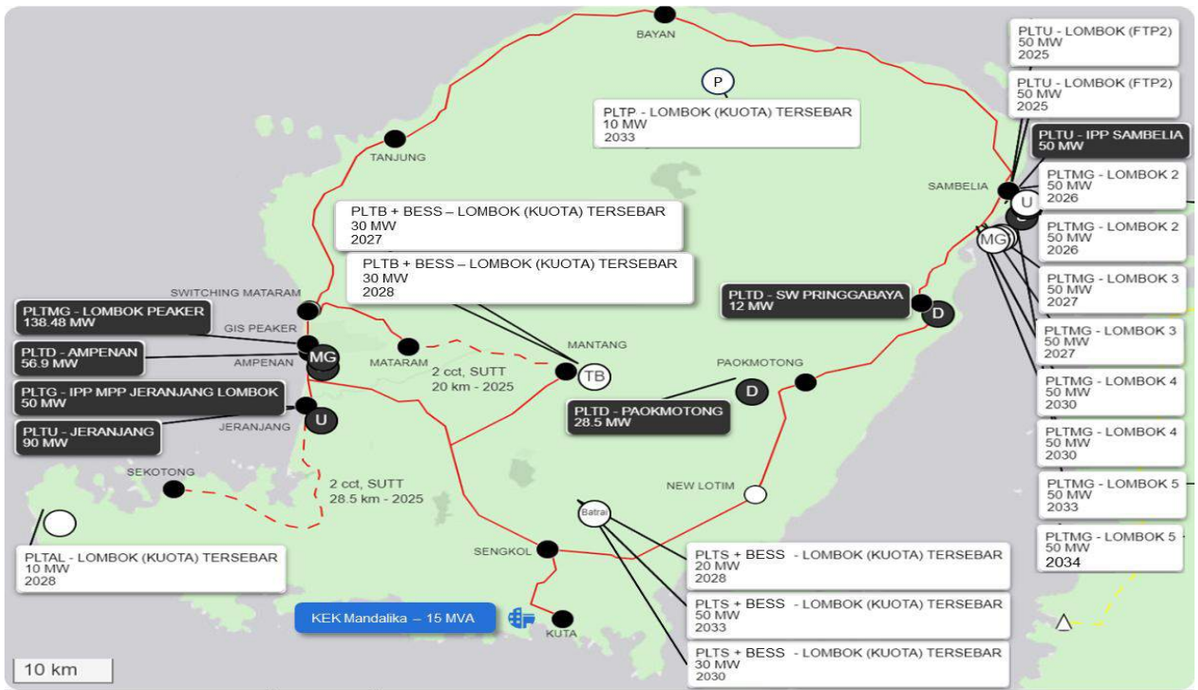
12. Provinsi Nusa Tenggara Timur (Sistem Sumba)



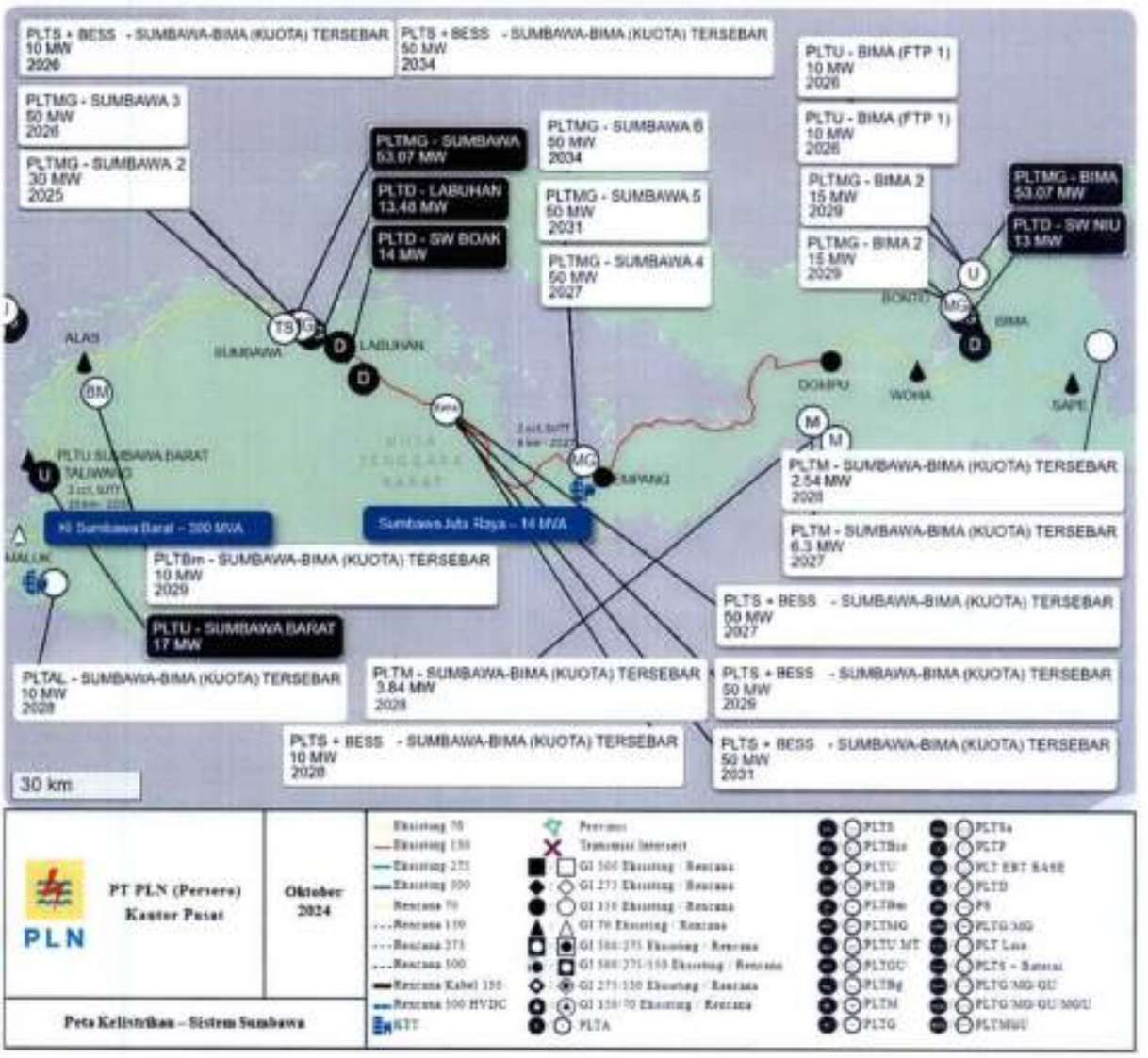
13. Provinsi Nusa Tenggara Timur (Sistem Flores)



14. Provinsi Nusa Tenggara Barat (Sistem Lombok)



15. Provinsi Nusa Tenggara Barat (Sistem Sumbawa)



MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

BAHLIL LAHADALIA

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEPALA BIRO HUUM,

Bambang Sujito



PLN

PT PLN (PERSERO)
JALAN TRUNOJOYO
BLOK M - I
NO. 135
KEBAYORAN BARU
JAKARTA 12160