

ISBN 978-602-74702-0-0

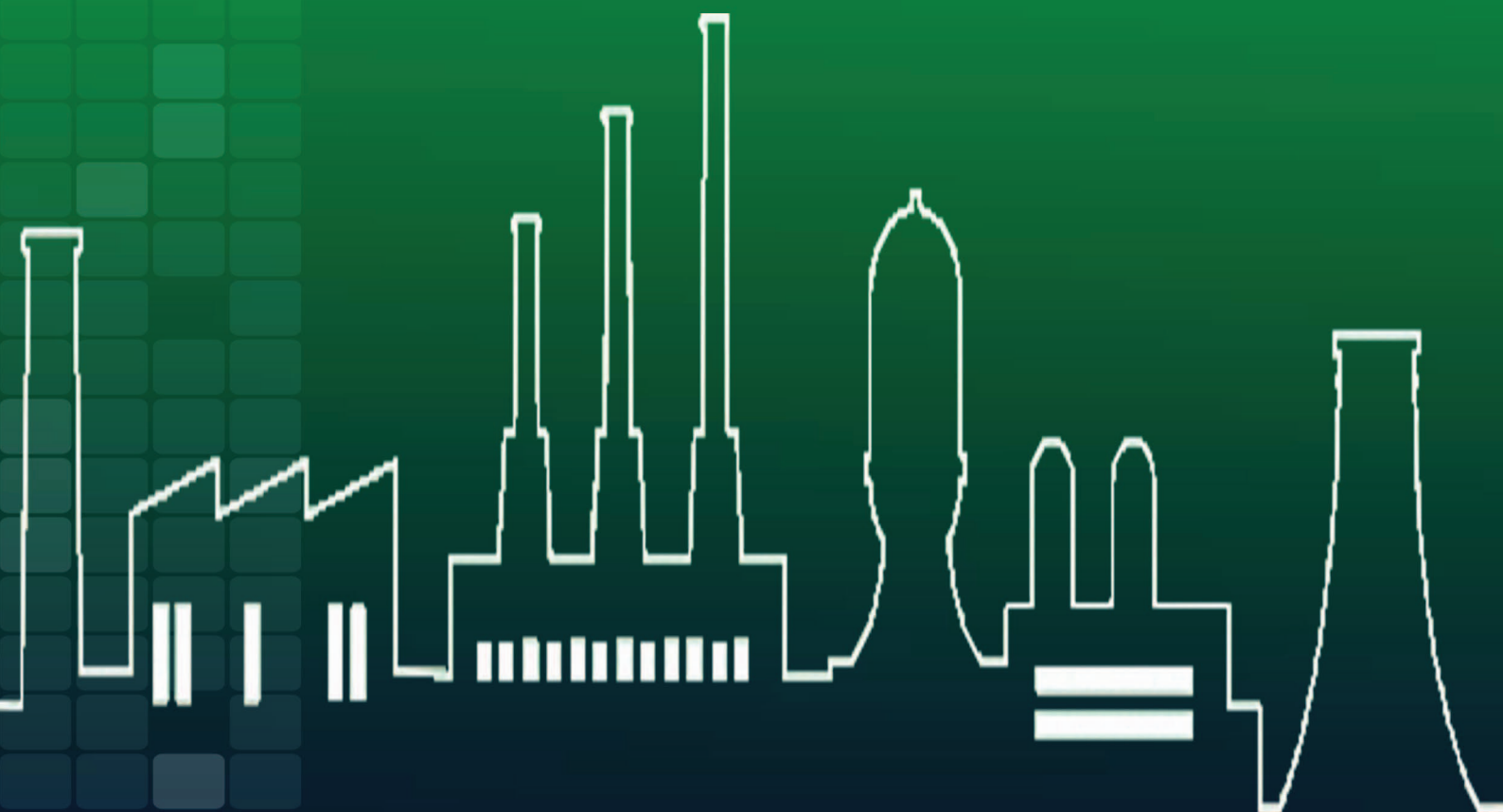


OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2016

INDONESIA ENERGY OUTLOOK 2016

Pengembangan Energi untuk Mendukung Industri Hijau

Energy Development in Supporting Green Industry



PUSAT TEKNOLOGI SUMBER DAYA ENERGI DAN INDUSTRI KIMIA

CENTER FOR TECHNOLOGY OF ENERGY RESOURCES AND CHEMICAL INDUSTRY

BADAN PENGKAJIAN DAN PENERAPAN TEKNOLOGI

AGENCY FOR THE ASSESSMENT AND APPLICATION OF TECHNOLOGY

ISBN 978-602-74702-0-0

OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2016

INDONESIA ENERGY OUTLOOK 2016

Pengembangan Energi untuk Mendukung Industri Hijau

Energy Development in Supporting Green Industry

Editor:

Agus Sugiyono

Anindhita

Laode M.A. Wahid

Adiarso

**This publication is available on the WEB at:
www.bppt.go.id**

**PUSAT TEKNOLOGI SUMBER DAYA ENERGI DAN INDUSTRI KIMIA
*CENTER FOR TECHNOLOGY OF ENERGY RESOURCES AND CHEMICAL***

**BADAN PENGKAJIAN DAN PENERAPAN TEKNOLOGI
*AGENCY FOR THE ASSESSMENT AND APPLICATION OF TECHNOLOGY***

OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2016

INDONESIA ENERGY OUTLOOK 2016

Pengembangan Energi untuk Mendukung Industri Hijau
Energy Development in Supporting Green Industry

ISBN 978-602-74702-0-0

© Hak cipta dilindungi oleh undang-undang / © All rights reserved
Boleh dikutip dengan menyebut sumbernya / May be cited with crediting the source

Diterbitkan oleh / *Published by*
Pusat Teknologi Sumber Daya Energi dan Industri Kimia (PTSEIK)
Center for Technology of Energy Resources and Chemical Industry
Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT)
Agency for the Assessment and Application of Technology
Gedung BPPT II, Lantai 11
BPPT Building II, 11th floor
Jl. M.H. Thamrin 8, Jakarta 10340

Telp. : (021) 7579-1357
Fax : (021) 7579-1357
email : agus.sugiyono@bppt.go.id

Perpustakaan Nasional RI: Katalog Dalam Terbitan (KDT)
Library of Congress Cataloging-in-Publication Data

Outlook energi indonesia 2016 : pengembangan
energi untuk mendukung industri hijau = Indonesia energy
outlook 2016 : energy development in supporting green
industry / Agus Sugiyono ... [et al.]. -- Jakarta : Pusat
Teknologi Sumberdaya Energi dan Industri Kimia BPPT, 2016.
108 hlm. ; 29 cm.

Bibliografi : hlm. 105
ISBN 978-602-74702-0-0

1. Politik energi. I. Agus Sugiyono.

354.4

SAMBUTAN

Dengan memanjatkan puji dan syukur kepada Allah SWT karena atas berkat rahmatnya Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT) dapat menerbitkan buku Outlook Energi Indonesia 2016 (BPPT-OEI 2016) ini. BPPT-OEI 2016 tidak berisi tentang kebijakan Pemerintah di masa depan namun berisi analisis untuk melihat berbagai opsi untuk pengembangan energi jangka panjang dan upaya-upaya yang perlu dilakukan untuk mencapai target yang ditetapkan. BPPT secara rutin menerbitkan buku OEI dan BPPT-OEI 2016 ini merupakan terbitan yang kedelapan.

Tema khusus yang dibahas dalam BPPT-OEI 2016 adalah "Pengembangan Energi untuk Mendukung Industri Hijau". Tema ini diambil terkait dengan Undang-Undang Nomor 3 Tahun 2014 Tentang Perindustrian yang mengamanatkan Pemerintah untuk mengembangkan industri hijau. Industri hijau adalah industri yang dalam proses produksinya mengutamakan upaya efisiensi dan efektivitas penggunaan sumber daya secara berkelanjutan sehingga mampu menyelaraskan pembangunan industri dengan kelestarian fungsi lingkungan hidup serta dapat memberikan manfaat bagi masyarakat. Pembahasan industri hijau difokuskan pada potensi pemanfaatan energi baru dan terbarukan pada industri terpilih yang belum dipertimbangkan secara maksimal dalam penggunaan energi di sektor industri dan sumbangsinya terhadap bauran energi mix energi baru dan terbarukan, serta mitigasi gas rumah kaca.

BPPT-OEI 2016 ini diharapkan dapat menjadi bahan acuan bagi Pemerintah dan masyarakat luas dalam pengembangan dan pengelolaan energi di Indonesia. Tidak lupa saya mengucapkan terima kasih kepada Tim Penyusun dan semua pihak yang telah memberi bantuan sehingga buku ini dapat diterbitkan. Saya menyadari masih banyak kekurangan dalam buku ini, untuk itu saran dan kritik membangun saya harapkan sebagai masukan untuk penerbitan berikutnya.

Jakarta, Juli 2016

**Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi
Kepala**



Dr. Ir. Unggul Priyanto, M.Sc.

FOREWORD

All praise and gratitude belongs to Allah SWT as Agency for the Assessment and Application of Technology (BPPT) is able to publish Indonesia Energy Outlook 2016 (BPPT-OEI 2016). BPPT-OEI 2016 does not contain government policy yet offers analysis of various options and measurements to be taken in order to achieve targets of the long-term energy development. BPPT regularly publishes OEI book and BPPT-OEI 2016 is the eighth edition.

Special theme discussed in BPPT-OEI 2016 is "Energy Development in Supporting Green Industry". This theme is taken in regard to the Law No 3 Year 2014 on Industry, which mandates the government to develop green industry. Green industry prioritizes efficiency and effectiveness of resource usage in a sustainable manner in the production process as to harmonize industrial development with the environmental preservation that can provide benefits to the community. Discussion on the green industry is focused on the potential use of new and renewable energy in selected industries that have not maximally considered in the industrial sector and also its contribution to the energy mix, as well as mitigation of greenhouse gases.

BPPT-OEI 2016 is expected to become a substantial reference for the government and the wider community of energy development and management in Indonesia. We would also like to give appreciation to the drafting team and all those who have given assistance so that this book could be published. We realize of the shortcomings in this book and so we welcome all suggestions and any constructive criticism as input for the next publication.

Jakarta, July 2016

**Agency for the Assessment and
Application of Technology
Chairman,**



Dr. Ir. Unggul Priyanto, M.Sc.

PENGARAH / STEERING COMMITTEE

Kepala BPPT
Chairman of BPPT
Dr. Ir. Unggul Priyanto, M.Sc.

Deputi Kepala BPPT Bidang Teknologi Informasi, Energi dan Material (TIEM)
Deputy Chairman for Information, Energy and Material Technology
Dr. Ir. Hammam Riza, M.Sc.

PENANGGUNGJAWAB / PERSON IN CHARGE

Direktur Pusat Teknologi Sumber Daya Energi dan Industri Kimia (PTSEIK)
Director of Center for Technology of Energy Resources and Chemical Industry
Dr. Adiarso

KOORDINATOR / COORDINATOR

Kepala Program Perencanaan Energi
Head of Energy Planning Program
Ir. Agus Sugiyono, M.Eng.

TIM PENYUSUN / AUTHORS

Kebijakan Energi :
Energy Policy

Kebutuhan dan Penyediaan Energi :
Energy Demand and Supply
Minyak dan Gas Bumi :

Oil and Gas

Batubara :

Coal

Ketenagalistrikan :

Electricity

Industri Hijau :

Green Industry

Ir. Agus Sugiyono, M.Eng.

Prof. Ir. M. Sidik Boedoyo, M.Eng.

Ira Fitriana, S.Si, M.Sc.

Dra. Nona Niode

Ir. Erwin Siregar

Ari Kabul Paminto, S.T.

Ir. Endang Suarna, M.Sc.

Ir. Irawan Rahardjo, M.Eng.

Drs. Yudiantono, M.M.

Prima Zuldian, S.T., M.Eng.

Ir. La Ode M. Abdul Wahid

Prima Trie Wijaya, S.Kom.

Desy Septriana, S.T.

Suryani, S.Si.

Anindhita, S.Si, M.S.

Ira Fitriana, S.Si, M.Sc.

Drs. Yudiantono, M.M.

Nini Gustriani, A.Md.

Database dan Pemodelan :

Database and Modelling

Grafik dan Layout :

Layout and Graphic

INFORMASI / INFORMATION

Program Perencanaan Energi
Pusat Teknologi Sumber Daya Energi dan Industri Kimia (PTSEIK)
Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT)
Gedung 625, Klaster Energi, Kawasan Puspiptek, Kota Tangerang Selatan
Telp./Fax. (021) 7579-1357
Email: agus.sugiyono@bppt.go.id

UCAPAN TERIMA KASIH

ACKNOWLEDGMENT

Kami mengucapkan terima kasih kepada para profesional di bawah ini yang telah bersedia menjadi narasumber maupun memberikan data-data terkini.

- Ir. Agus Cahyono Adi, M.T., Direktur Pembinaan Program Migas, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Kementerian ESDM.
- Bapak Budi Wibowo, Manajer Operasi, Unit Pembangkitan dan Jasa Pembangkitan Bali, PT Indonesia Power.
- Bapak I Ketut Gunada, Supervisor Senior Perencanaan dan Pengendalian Operasi dan Niaga, Unit Pembangkitan dan Jasa Pembangkitan Bali, PT Indonesia Power.
- Ir. I Gede Tatar Sutaryana, Kepala Bidang Energi, Dinas Pertambangan dan Energi, Pemerintah Provinsi Nusa Tenggara Barat.
- Bapak Ari James Faraddy, Kepala Bidang Energi dan Ketenagalistrikan, Dinas Pertambangan dan Energi, Pemerintah Provinsi Banten.
- Bapak Rustam Aji, Head of Communication & Relations, Unit Pengolahan VI, PT Pertamina (Persero).
- Bapak M. Farid Hentihu, Performance Section Chief, PT. Cirebon Services.
- Bapak Eddy Soemarno, S.T., Kasubid Perencanaan PU, Perumahan dan Perhubungan, Bappeda Kota Cirebon.
- Ir. Shinta D. Sirait, M.Sc., Kepala Bidang Manajemen Energi dan Air, Pusat Penelitian dan Pengembangan Industri Hijau dan Lingkungan Hidup, Badan Penelitian dan Pengembangan Industri, Kementerian Perindustrian.

We would like to express appreciation to the following professionals who have shared their valuable knowledge and providing the latest data.

- *Ir. Agus Cahyono Adi, M.T., Director of Oil and Gas Program Development, Directorate General of Oil and Gas, MEMR.*
- *Mr. Budi Wibowo, Operation Manager, Bali Generation Unit and Generation Services, PT Indonesia Power.*
- *Mr. I Ketut Gunada, Senior Supervisor Planning and Control of Operations and Commercial, Bali Generation Unit and Generation Services, PT Indonesia Power.*
- *Ir. I Gede Tatar Sutaryana, Head of Energy Division, Mines and Energy Department of West Nusa Tenggara Province.*
- *Mr. Ari James Faraddy, Head of Energy and Electricity Division, Mines and Energy Department of Banten Province.*
- *Mr. Rustam Aji, Head of Communication & Relations, Refinery Unit VI, PT Pertamina (Persero).*
- *Mr. M. Farid Hentihu, Performance Section Chief, PT. Cirebon Services.*
- *Mr. Eddy Soemarno, S.T., Head of Subdivision of Public Works, Housing and Transportation Planning, Cirebon City Development Planning Agency.*
- *Ir. Shinta D. Sirait, M.Sc., Head of Energy and Water Management Division, Center for Research and Development of Green Industry and Environment, Board of Research and Development of Industry, Ministry of Industry.*

DAFTAR ISI

TABLE OF CONTENTS

Sambutan / <i>Foreword</i>	iii
Tim Penyusun / <i>Authors</i>	v
Ucapan Terima Kasih / <i>Acknowledgment</i>	vi
Daftar Isi / <i>Table of Contents</i>	vii
Bab 1 Pendahuluan / <i>Introduction</i>	1
1.1 Latar Belakang / <i>Background</i>	2
1.2 Model dan Pemutakhiran Data / <i>Model and Data Update</i>	4
1.2.1 Model Kebutuhan Energi / <i>Energy Demand Model</i>	4
1.2.2 Model Penyediaan Energi / <i>Energy Supply Model</i>	4
1.3 Skenario dan Kasus / <i>Skenario and Case</i>	6
1.3.1 Skenario Dasar / <i>Base Scenario</i>	6
1.3.2 Skenario Tinggi / <i>High Scenario</i>	6
1.3.3 Kasus / <i>Case</i>	6
Bab 2 Kondisi dan Permasalahan Energi Saat Ini / <i>Current Energy Conditions and Issues</i>	9
2.1 Produk Domestik Bruto dan Penduduk / <i>Gross Domestic Product and Population</i>	10
2.2 Konsumsi Energi Final / <i>Final Energy Consumption</i>	12
2.2.1 Konsumsi Energi Final per Sektor / <i>Final Energy Consumption by Sector</i>	12
2.2.2 Konsumsi Energi Final per Jenis / <i>Final Energy Consumption by Type</i>	14
2.3 Ketenagalistrikan / <i>Electricity</i>	16
2.4 Potensi Sumber Daya Energi / <i>Energy Resource Potential</i>	17
2.4.1 Potensi Sumber Daya Energi Fosil / <i>Fossil Energy Resource Potential</i>	17
2.4.2 Potensi Sumber Daya Energi Baru dan Terbarukan / <i>New and Renewable Energy Resource Potential</i>	18
2.5 Permasalahan Energi Saat Ini / <i>Current Energy Issues</i>	19
2.5.1 Permasalahan Umum / <i>General Issues</i>	19
2.5.2 Permasalahan Ketenagalistrikan / <i>Electricity Issues</i>	20
2.6 Kebijakan Energi Terkini / <i>Recent Energy Policy</i>	21
2.6.1 Pengurangan Subsidi BBM dan Listrik / <i>Fuel and Electricity Subsidy Reduction</i>	21
2.6.2 Pembangunan Jaringan Gas Bumi untuk Rumah Tangga / <i>Development of Natural Gas Network for Households</i>	22
2.6.3 Penggunaan LPG untuk Kapal Nelayan / <i>LPG Utilization for Fishing Vessel</i>	23
2.6.4 Optimalisasi Pemanfaatan BBN / <i>Optimization on Biofuel Utilization</i>	24
2.6.5 Pemanfaatan PLTSa / <i>Landfill Power Plant Utilization</i>	26
2.6.6 BBG untuk Transportasi / <i>Gas for Transportation</i>	28
2.6.7 Pembangunan Kilang Minyak / <i>Development of Oil Refinery</i>	29
Bab 3 Proyeksi Kebutuhan Energi / <i>Energy Demand Projection</i>	31
3.1 Kebutuhan Energi Per Jenis / <i>Energy Demand by Type</i>	32
3.2 Kebutuhan Energi Per Sektor / <i>Energy Demand by Sector</i>	34
3.2.1 Sektor Industri / <i>Industry Sector</i>	35

3.2.2	Sektor Transportasi / <i>Transportation Sector</i>	36
3.2.3	Sektor Rumah Tangga / <i>Household Sector</i>	38
3.2.4	Sektor Komersial / <i>Commercial Sector</i>	39
3.2.5	Sektor Lainnya / <i>Other Sector</i>	41
Bab 4	Proyeksi Penyediaan Energi / <i>Energy Supply Projection</i>	43
4.1	Minyak Bumi dan BBM / <i>Crude Oil and Oil Fuels</i>	44
4.1.1	Neraca Minyak Bumi / <i>Crude Oil Balance</i>	44
4.1.2	Neraca Bahan Bakar Cair / <i>Liquid Fuels Balance</i>	47
4.1.3	Pemanfaatan Bahan Bakar Cair / <i>Liquid Fuels Utilization</i>	48
4.2	Gas Bumi, LNG dan LPG / <i>Natural Gas, LNG and LPG</i>	50
4.2.1	Neraca Gas Bumi / <i>Natural Gas</i>	50
4.2.2	LNG	53
4.2.3	Neraca LPG / <i>LPG Balance</i>	53
4.3	Batubara / <i>Coal</i>	55
4.3.1	Neraca Batubara / <i>Coal Balance</i>	55
4.3.2	Pemanfaatan Batubara / <i>Coal Utilization</i>	57
4.4	Energi Baru dan Terbarukan / <i>New and Renewable Energy</i>	59
4.5	Energi Primer / <i>Primary Energy</i>	62
4.5.1	Penyediaan Energi Primer / <i>Primary Energy Supply</i>	62
4.5.2	Neraca Energi / <i>Energy Balance</i>	66
Bab 5	Proyeksi Kebutuhan dan Penyediaan Energi di Sektor Ketenagalistrikan / <i>Projection of Energy Demand and Supply in Electricity Sector</i>	69
5.1	Proyeksi Kebutuhan Listrik Per Sektor / <i>Projection of Electricity Demand by Sector</i>	70
5.2	Proyeksi Kapasitas Pembangkit Listrik / <i>Power Plant Capacity Projection</i>	72
5.3	Proyeksi Produksi Listrik / <i>Projection of Electricity Production</i>	76
5.4	Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Listrik / <i>Fuel Demand Projection for Power Plant</i>	79
5.5	Tambahan Kapasitas Pembangkit / <i>Additional Capacity of Power Plant</i>	81
Bab 6	Pengembangan Energi untuk Mendukung Industri Hijau / <i>Energy Development in Supporting Green Industry</i>	83
6.1	Kebijakan Industri Hijau / <i>Green Industrial Policy</i>	84
6.2	Batasan Pembahasan Industri Hijau / <i>Discussion Framework of the Green Industry</i>	85
6.3	Pemanfaatan EBT pada Industri Terpilih / <i>NRE Utilization on Selected Industries</i>	87
6.3.1	Industri CPO / <i>CPO Industry</i>	87
6.3.2	Industri Pulp dan Kertas / <i>Pulp and Paper Industry</i>	88
6.3.3	Industri Gula Tebu / <i>Sugar Cane Industry</i>	90
6.3.4	Industri Semen / <i>Cement Industry</i>	90
6.4	Proyeksi Kebutuhan Biomassa dan EBT / <i>Demand Projection of Biomass and NRE</i>	93
6.5	Bauran Energi Baru dan Terbarukan / <i>New and Renewable Energy Mix</i>	94

6.6	Emisi GRK Skenario Dasar dan Tinggi / <i>GHG Emission on Base and High Scenario</i>	96
6.7	Peranan Industri Hijau dalam Mitigasi GRK / <i>Role of Green Industry in GHG Mitigation</i>	97
6.8	Dukungan Kebijakan / <i>Policy Support</i>	99
Bab 7	Penutup / Closing	101
	Daftar Pustaka / <i>References</i>	105
	<i>Photo Credits</i>	108



Bab 1. Pendahuluan

Chapter 1. Introduction

1.1 Latar Belakang

Background

Ketidakstabilan politik dan perubahan iklim merupakan salah satu faktor eksternal utama yang telah merubah paradigma energi dan memaksa dunia beradaptasi untuk mencapai keamanan energi jangka panjang yang berkelanjutan. SDG (*Sustainable Development Goal*) yang diresmikan pada United Nations Summit di New York pada bulan September 2015 lalu merupakan perwujudan usaha dunia internasional dalam menjawab tantangan ini. SDG adalah capaian dan indikator yang digunakan oleh negara anggota PBB untuk merancang agenda dan kebijakan politik hingga tahun 2030, menggantikan MDG (*Millennium Development Goal*) yang telah berakhir tahun 2015.

Tidak hanya untuk menjamin keamanan energi, SDG juga bertujuan mengakhiri kemiskinan, mencapai kesetaraan dan mengatasi perubahan iklim dengan menetapkan 17 tujuan global. Penetapan SDG ini mengindikasikan bahwa perencanaan energi yang andal dan berkelanjutan sangat penting untuk mendukung pembangunan jangka panjang. Beberapa tujuan global dalam SDG yang terkait dengan perencanaan energi antara lain Energi Bersih Terjangkau (point 7), Pertumbuhan Ekonomi dan Pekerjaan yang Layak (point 8), Konsumsi dan Produksi Bertanggung Jawab (point 12), dan Aksi Terhadap Iklim (point 13).

Disisi lain, berdasarkan kesepakatan pada *The Conferences of Parties (COP) ke-16 United Nations Frameworks Convention on Climate Change (UNFCCC)* di Cancun serta pertemuan G-20 di Pittsburg, Pemerintah Indonesia berkomitmen untuk menurunkan emisi gas rumah kaca sebesar 26% dengan usaha sendiri dan mencapai 41% jika mendapat bantuan internasional pada tahun 2020 dari kondisi tanpa adanya rencana aksi mitigasi. Untuk tahun 2030, pemerintah menargetkan mitigasi GRK sebesar 29% dengan usaha sendiri atau menjadi sebesar 41% dengan bantuan internasional yang disampaikan dalam pertemuan COP ke-21 di Paris.. Namun dominasi energi fosil dalam bauran energi Indonesia menyebabkan diperlukannya usaha yang menyeluruh untuk mencapai target tersebut.

Political instability and climate change is one of the major external factors that have shifted the paradigm of energy and force the world to adapt in order to achieve long-term sustainable energy security. SDG (Sustainable Development Goal), which was launched at the United Nations Summit in New York in September 2015 as a manifestation of the international efforts in answering this challenge. SDG are targets and indicators used by UN members to set the agenda and political policy until 2030, replacing the MDG (Millennium Development Goal), which expired in 2015.

Not only to ensure energy security, SDG are also aimed at ending poverty, achieving equality and tackling climate change by establishing 17 global goals. SDG indicates that a reliable energy planning is crucial to support long-term development. Some of the global goals in SDG related to energy planning are the Affordable and Clean Energy (point 7), Decent Work and Economic Growth (point 8), Responsible Consumption and Production (point 12), and Climate Action (point 13).

On the other hand, based on the 16th Conferences of Parties (COP) United Nations Frameworks Convention on Climate Change (UNFCCC) in Cancun as well as the G-20 meeting in Pittsburg, the Government of Indonesia is committed to reduce greenhouse gas emissions by 26% in 2020 from the condition in the absence of mitigation actions and up to 41% with international assistance. For 2030, the government aims to mitigate GHG emissions by 29% or up to 41% with international assistance as delivered in the COP 21 meeting in Paris. However, the dominance of fossil fuels in Indonesia energy mix requires a comprehensive effort to achieve these targets.

Pemerintah Indonesia, dalam rangka mencapai target mitigasi GRK dan mewujudkan tujuan SDG, serta mewujudkan kemandirian dan ketahanan energi nasional membutuhkan analisis kebutuhan dan penyediaan energi nasional jangka panjang dengan mempertimbangkan teknologi yang tepat guna. Konsep industri hijau, sebagaimana yang tercantum dalam UU No 3 tahun 2014 tentang perindustrian, adalah salah satu solusi yang paling menjanjikan. Industri hijau adalah industri yang dalam proses produksinya mengutamakan upaya efisiensi dan efektivitas penggunaan sumber daya secara berkelanjutan. Industri hijau dapat menyelaraskan pembangunan industri dengan kelestarian fungsi lingkungan hidup serta dapat memberikan manfaat bagi masyarakat.

Untuk tujuan itu, buku Outlook Energi Indonesia disusun sebagai bentuk kontribusi BPPT dalam menjawab permasalahan energi Indonesia. Buku Outlook Energi Indonesia (BPPT-OEI) diterbitkan rutin setiap tahun dan memuat proyeksi energi jangka panjang seperti neraca energi, kebutuhan dan penyediaan energi, serta infrastruktur energi dengan mempertimbangkan potensi cadangan dan sumber daya energi, pertumbuhan ekonomi serta faktor-faktor yang berpengaruh lainnya. BPPT-OEI juga mengangkat tema spesifik yang berbeda setiap tahun, sesuai dengan perkembangan tren terkini. Pada tahun 2016 ini, BPPT-OEI mengulas tentang peran industri hijau dalam mendukung perkembangan energi untuk kurun waktu 2014-2050.

In order to achieve the GHG mitigation target and SDG and also to realize national energy independence and security, the Indonesia Government requires comprehensive analysis on long-term national energy demand and energy supply considering appropriate technologies. Concept of green industry, as stated in Law No. 3 of 2014 about industry, is one of the most promising solutions. Green industry is industry that prioritizes the efficiency and effectiveness of the resources usage in a sustainable manner in its production process. Green industry can harmonize industrial development with environmental preservation as provides benefits to the community.

To that end, BPPT Indonesia Energy Outlook (BPPT-OEI) is composed as a contribution to address energy issues in Indonesia. BPPT-OEI is published annually and contains long-term projections of energy such as energy balance, supply and demand of energy, and also energy infrastructure with taking into account the energy potential reserves and resource, economic growth and other factors. BPPT-OEI also discusses different specific theme each year, tailored to the latest trends. This year, BPPT-OEI reviews the green industry's role in supporting the national energy development for the period 2014-2050.

1.2 Model dan Pemutakhiran Data

Model and Data Update

1.2.1 Model Kebutuhan Energi

Proyeksi kebutuhan energi dalam buku ini dilakukan dengan menggunakan model BPPT-MEDI (BPPT Model of Energy Demand for Indonesia). Asumsi-asumsi yang dipakai dalam BPPT-MEDI adalah sebagai berikut:

- Data konsumsi energi dengan tahun dasar 2014 diperoleh dari *Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2015*, Kementerian ESDM.
- Pertumbuhan penduduk untuk periode 2014-2035 mengikuti proyeksi jangka panjang dari Bappenas-BPS-UNFPA, sedangkan pertumbuhan untuk periode 2036-2050 disesuaikan dengan trend pertumbuhan sebelumnya.
- Satu rumah tangga diasumsikan memiliki empat anggota keluarga dan berlaku konstan selama periode 2014-2050.
- Rasio elektrifikasi dan elastisitas kebutuhan listrik untuk periode 2015-2024 mengikuti Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero). Rasio elektrifikasi diasumsikan akan mencapai 100% tahun 2030 dan pertumbuhan kebutuhan listrik disesuaikan.
- Proyeksi penambahan kereta api (baik kereta penumpang maupun barang) mengikuti rencana PT. KAI.
- Angkutan masal yang dipertimbangkan adalah Mass Rapid Transit (MRT) dengan asumsi mulai beroperasi tahun 2019. Proyeksi pertambahannya mengikuti rencana PT. MRT Jakarta.
- Kebutuhan BBM tidak dibedakan antara BBM subsidi dan non subsidi.
- Kebutuhan kayu bakar di sektor rumah tangga tidak dipertimbangkan.

1.2.1 Energy Demand Model

Projections of energy demand in this outlook are done by using BPPT-MEDI (BPPT Model of Energy Demand for Indonesia) model. Assumptions used in BPPT-MEDI are as follows:

- *Energy consumption data in base year 2014 are obtained from Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2015, Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR).*
- *Population growth for period 2014-2035 follows the long-term projections of Bappenas-BPS-UNFPA, while the growth for period 2036-2050 is adjusted to the previous growth trend.*
- *Each household is assumed to have four family members and remain constant over the period 2014-2050.*
- *Electrification ratio and elasticity of electricity demand for the period 2015-2024 follows the Electrical Power Supply Business Plan (RUPTL) PT. PLN (Persero). Electrification ratio is assumed to reach 100% in 2030 and electricity demand is adjusted accordingly.*
- *Projections on additional trains, both passenger and freight trains, are following PT. KAI's plans.*
- *Public transport that is being considered is the the Mass Rapid Transit (MRT) and is assumed to start operating in 2019. Its development follows the plan of PT. MRT Jakarta.*
- *The demand for petroleum fuel is not differentiated between subsidized and non-subsidized fuel.*
- *Demand for firewood in household sector is not considered.*

1.2.2 Model Penyediaan Energi

Untuk memenuhi kebutuhan energi, sumber-sumber energi primer yang ada di Indonesia dioptimasi dengan menggunakan model penyediaan energi. Asumsi penting yang dimasukkan ke dalam model penyediaan energi adalah:

1.2.2 Energy Supply Model

To meet the energy demand, primary energy resources in Indonesia are optimized by using energy supply model. Important assumptions incorporated into the energy supply model are:

- Pasokan dan kebutuhan gas bumi mengikuti Neraca Gas Bumi Indonesia 2015-2030 (Kementerian ESDM), sedangkan untuk 2031-2050 mengikuti trend *gas delivery* dan proyeksi temuan eksplorasi.
- Data cadangan batubara diperoleh dari Badan Geologi tahun 2014. Sementara data minyak bumi mengikuti data Kementerian ESDM tahun 2015. Cadangan minyak yang dipertimbangkan adalah cadangan terbukti. Sedangkan cadangan batubara yang dipertimbangkan adalah cadangan tertambang dan cadangan terbukti.
- Harga minyak mentah (*current price*) tahun 2014-2025 mengikuti proyeksi Bank Dunia dan naik secara bertahap menjadi 171 \$/barrel pada tahun 2050.
- Harga batubara dan LNG (*current price*) tahun 2014-2025 mengikuti proyeksi Bank Dunia dan naik secara proporsional terhadap harga minyak mentah hingga tahun 2050.
- Pengembangan CBM berdasarkan data dari VICO Indonesia yang dipresentasikan dalam IndoGAS Conference 2015.
- Teknologi *coal to liquid* (CTL) yang dipertimbangkan adalah proses *indirect coal liquefaction* dengan kapasitas produksi 50 ribu barrel/hari. CTL diasumsikan mulai beroperasi tahun 2040.
- Penambahan kilang minyak baru berdasarkan Renstra Kementerian ESDM tahun 2015-2019. Setelah tahun 2025, penambahan kilang diasumsikan berlangsung setiap lima tahun dengan kapasitas 300 ribu barrel/hari.
- Pembangkit listrik *ultrasuper-critical* boiler untuk PLTU batubara 1000 MW di wilayah Jawa mulai beroperasi tahun 2020.
- Konservasi energi di sisi kebutuhan maupun di sisi penyediaan sudah dipertimbangkan melalui pemanfaatan teknologi yang efisien.
- *Supply and demand of natural gas follows the Indonesia Natural Gas Balance 2015-2030 (MEMR), while for 2031-2050 follows the gas delivery trend and projection of gas exploration finding.*
- *Coal reserves data obtained from the Geological Agency in 2014. While data on oil is taken from the MEMR data 2015. The oil reserves taken into consideration are the proven reserves. While coal reserves considered in BPPT-OEI 2016 are the mineable reserves and proven reserves.*
- *The price of crude oil (current price) from 2014 to 2025 follows the World Bank forecast and rise gradually to 171 \$/barrel in 2050.*
- *The price of coal and LNG (current price) from 2014 to 2025 the World Bank forecast and rise in proportion to crude oil price by 2050.*
- *The development of CBM is based on data from VICO Indonesia presented at the IndoGAS Conference 2015.*
- *Coal to liquid (CTL) technology that is considered is indirect coal liquefaction process with a production capacity of 50 thousand barrels/day. CTL is assumed to begin operating in 2040.*
- *Addition of a new refinery is based on 2015-2019 Strategic Plan of MEMR. After 2025, the refinery addition is assumed to take place every five years with a capacity of 300 thousand barrels/day.*
- *Coal power plant with ultrasuper-critical boilers with capacity of 1,000 MW in Java is assumed to begin operating in 2020.*
- *Conservation of energy on demand and supply side has been considered through the use of efficient technologies.*

1.3 Skenario dan Kasus

Scenarios and Cases

Pembahasan dalam buku ini menggunakan dua skenario yaitu skenario dasar (SD) dan skenario tinggi (ST) serta tiga kasus, yaitu kasus pengurasan cadangan batubara (KPCB), kasus industri hijau dasar (KIHD) dan kasus industri hijau tinggi (KIHT). Tahun dasar yang digunakan sebagai acuan dalam model adalah tahun 2014 dengan periode proyeksi 2015-2050. Kedua skenario sudah mempertimbangkan substitusi minyak tanah ke LPG, realisasi program percepatan pembangunan pembangkit listrik 10.000 MW tahap pertama untuk pembangkit berbahan bakar batubara, tahap kedua untuk mendorong penggunaan EBT, serta program 35.000 MW. Perbedaan antara kedua skenario ini hanya terletak pada pertumbuhan PDB.

1.3.1 Skenario Dasar

Pada kurun waktu 2014-2050, PDB Indonesia diasumsikan akan meningkat dengan rata-rata pertumbuhan 6% per tahun. Pertumbuhan PDB tahun 2014 sebesar 5,02% akan naik hingga 7% di tahun 2025 kemudian turun secara perlahan hingga 5% di tahun 2050.

1.3.2 Skenario Tinggi

Pada kurun waktu 2014-2050, PDB Indonesia diasumsikan akan meningkat dengan rata-rata pertumbuhan 7% per tahun. Pertumbuhan PDB tahun 2014 sebesar 5,02% akan naik hingga 8% di tahun 2025 kemudian turun secara perlahan hingga 6% di tahun 2050. Tren pertumbuhan PDB pada skenario tinggi ini mempertimbangkan proyeksi dalam RPJMN 2015-2019.

1.3.3 Kasus

Kasus pertama yang dibahas dalam BPPT-OEI 2016 adalah kasus pengurasan cadangan batubara (KPCB). Kasus ini berdasarkan skenario dasar, dengan mengasumsikan ekspor batubara akan tumbuh sesuai dengan tren data historis karena untuk jangka panjang harga batubara diasumsikan dapat meningkat kembali. Kasus berikutnya adalah kasus industri hijau dasar (KIHD), yang mengoptimalkan penggunaan EBT di sektor industri pada pertumbuhan PDB skenario dasar dan kasus industri hijau

Discussions in this book is based on two scenarios, base scenario (SD) and high scenario (ST) plus three cases, i.e., depletion of coal reserves case (KPCB), green industry base case (KIHD) and green industry high case (KIHT). Base year used as a reference in the model was year 2014 with the projection period 2015-2050. Both scenarios consider the substitution program of kerosene to LPG, realization of 10,000 MW coal-fired power plant from the first phase of fast track power development program, the second phase that encourage the use of renewable energy in power generation sector, and the 35,000 MW program. The difference between the two scenarios is on the GDP growth.

1.3.1 Base Scenario

In the period 2014-2050, Indonesia GDP is assumed to increase at an average of 6% per year. GDP growth of 5.02% in 2014 will rise to 7% in 2025 and then declined gradually to 5% in 2050.

1.3.2 High Scenario

In the period 2014-2050, Indonesia GDP is assumed to increase at an average growth of 7% per year. GDP growth of 5.02% in 2014 will rise to 8% in 2025 and then declined gradually to 6% in 2050. This GDP growth trend in high scenario take into account the projections in RPJMN 2015-2019.

1.3.3 Case

The first case discussed in BPPT-OEI 2016 is depletion of coal reserves case (KPCB) that assumes coal exports will grow in accordance with the trend of historical data, for the long-term coal prices are assumed to be increased again. The next case is the green industry base case (KIHD), which optimizes First case discussed in BPPT-OEI 2016 is depletion of coal reserves case (KPCB) that assumes coal exports will grow in accordance with trend of historical data as the long-term coal prices are assumed to be increased. The next case is green

tinggi (KIHT), yang mengoptimalkan penggunaan EBT di sektor industri pada pertumbuhan PDB skenario tinggi. Dua kasus terakhir dipilih atas dasar kebijakan industri hijau yang telah ditetapkan dalam Undang-undang Nomor 3 Tahun 2014 tentang perindustrian. Pembahasan kasus ini difokuskan pada penggunaan energi yang rendah karbon (energi baru dan terbarukan, EBT) di sektor industri terpilih dan dampaknya terhadap emisi gas rumah kaca dan bauran EBT nasional. Analisis yang dihasilkan diharapkan mampu mendukung komitmen Pemerintah Indonesia dalam INDCs yaitu menurunkan emisi GRK pada tahun 2030 sebesar 29% dengan upaya sendiri dan sebesar 41% apabila ada bantuan internasional serta peranan penggunaan EBT pada industri terpilih terhadap bauran EBT nasional sebagaimana ditetapkan dalam PP 79/2014 tentang KEN.

industry base case (KIHD) which optimizes NRE utilization in industrial sector with GDP growth of base scenario while green industry high case (KIHT) optimizes NRE utilization in industrial sector with GDP growth of high scenario. The last two cases have been selected on basis of green industrial policy stated in Law No. 3 of 2014 on industry. Study of this issue is focused on the use of low-carbon energy (new renewable energy, NRE) in selected industrial sector and its impact on greenhouse gas emissions and national NRE mix. The resulting analysis is expected to support the Indonesia Government's commitment in INDCs on reducing GHG emissions in 2030 by 29% and up to 41% if there is international aid and also the role of NRE use in selected industries to the national NRE mix as defined in Government Regulation 79/2014 on KEN (National Energy Policy).

Tabel 1.1 Asumsi untuk skenario dasar dan skenario tinggi
Table 1.1 Assumptions for base scenario and high scenario

Keterangan / Note	Satuan / Unit	Tahun / Year				
		2014	2015	2020	2025	2050
Populasi / Population	Juta Jiwa / Million People	252.07	255.46	271.07	284.83	328.52
Pertumbuhan / Growth (R:0.74%)	%/tahun %/year	1.36	1.34	1.16	0.98	0.41
Harga Minyak / Crude Price*	USD/barrel Current Price	96.2	50.8	58.8	82.6	171.2
Harga Batubara / Coal Price**	USD/tonne Current Price	70.1	57.5	58.1	70.0	103.6
Harga LNG / LNG Price***	USD/MMBTU Current Price	16.0	10.4	9.5	11.0	14.7
PDB / GDP (Triliun Rupiah / Trillion Rupiah)						
Skenario Dasar / Base Scenario	Constant 2010	8,566	8,977	11,816	16,265	69,778
Pertumbuhan / Growth (R:6.0%)	%/tahun %/year	5.02	4.79	6.00	7.00	5.00
Skenario Tinggi / High Scenario	Constant 2010	8,566	8,977	12,097	17,448	95,547
Pertumbuhan / Growth (R:6.9%)	%/tahun %/year	5.02	4.79	7.00	8.00	6.00

Catatan / Note: *) Brent Price, **) Australian Coal, ***) CIF on Japan, R: pertumbuhan rata-rata / average growth

Sumber: Diolah berdasarkan proyeksi Bank Dunia (2016) / Source: Calculated based on the projections of World Bank (2016)

Halaman kosong / *blank page*



Bab 2. Kondisi dan Permasalahan Energi Saat Ini

Chapter 2. Current Energy Conditions and Issues

2.1 Produk Domestik Bruto dan Penduduk

Gross Domestic Product and Population

Mulai tahun 2014, BPS merubah tahun dasar perhitungan PDB dari tahun 2000 menjadi tahun 2010. Perhitungan harga konstan PDB diperoleh dengan menggunakan metode deflasi dan ekstrapolasi. Hal ini menyebabkan sedikit perbedaan pada tingkat pertumbuhan ekonomi Indonesia.

Starting in 2014, BPS changed the base year for calculating GDP from 2000 to 2010. The calculation of GDP constant price is obtained by using the deflation and extrapolation method. It causes small differences in the rate of economic growth in Indonesia.

Tabel 2.1 Perbedaan pertumbuhan PDB

Table 2.1 Differences in GDP growth

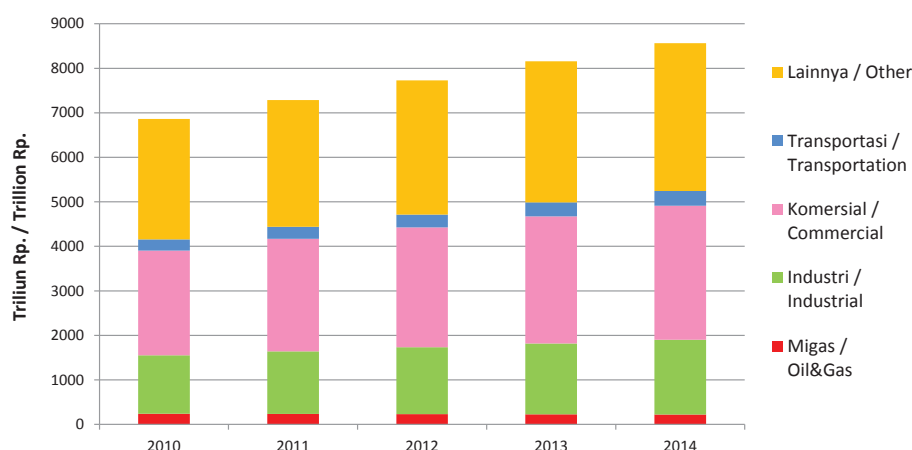
Tahun / Year	Pertumbuhan PDB / GDP Growth	
	Konstan / Constant 2000	Konstan / Constant 2010
2010	6.22%	6.38%
2011	6.49%	6.17%
2012	6.26%	6.03%
2013	5.78%	5.58%

Perekonomian Indonesia tahun 2014 tumbuh 5.02% atas dasar harga konstan 2010. Pertumbuhan ini adalah yang terendah sejak lima tahun terakhir. Perlambatan ekonomi memang sudah berlangsung sejak 2010. Menurunnya produksi minyak bumi nasional menyebabkan berkurangnya penerimaan negara dari sektor migas. Penerimaan migas rata-rata turun 2% per tahun selama periode 2010-2014. Selain itu melemahnya nilai tukar rupiah terhadap dolar Amerika Serikat serta kenaikan inflasi selama periode tersebut juga berakibat pada melambatnya pertumbuhan sektor dominan, seperti sektor industri, dari 6,8% tahun 2011 menjadi 5,6% tahun 2014, dan sektor komersial dengan pertumbuhan 7,5% di tahun 2011 menjadi hanya 5,4% di tahun 2014.

Indonesia economy in 2014 grew 5.02% at constant prices 2010. This growth was the lowest in the last five years. The economic slowdown was already underway since 2010. The decline in national oil production leads to reduced state revenues from oil and gas sector. Oil and gas revenues fell an average of 2% per year during the period 2010-2014. Moreover, the weakening of rupiah exchange rate against United States dollar and the rise in inflation during this period also resulted in slower growth in the dominant sectors, such as industrial sector, from 6.8% in 2011 to 5.6% in 2014, and the commercial sector with growth of 7.5% in 2011 to only 5.4% in 2014.

Gambar 2.1 Produk domestik bruto konstan 2010

Figure 2.1 Gross domestic product constant 2010



Sementara itu, data demografi Indonesia tidak terlalu banyak berubah. Pertumbuhan penduduk Indonesia dari kurun waktu 2000-2010 rata-rata sebesar 1,5% per tahun dari 206 juta jiwa pada tahun 2000 menjadi 238 juta jiwa di tahun 2010. Pendataan penduduk yang dilakukan melalui sensus berkala 10 tahun sekali mengakibatkan data historis demografi tahun 2011-2014 belum tersedia. Oleh karena itu, untuk tahun 2011-2014, BPPT-OEI 2016 memakai proyeksi penduduk Indonesia oleh Bappenas-BPS-UNFPA.

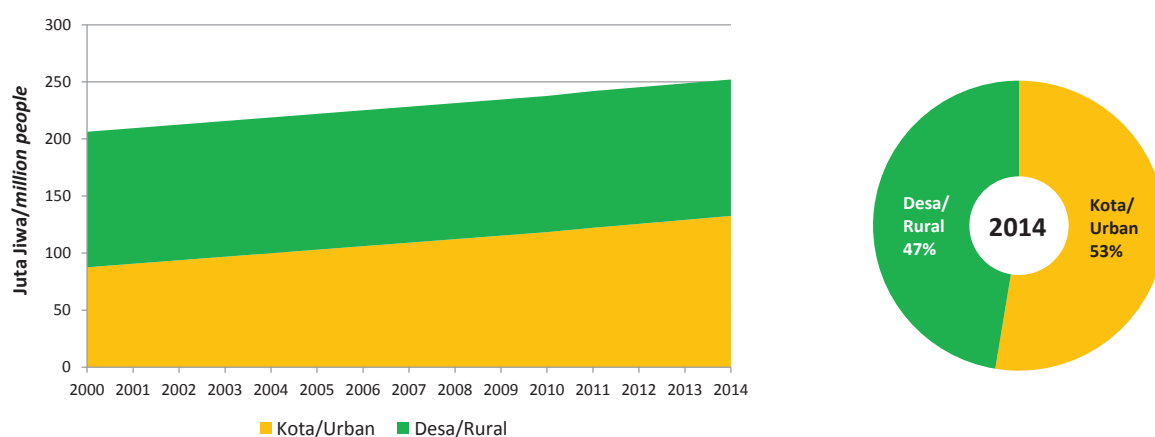
Proyeksi tersebut dibuat dengan menggunakan metode komponen berdasarkan asumsi tentang kecenderungan kelahiran, kematian, serta perpindahan penduduk antar provinsi terhadap data sensus penduduk 2010. Tahun 2010-2015 penduduk Indonesia diproyeksikan tumbuh 1,19% dan mencapai 252 juta jiwa di tahun 2014. Urbanisasi juga terus berlangsung. Penduduk perkotaan bertambah dengan pertumbuhan 3% per tahun dari pangsa 42% di tahun 2000 menjadi 53% di tahun 2014.

Meanwhile, Indonesia demographic data was not changed much. The population increase by an average of 1.5% per year from 206 million in 2000 to 238 million in 2010. Data collection of the population which is done through periodic census once every 10 years resulted in the unavailability of demographic data in 2011 -2014. Therefore, for this period, BPPT-OEI 2016 uses the population forecast by Bappenas-BPS-UNFPA.

The forecast was made using the component method and assumptions on trend of births, deaths, as well as inter-provincial movement of people to the population census data 2010. In period 2010-2015, Indonesia population was projected to grow 1.19% and reach 252 million people by 2014. Urbanization was also continue to take place. Urban population increases by 3% per year with the share rise from 42% in 2000 to 53% in 2014.

Gambar 2.2 Penduduk Indonesia 2000-2014

Figure 2.2 Indonesia population 2000-2014



2.2 Konsumsi Energi Final

Final Energy Consumption

2.2.1 Konsumsi Energi Final per Sektor

Peningkatan konsumsi energi final per sektor selalu terjadi setiap tahun pada periode 2000–2014, kecuali pada tahun 2005 dan 2006. Rata-rata pertumbuhan tahunan selama periode 2000–2014 adalah 3,99% per tahun dari 555,88 juta SBM pada tahun 2000 menjadi 961,39 juta SBM pada tahun 2014.. Data ini didapatkan dari *Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia* (HEESI) tahun 2015 yang diterbitkan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM). Total konsumsi energi final per sektor yang dibahas disini tidak memperhitungkan konsumsi produk petroleum lainnya. Perhitungan konsumsi energi final mencakup sektor industri, rumah tangga, komersial, transportasi, dan lainnya. Sektor lainnya meliputi pertanian, konstruksi, dan pertambangan, sementara sektor komersial meliputi hotel, restoran, rumah sakit, super market, gedung perkantoran, dll.

Selama tahun 2000–2014 terjadi penurunan konsumsi energi final terutama pada tahun 2005 dan 2006. Hal ini disebabkan oleh kenaikan harga BBM yang membuat produktivitas industri menurun yang berdampak terhadap penurunan konsumsi energi final sektor transportasi pada tahun 2006. Kebijakan kenaikan harga jual BBM mendorong peningkatan inflasi. Menurut data Bank Indonesia, inflasi pada Januari 2005 mencapai 7,32% dan naik menjadi 17,1% pada Desember 2005.

Konsumsi energi final tertinggi pada periode 2000–2014 terjadi pada sektor industri, diikuti rumah tangga dan transportasi, serta yang paling rendah adalah komersial dan lainnya. Tetapi rata-rata kenaikan pertumbuhan tahunan paling tinggi adalah sektor transportasi sebesar 6,46%. Hal ini disebabkan oleh jumlah kendaraan di Indonesia yang meningkat tajam dari 19 juta kendaraan pada tahun 2000 menjadi 114 juta kendaraan pada tahun 2014 dengan rata-rata kenaikan per tahunnya sebesar 13,7% berdasarkan data Statistik Transportasi Darat 2014.

2.2.1 Final Energy Consumption By Sector

The increase in final energy consumption by sector happens every year in period 2000–2014, except in the year 2005 and 2006. The final energy consumption increased with average of 3.99% per year from 555.88 million BOE in 2000 to 961.39 million BOE in 2014. This data was obtained from the Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia (HEESI) 2015 issued by Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR). Total final energy consumption by sector discussed here does not take into account consumption of other petroleum products. Calculation of the final energy consumption covers industrial, household, commercial, transportation, and other sector. The other sector includes agriculture, construction, and mining. While commercial sector includes hotel, restaurants, hospitals, supermarkets, office buildings, etc.

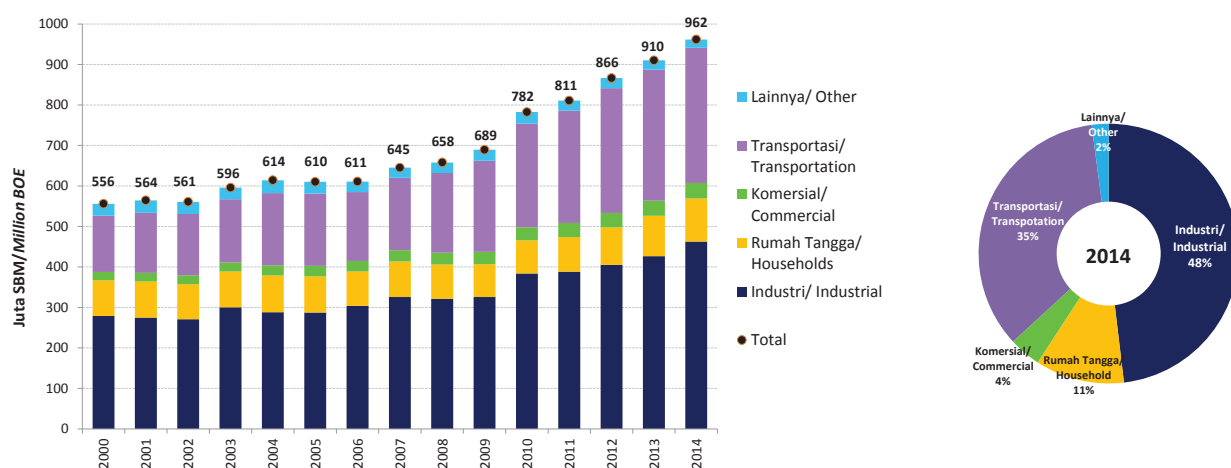
During 2000–2014, final energy consumption declined especially in 2005 and 2006. This was caused by the increase in the fuel price that led to the decrease in industrial productivity and the decline of final energy consumption in industrial sector at 2005 and in transportation sector at 2006. Policy on increasing domestic fuel prices encouraged the increase in inflation. Based on data from Bank Indonesia, inflation in January 2005 reached 7.32% and rose to 17.1% in December 2005.

The highest final energy consumption in period 2000–2014 occurred in industrial sector, followed by household, transportation, commercial, and other sector as the lowest. On the other hand, the highest annual growth was held by transportation sector with average of 6.46%. This is caused by rapid growth in number of vehicles in Indonesia from 19 million vehicles in 2000 to 114 million in 2014 (Statistical of Land Transportation, Ministry of Transportation, 2014) with 13.7% of average increase.

Rata-rata pertumbuhan tahunan konsumsi energi yang paling rendah adalah sektor lainnya yaitu sebesar -2,62% per tahun dan diikuti oleh sektor rumah tangga sebesar 1,59% per tahun. Rendahnya pertumbuhan konsumsi energi final sektor rumah tangga karena berlangsungnya program substitusi minyak tanah dengan LPG untuk memasak, penerapan teknologi dan peralatan hemat energi, seperti penggunaan lampu hemat energi, penggunaan sel surya, serta penggunaan peralatan rumah tangga hemat energi lainnya. Sejak mulai dijalankannya program substitusi penggunaan minyak tanah ke LPG tahun 2007, jumlah konsumsi energi rumah tangga jauh lebih hemat. Hal ini disebabkan oleh 2 hal, yaitu efisiensi kompor dan nilai kalor bahan bakar. Efisiensi kompor LPG sebesar 53% sedangkan efisiensi kompor minyak tanah sebesar 40%, serta nilai kalori LPG (11.254,61 kcal/kg) lebih besar dibanding minyak tanah (10.478,95 kcal/kg). Untuk itu, pemakaian satu liter minyak tanah setara dengan penggunaan 0,57 kg LPG.

The lowest annual growth in energy consumption was occurred in other sector with average of -2.62% per year and was followed by household sector with 1.59% per year. The low growth of final energy consumption in household sector was due to kerosene to LPG substitution program in cooking activity and application of efficient technology and equipment such as energy-saving lamps, solar cells, as well as the use other energy-efficient appliances. Since 2007, kerosene to LPG substitution program succeed in reducing the amount of household energy consumption. This is due to the difference in efficiency of the stove and the fuel. LPG stove efficiency is 53% while the efficiency of oil burner is 40% and as for calorific value, LPG (11,254.61 kcal/kg) is higher than kerosene (10,478.95 kcal/kg). For illustration, one liter of kerosene is equivalent to 0.57 kg LPG.

Gambar 2.3 Konsumsi energi final per sektor
Figure 2.3 Final energy consumption by sector



2.2.2 Konsumsi Energi Final Per Jenis

Konsumsi energi final menurut jenis selama tahun 2000-2014 masih didominasi oleh BBM (bensin, minyak solar, minyak diesel, minyak tanah, minyak bakar, avtur dan avgas) namun dengan pertumbuhan terendah dibanding energi yang lain. Selama kurun waktu tersebut, total konsumsi BBM meningkat dari 315 juta SBM pada tahun 2000 menjadi 308 juta SBM pada tahun 2014 atau mengalami penurunan rata-rata 0,18% per tahun.

Pada tahun 2000, konsumsi minyak solar mempunyai pangsa terbesar (38,7%) disusul minyak tanah (23,4%), bensin (23,0%), minyak bakar (9,6%), minyak diesel (3%), dan avtur (2,2%). Selanjutnya pada tahun 2014 menjadi bensin (45,5%), minyak solar (45,2%), avtur (6,3%), dan minyak tanah serta minyak bakar masing-masing sebesar 1,5%. Perubahan pola konsumsi BBM tersebut disebabkan oleh tingginya laju konsumsi bahan bakar untuk kendaraan pribadi dan pesawat udara. Konsumsi BBM di sektor transportasi memiliki pangsa yang sangat tinggi yaitu 79,7% dari total konsumsi BBM. Substitusi BBM ke bahan bakar gas (CNG, LNG) tidak efektif karena keterbatasan infrastrukturnya.

Pada sektor industri, konsumsi batubara meningkat pesat dari 36,1 juta SBM (8,59 juta ton) pada tahun 2000 menjadi 220,6 juta SBM (52,53 juta ton) pada tahun 2014 atau meningkat rata-rata 13,8% per tahun.

Konsumsi gas bumi periode 2000-2014 meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 2,6% per tahun. Pertumbuhan konsumsi gas bumi sebagai energi final tergolong rendah karena keterbatasan infrastruktur jaringan gas nasional.

Konsumsi listrik dalam kurun waktu tahun 2000-2014 mengalami pertumbuhan rata-rata 6,8% per tahun. Konsumsi listrik yang naik disebabkan oleh meningkatnya pendapatan masyarakat dan rasio elektrifikasi sehingga penggunaan peralatan listrik seperti AC, mesin cuci, kulkas, setrika, lampu, dan lainnya bertambah. Pada tahun 2014, rasio elektrifikasi nasional sebesar 84,4% atau meningkat

2.2.2 Final Energy Consumption By Type

Final energy consumption by type, during the years 2000-2014, was dominated by oil fuel (gasoline, diesel oil, IDO, kerosene, fuel oil, avtur and avgas) but with the lowest growth compared to other energy. During this period, the total oil fuel consumption increased from 315 million BOE in 2000 to 308 million BOE in 2014, rose with average of 0.18% per year.

In 2000, the consumption of diesel oil has the largest share (38.7%) followed by kerosene (23.4%), gasoline (23.0%), fuel oil (9.6%), IDO (3%) and avtur (2.2%). Subsequently in 2014 the order is shifted into gasoline (45.5%), diesel oil (45.2%), avtur (6.3%), kerosene (1.5%), and fuel oil (1.5%). Oil fuel consumption patterns change is due to the high consumption rate of private cars and airplane. Transportation sector held the highest share of oil fuel consumption with 79.7%. Substitution of oil fuel to gas (CNG, LNG) was not effective because of the limited infrastructure.

In industrial sector, coal consumption increased from 36.1 million BOE (8.59 million tonnes) in 2000 to 220.6 million BOE (52.53 million tonnes) in 2014, rose with an average of 13.8% per year.

Consumption of natural gas in period 2000-2014 increased with an average growth of 2.6% per year. The small growth of natural gas consumption as final energy was caused by the limitation in national gas network infrastructure.

Electricity consumption during the period 2000-2014 had an average growth of 6.8% per year. Electricity consumption rose due to the rising in income per capita and electrification ratio so that the use of electrical appliances such as air conditioners, washing machines, refrigerators, irons, lamps, and other also increased. In 2014, the national electrification ratio amounted to 84.4%, an increase of 3.9% from 2013.

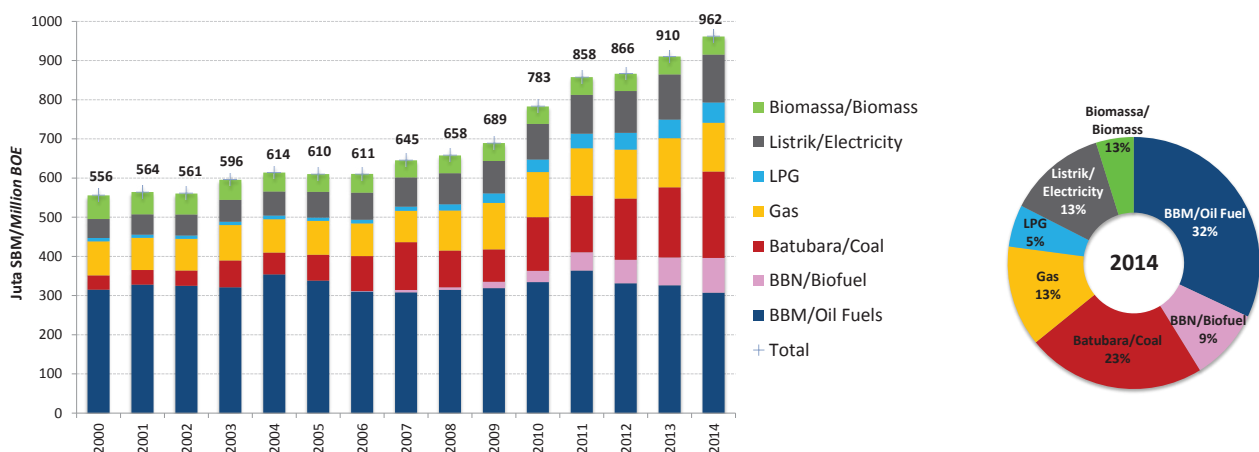
3,9% dari tahun 2013. Meskipun demikian, konsumsi listrik per kapita di Indonesia masih rendah dibanding beberapa negara ASEAN. Konsumsi listrik di Indonesia sebesar 798 kWh/kapita, Thailand (2.471 kWh/kapita), Malaysia (4.512 kWh/kapita), Singapura (8.840 kWh/kapita), dan Brunai Darussalam (9.704 kWh/kapita).

Selain listrik, konsumsi LPG juga meningkat tajam dari 8 juta SBM (0,97 juta ton) pada tahun 2000 menjadi 52 juta SBM (6,09 juta ton) pada tahun 2014. Peningkatan konsumsi LPG disebabkan oleh adanya program pemerintah yang mengganti penggunaan minyak tanah untuk memasak di rumah tangga dan usaha kecil dengan LPG.

Electricity consumption per capita in Indonesia was also still low compared to some ASEAN countries. Electricity consumption in Indonesia was 798 kWh/capita as to Thailand (2,471 kWh/capita), Malaysia (4,512 kWh/capita), Singapura (8,840 kWh/capita), and Brunai Darussalam (9,704 kWh/capita).

In addition to electricity, LPG consumption increased sharply from 8 million BOE (0.97 million tonnes) in 2000 to 52 million BOE (6.09 million tonnes) in 2014. This was caused by government programs that replace the use of kerosene for cooking in households and small businesses with LPG.

Gambar 2.4 Konsumsi energi final per jenis
Figure 2.4 Final energy consumption by type



2.3 Ketenagalistrikan

Electricity

Dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik nasional, penyediaan tenaga listrik di Indonesia tidak hanya dilakukan oleh PT PLN (Persero) saja, tetapi juga oleh pihak swasta, yaitu *Independent Power Producer (IPP)*, *Private Power Utility (PPU)* dan *Ijin Operasi (IO) non BBM*. Pada tahun 2014, total kapasitas pembangkit nasional (PLN, IPP, PPU, IO non BBM) adalah sebesar 52 GW. Kapasitas pembangkit listrik PLN masih mendominasi dengan pangsa lebih dari 76% (39,3 GW), pembangkit listrik IPP dikisaran 15% (7,9 GW), serta sisanya diisi pembangkit listrik PPU dan pembangkit listrik IO non BBM dengan pangsa dikisaran 9% (4,7 GW).

Sekitar 74% dari total kapasitas pembangkit nasional berada di wilayah Jawa-Bali, 16% di wilayah Sumatera, 3% di wilayah Kalimantan, dan sisanya di wilayah Pulau Lainnya (Sulawesi, Maluku, NTB-NTT, Papua). Hal ini sesuai dengan persebaran penduduk dan aktivitas ekonomi lainnya.

Dilihat dari segi input bahan bakar, pembangkit berbahan bakar batubara dan gas mempunyai pangsa yang paling tinggi, yaitu masing-masing sebesar 50% (26 GW) dan 23% (12 GW), diikuti kemudian oleh pembangkit berbahan bakar minyak dengan pangsa sekitar 14% (7,5 GW). Tingginya pembangkit berbahan bakar batubara karena digunakan sebagai pembangkit untuk memenuhi beban dasar, sedangkan pembangkit berbahan bakar gas digunakan sebagai pembangkit beban menengah dan beban puncak. Adapun masih tingginya pangsa pembangkit BBM karena untuk memenuhi kebutuhan listrik pada wilayah terpencil di luar Jawa dan Sumatera, dan sebagai pengganti kekurangan pasokan gas bumi.

Hal yang menarik adalah meningkatnya pangsa pembangkit berbahan bakar energi terbarukan, seperti PLTP, dengan pangsa mendekati 3% (1,3 GW), serta PLTA dengan pangsa dikisaran 10% (5,1 GW). Disamping itu, pembangkit listrik EBT lainnya (PLT surya, PLT bayu, PLT sampah, PLT minihidro, PLT biomasa) juga sudah mulai banyak beroperasi dengan kapasitas total 96 MW.

To meet national electricity demand, electricity supply in Indonesia is not only met by PT PLN (Persero), but also by private sector, namely Independent Power Producer (IPP), Private Power Utility (PPU) and Operation Permit (IO) non oil fuel. In 2014, total capacity of national power generation (PLN, IPP, PPU, and IO non oil fuel) was of 52 GW. Electricity generation capacity by PLN still dominates with a share of more than 76% (39.3 GW), while IPP with a share of 15% (7.9 GW), and the rest was filled with the PPU and IO non oil fuel with a share of 9% (4.7 GW).

Approximately 74% of national electricity generation capacity are in Java and Bali, as 16% in Sumatera, 3% in Kalimantan. The rest are in Other Islands (Sulawesi, Maluku, NTB-NTT, and Papua). This corresponds with distribution of population and other economic activities.

In terms of fuels, coal-fired and gas-fired power plants the highest share, i.e., 50% (26 GW) and 23% (12 GW) respectively, followed by oil-fired power plants with a share of around 14% (7.5 GW). The high share of coal-fired power plants was due to its usage as base load generator, whereas gas-fired power plants was used in medium load and peak load. As for the high share of oil-fired power plants it was because it used to meet electricity demand in remote areas outside of Java and Sumatra, as well as a substitute in natural gas supply shortage.

The share increase of renewable energy power plants, such as geothermal power plants, with a share of close to 3% (1.3 GW), as well as the share of hydropower with 10% (5.1 GW) is interesting to discuss. In addition, other renewable energy power plants (solar, wind, landfill, minihydro, biomass) also begin to operate with a total capacity of 96 MW.

2.4 Potensi Sumber Daya Energi

Energy Resources Potential

2.4.1 Potensi Sumber Daya Energi Fosil

Indonesia memiliki beberapa potensi sumber daya energi fosil diantaranya minyak bumi, gas bumi dan batubara. Pada tahun 2014, cadangan terbukti minyak bumi sebesar 3,6 miliar barel, gas bumi sebesar 100,3 TCF dan cadangan batubara sebesar 32,27 miliar ton. Bila diasumsikan tidak ada penemuan cadangan baru, berdasarkan rasio R/P (Reserve/Production) tahun 2014, maka minyak bumi akan habis dalam 12 tahun, gas bumi 37 tahun, dan batubara 70 tahun. Cadangan ini bahkan akan lebih cepat habis dari tahun yang disebut diatas karena kecenderungan produksi energi fosil yang terus meningkat.

Energi fosil telah menjadi penggerak pertumbuhan ekonomi Indonesia dimasa lalu dan saat ini. Di masa depan diharapkan tren pengembangan energi akan bergeser dari energi berbasis fosil menjadi energi baru terbarukan, sepanjang keekonomiannya memenuhi. Hal ini disebabkan karena energi fosil merupakan sumber daya yang tidak dapat diperbarui sehingga lambat laun akan habis, padahal Indonesia mempunyai sumber daya energi terbarukan yang signifikan.

2.4.1 Fossil Energy Resource Potential

Indonesia has several fossil fuel potential resources such as oil, natural gas and coal. In 2014, proven reserves of oil amounted to 3.6 billion barrels, natural gas reserves of 100.3 TCF and coal reserves of 32.27 billion tonnes. Assuming there is no discovery of new reserves, based on R/P (Reserve/Production) ratio in 2014, the oil will run out in 12 years, natural gas in 37 years and coal in 70 years. This reserve will be depleted more quickly than the above-mentioned figure as fossil energy production continues to increase.

Fossil energy has been the driving force of economic growth in Indonesia. Expected future trends in energy development will shift from fossil-based energy into renewable energy, as long as it is economical. This is based on the fact that fossil energy resource cannot be renewed so that eventually will run out, whereas Indonesia has significant renewable energy resources.

Tabel 2.2 Sumber daya energi fosil

Table 2.2 Fossil energy resources

No.	Jenis Energi/ Energy Type	Satuan / Unit	Sumber Daya / Resources	Cadangan / Reserves	
1	Minyak Bumi / Oil	Miliar Barel / Billion Barrel		Proven	3.6
				+Potential	7.4
2	Gas Bumi / Gas	TSCF		Proven	100.3
				+Potential	149.3
3	Batubara / Coal	Miliar Ton / Billion Tonne	124.8	32.27	

Sumber / Source: KESDM (2015) / MEMR (2015)

2.4.2 Potensi Sumber Daya Energi Baru dan Terbarukan

Potensi energi baru terbarukan (EBT) di Indonesia saat ini belum dimanfaatkan secara maksimal. Salah satu peraturan yang mengatur pemanfaatan EBT adalah Perpres No. 5 tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional. Untuk mendukung pengembangan EBT di Indonesia, diperlukan pemetaan potensi EBT yang ada di Indonesia.

2.4.2 New and Renewable Energy Resource Potential

Potency of new and renewable energy (NRE) in Indonesia is not fully utilized. One of the regulation governing the use of NRE is Presidential Regulation No. 5 of 2006 on the National Energy Policy. To support the development of NRE in Indonesia, mapping the existing potential of NRE in Indonesia is required.

Tabel 2.3 Sumber daya energi baru dan terbarukan

Table 2.3 New and renewable energy resources

No	Jenis energi / Energy type	Sumber Daya / Resources	Cadangan / Reserves	Potensi / Potential	Kapasitas terpasang/ Installed capacity
1	Panas bumi/ Geothermal	12,386 (Mwe)	16,524 MWe*	28,910 MW	1,403.5MW
2	Hidro/ Hydro	75,000 MW*		45,379 MW (Sumberdaya teridentifikasi / Identified resources)*	8,671 MW*
3	Mini-mikrohidro/ Mini- micro hydro				2,600.76 KW
4	Biomassa / Biomass	32,654 MWe			1,626 MW (Off Grid) 91.1 MW (On Grid)
5	Energi surya/ Solar energy	4.80 kWh/m ² /day**			14,006.5 KW
6	Energi angin/ Wind energy	970 MW*			1.96 MW**
7	Uranium/ Uranium	3,000 MW***			30 MW***
8	Shale gas	574 TSCF***			
9	Gas metana batubara / Coal bed methane	456.7 TSCF***			
10	Gelombang Laut Wave energy	1,995.2 MW (Potensi Praktis / Practical Potential)*			
11	Energi Panas Laut OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion)	41,012 MW (Potensi Praktis / Practical Potential)*			
12	Pasang Surut Tide and tidal power	4,800 MW (Potensi Praktis / Practical Potential)*			

Sumber / Source: Ditjen EBTKE, 2015/ Directorate General of NRE&EC, 2015

*) Ditjen EBTKE, 2014/ Directorate General of NRE&EC, 2014

**) Ditjen EBTKE, 2013/ Directorate General of NRE&EC, 2013

***) KESDM, 2013/ MEMR, 2013

2.5 Permasalahan Energi Saat Ini

Current Energy Issues

2.5.1 Permasalahan Umum

Permasalahan sektor energi di Indonesia saat ini dapat dirangkum secara ringkas yaitu cadangan energi fosil yang semakin berkurang dan akses masyarakat terhadap energi yang masih terbatas terutama di daerah tertinggal, terpencil, dan perbatasan. Dari sisi cadangan, produksi minyak yang terus menurun dan kebutuhan bahan bakar minyak (BBM) yang terus meningkat akan menyebabkan impor minyak mentah serta BBM terus meningkat. Dari sisi akses, pengembangan energi untuk daerah tertinggal, terpencil, dan perbatasan lebih diutamakan menggunakan energi terbarukan yang sumbernya tersedia di wilayah tersebut dan dapat terus digunakan secara berkesinambungan. Namun pengembangan energi terbarukan tersebut masih terkendala dari sisi teknologi dan pendanaan. Biaya produksi energi terbarukan masih relatif mahal sehingga belum kompetitif dan belum terjangkau oleh masyarakat.

Disparitas wilayah juga menjadi permasalahan sendiri dalam distribusi komoditas energi. Wilayah Jawa mempunyai kebutuhan energi yang sangat besar sedangkan potensi sumber daya energi yang dimiliki sangat terbatas. Sedangkan di wilayah luar Jawa mempunyai potensi sumber energi yang cukup besar namun kebutuhan energinya masih relatif kecil. Disamping itu, infrastruktur energi di wilayah luar Jawa masih sangat kurang. Gas juga belum dapat dimanfaatkan secara optimal untuk keperluan dalam negeri karena infrastruktur yang tersedia belum memadai. Secara umum infrastruktur energi yang ada saat ini masih sangat kurang dan dapat menjadi penghambat dalam pengembangan wilayah serta pemerataan akses masyarakat terhadap energi.

Dalam rangka mengatasi permasalahan tersebut, pemerintah memberikan prioritas kepada pemanfaatan energi dalam negeri, seperti meningkatkan persentase penyaluran gas bumi domestik dan pemenuhan kebutuhan batubara dalam negeri melalui kebijakan *domestic market obligation* (DMO). Disamping itu pemerintah terus meningkatkan pengembangan infrastruktur energi terbarukan, kilang minyak, LNG terminal, pipa transmisi dan jaringan gas, SPBG, depot serta akan menyiapkan cadangan penyangga energi.

2.5.1 General Issues

Current issues of energy sector in Indonesia can be summarized as depletion of fossil energy reserves and limited access to energy especially in remote and border areas. In terms of reserves, oil production continues to decline and the increase in oil fuels demand will lead to increasing imports of crude oil and oil fuels. In terms of energy access, energy development in remote and border areas is centered at renewable energy that is available in the region and may continue to be used in a sustainable manner. But the NRE development is constrained on technology and funding side. Production cost of renewable energy is still relatively expensive thus not competitive and not affordable by the community.

Region disparity also becomes a problem in energy commodities distribution. Java has high energy demand while potential energy sources are extremely limited. Whereas regions outside Java have high potential energy resources but with still relatively small energy demand. In addition, energy infrastructure outside Java is also still very poor. Gas also can not be utilized optimally for domestic demand due to inadequate infrastructure. In general, the existing energy infrastructure is still very poor and becomes an obstacle in region development and community access to energy.

In order to overcome these problems, the government prioritizes domestic energy utilization such as increasing the percentage of domestic natural gas distribution and domestic market obligation (DMO) policy for domestic coal demand. The government also continues to promote infrastructure development of renewable energy, refineries, LNG terminals, transmission pipeline and gas network, gas fuel stations, depot, as well as energy buffer reserves.

2.5.2 Permasalahan Ketenagalistrikan

Permasalahan ketenagalistrikan saat ini berkisar pada isu sosial dan hukum, pasokan gas untuk pembangkit, dan pengembangan EBT. Isu sosial dan hukum terdiri atas pembebasan lahan, perijinan, tuntutan hukum, dan kerja sama dengan pihak ketiga. Masalah lahan terjadi di hampir semua daerah. Sulawesi, NTT, dan NTB agak lebih mudah. Sedangkan Jawa, Sumatera, serta Papua adalah wilayah yang paling sulit untuk dibebaskan. Masalah masalah ini pada dasarnya menghambat pembangunan proyek pembangkit listrik, jaringan transmisi, dan gardu induk (GI). Pembangunan jaringan transmisi yang paling banyak terhambat karena paling banyak butuh lahan. Sebagai gambaran, menurut PT PLN (Persero), setiap satu kilo meter transmisi membutuhkan 3-4 tower. Untuk transmisi 500 kV dan 150 kV, tiap tower memerlukan lahan berturut-turut sebesar 25x25 meter persegi dan 15x15 meter persegi.

Selanjutnya, pasokan gas untuk pembangkit listrik masih menjadi kendala sampai saat ini. Hal ini terjadi karena keterbatasan infrastruktur pipa gas dan tidak terintegrasinya jaringan pipa, serta akibat berjauhannya lokasi sumber gas dengan pembangkit listrik. Selain itu, kurva beban konsumen PLN tidak selalu flat. Ada perbedaan antara beban dasar dan beban puncak atau biasa disebut fluktuasi beban. Sedangkan para pemasok gas melalui pipa menginginkan pola penyaluran yang flat.

Terakhir adalah pengembangan EBT di Indonesia. Investasi teknologi EBT yang masih tinggi akibat komponen domestik untuk teknologi ini masih sangat minim. Selain itu, tingkat pengembalian dan perolehan keuntungan relative lama dan tidak pasti sehingga investasi EBT kurang menarik bagi investor nasional dan asing. Hal ini mengakibatkan nilai EBT tidak kompetitif dibandingkan dengan energi fosil. Namun pada dasarnya pengembangan EBT ini bukan pilihan. Ini suatu keharusan dan amanah UU No. 30 tahun 2007 tentang energi. Apalagi dipertegas dengan PP 79 tahun 2014 tentang KEN.

2.5.2 Electricity Issues

The current electricity issues revolve around social and legal issues, gas supply, and NRE development. Social and legal issues consist of land acquisition, licensing, lawsuits, and cooperation with third parties. Land issues occurs in almost all regions. The issues are less complicated in Sulawesi, NTT and NTB. While land acquisition in Java, Sumatera and Papua are very complex. These problems basically obstruct the construction of power plants, transmission networks and substations. The large amount of land required in transmission network construction has made it the most badly affected. As illustration, according to PT. PLN (Persero), every one kilo meter of electricity transmission requires 3-4 towers. For electrical transmission of 500 kV and 150 kV, each tower requires land of 25x25 square meters and 15x15 square meters respectively.

Furthermore, the gas supply for power plant is also still a problem today. This happens because of the limited infrastructure and the non-integrated gas pipeline network, as well as the remote location of gas source. In addition, PLN consumer load curve is not always flat. There is a difference between base load and peak load or referred as load fluctuations. Yet the gas supplier want the flat distribution patterns.

Last but not least is the development of NRE in Indonesia. NRE technology investment is still high due to the small share of domestic component of the technology. In addition, return rate and profitability are relatively long and uncertain that makes NRE investment less attractive to national and foreign investors. This resulted in the uncompetitiveness of NRE compared to fossil energy. However, NRE development is not up for discussion. It is a necessity and mandate of Law No. 30 of 2007 on energy. It is also reinforced with PP 79 of 2014 on National Energy Policy.

2.6 Kebijakan Energi Terkini

Recent Energy Policy

2.6.1 Pengurangan Subsidi BBM dan Listrik

Subsidi energi sangat membebani ekonomi nasional dan membuat pembangunan fisik dan sosial terganggu. Untuk itu, mulai akhir Desember 2014, subsidi atas bensin (premium) dihapus dan subsidi minyak solar untuk kendaraan bermotor bersifat tetap sebesar Rp. 1.000 per liter. Hal ini ditandai dengan ditetapkannya Perpres 191/2014 yang ditindaklanjuti dengan Permen ESDM 04/2015 dan Kepmen ESDM 0135/K/12/MEM/2015.

Kebijakan subsidi listrik juga telah dikurangi dengan tidak diberikannya lagi subsidi listrik terhadap 12 golongan tarif tenaga listrik sebagaimana diatur dalam Permen ESDM 31/2014. Ke 12 golongan tarif tenaga listrik tersebut mencakup untuk keperluan rumah tangga (≥ 1.300 VA), bisnis (≥ 6.600 VA), industri (≥ 200 kVA), kantor pemerintah (≥ 6.600 VA), penerangan jalan umum tegangan rendah, dan layanan khusus. Penghapusan subsidi BBM dan listrik tersebut mendorong menurunnya subsidi energi dari 315 triliun rupiah pada tahun 2014 menjadi 119 triliun rupiah pada tahun 2015 yang digunakan untuk pembangunan infrastruktur dan sosial.

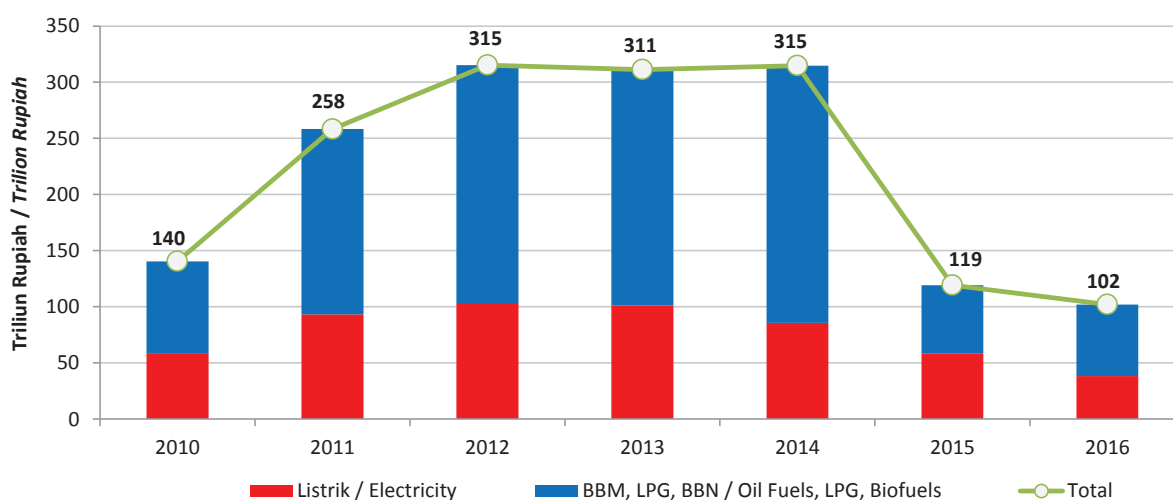
2.6.1 Fuel and Electricity Subsidy Reduction

Energy subsidies are a heavy burden on the national economy, and can impair social and physical development. Starting in late December 2014, subsidy on gasoline (premium) was deleted and subsidy on diesel oil for transportation sector was fixed at Rp. 1,000 per liter. This was stipulated in Presidential Regulation 191/2014 and was followed by MEMR Regulation 04/2015 and MEMR Decree 0135/K/12/MEM/2015

Electricity subsidy policy has also been reduced. Twelve tariff groups no longer received electricity subsidy as stipulated in MEMR Regulation 31/2014. The 12 tariff classes include households ($\geq 1,300$ VA), business ($\geq 6,600$ VA), industrial (≥ 200 kVA), government ($\geq 6,600$ VA), low voltage street lighting, and special services. Elimination of fuel and electricity subsidies reduced energy subsidies of 315 trillion rupiah in 2014 to 119 trillion rupiah in 2015 and was spent for infrastructure and social development.

Gambar 2.5 Perkembangan subsidi energi tahun 2010 – 2015 dan rencana 2016

Figure 2.5 Energy subsidy development in 2010-2015 and plans in 2016



2.6.2 Pembangunan Jaringan Gas Bumi untuk Rumah Tangga

Untuk mempercepat diversifikasi minyak tanah, pemerintah membangun jaringan distribusi gas untuk rumah tangga (Jargas). Pembangunan Jargas dilakukan pada wilayah yang tersedia jaringan distribusi dan tersedia alokasi gas bumi untuk rumah tangga. Dalam perkembangannya, program pembangunan Jargas juga berfungsi untuk mengganti LPG, yang sebagian besar konsumsi LPG domestik diperoleh dari impor. Dengan demikian, program Jargas berdampak terhadap penghematan devisa, peningkatan ketahanan energi, sekaligus merupakan program mitigasi GRK karena mampu menurunkan emisi GRK.

Pada tahun 2015, ditetapkan regulasi tentang pengoperasian Jargas yang dibangun oleh pemerintah (Permen ESDM 20/2015) sebagai pengganti Permen ESDM 29/2009. Hal ini dilakukan untuk mengoptimalkan pemanfaatan jaringan distribusi gas bumi untuk rumah tangga yang dibangun oleh pemerintah. Untuk itu, pemerintah menugaskan Badan Usaha (BUMN) untuk mengoperasikan Jargas dengan mengusulkan harga jual gas kepada Badan Pengatur Hilir Migas (BPH Migas) serta SKK Migas wajib menyiapkan alokasi gas bumi sesuai dengan wilayah penugasan.

BUMN yang ditunjuk untuk mengoperasikan dan atau membangun dan mengoperasikan Jargas adalah PT Pertamina (Persero) dan PT PGN (Persero). Pengoperasian Jargas oleh Pertamina diatur dalam Kepmen ESDM 3328/K/12/MEM/2015. Adapun pembangunan dan pengoperasian Jargas oleh PT Pertamina (Persero) diatur dalam Kepmen ESDM 2042/K/10/MEM/2015 dan Kepmen ESDM 4822/K/12/MEM/2015. Adapun pembangunan dan pengoperasian Jargas oleh PT PGN (Persero) adalah Kepmen ESDM 4823/K/12/MEM/2015.

Total Jargas yang telah dibangun hingga tahun 2015 mencapai 213.132 rumah tangga termasuk dengan anggaran pemerintah mencapai 97.100 rumah tangga yang tersebar di NAD, Riau, Jambi, Sumsel, Jabodetabek, Jabar, Jateng, Jatim, Kaltim, Kalut, Sulsel, dan Papua Barat. Adapun total konsumsi gas bumi untuk rumah tangga tahun 2014 mencapai 636 MMCF.

2.6.2 Development of Natural Gas Network for Households

To accelerate kerosene diversification, the government developed natural gas network for households (Jargas). Jargas development carried out on residential area which has availability on distribution and allocation of natural gas. In its development, Jargas program also serves as LPG substitute which is mostly imported. Thus, the Jargas program has impact not only on foreign exchange savings but also on energy security improvement as well as GHG mitigation reduction.

In 2015, regulation on the operation of Jargas that were built by the government was established (MEMR Regulation 20/2015) replacing MEMR Regulation 29/2009. This is done to optimize utilization of the distribution network. To that end, the State Owned Enterprises (SOE) is assigned to operate Jargas by proposing the gas price to the Regulating Agency for Downstream Oil and Gas (BPH Migas) whereas SKK Migas is obligated to allocate natural gas in accordance with the working areas.

The appointed SOE to build and/or operate Jargas is PT Pertamina (Persero) and PT PGN (Persero). Jargas operation by Pertamina is stipulated in MEMR Decree 3328/K/12/MEM/2015. As for the construction and operation of Jargas by PT Pertamina (Persero) is regulated in MEMR Decree 2042/K/10/MEM/2015 and MEMR Decree 4822/K/12/MEM/2015. While the construction and operation of Jargas by PT PGN (Persero) is stipulated in MEMR Decree 4823/K/12/MEM/2015.

Total Jargas built until 2015 reached 213,132 households, including 97,100 households with government budget, and distributed in Aceh, Riau, Jambi, South Sumatra, Jabodetabek, West Java, Central Java, East Java, East Kalimantan, North Kalimantan, South Sulawesi and West Papua. As for total natural gas consumption of households in 2014 reached 636 MMCF.

2.6.3 Penggunaan LPG untuk Kapal Nelayan

Dalam rangka menjamin ketahanan energi nasional, mengurangi subsidi BBM, dan untuk meningkatkan kesejahteraan nelayan kecil, Presiden Joko Widodo menetapkan Peraturan Presiden Nomor 126 Tahun 2015 tentang Penyediaan, Pendistribusian, dan Penetapan Harga LPG Untuk Kapal Perikanan Bagi Nelayan Kecil. Pelaksanaan Perpres 126/2015 tersebut ditindaklanjuti dengan ditetapkannya Keputusan Menteri ESDM 537/K/12/MEM/2016 tentang Penugasan Kepada Pertamina Dalam Penyediaan dan Pendistribusian Paket Perdana LPG untuk Kapal Perikanan Bagi Nelayan Kecil Tahun 2016.

Sasaran penyediaan dan pendistribusian LPG untuk kapal perikanan bagi nelayan kecil adalah kapal perikanan bagi nelayan kecil yang menggunakan mesin motor tempel dan atau mesin dalam yang beroperasi harian, yaitu kapal motor tempel dan kapal motor < 5 GT yang beroperasi jangka pendek (1-3 hari). Diperkirakan 1 orang nelayan kecil dengan ukuran perahu kurang dari 5 GT dapat menghemat sekitar Rp. 37 juta per tahun, dengan perhitungan beroperasi selama 10 jam (*one day fishing*).

Program ini pertama kali dilaksanakan pada tahun 2015. Beberapa hal yang dilakukan adalah feasibility study tentang uji kelayakan teknis dan komersial konversi, dan feasibility study tentang pencacahan kapal nelayan (per nama dan alamat) yang menjadi sasaran konversi secara bertahap dalam 5 tahun. Uji kelayakan teknis dilakukan oleh PPTMGB Lemigas guna memperoleh konverter kit yang memenuhi standar teknis dan keselamatan yang baik, serta mengetahui kebutuhan LPG untuk kapal nelayan. Mesin kapal kecil yang digunakan oleh nelayan diuji menggunakan konverter kit yang dari berbagai produsen.

Pada tahun 2016 akan dibagikan 5.000 paket LPG untuk nelayan kecil yang tersebar di Pulau Jawa dan cakupan wilayah akan diperluas ke seluruh pelosok tanah air hingga 5 tahun ke depan. Setiap paket LPG untuk nelayan kecil terdiri atas 1 unit mesin motor, 1 unit konverter kit dan asesoris pendukung, 2 unit tabung LPG 3 kg, 1 unit as panjang, baling-baling, dan asesorisnya.

2.6.3 LPG Utilization for Fishing Vessel

In order to ensure national energy security, to reduce fuel subsidies, and to improve welfare of small-scale fishermen, President Joko Widodo set Presidential Regulation No. 126 of 2015 concerning LPG Supply, Distribution and Pricing for Fishing Vessels of Small-scale Fishermen. Implementation of the Presidential Decree are followed by the enactment of MEMR Decree 537/K/12/MEM/2016 regarding Pertamina Assignment on Supply and Distribution of LPG Starter Package for Fishing Vessels of Small-scale Fishermen in 2016.

LPG supply and distribution targets are fishing vessels with outboard motor engine or inboard motor engine that operates daily, i.e., motor boats <5 GT with short operation time (1-3 days). One small fishing boat with size of less than 5 GT is estimated to save about Rp. 37 million per year with 10 operating hours (one day fishing).

This program was firstly implemented in 2015. Activities done in the year were study on technical feasibility test and commercial conversion as well as feasibility study on fishing vessels enumeration (per name and address) that was subjected to gradual conversion within 5 years. Technical feasibility test was conducted by PPTMGB Lemigas to obtain converter kit that meets the technical standard and safety as well as to estimate LPG demand for the fishing vessels. Boat engines were tested using converter kit from different manufacturers.

In the year 2016, 5,000 LPG packages are planned to be distributed to small-scale fishermen in Java and will be extended nationally for the next 5 years. Each LPG package consists of one motor engine, one unit of converter kit and supporting accessories, 2 units of 3 kg LPG cylinders, one unit of long axis, propeller, and accessories.

2.6.4 Optimalisasi Pemanfaatan BBN

Kebijakan mandatori BBN merupakan salah satu kebijakan yang menonjol yang ditetapkan oleh pemerintah dalam rangka mendorong pemanfaatan BBN khususnya biodiesel, mengurangi ketergantungan atas impor minyak solar, menghemat devisa negara, dan mendukung ekonomi makro. Selama tahun 2015 berbagai kebijakan tentang pemanfaatan BBN khususnya biodiesel ditetapkan oleh pemerintah.

Kebijakan pertama adalah campuran BBN dalam minyak solar dan bensin. Kebijakan pemanfaatan BBN ditetapkan sejak tahun 2008 melalui Kepmen ESDM 32/2008, lalu diubah menjadi Permen KESDM 25/2013, terus diubah ke Permen KESDM 20/2014, dan terakhir menjadi Permen KESDM 12/2015. Perubahan ini dalam rangka meningkatkan target campuran biodiesel dalam minyak solar dan menurunkan dan atau menunda target campuran bioethanol dalam bensin. Perubahan kebijakan ini mempertimbangkan pengurangan ketergantungan atas impor minyak solar, kesiapan dan kelayakan peralatan mesin pengguna biodiesel, dan keekonomian BBN. Dalam Permen ESDM 12/2015 campuran biodiesel dalam minyak solar dinaikkan dari 10% pada Januari s.d. Desember 2015 menjadi 15% campuran biodiesel dalam minyak solar mulai April 2015, sedangkan campuran biodiesel mulai tahun 2016 adalah sama sebesar 20% dan meningkat menjadi 30% mulai tahun 2020.

Perubahan kebijakan ini diikuti oleh ditetapkannya kebijakan penghimpunan dan penggunaan dana perkebunan kelapa sawit melalui Perpres 61/2015. Penghimpunan dana ditujukan untuk mendorong pengembangan perkebunan kelapa sawit (PKS) yang berkelanjutan.

Setiap pelaku usaha PKS yang melakukan ekspor komoditas PKS dan/atau turunannya, pelaku usaha industri berbahan baku hasil PKS, dan eksportir atas komoditas PKS dan/atau turunannya dikenakan Pungutan. Pungutan adalah sejumlah uang yang dibayarkan sebagai biaya atas ekspor hasil komoditas PKS dan/atau turunan hasil komoditas PKS. Pungutan tersebut dikelola oleh Badan Pengelola Dana PKS yang bertugas untuk menghimpun, mengadministrasikan,

2.6.4 Optimization on Biofuel Utilization

Biofuel mandatory is one of the policies that stands out in terms of encouraging biofuels utilization, especially biodiesel, reducing dependence on imported diesel oil, saving foreign exchange and supporting national macro economic. During 2015, various policies on biofuels utilization, especially biodiesel, were set by the government.

The first policy was biofuel mix in diesel oil and gasoline. Biofuel utilization policy was stipulated through MEMR Decree 32/2008, changed to MEMR Regulation 25/2013, then to MEMR Regulation 20/2014, and finally to MEMR Regulation 12/2015. The changes were done to increase the target mix of biodiesel in diesel oil and to decrease and or postpone the target mix of bioethanol in gasoline. Changes in policy also considered dependency on imported diesel oil, readiness and feasibility of biodiesel machine, and the economics of biofuel. In MEMR Regulation 12/2015, biodiesel blended in diesel oil increased from 10% in 2015 to 15% starting April 2015, while the biodiesel share in 2016 is 20% and will increase to 30% from 2020.

The changes were followed by enactment of policy on the collection and use of oil palm plantations funds through Presidential Regulation No. 61/2015. The funds are intended to encourage development of sustainable palm oil plantation (POP).

Any POP business operators that export POP commodities and/or its derivatives, any industries that use raw material from POP, and exporters of POP commodities and/or its derivatives are subject to levy. Levy is a sum of money paid as fees on export of POP commodities POP and/or its derivative. The levy is managed by POP Fund Management Board which in charge to collect, administers, manage, store, and distribute the funds. In addition to levy, contribution

mengelola, menyimpan, dan menyalurkan dana. Selain Pungutan juga diberlakukan Iuran yang ditetapkan berdasarkan kesepakatan antara Badan Pengelola Dana dengan Pelaku Usaha PKS. Iuran hanya dikenakan kepada perusahaan PKS bukan kepada Pekebun Kelapa Sawit. Iuran ditetapkan secara berkala atau sewaktu-waktu.

Dana yang berasal dari pungutan dan iuran tersebut digunakan untuk kepentingan pengembangan SDM PKS, litbang PKS, promosi PKS, peremajaan PKS, sarana dan prasarana PKS. Dana tersebut juga digunakan dalam rangka pemenuhan hasil PKS untuk kebutuhan pangan, hilirisasi industri PKS, serta penyediaan dan pemanfaatan BBN jenis biodiesel. Penyediaan BBN jenis biodiesel dilakukan melalui penunjukan langsung. Harga penyaluran BBN jenis biodiesel menggunakan harga indeks pasar minyak solar. Badan Usaha penyalur biodiesel wajib mencampurkan dengan minyak solar sesuai dengan Mandatori BBN. Adapun maksimal ongkos angkut BBN jenis biodiesel kedalam jenis BBM tertentu (minyak solar) per wilayah ditetapkan dalam Kepmen ESDM No. 3239/K/12/MEM/2015 dengan besaran yang bervariasi antara Rp. 26 per liter (Medan) s.d. Rp. 988 per liter (Kotabaru).

Sebagai turunan dari Perpres 61/2015, Kementerian Keuangan menetapkan PMK 114/PMK.05/2015 tentang Tarif Layanan Badan Layanan Umum Pengelola Dana Perkebunan Kelapa Sawit pada Kementerian Keuangan. Tarif Pungutan Dana Perkebunan dibayar dalam mata uang rupiah dengan nilai kurs yang berlaku pada saat pembayaran. Nilai kurs mengacu pada nilai kurs yang ditetapkan oleh Menteri Keuangan. Adapun Pungutan Dana Perkebunan atas ekspor kelapa sawit, CPO, dan produk turunannya berlaku untuk 24 jenis komoditas dengan tarif dalam bervariasi antara 10 s.d. 50 US \$ per ton.

Adanya Dana Pungutan dan Iuran yang dibayarkan oleh Badan Usaha PKS dan turunannya yang dikelola oleh Badan Pengelola Dana PKS diharapkan akan mendorong pemanfaatan biodiesel sesuai dengan mandatori BBN. Hal ini berdampak terhadap peningkatan ketahanan energi nasional, penurunan emisi GRK sektor energi, penyerapan tenaga kerja, dan pendukung ekonomi makro Indonesia.

is also imposed and is determined by agreement between the Fund Management Board and POP business operator. Contribution is only charged to POP companies not to the planters. Contribution is set at regular intervals or only time-to-time.

Funds rose from levies and contributions are used for HRD, R&D, promotion, rejuvenation, and infrastructure of POP. The funds will also be used to meet food demand, POP downstream industry, also for supply and utilization of biodiesel. Supply of biodiesel is made through direct appointment. Biodiesel price uses market index price of diesel oil. Biodiesel business entity is required to mix biodiesel with diesel oil in accordance with the biofuel mandatory. The maximum transportation cost for biodiesel per region is stipulated in MEMR Decree No. 3239/K/12/MEM/2015 with the amount varying between Rp. 26 per liter (Medan) to. Rp. 988 per liter (Kotabaru).

As a derivative of Presidential Regulation 61/2015, the Ministry of Finance set Regulation 114/PMK.05/2015 about Tariff of Public Service Agency of Oil Palm Plantations Fund Manager to the Ministry of Finance. Plantation Tariff is paid in rupiah with the set exchange rate by the Minister of Finance at time of payment. Levy on exports of oil palm, CPO and its derivative products applies to 24 kinds of commodities with the rate varying between 10 to 50 US\$ per tonne.

Levies and contributions paid by business operators of POP and derivatives that managed by POP Funding Board are expected to be able to encourage biodiesel utilization in accordance with the biofuel mandatory. This will increase national energy security, GHG emission reduction in energy sector, creates job opportunity, and supporting Indonesia's macro economy.

2.6.5 Pemanfaatan PLTSa

Kebijakan pemanfaatan sampah sebagai bahan bakar pembangkit listrik pada dasarnya telah diatur dalam Permen ESDM 19/2013. Namun kebijakan ini masih mempunyai kelemahan di sisi harga dan operasional sehingga kebijakan ini dibatalkan. Sebagai gantinya ditetapkan Permen ESDM 44/2015 Tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT PLN (Persero) dari Pembangkit Listrik Berbasis Sampah Kota.

Seperti diketahui bahwa sampah di kota-kota besar telah menjadi permasalahan tersendiri, padahal pemerintah mempunyai kebijakan strategis untuk meningkatkan target pemanfaatan energi baru dan terbarukan. Untuk itu, pemanfaatan sampah sebagai bahan bakar pembangkit listrik tenaga sampah (PLTSa) selain berfungsi mengurangi timbunan sampah juga menghasilkan listrik, menurunkan emisi gas rumah kaca, dan meningkatkan ketahanan energi nasional

PLTSa dikelola Badan Usaha. Badan Usaha yang berminat memanfaatkan sampah kota untuk PLTSa terlebih harus menyampaikan permohonan penetapan sebagai pengembang PLTSa kepada Menteri melalui Dirjen EBTKE dan wajib memenuhi seluruh ketentuan dalam peraturan menteri ini. PLTSa yang dikelola oleh Badan Usaha dapat melalui:

- Pengumpulan dan pemanfaatan gas methana dari *sanitary landfill*, *anaerob digestion*, atau yang sejenis dari hasil penimbunan sampah; dan
- Pemanfaatan termal / panas dengan menggunakan teknologi *thermochemical*.

Produksi listrik PLTSa dapat dibeli langsung oleh PT PLN (Persero) sesuai dengan harga yang ditetapkan dalam Permen ESDM ini atau dengan persetujuan harga pembelian tenaga listrik oleh PT PLN (Persero). Harga pembelian tenaga listrik termasuk biaya pengadaan jaringan dari PLTSa ke jaringan PLN, harga ditetapkan dalam Perjanjian Jual Beli Listrik (PJBL) tanpa negosiasi dan tanpa eskalasi. Harga pembelian listrik berlaku saat PLTSa dinyatakan sesuai jadwal *Commercial Operation Date*

2.6.5 Landfill Power Plant Utilization

Policy on waste utilization as fuel for power plant has been set in MEMR Regulation 19/2013. However, this policy still has weakness in terms of price and operational so it was canceled. As replacement, MEMR Regulation 44/2015 on Power Purchase by PT PLN (Persero) from Municipal Solid Waste Power Plants was set.

Solid waste in large cities has become a problem whereas the government also has strategic policy to increase the target of NRE utilization. Therefore, waste utilization as fuel for power plant (landfill pp), other than reducing the waste generation, also generate electricity, reduce GHG emissions, and increasing national energy security.

Landfill power plant is managed by enterprises. Enterprises who are interested to use municipal waste for power plant must submit application as landfill power plant developer to the MEMR through Directorate General NRE and Energy Conservation and required to comply all provisions of the ministerial regulation. Fuel for landfill power plant managed by enterprises can be categorized as follows:

- *Collection and utilization of methane gas from sanitary landfills, anaerobic digestion, or similar processes from the landfill; and*
- *Utilization of thermal/heat using thermochemical technology.*

Electricity production of landfill power plant can be purchased directly by PT PLN (Persero) in accordance with prices set in MEMR Regulation or with the agreed price of electricity by PT PLN (Persero). The purchase price includes cost of electricity network procurement from landfill power plant to the grid; the price is set in the Power Purchase Agreement (PPA) without negotiation and without escalation. The purchase price applies when the power plant is stated on schedule with Commercial Operation Date (COD), it traded

(COD), dilakukan dalam mata uang rupiah menggunakan nilai tukar *Jakarta Interbank Spot Dollar Rate (JISDOR)* pada waktu yang disepakati dalam PJBL. PJBL berlaku selama 20 tahun mulai dari COD dan dapat diperpanjang sesuai ketentuan peraturan perundangan.

Selanjutnya, pemerintah mendorong percepatan pembangunan PLTSa. Hal ini dilakukan dalam rangka memenuhi sasaran pemanfaatan peran listrik berbasis energi terbarukan sebagaimana ditetapkan dalam Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional Tahun 2015-2019. Kebijakan percepatan pembangunan PLTSa pada Provinsi DKI Jakarta, Kota Tangerang, Kota Bandung, Kota Semarang, Kota Surakarta, Kota Surabaya, dan Kota Makassar diatur sesuai Perpres 18/2016.

Untuk mempercepat pembangunan PLTSa tersebut, Gubernur / Walikota / Bupati dapat menugaskan BUMD atau Badan Usaha Swasta untuk membangun PLTSa, memastikan ketersediaan sampah minimal 1.000 ton per hari, memastikan lokasi PLTSa terdapat dalam Rencana Tata Ruang dan Wilayah (RTRW), dan menyusun studi kelayakan yang dapat menggunakan jasa konsultan. Selanjutnya, sumber pendanaan pembangunan PLTSa berasal dari Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara, Anggaran Pendapatan dan Belanja Daerah, dan sumber lainnya sesuai dengan ketentuan yang berlaku. Pembangunan PLTSa mengutamakan produk dalam negeri sesuai peraturan perundangan dibidang infrastruktur ketenagalistrikan. Koordinasi lintas sektor sangat diperlukan agar pemanfaatan PLTSa pada wilayah tersebut dapat tercapai.

Harga pembelian listrik oleh PT PLN (Persero) terhadap listrik yang dihasilkan oleh PLTSa tersebut sesuai dengan ketentuan yang berlaku, yaitu Permen ESDM 44/2015. Harga pembelian listrik dari PLTSa oleh PT PLN (Persero) berbeda antara jenis teknologi PLTSa dan antara kapasitas PLTSa. Semakin kecil kapasitas PLTSa semakin besar harga pembelian listrik. Selain itu, harga pembelian listrik yang terhubung dengan jaringan tegangan tinggi PT PLN (Persero) lebih murah dari pada tegangan rendah. Harga pembelian listrik PLTSa oleh PT PLN (Persero) tersebut

in rupiah currency using exchange rate of Jakarta Interbank Spot Dollar Rate (JISDOR) at the time agreed in the PPA. PPA is valid for 20 years from the COD and can be extended in accordance with laws and regulations.

Furthermore, the government encourages acceleration of landfill power plant development. This is done in order to meet the utilization target of renewable energy-based electricity as defined in National Medium Term Development Plan for Year 2015-2019. Policy on landfill power plant development accelerating program in Jakarta Province, Tangerang City, Bandung City, Semarang City, Surakarta City, Surabaya City, and Makassar City is set according to Presidential Regulation 18/2016.

To accelerate landfill power plant development, the Governor/ Regent/Mayor may designate enterprises or privately owned companies to build the power plant, to ensure the availability of a minimum of 1,000 tonnes waste per day, to make sure the power plant location is included in the Spatial Plan (RTRW), and to prepare feasibility study that can be provided by consulting services. Furthermore, landfill power plant development funding sources come from the National Revenue and Expenditure Budget, Regional Revenue and Expenditure Budget, and other sources in accordance with applicable regulations. Landfill power plant development prioritizes domestic products utilization based on laws and regulations in the field of electricity infrastructure. Cross-sectoral coordination is necessary for landfill power plant utilization in the region to be achieved.

The purchase price of electricity by PT PLN (Persero) for landfill power plant is in accordance with MEMR Regulation 44/2015. The purchase prices differ between the types of technology and the capacity power plant. The smaller power plant capacity the higher purchase price. In addition, purchase price of electricity that is connected to high voltage network of PT PLN (Persero) is cheaper than low voltage. The purchase price of electricity from landfill power plant can increase the electricity generation system operating costs of PT PLN (Persero), especially on interconnected systems that

dapat meningkatkan biaya operasi pembangkit pada sistem pembangkitan tertentu, terutama pada sistem yang sudah terinterkoneksi yang terdapat banyak PLTU batubara dan PLTA. Sistem yang sudah terinterkoneksi merupakan sistem kelistrikan Jawa-Bali, Sumatera, dan Sulawesi Selatan-Tenggara, yang merupakan kota besar yang timbulan sampahnya dapat digunakan untuk PLTSa. Dengan demikian, kebijakan pembelian listrik dari PLTSa oleh PT PLN (Persero) tersebut selain sebagai upaya untuk memenuhi rencana strategis pemerintah, juga memerlukan subsidi listrik yang ditanggung oleh pemerintah agar tidak membebani pelanggan listrik.

have a lot of coal-fired power plant and hydropower. Systems that already interconnected are system of Java-Bali, Sumatra, South-East Sulawesi. These big cities generate wastes that can be used for landfill power plant. Thus, the policy of purchasing electricity from landfill power plant by PT PLN (Persero), in addition to meet the government's strategic plan, also requires electricity subsidy by the government as not to burden the electricity customers.

Tabel 2.4 Harga pembelian listrik dari PLTSa berdasarkan jenis teknologi
Table 2.4 Purchase price of electricity from landfill power plant by type of technology

Tegangan Jaringan Listrik / Voltage Electricity Network	Harga Pembelian / Purchase Price (Cents\$/kWh)			
	Sanitary Landfill, Anaerob Digestion, etc	Teknologi Thermochemical / Thermochemical Technology		
	≤ 20 MW	≤ 20 MW	> 20 MW and ≤ 50 MW	> 50 MW
Tinggi / High	16,55	18,77	15,95	13,14
Menengah / Medium			-	-
Rendah / Low	20,16	22,43	-	-

2.6.6 BBG untuk Transportasi

Pada akhir tahun 2015 ditetapkan Perpres 125/2015 tentang Perubahan Atas Perpres 64/2012 Tentang Penyediaan, Pendistribusian, dan Penetapan Harga BBG untuk Transportasi Jalan. Perubahan Perpres ini karena dalam Perpres 64/2012 masih terdapat ketentuan yang kurang mendukung percepatan pemanfaatan BBG.

Salah satu ketentuan yang direvisi yang akan berdampak luas terhadap peningkatan pembangunan SPBG adalah ketentuan dalam Pasal 7 Perpres 64/2012. Dalam Perpres 125/2015 ditetapkan mengenai pembangunan SPBG yang menggunakan APBN dapat dilaksanakan berdasarkan tahun jamak sesuai dengan ketentuan perundangan yang berlaku.

Seperti diketahui bahwa untuk mempercepat diversifikasi BBM dengan BBG, pemerintah menyiapkan anggaran

2.6.6 Gas for Transportation

At the end of 2015, Presidential Regulation 125/2015 was set on the Amendment of Presidential Regulation 64/2012 On Supply, Distribution and Pricing of Gas for Road Transportation. This change was because there were provisions in the Presidential Regulation No. 64/2012 that did not support acceleration of CNG utilization.

One of the revised provisions that have a broad impact on the increase of gas fuel station development is in Article 7 of Presidential Regulation 64/2012. Presidential Regulation 125/2015 stipulated that gas fuel station construction that uses the state budget can be implemented by multi-year in accordance with the existing laws.

In order to accelerate the fuel diversification with CNG, the government prepared budget for the gas fuel station

untuk pembangunan SPBG. Anggaran pembangunan SPBG tersebut bersifat *single year* sehingga pembangunan harus diselesaikan dalam satu tahun anggaran. Padahal pembangunan SPBG memerlukan waktu yang cukup lama, mulai dari disain, proses lelang, pemesanan peralatan, pabrikasi, pengangkutan dari luar negeri, instalasi, komisioning, dan operasi. Dengan kondisi ini, pembangunan SPBG tidak dapat diselesaikan pada bulan Desember sehingga APBN yang tersedia tidak digunakan (hangus). Dengan demikian, pembangunan SPBG yang dapat bersifat multi years akan mengatasi kendala ini, sehingga konsumsi BPG dapat lebih besar dari konsumsi tahun 2014 yang 1.152 MMCF.

2.6.7 Pembangunan Kilang Minyak

Pembangunan kilang minyak baru sudah 22 tahun tidak ada padahal konsumsi BBM terus meningkat. Pada tahun 1994 konsumsi BBM nasional mencapai 40 juta kilo liter sedangkan pada tahun 2014 meningkat menjadi sekitar 59 juta kilo liter. Kondisi ini mengakibatkan impor BBM, khususnya bensin dan minyak solar, tidak dapat dihindari guna memenuhi kebutuhan BBM nasional. Padahal impor BBM menguras devisa dan merupakan salah satu faktor yang menjadikan nilai tukar rupiah terdepresiasi.

Sehubungan dengan hal tersebut, Presiden RI menetapkan Pepres 146/2015 tentang Pelaksanaan Pembangunan dan Pengembangan Kilang Minyak di Dalam negeri. Pembangunan kilang minyak adalah pembangunan kilang minyak baru, sedangkan pengembangan kilang minyak adalah penambahan fasilitas kilang minyak yang sudah beroperasi.

Dalam rangka meningkatkan kelayakan keekonomian pelaksanaan pembangunan kilang minyak dan pengembangan kilang minyak dapat dilakukan dengan memberikan fasilitas insentif fiskal dan non fiskal sesuai dengan ketentuan perundang-undangan dan mengintegrasikan pemroduksian petrokimia.

Pembangunan dan Pengembangan Kilang Minyak dapat terlaksana karena adanya jaminan penyediaan bahan baku dan jaminan pembelian produk kilang. Seperti diketahui

construction. The budget is for a single year so construction should be completed within one fiscal year. Yet the construction requires longer periods of time, ranging from design, bidding process, ordering equipment, manufacturing, transportation from abroad, installation, commissioning, and operation. With this condition, development of gas fuel stations can not be completed in December so that the available budget is forfeited. Thus, the multi-years funding for gas fuel construction will overcome this obstacle and CNG consumption can be higher than the consumption in 2014 that was 1,152 MMCF.

2.6.7 Development of Oil Refinery

There has been no new oil refinery construction for the last 22 years, while fuel consumption continues to rise. In 1994, national fuel consumption reached 40 million kilo liters and in 2014 increased to approximately 59 million kilo liters. These conditions led to import of fuel, especially gasoline and diesel oil in order to meet national fuel demand. Fuel import depletes the foreign exchange and is one of the factors that depreciate rupiah exchange rate.

In this regard, the President set President Regulation 146/2015 on the Implementation of Oil Refinery Construction and Development in Indonesia. Oil refinery construction is referenced to the construction of new oil refinery, while the development of oil refinery is related to the facilities addition in operating oil refinery.

In order to improve economic feasibility of the construction and development of oil refineries, facilities provision for fiscal and non fiscal incentives in accordance with the existing regulations and also petrochemicals production integration are necessary.

Construction and development of oil refinery can be accomplished because of the guarantee on raw materials supply and on products purchasing. Construction of oil

bahwa pembangunan kilang minyak memerlukan investasi yang padat modal dengan margin yang kecil. Adanya jaminan pembelian produk kilang memperkuat keyakinan investor untuk berinvestasi dengan margin yang terukur. Selain itu, adanya insentif fiskal dan non fiskal berkontribusi terhadap penurunan investasi dan peningkatan benefit melalui pengurangan berbagai biaya (pajak dll) selama pembangunan dan pengoperasian kilang minyak.

Untuk mempercepat pembangunan kilang dan proyek strategis nasional lainnya, Presiden menetapkan Perpres 3/2016. Perpres 3/2016 mengatur tentang kemudahan perizinan, penyesuaian Rencana Tata Ruang Wilayah (RTRW), penyediaan tanah untuk lokasi pembangunan, adanya jaminan pemerintah, dan lainnya. Dengan demikian, berbagai kendala 'kronis' dalam pembangunan proyek strategis, termasuk kilang minyak, dapat teratasi dengan regulasi ini.

Untuk itu, Perpres 146/2015 dan Perpres 3/2016 telah menyepakati rencana pembangunan kilang minyak baru di Tuban (Jawa Timur) dan Bontang (Kalimantan Timur). Selain itu, pengembangan kilang minyak yang ada juga telah mendorong investor untuk melakukan pengembangan kilang Balikpapan, Cilacap, Dumai, dan lainnya.

refineries needs intensive capital investment with small margin. The guarantee of products purchasing strengthen the confidence of investors to invest with a measured margin. In addition, the fiscal and non fiscal incentives contribute to the decline in investment and increase the benefit through reduction of various costs (taxes, etc.) during the construction and operation of the refinery.

To accelerate the construction of refineries and other national strategic projects, the President set Presidential Regulation 3/2016. It regulated the licensing facilities, adjustments on the spatial plans (RTRW), provision of land for the construction site, the government guarantee, and others. Thus, various 'chronic' obstacles in the development of strategic projects, including oil refineries, can be solved with this regulation.

To that end, Presidential Regulation 146/2015 and 3/2016 planned to build new oil refineries in Tuban (East Java) and Bontang (East Borneo). In addition, development of existing oil refineries has also encouraged investors to undertake the refinery development in Balikpapan, Cilacap, Dumai and other locations.



Bab 3. Proyeksi Kebutuhan Energi

Chapter 3. Energy Demand Projection

3.1 Kebutuhan Energi Per Jenis

Energy Demand by Type

Kebutuhan energi mengikuti laju perkembangan PDB nasional karena PDB dibentuk dari sektor-sektor pengguna energi, seperti sektor industri, transportasi, rumah tangga, komersial, dan lainnya. Oleh karena itu, perubahan asumsi laju pertumbuhan PDB baik untuk skenario dasar maupun skenario tinggi akan memberikan perbedaan pada proyeksi pemakaian energi final.

Pada skenario dasar, laju pertumbuhan PDB rata-rata 6% per tahun akan mendorong kebutuhan energi tahun 2050 menjadi 5,8 kali dari tingkat kebutuhan pada tahun 2014. Untuk skenario tinggi dengan laju pertumbuhan PDB rata-rata 6,9% per tahun, kebutuhan energi pada tahun 2050 naik menjadi 7,6 kali lipat terhadap kebutuhan energi tahun 2014.

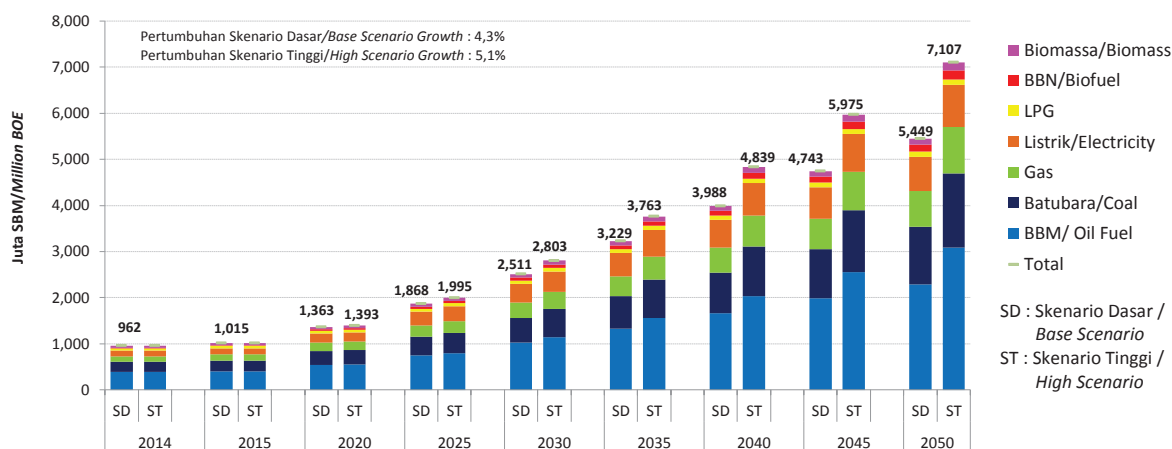
Bahan bakar minyak (bensin, minyak solar, minyak bakar, minyak tanah dan avtur) masih mendominasi kebutuhan energi nasional dengan pangsa 31,5% pada tahun 2014, kemudian di tahun 2050 meningkat menjadi 40,7% untuk skenario dasar dan 42,5% untuk skenario tinggi. Hal ini terjadi karena penggunaan teknologi peralatan berbahan bakar BBM masih lebih efisien dibandingkan peralatan lainnya, terutama di sektor transportasi.

Energy demand follows the development of GDP because it is formed from energy users sectors, such as industrial, transportation, households, commercial, and other sector. Therefore changes in scenario assumption regarding GDP growth rate will give different projections of final energy consumption.

In the base scenario, the average growth rate of GDP is 6% per year and will increase energy demand 5.8 times of 2014. While the high scenario with a GDP growth rate of 6.9% per year will increase energy demand up to 7.6 times that of 2014.

The use of oil fuels (gasoline, diesel oil, fuel oil, kerosene and avtur) still dominate the national energy demand with 31.5% share in 2014 and will increase up to 40.7% and 42.5% in base scenario and high scenario respectively by 2050. This happens because the oil fuel-based technology is more efficient than others, especially in transport sector.

Gambar 3.1 Proyeksi kebutuhan energi final per jenis
Figure 3.1 Projection of final energy demand by type



Penggunaan batubara untuk kebutuhan industri terus meningkat, namun pangsaanya masih jauh di bawah BBM. Laju pertumbuhan batubara adalah 4,9% per tahun untuk skenario dasar dan 5,7% per tahun untuk skenario tinggi.

The use of coal in industrial will continue to increase whereas its share is still far below oil fuel. Growth rate for coal is 4.9% per year for base scenario and 5.7% per year for high scenario.

Pada tahun 2050 pemanfaatan listrik meningkat pesat hingga hampir 6,1 kali lipat untuk skenario dasar dan menjadi lebih dari 7,5 kali lipat untuk skenario tinggi. Hal ini terjadi karena teknologi berbasis listrik terus berkembang pesat dan dominan digunakan hampir di semua sektor, terutama di sektor rumah tangga dan komersial. Juga sejalan dengan peningkatan taraf hidup masyarakat yang menyebabkan masyarakat lebih memilih teknologi yang mudah dalam pengoperasiannya yang pada umumnya menggunakan energi listrik.

In 2050, electricity utilization is projected to increase rapidly by nearly 6.1-fold according to base scenario and more than 7.5-fold for high scenario. This is due to the rapidly growth of technology based on electricity that predominantly used in almost every sector, particularly in the household and commercial sectors. This is also in line with the improving standards of living that causes people to favor a more convenient technology, which generally use electricity.

Peranan bahan bakar nabati (BBN) yang berupa biodiesel pada tahun 2014 hanya 0,85 %. Kemudian pada tahun 2050 peranannya meningkat menjadi 2,63 % untuk skenario dasar dan 2,75 % untuk skenario tinggi. Pemanfaatan BBN ini didukung dengan adanya mandatori *biofuel* yang dinyatakan dalam Permen ESDM No. 12/2015 yang merupakan revisi dari regulasi sebelumnya yang telah menetapkan pemakaian biodiesel (B-100) maksimum 30%.

In 2014, biofuel will only play a minor role of 8.5%. The share is projected to increase in 2050 reaching up to 2.63% for base scenario and 2.75% for high scenario. Biofuel utilization is supported by the mandatory stated in MEMR Regulation No. 12/2015, which is a revision of previous regulation with the use of biodiesel (B100) has set to a maximum of 30%.

Mengingat rendahnya efisiensi peralatan berbahan bakar biomassa, teknologi yang digunakan banyak beralih menjadi teknologi berbahan bakar yang lebih efisien seperti BBM dan listrik. Oleh karena itu peranan biomassa selama kurun waktu 2014 - 2050 diperkirakan akan menurun hingga sebesar 2,4% untuk skenario dasar dan skenario tinggi.

Given the low efficiency of biomass equipment, many technologies are switching to efficient technologies such as oil fuel and electricity. Therefore during the period 2014 – 2050, the share of biomass is projected to decrease to 2.4% for both base scenario and high scenario.

Sesuai dengan kemampuan produksi gas dan LPG yang sudah mengandalkan impor, maka pemakaiannya hanya meningkat sebesar 5,2% dan 2,2% per tahun untuk skenario dasar dan 6,0% dan 2,3% untuk skenario tinggi. Pada tahun 2050 peran gas akan meningkat menjadi 13,8% untuk kedua skenario, sedang peran LPG akan turun menjadi 2,0% untuk skenario dasar dan 1,6% untuk skenario tinggi. Rendahnya peran LPG karena LPG mayoritas digunakan di sektor rumah tangga yang pertumbuhannya terbatas karena terkait dengan pertumbuhan penduduk.

In accordance with gas production capacity and the import relying state of LPG, gas and LPG demand will rise by 5.2% and 2.2% per year on base scenario and by 6.0% and 2.3% per year on high scenario respectively. In 2050, the role of gas will increase to 13.8% for both scenarios, whereas the role of LPG will decrease to 2.0% for base scenario and 1.6% for high scenario. The low role of LPG is caused by the small growth in the household sector as the primary users of LPG which is based on population growth.

3.2 Kebutuhan Energi Per Sektor

Energy Demand by Sector

Sebagai penggerak ekonomi nasional, kebutuhan energi sektor industri diperkirakan terus meningkat dan mendominasi total kebutuhan energi final, kemudian diikuti oleh kebutuhan energi sektor transportasi sebagai sektor pendukung kegiatan ekonomi.

Baik untuk skenario dasar maupun skenario tinggi, pangsa konsumsi energi sektor industri meningkat dari 45 % di tahun 2014 dan menjadi 49 % di tahun 2050, sedangkan pangsa konsumsi energi sektor transportasi meningkat dari 36% pada tahun 2014 menjadi 39% untuk skenario dasar dan menjadi 40% untuk skenario tinggi pada tahun 2050.

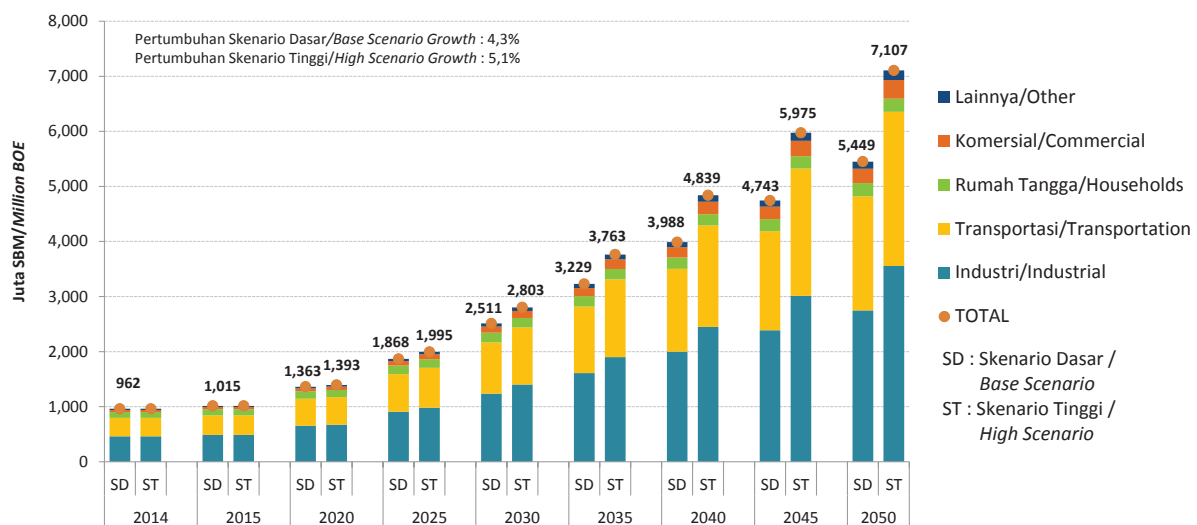
Sesuai dengan perkembangan penduduk yang meningkat dengan laju pertumbuhan 0,74% per tahun, penggunaan energi di sektor rumah tangga meningkat tipis. Dengan mempertimbangkan penurunan pemakaian kayu bakar dan minyak tanah di sektor rumah tangga, selama kurun waktu 2014 - 2050, pangsa penggunaan energi di sektor ini menurun dari 11,5 % pada tahun 2014 menjadi 4,5 % untuk skenario dasar dan 4,3% untuk skenario tinggi.

Energy demand of industrial sector, which is considered as the national economy driver, is expected to increase and dominate the total final energy demand followed by transportation sector which supports the economic activity.

In both scenarios, share of energy demand in industrial sector will increase from 45% in 2014 to 49% in 2050. While in transportation sector, energy demand will increase from 36% in 2014 to 39% for base scenario and 40% for high scenario in 2050.

In alignment with population growth rate of 0.74% per year, energy demand in household sector increases slightly. The decrease of firewood and kerosene utilization in household sector, during the period of 2014 - 2050, causes share of energy demand in household sector to also decrease from 11.5% in 2014 to 4.5% and 4.3% for base scenario and high scenario respectively.

Gambar 3.2 Proyeksi kebutuhan energi final menurut sektor
Figure 3.2 Projection of final energy demand by sector



Sektor komersial yang pemanfaatannya dipengaruhi perkembangan bangunan komersial, seperti hotel, perkantoran, rumah sakit serta properti menyebabkan kebutuhan energinya terus meningkat. Pada tahun 2014, pangsa kebutuhan energi sektor ini sebesar 2,2% terhadap total kebutuhan energi final, kemudian di tahun 2050 menjadi 4,6% baik untuk skenario dasar maupun skenario tinggi.

Meskipun peran sektor komersial masih sangat kecil, laju pertumbuhan konsumsi energi adalah yang tertinggi bila dibandingkan dengan sektor yang lain. Sebagai negara yang sedang berkembang, sektor komersial di Indonesia lebih mudah tumbuh dibandingkan sektor yang lain. Laju pertumbuhan konsumsi energi sektor komersial sebesar 5,5% per tahun untuk skenario dasar dan 6,2% per tahun untuk skenario tinggi.

Aktivitas di sektor lainnya yang meliputi pertanian, konstruksi dan pertambangan melibatkan peralatan-peralatan berat yang mengkonsumsi bahan bakar minyak berupa bensin, minyak tanah, minyak solar, minyak bakar, dan biodiesel. Pangsa penggunaan energi di sektor ini sebesar 1,6% pada tahun 2014 dan kemudian meningkat menjadi 2,3% untuk skenario dasar dan 2,4% untuk skenario tinggi pada tahun 2050.

3.2.1 Sektor Industri

Penggunaan teknologi proses, antara lain seperti boiler, tungku, peralatan motor, membutuhkan bahan bakar dalam jumlah besar menyebabkan sektor industri menjadi pengguna energi terbesar. Kebutuhan energi di sektor ini berkembang dengan laju pertumbuhan cukup tinggi yaitu sebesar 5,1% per tahun untuk skenario dasar dan sebesar 5,8% per tahun untuk skenario tinggi.

Pemanfaatan batubara mendominasi penggunaan bahan bakar dalam sektor ini dengan laju pertumbuhan 4,9% per tahun untuk skenario dasar dan 5,7% per tahun untuk skenario tinggi. Namun demikian, pangsa penggunaan batubara terus mengalami penurunan yang semula sebesar 47,7% pada tahun 2014 menjadi 45,7% pada tahun 2050

Energy demand in commercial sector is influenced by fast development of commercial buildings such as: hotels, offices, hospitals and property and causes energy demand in this sector rise rapidly. Share of energy demand in this sector is 2.2% of total final energy demand in 2014, and then rises to 4.6% in 2050 for both scenarios.

Although the role of commercial sector is still very small, the growth rate of its energy demand is the highest. The commercial sector such as offices, hotels, and other services is more easily developed in Indonesia as a developing country than other sectors. The growth rate of energy demand in commercial sector is 5.5% per year for base scenario and 6.2% per year for high scenario.

Activities in other sector including agriculture, construction and mining involves heavy equipment which consumes oil fuel consist of gasoline, kerosene, diesel oil, fuel oil and biodiesel. Share of energy demand in this sector is 1.6% in 2014 and will increase to 2.3% for base scenario and 2.4% for high scenario in 2050.

3.2.1 Industrial Sector

The utilization of processing technologies, such as boilers, furnaces, and motors require large amount of fuel and causes industrial sector has the largest demand of energy. Energy demand in this sector increases quite high with an average growth rate of 5.1% per year for base scenario and 5.8% for high scenario.

Coal utilization dominates energy demand in this sector with an average growth rate of 4.9% per year for base scenario and 5.7% for high scenario. However, the share of coal in industrial sector will decrease from 47.7% in 2014 to 45.7% in 2050 for both scenarios. While share of gas will increase from 26.5% in 2014 to 27.8% in 2050 for both scenarios as

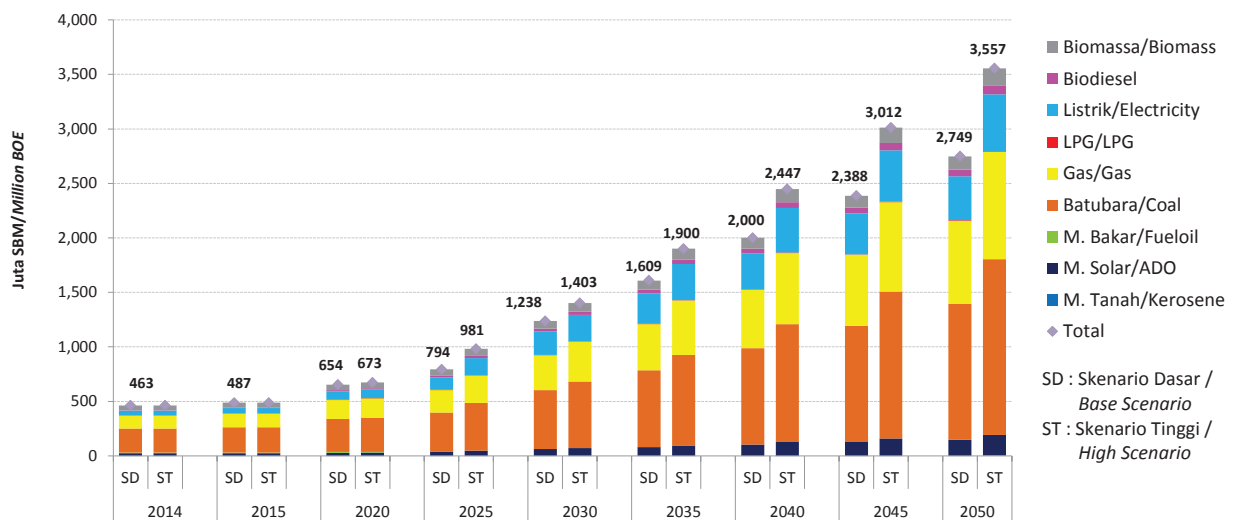
untuk kedua skenario. Sementara itu, pangsa penggunaan gas terus meningkat dari 26,5% pada tahun 2014 menjadi 27,8% pada tahun 2050 untuk kedua skenario. Hal ini disebabkan hampir semua teknologi boiler industri memerlukan gas sebagai bahan bakar. Jika infrastruktur penunjang energi yang lain seperti pipa gas sudah cukup memadai, diperkirakan kebutuhan gas akan berkembang sebesar 5,2% per tahun untuk skenario dasar dan 6,0% per tahun untuk skenario tinggi baik sebagai bahan bakar maupun bahan baku.

Beberapa industri memanfaatkan minyak solar menjadi *start up* sistem dan sebagai *backup* dalam membangkitkan listrik, khususnya sebagai bahan bakar genset. Penggunaan *biofuel* didukung oleh mandatori *biofuel* pada program pemerintah, hal ini dimaksudkan untuk mensubstitusi penggunaan minyak solar.

almost all technologies in industrial boilers require gas as fuel. If the natural gas infrastructure such as gas pipelines is sufficient, natural gas demand is expected grow at growth rate of 5.2% per year in base scenario and 6.0% per year in high scenario, both as energy or raw materials.

Some industries utilize diesel oil in system startup and in backup electricity generation. Utilization of biofuels is supported by biofuel mandatory in government programs and directed as a substitute for diesel oil.

Gambar 3.3 Proyeksi kebutuhan energi final di sektor industri
Figure 3.3 Projection of final energy demand in industrial sector



3.2.2 Sektor Transportasi

Sektor transportasi merupakan sektor yang mendukung aktivitas semua sektor pengguna energi. Untuk itu, kebutuhan energi sektor transportasi bukan hanya dipengaruhi oleh penambahan penduduk dan tingkat kesejahteraan masyarakat, tetapi juga dipengaruhi oleh

3.2.2 Transportation Sector

Transportation is one of the key sectors in supporting all energy users. Therefore, energy demand of transportation sectors is not only affected by population growth and social welfare, but also affected by the development of agriculture, construction, commercial, and industrial sectors.

perkembangan sektor pertanian, konstruksi, komersial, dan sektor industri. Teknologi peralatan di sektor transportasi masih didominasi oleh peralatan berbahan bakar minyak. Oleh karena itu penggunaan bensin dan minyak solar masih dominan di sektor ini.

Dominasi pemakaian bensin sejalan dengan peningkatan jumlah mobil dan sepeda motor yang sangat pesat. Pangsa penggunaan bensin di sektor transportasi pada tahun 2050 sebesar 44,3% dan 43,5% untuk masing-masing skenario dasar dan skenario tinggi. Selanjutnya, dominasi di sektor ini adalah penggunaan minyak solar, terutama untuk kendaraan angkutan besar untuk mobilisasi barang-barang industri dengan pangsa sebesar 43,6% dan 44,2% untuk skenario dasar dan tinggi.

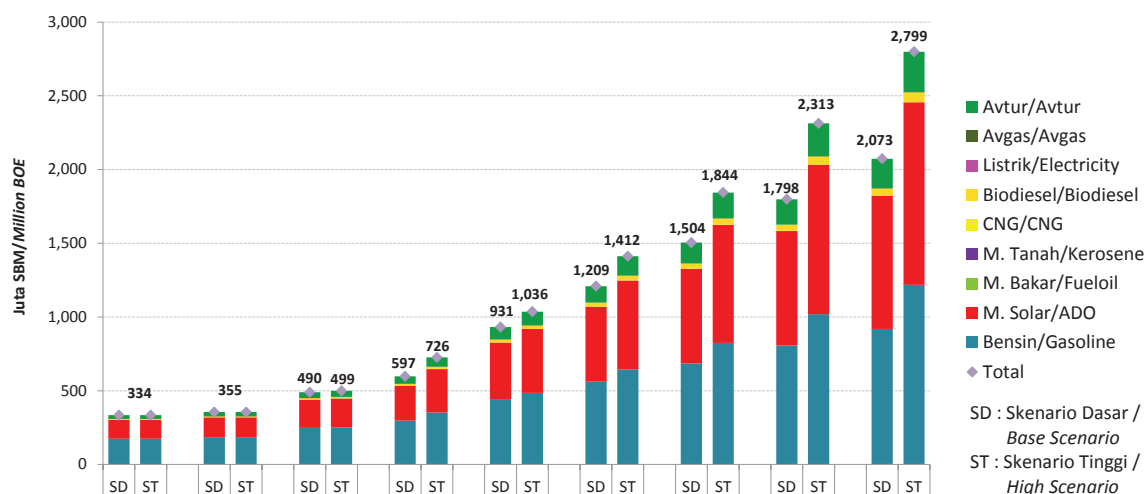
Kondisi wilayah nasional yang berupa kepulauan dan meningkatnya kesejahteraan masyarakat diharapkan penggunaan pesawat akan terus meningkat sehingga memberikan peluang pesawat udara menjadi alternatif transportasi yang paling potensial. Pemanfaatan avtur terus berkembang dengan laju pertumbuhan 6,0% per tahun untuk skenario dasar dan 6,9% per tahun untuk skenario tinggi.

Transportation sector is still dominated by oil fuel-base technology. Therefore energy demand in this sector is still dominated by fossil fuels, especially gasoline and diesel oil.

This dominance is in line with the highly increasing number of cars and motorcycles. In 2050, the share of gasoline in transportation sector is 44.3% and 43.5% for base and high scenarios respectively. The second largest final energy demand in this sector is diesel oil which is used for large industrial vehicles. Demand for diesel oil has a growth rate of 43.6% and 44.2% for base and high scenarios respectively.

Fact that Indonesia is an archipelagic country and the increasing public welfare is expected to continue to push the use of airplane as the potential means of transportation. Avtur demand will continue to grow at rate of 6.0% per year and 6.9% per year for base and high scenarios respectively.

Gambar 3.4 Proyeksi kebutuhan energi final di sektor transportasi
Figure 3.4 Projection of final energy demand in transportation sector



3.2.3 Sektor Rumah Tangga

Total konsumsi energi final di sektor rumah tangga pada tahun 2014 adalah 106 juta SBM dengan kontribusi listrik sebanyak 48%, disusul LPG untuk memasak sebesar 47% dan minyak tanah untuk memasak dan penerangan sekitar 5%. Rasio elektrifikasi pada tahun 2014 baru mencapai 84% dan akan terus ditingkatkan.

Jumlah rumah tangga diproyeksikan meningkat sejalan dengan perkembangan penduduk Indonesia dengan komposisi yang sama untuk skenario dasar dan skenario tinggi. Selama kurun waktu 2014-2050, kebutuhan energi final diperkirakan tumbuh 2,27% per tahun dari 106 juta SBM menjadi 239 juta SBM.

Pada tahun 2050, peranan listrik untuk melalui penggunaan peralatan listrik meningkat menjadi 59% karena rasio elektrifikasi ditargetkan mencapai hampir 100% mulai tahun 2030. Hal ini menyebabkan kebutuhan listrik meningkat sekitar 3% per tahun dari 51,54 juta SBM (85 TWh) pada tahun 2014 menjadi 142 juta SBM (235 TWh) pada tahun

3.2.3 Household Sector

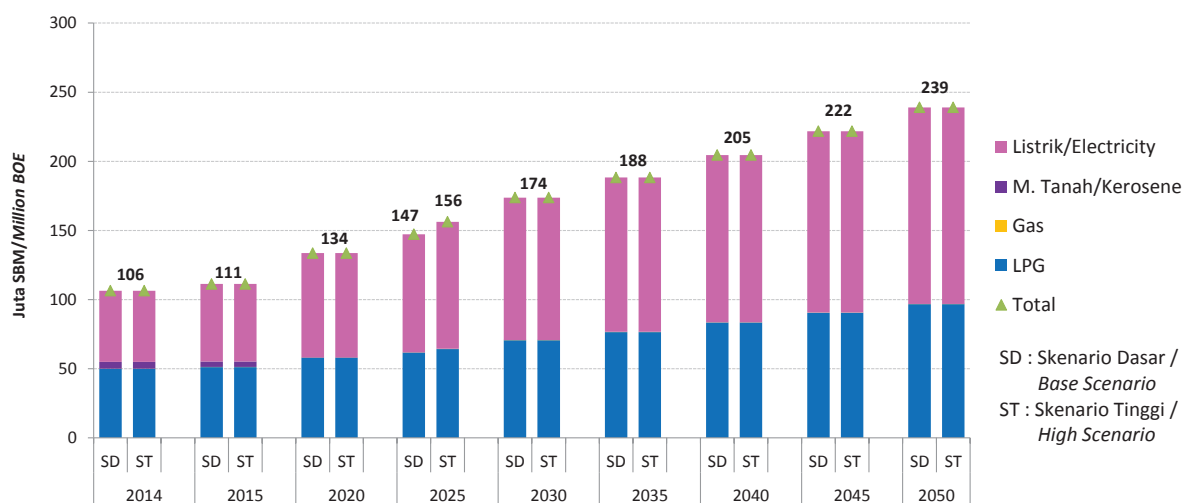
Total final energy demand in household sector reached 106 million BOE with share of electricity is 48%, followed by LPG 47% and kerosene 5%. Electrification ratio in 2014 reached only 84% and continue to be improved.

Number of households is projected to increase along with the development of Indonesia population. There is no difference between base and high scenario. During the period 2014-2050, final energy demand is estimated to grow by 2.27% per year from 106 million BOE to 239 million BOE.

In 2050, electricity's role through the use of electrical appliances increased to 59% as for the electrification ratio is projected to reach almost 100% in 2030. This led to the increase in electricity demand by about 3% per year from 51.54 million BOE (85 TWh) in 2014 to 142 million BOE (235 TWh) by 2050. Furthermore, demand of LPG also grow with

Gambar 3.5 Proyeksi kebutuhan energi final di sektor rumah tangga

Figure 3.5 Projection of final energy demand in household sector



Catatan / Note : Tidak mempertimbangkan biomassa (kayu bakar) / Not considering biomass (firewood)

2050. Selanjutnya, LPG untuk memasak juga mengalami pertumbuhan 1,86% per tahun karena adanya program substitusi minyak tanah dengan LPG untuk memasak dan distribusi LPG yang semakin luas akan menggantikan kayu bakar untuk memasak. Selama kurun waktu 2014-2050 kebutuhan LPG di sektor ini diperkirakan tumbuh sebesar 2% per tahun, dari 49,81 juta SBM (5,84 juta ton) pada tahun 2014 meningkat 97 juta SBM (11,33 juta ton) pada tahun 2050.

Adapun kebutuhan gas bumi diperkirakan tumbuh 1% per tahun dari 0,12 juta SBM (636 MMCF) pada tahun 2014 menjadi 0,16 juta SBM (884 MMCF) pada tahun 2050. Rendahnya pertumbuhan kebutuhan gas bumi meskipun pemerintah melakukan program pembangunan jaringan gas bumi untuk rumah tangga karena terbatasnya jaringan distribusi gas bumi serta tersebarnya pemukiman penduduk. Pada tahun 2050 kebutuhan minyak tanah masih diperlukan sekitar 5.400 kilo liter terutama untuk kebutuhan penerangan atas rumah tangga yang tidak akan terjangkau oleh jaringan listrik PLN.

3.2.4 Sektor Komersial

Pada tahun 2014, total konsumsi energi final sektor komersial mencapai 38,11 juta SBM dengan 78% berupa listrik yang digunakan sebagai penerangan, pendingin ruangan, dan lainnya, disusul minyak solar (10%) sebagai bahan bakar genset. Sisanya berupa LPG, gas kota, dan kayu bakar masing-masing sekitar 3,65%, dan minyak tanah yang relatif kecil untuk memasak.

Kebutuhan energi sektor komersial akan meningkat sejalan dengan peningkatan kegiatan usaha hotel, restoran, perdagangan besar dan eceran, lembaga keuangan tanpa bank, jasa penunjang keuangan, sewa bangunan, jasa perusahaan, jasa pemerintahan dan umum. Berdasarkan skenario dasar, kebutuhan energi final sektor komersial diproyeksikan meningkat rata-rata 5% per tahun atau menjadi hampir enam kali lipat menjadi 261 juta SBM pada 2050. Proyeksi kebutuhan energi sektor komersial akan semakin banyak dengan semakin tingginya perkiraan

rate of 1.86% per year due to the substitution program of kerosene to LPG for cooking activity. LPG demand in this sector is expected to increase from 49.81 million BOE (5.84 million tonnes) in 2014 to 97 million BOE (11.33 million tonnes) in 2050.

Demand for natural gas is expected to grow 1% per year from 0.12 million BOE (636 MMCF) in 2014 to 0.16 million BOE (884 MMCF) in 2050. The low growth in natural gas demand, in spite of the government program of natural gas for household, is caused by the limited distribution network as well as the wide spread of residential areas. In 2050, kerosene will be still in demand about 5,400 kilo liters, mainly for lighting on households that is not connected to electricity grid.

3.2.4 Commercial Sector

In 2014, total final energy consumption of commercial sector reached 38.11 million BOE which 78% of it is in the form of electricity used for lighting, air conditioning, and more, followed by diesel oil (10%) as fuel generator. The rest is in the form of LPG, city gas, and biomass about 3.65% each, plus a relatively small kerosene for cooking.

Energy demand in commercial sector will increase in line with the growth in business activity such as hotels, restaurants, wholesale and retail, bank and financial institutions, financial services, building rental, service companies, government and public services. Based on base scenario, commercial sector final energy demand is projected to increase for an average of 5% per year or become nearly six-fold to 261 million BOE in 2050. Energy demand projection of commercial sector will increase along with the high assumption of national GDP growth. Energy demand in this sector will increase 8-fold

pertumbuhan PDB nasional, sehingga diperkirakan kebutuhan energi sektor ini pada tahun 2050 akan meningkat 8 kali lipat (337 juta SBM) sesuai skenario tinggi.

Kebutuhan listrik selama kurun waktu 2014-2050 tumbuh dengan rata-rata 5,3% per tahun. Walau lebih kecil dibanding tahun 2014, peranan listrik pada tahun 2050 masih dominan mencapai 74% terhadap total kebutuhan energi untuk kedua skenario masing-masing sebesar 194 juta SBM (320 TWh) untuk skenario dasar dan 251 juta SBM (414 TWh) untuk skenario tinggi. Penurunan kontribusi listrik disebabkan oleh penggunaan peralatan listrik (penerangan, pendinginan, dan lainnya) yang semakin efisien.

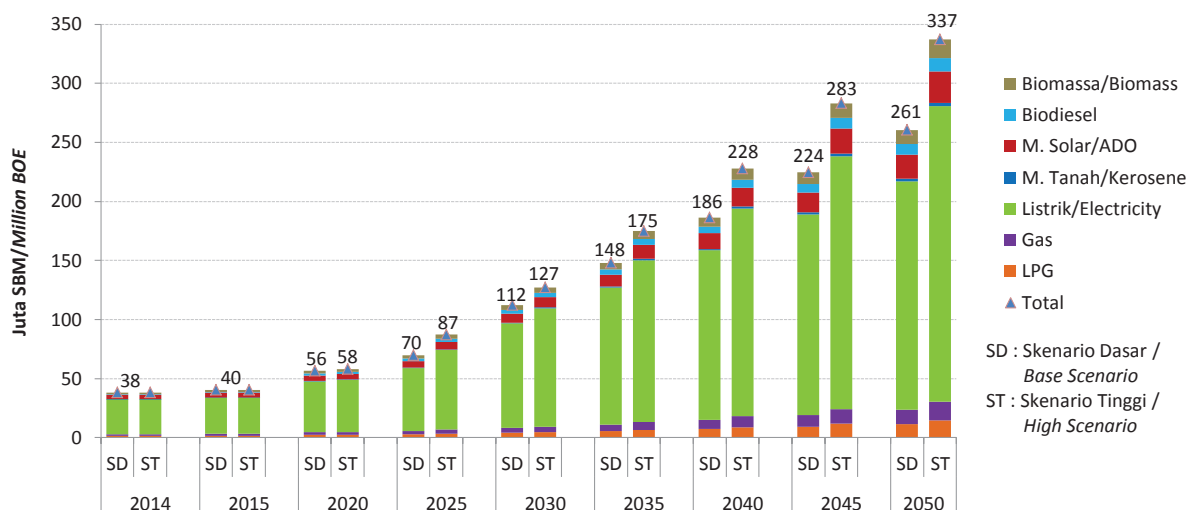
Terdapat 2 jenis bahan bakar yang diproyeksikan meningkat sekitar 6% per tahun yaitu LPG dan gas bumi. LPG diperlukan untuk kegiatan memasak sedangkan gas bumi selain untuk memasak juga untuk sebagai bahan bakar pembangkit listrik sendiri (*captive power*). Total kebutuhan LPG meningkat dari 162 ribu ton pada tahun 2014 menjadi 1,33 juta ton pada tahun 2050, sedangkan kebutuhan gas bumi akan meningkat dari 8,06 BCF pada tahun 2014 menjadi 67,5 BCF pada tahun 2050. Peranan LPG dan gas bumi tahun 2050 masing-masing sebesar 4,36% dan 4,65% terhadap total kebutuhan energi sektor komersial.

(337 million BOE) with high scenario in 2050.

Demand for electricity during the period 2014-2050 grows by an average 5.3% per year. Although smaller than in 2014, share of electricity in 2050 will still be dominant at 74% of total energy demand for both scenarios, each amounting to 194 million BOE (320 TWh) for base scenario and 251 million BOE (414 TWh) for high scenario. The decline in electricity contribution is caused by the use of efficient electrical equipment (lighting, refrigeration, and others).

There are two types of fuel that projected to increase by about 6% per year, i.e. LPG and natural gas. LPG is used for cooking while natural gas, in addition to cooking, also used as fuel for captive power plants. Total LPG demand increased from 162 thousand tonnes in 2014 to 1.33 million tonnes in 2050, while natural gas demand will increase from 8.06 BCF in 2014 to 67.5 BCF in 2050. The share of LPG and natural gas in 2050 respectively at 4.36% and 4.65% of total energy demand in commercial sector.

Gambar 3.6 Proyeksi kebutuhan energi final di sektor komersial
Figure 3.6 Projection of final energy demand in commercial sector



Minyak solar sebagai bahan bakar pembangkit listrik sendiri (*captive power*) juga berkontribusi 11,28% (29,4 juta sbm untuk skenario dasar dan 38,03 juta SBM untuk skenario tinggi) terhadap total kebutuhan energi sektor ini pada tahun 2050 karena *captive power* selain berfungsi sebagai stand-by pembangkit juga diperlukan sektor ini pada wilayah yang sulit terjangkau jaringan listrik. Sisa kebutuhan energi sektor ini tahun 2050 diisi oleh kayu bakar untuk memasak di restoran yang mencapai 12,1 juta SBM untuk skenario dasar dan 15,66 juta SBM untuk skenario tinggi.

3.2.5 Sektor Lainnya

Kegiatan pertanian, konstruksi pembangunan dan pertambangan merupakan kegiatan dalam sektor lainnya yang juga memerlukan energi terutama untuk menggerakkan peralatan berat, seperti traktor, *dump truck*, *forklift*, eskavator, dan peralatan berat lainnya.

Oleh karena itu, bahan bakar yang mendominasi di sektor lainnya adalah minyak solar dengan pangsa sekitar 64% pada tahun 2014. Diharapkan pada tahun 2050 pangsa pemakaian minyak solar bergeser menjadi 51%, digantikan oleh biodiesel dan bensin masing-masing sebesar 22% dan 27%.

Diesel oil as fuel for captive power plant contributes to 11,28% (29.4 million BOE for base scenario and 38.03 million BOE for high scenario) of total energy demand for this sector in 2050 as for captive power, apart from being a stand-by generator, is also required in off-grid region. The rest of energy demand in this sector in 2050 is met by firewood for cooking at restaurants, which will reach 12.1 million BOE for base scenario and 15.66 million BOE for high scenario.

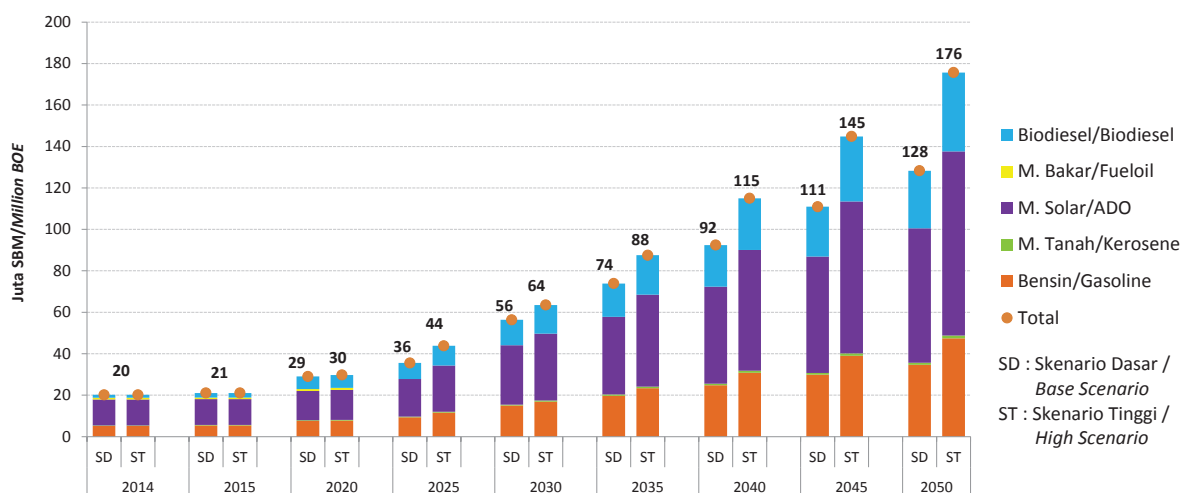
3.2.5 Other Sector

Activities in agriculture, construction and mining are activities considered in other sectors which demand energy, especially to move heavy equipment, such as tractors, dump trucks, forklifts, excavators and other heavy equipment.

Therefore, in others sector, diesel oil dominates the total energy demand which is about 64% in 2014. This is expected to decline to 51% in 2050, replaced by biodiesel (22%) and gasoline (27%).

Gambar 3.7 Proyeksi kebutuhan energi final di sektor lainnya

Figure 3.7 Projection of final energy demand in other sector



Halaman kosong / *blank page*



Bab 4. PROYEKSI PENYEDIAAN ENERGI

Chapter 4. Energy Supply Projection

4.1 Minyak Bumi dan BBM

Crude Oil and Oil Fuels

4.1.1 Neraca Minyak Bumi

Indonesia sudah memproduksi minyak bumi lebih dari 100 tahun lalu, sejalan dengan usia lapangan minyak yang sudah tua dan sulitnya menambah cadangan minyak bumi baru karena terletak di daerah frontier, maka produksi minyak bumi Indonesia menurun sekitar 5% per tahun. Pada tahun 2014 produksi minyak bumi mencapai 288 juta barel dan diperkirakan terus menurun menjadi 52 juta barel tahun 2050 (skenario dasar).

Produksi minyak bumi terus didorong oleh pemerintah melalui peningkatan produksi lapangan eksisting atau lapangan minyak bumi baru seperti blok Cepu yang mulai berproduksi sejak tahun 2015. Namun produksi minyak ini masih belum dapat memenuhi kebutuhan minyak bumi nasional. Untuk meningkatkan cadangan minyak bumi dan mendorong produksi minyak bumi perlu kebijakan baru yang dapat menarik minat para investor untuk berinvestasi dalam kegiatan eksplorasi minyak.

Di sisi lain kebutuhan minyak bumi akan terus meningkat sejalan dengan peningkatan kebutuhan BBM dan kebijakan Pemerintah untuk memperkuat ketahanan BBM nasional melalui pembangunan kilang minyak bumi baru. Kebutuhan minyak bumi diperkirakan akan meningkat 3 kali lipat dari 300 juta barel pada tahun 2014 menjadi 967 juta barel pada tahun 2050 (skenario dasar), atau 1.269 juta barel pada skenario tinggi.

Sebagai konsekuensi dari penurunan produksi minyak bumi dan kenaikan kebutuhan minyak bumi, impor minyak bumi diperkirakan meningkat 8 kali lipat dari 122 juta barel tahun 2014 menjadi 933 juta barel pada tahun 2050 (skenario dasar) dan 1.235 juta barel (skenario tinggi). Impor minyak bumi yang tinggi menyebabkan Indonesia sudah menjadi negara 'net importir' minyak bumi sejak tahun 2013. Untuk mengurangi peningkatan impor minyak bumi tersebut selama periode kajian dibutuhkan penambahan 5 kilang minyak bumi baru dengan kapasitas @ 300 MBCD dan upgrading kilang minyak bumi yang sudah ada, seperti Kilang Balikpapan, Kilang Cilacap, Kilang Musi, dan Kilang Dumai.

4.1.1 Crude Oil Balance

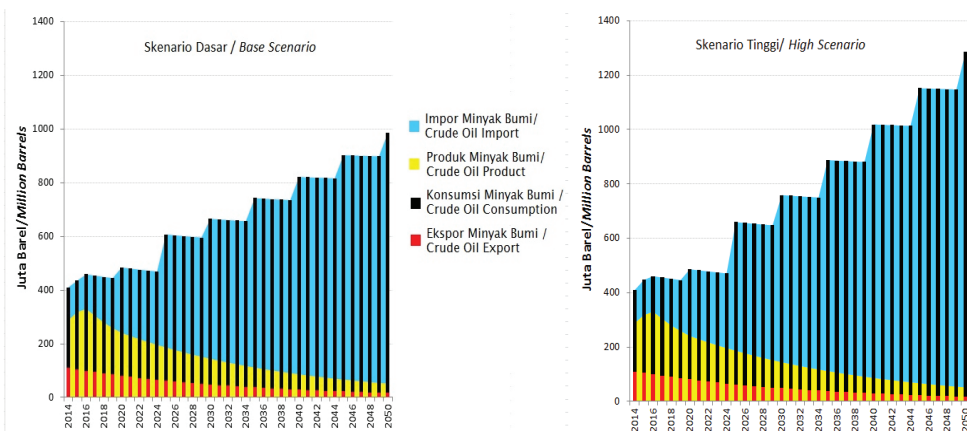
Indonesia started producing oil more than 100 years ago but, in line with the age of oil fields and difficulty in adding new oil reserves because due to its frontier area location, Indonesia oil production declined by around 5% per year. In 2014, crude oil production reached 288 million barrels and is expected to continue to decline to 52 million barrels by 2050 (base scenario).

Government continues to increase the oil production in existing fields as well as in new oil field as Cepu block which started its production since 2015. However, the oil production still can not meet national demand. To increase oil reserves and to encourage oil production, new policies is needed to attract investors in oil exploration activities.

On the other hand, oil demand will continue to increase, in line with the increase in oil fuel demand and government policies to strengthen the resilience of national fuel through construction of new oil refineries. The demand is expected to increase three-fold from 300 million barrels in 2014 to 967 million barrels by 2050 (base scenario), or 1,269 million barrels in high scenario.

As a consequence of the decline in oil production and the increase in oil demand, oil imports are expected to increase 8-fold from 122 million barrels in 2014 to 933 million barrels (base scenario) and 1,235 million barrels (high scenario) by 2050. High imports of crude oil caused Indonesia to become a net crude oil importer since 2013. In order to reduce the increasing crude imports during the study period, addition of five new oil refineries with capacity @ 300 MBCD and upgrading the existing ones, such as Balikpapan Refinery, Cilacap Refinery, Refinery Musi, and Dumai Refinery are required.

Gambar 4.1 Proyeksi neraca minyak bumi
Figure 4.1 Projection of crude oil balance



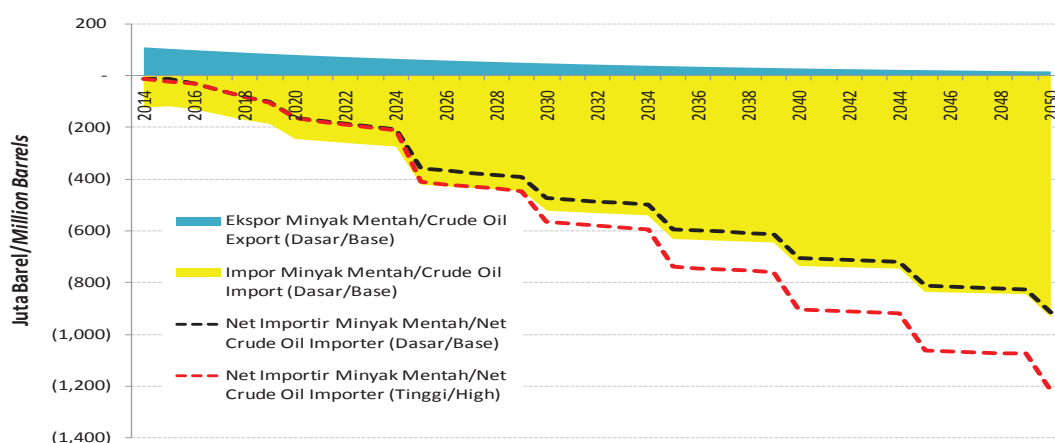
Rencana pembangunan kilang baru sudah direncanakan sejak 10 tahun lalu, namun sampai saat ini belum terlaksana. Banyak permasalahan yang dihadapi dalam pelaksanaan pembangunan kilang baru, diantaranya pembebasan lahan, belum ada kesepakatan mengenai besaran insentif fiskal dan nonfiskal, kepastian investasi, kendala perizinan dan regulasi, serta jaminan pembelian produk BBM oleh pemerintah.

The new refinery project has actually been planned since 10 years ago but has not been implemented yet. Many problems are encountered in the implementation of new refineries construction including land acquisition, no agreement regarding the amount and non-fiscal incentives, investment uncertainty, as well as licensing and regulatory constraints, and guarantees of product purchase by the government.

Untuk daerah terpencil, khususnya daerah yang dekat dengan sumur marginal yang sudah ditinggalkan oleh produsen akan dibangun kilang minyak mini yang menghasilkan minyak solar. Kebijakan pembangunan kilang mini akan diatur dalam Peraturan Menteri KESDM. Pembangunan kilang mini akan dibedakan kedalam beberapa kluster wilayah sekaligus bertujuan agar ketahanan energi daerah dalam memenuhi kebutuhan BBM secara mandiri dapat tercapai.

In remote areas, especially areas that are close to marginal wells that have been abandoned the producer, mini oil refinery will be build to produce diesel oil. Mini refinery development policy will be stipulated in Regulation of MEMR. Construction of mini refinery will be differentiated into several clusters which aims to make the regional energy security in meeting the fuel demand independently can be achieved.

Gambar 4.2 Proyeksi ekspor dan impor minyak bumi
Figure 4.2 Projection of export and import of crude oil



Kilang minyak yang ada rata-rata merupakan kilang yang sudah tua sehingga produksi BBM relatif terbatas. Selain itu, tidak ada pembangunan kilang minyak bumi baru sejak tahun 1994, mengakibatkan ketergantungan terhadap impor BBM semakin besar. Kondisi ini menyebabkan Indonesia menjadi negara net importer BBM sejak tahun 2004.

Sesuai dengan skenario dasar, untuk memenuhi kebutuhan BBM yang meningkat dari 74 juta kilo liter menjadi 379 juta kilo liter, Indonesia perlu mengimpor BBM lebih dari 8 kali lipat dari 36 juta kilo liter pada tahun 2014 menjadi 239 juta kilo liter pada tahun 2050. Sedangkan pada skenario tinggi, diperkirakan perlu mengimpor BBM lebih dari 8 kali lipat, meningkat menjadi 296 juta kilo liter. Walaupun produksi BBM pada skenario tinggi sudah dapat ditingkatkan dari 39 juta kilo liter menjadi 209 juta kilo liter, tetapi belum dapat memenuhi kebutuhan BBM nasional.

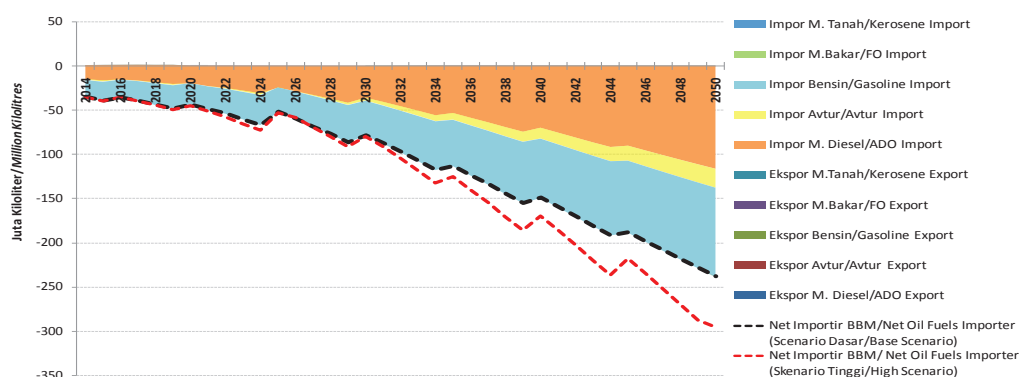
Impor BBM yang terus meningkat menguras devisa negara bahkan menjadi pemicu melemahnya nilai tukar rupiah terhadap mata uang Amerika Serikat. Untuk itu, *upgrading* kilang minyak bumi yang sudah ada dan pembangunan kilang minyak bumi baru menjadi suatu keharusan bagi Pemerintah Jokowi untuk merealisasikannya. Untuk itu telah ditetapkan Peraturan Presiden Nomor 146 Tahun 2015 tentang Pelaksanaan Pembangunan dan Pengembangan Kilang Minyak Dalam Negeri. Diharapkan dengan kebijakan ini dan berbagai kemudahan yang diberikan oleh pemerintah akan mendorong investor untuk berinvestasi di kilang minyak, sehingga impor BBM dapat dikurangi.

Existing oil refineries in Indonesia are quite old in which their oil fuel production is relatively limited. In addition, there was no construction of new oil refineries since 1994 resulting in dependence of fuel imports. This condition caused Indonesia to become a net importer of oil fuel since 2004.

In base scenario, to meet oil fuel demand which increased from 74 million kilo liters to 379 million kilo liters, Indonesia needs to import oil fuel more than 8-fold from 36 million kilo liters in 2014 to 239 million kilo liters in 2050. While in high scenario, oil fuel import is estimated to increase more than 8-fold, to 296 million kilo liters. Although the oil fuel production can be increased from 39 million kilo liters to 209 million kilo liters but it has not been able to meet the national demand.

Increasing oil fuel imports drain the state revenues and even trigger the weakening of rupiah exchange rate against US currency. Therefore, upgrading the existing oil refinery and development of new oil refineries become a necessity for Jokowi Government to be realized. For this purpose, Presidential Regulation No 146 Year 2015 on the Implementation of Construction and Development of Domestic Oil Refinery was established. This policy along with various facilities provided by the government is expected to encourage investors to invest in oil refineries so that oil fuel import can be reduced.

Gambar 4.3 Proyeksi ekspor dan impor BBM
Figure 4.3 Projection of export and import oil fuels



4.1.2 Neraca Bahan Bakar Cair

Bahan bakar cair (BBC) terdiri dari bahan bakar minyak (BBM); biodiesel dan bioethanol (BBN); dan batubara cair (CTL). BBN dan CTL merupakan bahan bakar yang diproduksi di dalam negeri untuk mengurangi ketergantungan atas BBM yang impornya terus meningkat.

Selama kurun waktu 2014-2050, sesuai skenario dasar, kebutuhan BBC akan mengalami peningkatan rata-rata 4,9% per tahun dari 76 juta kilo liter pada tahun 2014 menjadi 422 juta kilo liter pada tahun 2050.

Di sisi lain, produksi BBC hanya meningkat dari 41 juta kilo liter menjadi 191 juta kilo liter, sehingga diperlukan impor BBC sebanyak 230 juta kilo liter pada tahun 2050.

Biodiesel dan bioethanol akan memegang peranan penting karena pemerintah telah menetapkan mandatori BBN sebagaimana diatur dalam Permen ESDM 12/2015. Campuran biodiesel merupakan 30% dari minyak solar dan campuran bioethanol merupakan 20% terhadap bensin pada tahun 2025. Biosolar dan biopremium merupakan merek dagang Pertamina yang dijual di SPBU. Biosolar merupakan campuran antara biodiesel dan minyak solar sedangkan biopremium merupakan campuran antara bioethanol dengan premium.

Pemanfaatan biosolar sesuai mandatori BBN terus didorong oleh pemerintah guna mengurangi impor minyak solar. Untuk itu telah ditetapkan Peraturan Pemerintah 24/2015 yang mewajibkan pelaku usaha perkebunan untuk membayar iuran untuk pengembangan perkebunan yang berkelanjutan. Detail pemungutan iuran tersebut diatur dalam Perpres 61/2015 dan PMK.114/PMK.05/2015. Pemanfaatan iuran tersebut diantaranya untuk mendukung pemanfaatan biodiesel.

Iuran yang sama untuk pelaku usaha perkebunan tebu belum diatur karena perkebunan tebu tidak bersifat massal dan bahan baku molasses untuk pembuatan bioethanol jauh lebih menguntungkan pabrik gula tebu jika dijual sebagai non energi. Dengan demikian pemanfaatan bioethanol sebagai energi masih sulit berkembang meskipun telah ada mandatori BBN.

4.1.2 Liquid Fuels Balance

Liquid fuels consists of oil fuel oil, biodiesel and bioethanol (biofuels), and coal to liquids (CTL). Biofuels and CTL are produced domestically to reduce oil fuel dependence which its imports continue to increase.

During the period 2014-2050, liquid fuel demand in base scenario will increase with an average growth of 4.9% per year from 76 million kilo liters in 2014 to 422 million kilo liters in 2050.

On the other hand, liquid fuel production will only rise from 41 million kilo liters to 191 kilo liters, making it necessary to import liquid fuel as many as 230 million kilo liters in 2050.

Biodiesel and bioethanol will play an important role as government has set biofuel mandatory as stipulated in MEMR Regulation 12/2015. Biodiesel blending is 30% of diesel oil while bioethanol is 20% of gasoline in 2025. Biosolar and biopremium are Pertamina trademarks which are sold at the gas station. Biosolar is a mixture of biodiesel and diesel oil while biopremium is a mixture of bioethanol and gasoline.

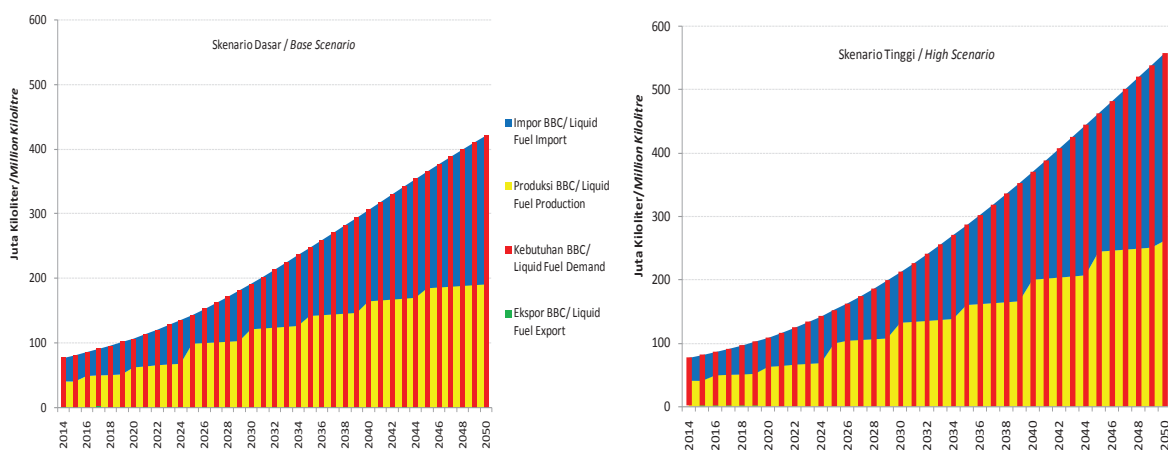
Utilization of biosolar in accordance with biofuel mandatory continues to be driven by government in order to reduce imports of diesel oil. It has been stipulated in government Regulation 24/2015 that requires plantation business operators to pay contributions for the development of sustainable plantations. Details on the contribution collection are set out in Presidential Decree 61/2015 and PMK.114 / PMK.05/2015. Utilization of the contribution is to support the utilization of biodiesel.

Such contribution for sugarcane plantation operators has not been set as sugarcane plantations are not in mass group and molasses as feedstock for bioethanol is much more profitable if sold as non-energy material. Thus bioethanol use as energy is still difficult to develop despite the biofuel mandatory.

Sementara itu, produksi CTL dalam kajian BPPT-OEI 2016 diproyeksikan baru dapat berproduksi paling cepat pada tahun 2040. Total produksi CTL diperkirakan sebanyak 18,1 juta barel hingga tahun 2050. Dengan demikian, kontribusi CTL dalam BBC relatif terbatas.

Meanwhile, CTL production in BPPT-OEI 2016 is projected to start producing at 2040. Total production of CTL is estimated at 18.1 million barrels by 2050. Thus, contribution of CTL in total liquid fuel is relatively limited.

Gambar 4.4 Proyeksi neraca bahan bakar cair
Figure 4.4 Projection of liquid fuels balance



4.1.3 Pemanfaatan Bahan Bakar Cair

Berbagai sektor menggunakan BBC antara lain pembangkit listrik, transportasi, industri, rumah tangga, komersial, dan sektor lainnya. Pada skenario dasar, kebutuhan BBC tumbuh dari 76 juta kilo liter pada tahun 2014 menjadi 422 juta kilo liter pada tahun 2050.

Sektor transportasi merupakan sektor membutuhkan BBC terbanyak mencakup 82% terhadap total BBC diikuti sektor industri (7%), pembangkit listrik (6%), lainnya (4%), dan komersial (1%). Kebutuhan BBC (minyak tanah) di sektor rumah tangga sangat terbatas terutama untuk penerangan di wilayah terpencil.

Tingginya kebutuhan BBC sektor transportasi karena penggunaan BBC untuk angkutan darat, laut, udara, dan kereta api belum bisa disubstitusi secara optimal oleh jenis bahan bakar padat, gas, dan listrik.

4.1.3 Liquid Fuels Utilization

Various liquid fuel user sectors include power plant, transportation, industrial, household, commercial, and other sectors. In base scenario, liquid fuel demand will grow from 76 million kilo liters in 2014 to 422 million kilo liters in 2050.

Transportation sector is the highest liquid fuel user sectors that covers 82% of the total, followed by industrial sector (7%), power plant (6%), other (4%), and commercial (1%). Liquid fuel demand (kerosene) in household sector is very limited, especially for lighting in remote areas.

High liquid fuel demand in transportation sector is because liquid fuel has not been optimally substituted for land, sea, air, and rail transportation by type of solid fuels, gas, and electricity

Penggunaan BBC di sektor transportasi saat ini didominasi oleh BBM dan ke depan penggunaan BBN secara signifikan akan meningkat untuk semua moda angkutan. Penggunaan BBC di sektor industri sebagai bahan bakar boiler, tungku, dan pembangkit listrik, dan di sektor lainnya digunakan sebagai bahan bakar peralatan berat, sedangkan di sektor komersial digunakan sebagai bahan bakar generator listrik. Penggunaan BBC pada ketiga sektor tersebut juga didominasi oleh BBM diikuti oleh BBN.

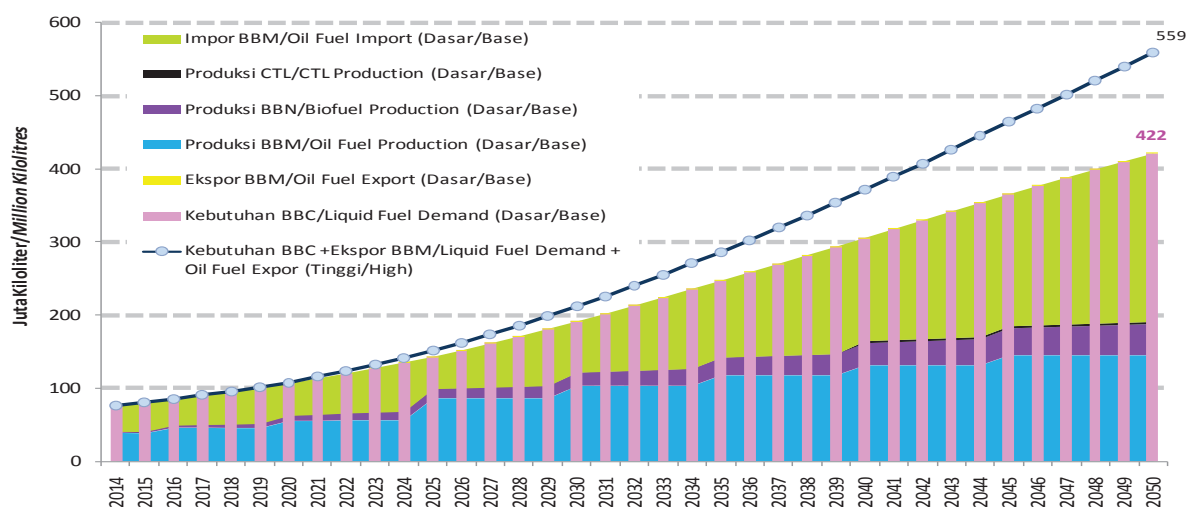
Sementara itu, pada skenario tinggi kebutuhan BBC meningkat menjadi 558 juta kilo liter. Pangsa kebutuhan BBC tidak banyak berbeda dengan skenario dasar. Penggunaan BBN sebagai bahan bakar untuk mensubstitusi BBM akan semakin tinggi sesuai dengan regulasi mandatori BBN yang pangsa kebutuhan BBN hingga tahun 2050 dianggap sama dengan pangsa mandatori BBN tahun 2025. Meskipun secara pangsa konsumsi BBM akan menurun, namun secara total konsumsinya akan terus meningkat seiring dengan meningkatnya jumlah kendaraan dan aktivitas sektor industri dan komersial.

Utilization of liquid fuel in transportation sector is currently dominated by oil fuel and use of biofuel will significantly increase in the future for all transportation modes. Liquid fuel utilization in industrial sector is as fuel for boilers, furnaces, and captive power. In other sectors, it is used as fuel for heavy equipment, while in commercial sector it is used as fuel for electricity generators. The liquid fuel use in these three sectors is also dominated by oil fuel, followed by biofuel.

Meanwhile in high scenario, liquid fuel demand increases to 558 million kilo liters. Share of liquid fuel demand is not much different from the base scenario. The use of biofuels as a substitute for oil fuel will be higher in accordance with the regulations of biofuel mandatory in which share of biofuel demand by 2050 is considered the same as the share of biofuel mandatory by 2025. Although share of oil fuel will decline but its total consumption will continue to increase along with the increase of vehicles numbers and increase in industrial and commercial sector activity.

Gambar 4.5 Proyeksi pemanfaatan bahan bakar cair

Figure 4.5 Projection of liquid fuels utilization



4.2 Gas Bumi, LNG dan LPG

Natural Gas, LNG and LPG

4.2.1 Neraca Gas Bumi

Dalam kurun waktu 2014–2050 total pemanfaatan gas bumi diperkirakan akan tumbuh rata-rata sebesar 4,7% per tahun untuk skenario dasar dan sebesar 5,2% per tahun untuk skenario tinggi. Penggunaan gas bumi meningkat dari 1.578 BCF pada tahun 2014 menjadi 2.605 BCF pada tahun 2025 dan menjadi 6.584 BCF pada tahun 2050 untuk skenario dasar. Pertumbuhan pemanfaatan gas bumi terbesar adalah di sektor komersial yang meningkat rata-rata sebesar 6,1% per tahun diikuti oleh sektor transportasi (5,9%), industri (5,2%), pembangkit listrik (3,9%), dan rumah tangga (0,9%) sedangkan own-use dan rugi-rugi di kilang diproyeksikan akan terus menurun.

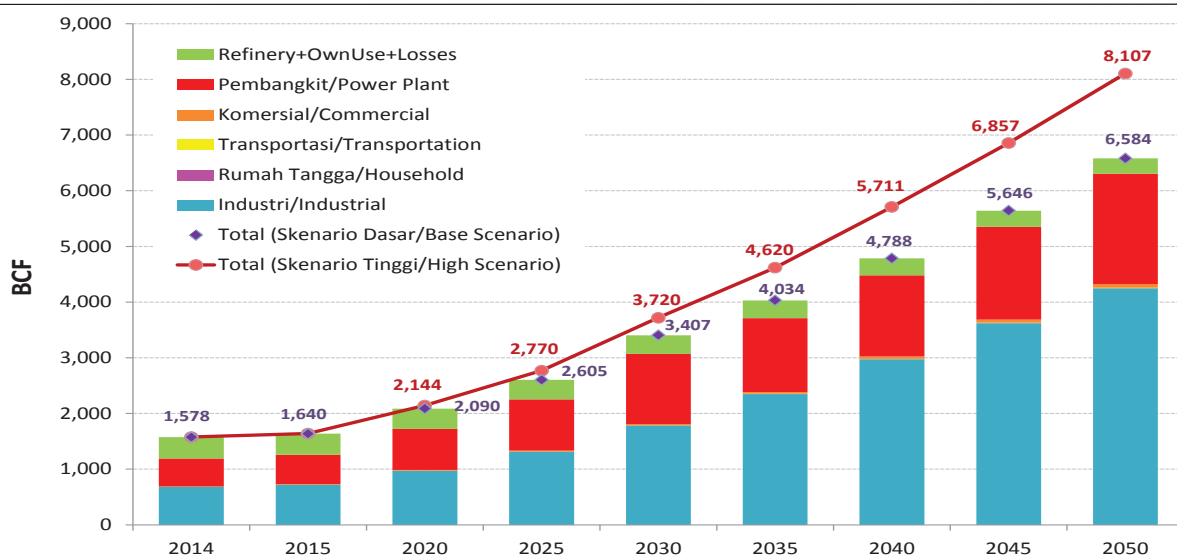
Saat ini pangsa terbesar pemanfaatan gas adalah untuk sektor industri dengan pangsa mencapai 43% dari total pemanfaatan gas dan akan meningkat pada tahun 2050 menjadi 65%. Gas bumi di sektor industri selain untuk bahan bakar juga digunakan sebagai bahan baku. Pada tahun 2050, pengguna gas yang dominan selain sektor industri adalah sektor pembangkit listrik (30%) dan komersial (1%).

4.2.1 Natural Gas Balance

In period 2014–2050, total utilization of natural gas is expected to grow on average 4.7% per year for base scenario and by 5.2% per year for high scenario. The use of natural gas will increase from 1,578 BCF in 2014 to 2,605 BCF in 2025 and 6,584 BCF in 2050 for base scenario. The largest growth of natural gas utilization is in commercial sector, increase by an average of 6.1% per year, followed by transportation sector (5.9%), industrial (5.2%), power generation (3.9%), and households (0.9%), while own-use and losses in the refinery is projected to continue to decline.

Currently, the largest share of gas utilization is for industrial sector with market share reached 43% of total gas utilization and will increase in 2050 to 65%. Natural gas in industrial sector, in addition to fuel, is also used as feedstock. In 2050, the dominant gas utilization, other than industrial sector, is power generation sector (30%) and commercial (1%).

Gambar 4.6 Proyeksi pemanfaatan gas bumi
Figure 4.6 Projection of gas utilization



Net impor gas diperkirakan akan terjadi mulai tahun 2027 untuk skenario dasar dan tahun 2026 untuk skenario tinggi. Gas impor dalam bentuk LNG menjadi penopang kebutuhan gas di masa depan jika produksi gas domestik tidak dapat ditingkatkan lagi. Impor gas dalam bentuk LNG diperkirakan akan dimulai pada tahun 2025 untuk skenario dasar dan volumenya akan meningkat dari 118 BCF menjadi 2645 BCF pada tahun 2050, atau meningkat rata-rata 13,2% per tahun. Produksi *coal bed methane* (CBM) sedikit membantu pasokan gas mulai tahun 2021 namun pangsaanya sangat kecil. Kemampuan ekspor gas cenderung terus menurun, pada tahun 2014 pangsaanya sekitar 48% dari produksi gas nasional, pada tahun 2025 menjadi sebesar 12% dan tahun 2047 kemampuan ekspor gas sudah di bawah 1% dari produksi gas.

Pengembangan CBM yang saat ini diharapkan sudah berproduksi, namun masih banyak mengalami kendala. Gas dari CBM diharapkan sudah dapat diproduksi mulai tahun 2021 untuk menambah pasokan gas dalam negeri. Produksi CBM meningkat dari 1,0 BCF pada tahun 2021 menjadi 5,0 BCF pada tahun 2025 dan menjadi 30 BCF pada tahun 2050. Shale gas meskipun berpotensi untuk dikembangkan namun belum dipertimbangkan pemanfaatannya dalam BPPT-OEI 2016 ini karena belum ada kepastian untuk eksplorasi lebih lanjut.

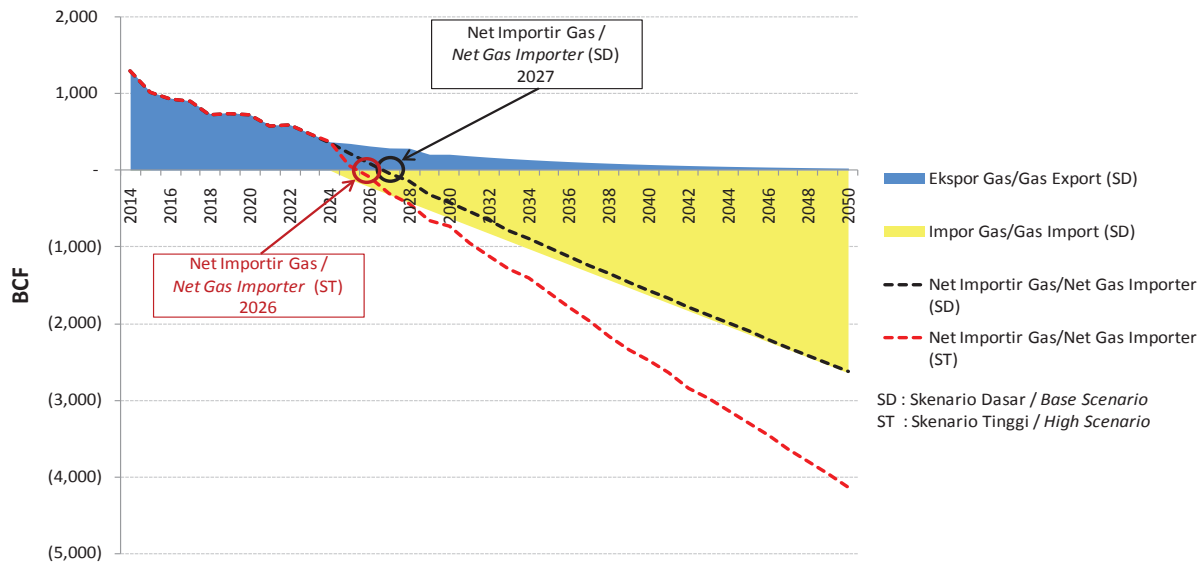
Kebutuhan gas bumi untuk dalam negeri meningkat dari 1.577 BCF pada tahun 2014 menjadi 2.605 BCF pada tahun 2025 dan menjadi 6.584 BCF pada tahun 2050 atau meningkat rata-rata 4,0% per tahun untuk skenario dasar. Sedangkan untuk skenario tinggi, kebutuhan gas meningkat rata-rata 4,7% per tahun. Sampai tahun 2024, seluruh kebutuhan gas domestik dapat dipenuhi dari produksi gas bumi dalam negeri. Impor gas akan mulai signifikan pada tahun 2025 yakni sebesar 118 BCF atau 4,5% dari total kebutuhan gas domestik. Pada tahun 2050 impor gas akan mencapai 2.645 BCF atau 40% dari total kebutuhan gas, sehingga perlu dipersiapkan penambahan infrastruktur impor gas agar tidak mengganggu keberlanjutan pasokan gas dalam negeri. Kemampuan ekspor gas selama kurun waktu 2014-2050 menurun rata-rata sebesar 10,4% per tahun, begitu juga dengan produksi gas yang menurun rata-rata sebesar 1,0% per tahun. Sedangkan impor gas mengalami kenaikan rata-rata sebesar 13,2% per tahun.

Gas net import is expected to occur starting 2027 for base scenario and in 2026 for high scenario. Imported gas in LNG form will be the backbone in meeting gas demand in the future if domestic gas production can not be increased. Imports of gas in LNG form is expected to start in 2025 for base scenario and the volume will increase from 118 BCF to 2,645 BCF in 2050, or increase of 13.2% per year. Coal bed methane (CBM) production will begin in 2021, but with a very small share. Gas export capabilities are likely to continue to decline, in 2014 the share was about 48% of national gas production, in 2025 will decrease to 12% and it will be below 1% of gas production in 2047.

The development of CBM, which is expected to already start operating, still encounter many obstacles. Gas from CBM is expected to be produced from 2021 to increase domestic gas supply. CBM production will increase from 1.0 BCF in 2021 to 5.0 BCF in 2025 and to 30 BCF in 2050. Shale gas utilization, despite the promising potential, is not considered in BPPT-OEI 2016 because there is still no certainty in further exploration.

Domestic demand of natural gas will increase from 1,577 BCF in 2014 to 2,605 BCF in 2025 and into 6,584 BCF in 2050 or increases by an average 4.0% per year for base scenario. For high scenario, gas demand will increase by an average 4.7% per year. Until 2024, entire domestic gas demand can be met by domestic production of natural gas. Gas imports will begin in 2025 which is amounted to 118 BCF or 4.5% of total domestic gas demand. In 2050, gas imports will reach 2,645 BCF or 40% of total demand for gas. Therefore, additional infrastructure for gas import is needed so it does not hamper the continuity of gas supply in the country. Gas exports capability during the period 2014-2050 will decrease with average 10.4% per year, as well as gas production will decrease on average of 1.0% per year. Meanwhile, gas imports will increase by 13.2% per year.

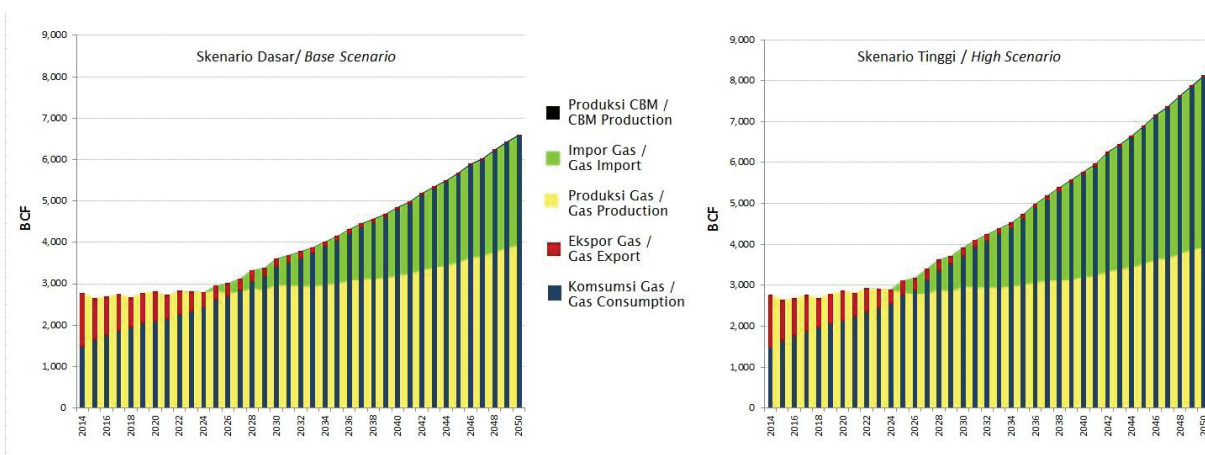
Gambar 4.7 Proyeksi ekspor dan impor gas
Figure 4.7 Projection of export and import of gas



Sumber gas non konvensional yang dapat diharapkan untuk memasok kebutuhan domestik selain dari gas bumi adalah CBM. Pangsa pemanfaatan CBM pada tahun 2050 dapat mencapai 0,8% dari total pasokan gas. Gas sintetik dari gasifikasi batubara diperkirakan masih sangat kecil pangasanya karena sampai saat ini masih banyak kendala baik dari sisi teknologi maupun keekonomiannya. Gas sintetik dari batubara ini berpotensi untuk memasok kebutuhan gas di sektor industri dan pembangkit listrik.

Unconventional gas resources that can be expected to supply domestic demand is CBM. Share of CBM utilization in 2050 may reach 0.8% of total gas supply. Synthetic gas from coal gasification is expected to have very small market share due to obstacles, both in terms of technology and economically. Although, synthetic gas from coal has the potential to supply gas in industrial sector and power generation.

Gambar 4.8 Proyeksi neraca gas
Figure 4.8 Projection of gas balance



4.2.2 LNG

Paradigma pemanfaatan migas saat ini sudah bergeser dari sebagai penerimaan negara menjadi penggerak perekonomian dalam negeri. Oleh karena itu, jumlah dan kapasitas infrastruktur untuk distribusi gas dalam negeri terus ditingkatkan. Floating Storage Regasification Unit (FSRU) diharapkan dapat berperan lebih besar dalam memasok kebutuhan gas bumi di Indonesia. Pembangunan FSRU mempunyai prospek yang lebih baik bila dibandingkan dengan jaringan transmisi gas antar pulau. Hal ini terkait dengan ketersediaan sumber gas jangka panjang dan kondisi wilayah geografis Indonesia sebagai negara kepulauan.

LNG dari tanker akan ditampung dan diregasifikasi di FSRU untuk memasok gas ke pembangkit listrik, sektor industri, dan rumah tangga. FSRU pertama yang memanfaatkan LNG dari sumber domestik sudah beroperasi pada tahun 2012 di Teluk Jakarta, Jawa Barat yang dioperasikan oleh PT Nusantara Regas dengan kapasitas 400 MMSCFD. FSRU ini memperoleh pasokan LNG dari Kilang Bontang untuk memasok gas ke PLTGU Muara Karang.

Pada tahun 2014 beroperasi FSRU di Lampung milik PGN dengan kapasitas 240 MMSCFD. FSRU ini mendapat pasokan LNG dari Kilang Tangguh untuk memasok kebutuhan gas di pembangkit listrik dan sektor industri di Jawa Barat yang terinterkoneksi melalui pipa gas South Sumatera West Java (SSWJ) dan memasok kebutuhan gas di Sumatera. Sampai dengan tahun 2030 direncanakan akan ditambah 9 unit FSRU baru di beberapa wilayah di Indonesia.

4.2.3 Neraca LPG

Kebutuhan LPG diperkirakan meningkat dari 6,09 juta ton pada tahun 2014 menjadi 8,07 juta ton pada tahun 2025 dan menjadi 13,26 juta ton pada tahun 2050 untuk skenario dasar. Kebutuhan LPG akan meningkat rata-rata sebesar 2,2% per tahun untuk skenario dasar dan relatif sama nilainya untuk skenario tinggi. Pertumbuhan produksi LPG untuk skenario dasar rata-rata sebesar 1,5% per tahun dan pertumbuhan impor rata-rata sebesar 2,9% per tahun selama kurun waktu tersebut.

4.2.2 LNG

Paradigm of oil and gas utilization is now shifted from increasing government revenue to driving the domestic economy. Therefore, number and capacity of gas distribution infrastructure in the country continues to be improved. Floating Storage Regasification Unit (FSRU) is expected to play a larger role in supplying natural gas demand in Indonesia. FSRU development has better prospects when compared to inter-island gas transmission line. It is associated with long-term availability of gas resources and regional geographic conditions of Indonesia as an archipelagic country.

LNG from tankers will be stored and regasified in the FSRU to supply gas to power plants, industries and households sector. The first FSRU in utilizing LNG from domestic sources began operating in 2012 at the Bay of Jakarta, West Java, which is operated by PT Nusantara Regas with capacity of 400 MMSCFD. This FSRU obtains LNG supplies from Bontang Refinery and supplies gas to Muara Karang Gas Combined Cycle Power Plant.

In 2014, FSRU began operating in Lampung by PGN with a capacity of 240 MMSCFD. FSRU obtains LNG supplies from Tangguh Refinery and supplies gas to power plant and industrial sectors in West Java which are interconnected via the South Sumatera-West Java (SSWJ) gas pipeline and also supplies gas in Sumatera. Until 2030, there are 9 new FSRU units to be built in several regions in Indonesia.

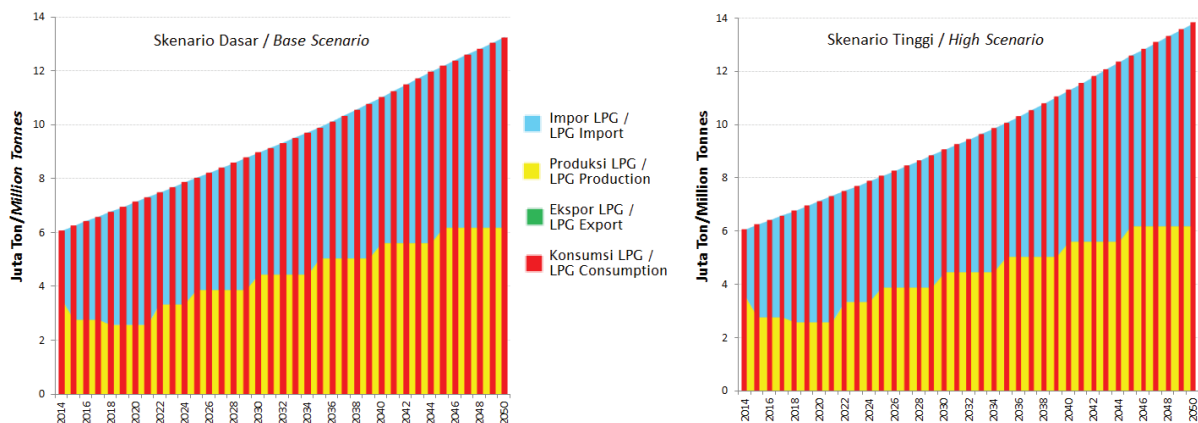
4.2.3 LPG Balance

LPG demand is expected to increase from 6.09 million tonnes in 2014 to 8.07 million tonnes in 2025 and 13.26 million tonnes in 2050 in base scenario. LPG demand will increase on average by 2.2% per year for both base and high scenario. LPG production for base scenario will grow with average of 1.5% per year, while import will grow with average of 2.9% per year during this period.

Peningkatan penggunaan LPG dipengaruhi oleh adanya program substitusi minyak tanah dengan LPG untuk rumah tangga dan pertumbuhan jumlah penduduk. Pada tahun 2014 kebutuhan LPG sebagian besar (41%) dipasok dari impor. Meskipun sudah ada penambahan 6 unit kilang minyak selama kurun waktu 2014-2050 namun belum dapat mencukupi kebutuhan LPG domestik yang terus meningkat. Impor LPG akan meningkat dari 2,49 juta ton pada tahun 2014 menjadi 7,04 juta ton pada tahun 2050. Pangsa impor terhadap produksi LPG akan meningkat dari 41% pada tahun 2014 menjadi 63% pada tahun 2021. Setelah tahun 2022 pangsaanya cenderung menurun pada angka 50% karena adanya penambahan kilang minyak.

Increased use of LPG is affected by the kerosene to LPG substitution program for household and also by population growth. In 2014, most of LPG demand (41%) was supplied from imports. Although there has been the addition of 6 units of oil refinery during the period 2014 -2050, Indonesia has not able to meet the growing domestic demand of LPG. LPG imports will increase from 2.49 million tonnes in 2014 to 7.04 million tonnes in 2050. Share of imports on LPG production will increase from 41% in 2014 to 63% in 2021. After 2022, the share will decline to 50% due to the oil refineries addition.

Gambar 4.9 Proyeksi neraca LPG
Figure 4.9 Projection of LPG balance



4.3 Batubara

Coal

Batubara di Indonesia mempunyai peranan penting bukan saja sebagai bahan bakar, terutama bahan bakar untuk pembangkit listrik dan industri; tetapi juga sebagai komoditas ekspor. Cadangan batubara Indonesia cukup besar, pada 1 Januari 2014 mencapai 32,27 miliar ton (MEMR, 2015). Batubara Indonesia mempunyai kelebihan yang menguntungkan karena mempunyai kandungan abu dan sulfur yang rendah; serta penanganan produksi dan transportasinya relatif mudah, karena secara umum lokasi tambangnya dekat pantai atau sungai. Kelebihan-kelebihan tersebut membuat batubara Indonesia menjadi lebih bersaing di pasar dunia, dan menjadikan Indonesia sebagai salah satu negara produsen dan pengeksport batubara terbesar di dunia.

4.3.1 Neraca Batubara

Neraca batubara yang terdiri atas produksi, ekspor, impor, dan konsumsi dalam negeri. Berdasarkan skenario dasar terlihat bahwa produksi batubara selama kurun waktu 2014-2050 akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata 1,53% per tahun atau meningkat hampir dua kali lipat dari sekitar 498 juta ton pada tahun 2014 menjadi 861 juta ton pada tahun 2050. Sementara itu, ekspor batubara diperkirakan menurun terus, yaitu dari 382 juta ton (2014) menjadi 209 juta ton (2050). Meskipun ekspor batubara menurun, namun pada tahun 2014 sampai dengan 2026, ekspor batubara masih lebih besar dibanding konsumsi batubara.

Dalam periode waktu 2014 sampai dengan 2050, konsumsi batubara dalam negeri diproyeksikan akan meningkat dengan pertumbuhan hampir 5% per tahun, sehingga konsumsi batubara meningkat hampir enam kali lipat dari 118 juta ton pada 2014 menjadi 655 juta ton pada 2050. Impor batubara diproyeksikan masih akan dilakukan dalam bentuk kokas, karena batubara produksi dalam negeri umumnya kurang baik bila dibuat menjadi kokas. Impor kokas tersebut pada tahun 2014 mencapai 2,54 juta ton yang diproyeksikan akan meningkat menjadi 3,36 juta ton pada 2050. Kokas dipergunakan sebagai pereduksi dalam industri logam.

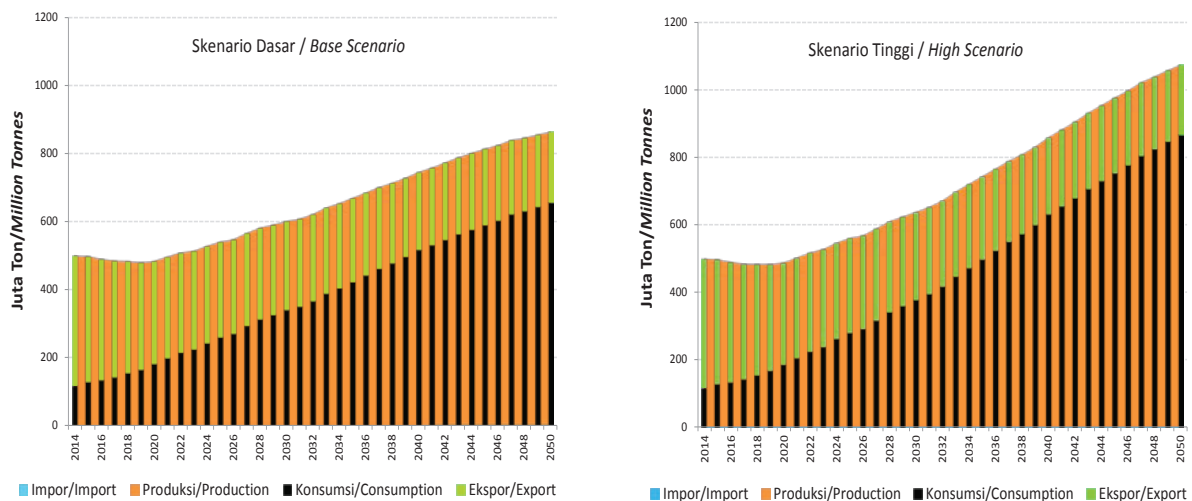
Coal in Indonesia has important role not only as a fuel, especially for power plants and industry; but also as an export commodity. Indonesia coal reserves is quite large as on January 1, 2014 reached 32.27 billion tonnes (MEMR, 2015). Indonesia coal has the advantages of environmentally friendly due to low ash and sulfur content; as well as the ease handling and transportation of production because most locations of coal mines are near coast or rivers. These advantages make Indonesian coal to be more competitive in world market and placing Indonesia as one of largest coal producer and exporter in the world.

4.3.1 Coal Balance

Coal balance consists of coal production, export and domestic consumption. Coal production during period 2014-2050 in base scenario is expected to rise by an average growth of 1.53% per year or almost doubled from around 498 million tonnes in 2014 to 861 million tonnes in 2050. Meanwhile, coal exports are expected to decline steadily, i.e., from 382 million tonnes (2014) to 209 million tonnes (2050). Even though coal export is declined, from 2014 until 2026 it is still higher than coal consumption.

For time period 2014-2050, domestic coal consumption is projected to increase by nearly 5% per year, almost six-fold from 118 million tonnes in 2014 to 655 million tonnes in 2050. Coal imports are projected to carry out in form of coking coal because Indonesian coal is less suitable for coking coal material. Coking coal imports in 2014 reached 2.54 million tonnes and is projected to increase to 3.36 million tonnes in 2050. Coking coal is used as a reductor in metals industry.

Gambar 4.10 Proyeksi neraca batubara
Figure 4.10 Projection of coal balance



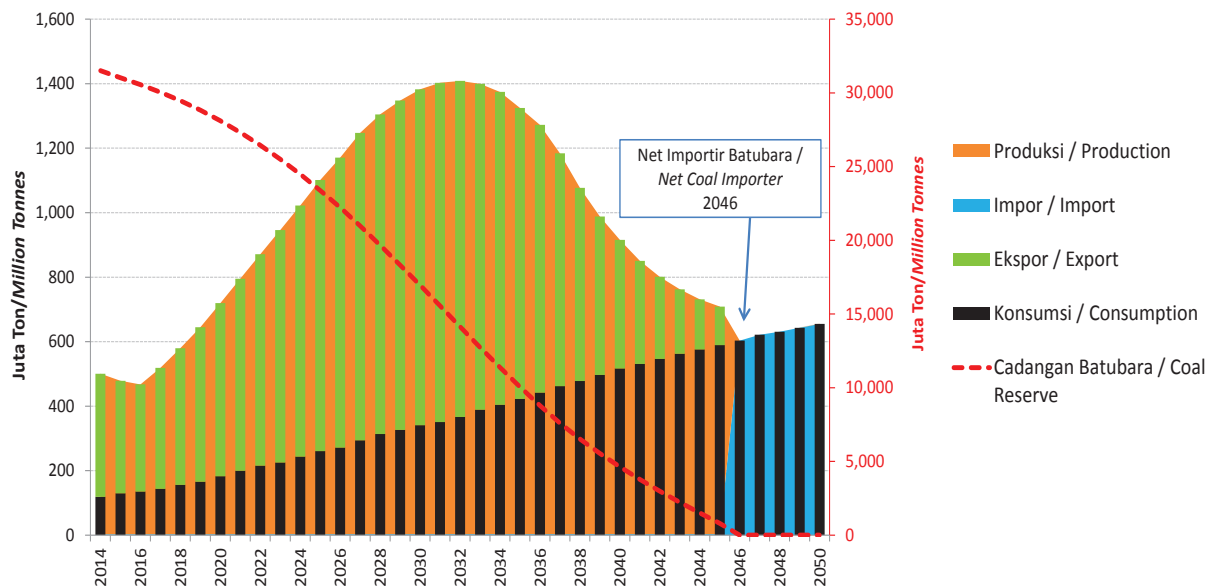
Pada skenario tinggi, neraca batubara tidak jauh berbeda dengan skenario rendah, hanya terjadi peningkatan produksi dan konsumsi. Produksi batubara meningkat dengan pertumbuhan rata-rata 2,15% per tahun, dari 498 juta ton pada 2014 menjadi 1.071 juta ton pada 2050. Sedangkan konsumsi batubara meningkat lebih tinggi lagi, yaitu 5,68% per tahun, yang meningkat dari 118 juta ton (2014) menjadi 865 juta ton (2050).

Berdasarkan skenario dasar, dianalisis satu kasus (kasus pengurangan cadangan batubara) yang mengasumsikan ekspor batubara akan tumbuh sesuai dengan tren data historis karena untuk jangka panjang harga batubara diasumsikan dapat meningkat kembali. Dengan kasus pengurangan cadangan batubara ini produksi batubara akan mencapai puncaknya pada tahun 2032 dengan produksi mencapai 1.400 juta ton per tahun. Indonesia akan menjadi net importir batubara pada tahun 2046.

In high scenario, coal balance is not much different from base scenario. There are differences in the increase of production and consumption. Coal production will increase by an average growth of 2.15% per year, from 498 million tonnes in 2014 to 1,071 million tonnes in 2050. Coal consumption will increase even higher which is 5.68% per year from 118 million tonnes (2014) to 865 million tonnes (2050).

In base scenario, one case (the depletion of coal reserves case) is analyzed with assumption on coal exports that will grow in accordance to trend of historical data as the long-term coal prices are assumed to increase. With the depletion of coal reserves case, coal production will reach its peak in 2032 with production of 1,400 million tonnes per year. Indonesia will become a net importer of coal in 2046.

Gambar 4.11 Proyeksi neraca batubara (kasus pengurasan cadangan batubara)
Figure 4.11 Projection of coal balance (depletion of coal reserves case)



4.3.2 Pemanfaatan Batubara

Batubara sebagian besar dipergunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik, baik pembangkit yang dioperasikan oleh PT. PLN (Persero), maupun oleh IPP. Sektor industri yang meliputi industri-industri besi dan baja, semen, pulp dan kertas, briket, serta tekstil merupakan pemakai batubara yang cukup besar setelah pembangkit listrik. Sementara itu, kebutuhan batubara untuk produksi batubara cair atau CTL (coal to liquid) relatif kecil, yang hanya mencapai sekitar 4,45 juta ton, dan baru akan terealisasi mulai tahun 2040.

Pembangkit listrik merupakan pengguna batubara yang paling dominan selama periode 2014 sampai 2050. Konsumsi batubara pada pembangkit listrik tersebut, diproyeksikan akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata 4,78% per tahun, sehingga konsumsi batubara meningkat lebih dari lima kali lipat dari hampir 66 juta ton pada 2014, menjadi hampir 354 juta ton pada 2050.

4.3.2 Coal Utilization

Coal are mostly used as fuel for power plants, both operated by PT. PLN (Persero) and IPP. Industrial sector which includes of iron and steel, cement, pulp and paper, briquette, and textiles industrie are the second large coal users after power plant. While coal demand for CTL (coal to liquid) manufacturing is relatively small, which only reached about 4.45 million tonnes, and will start operating in 2040.

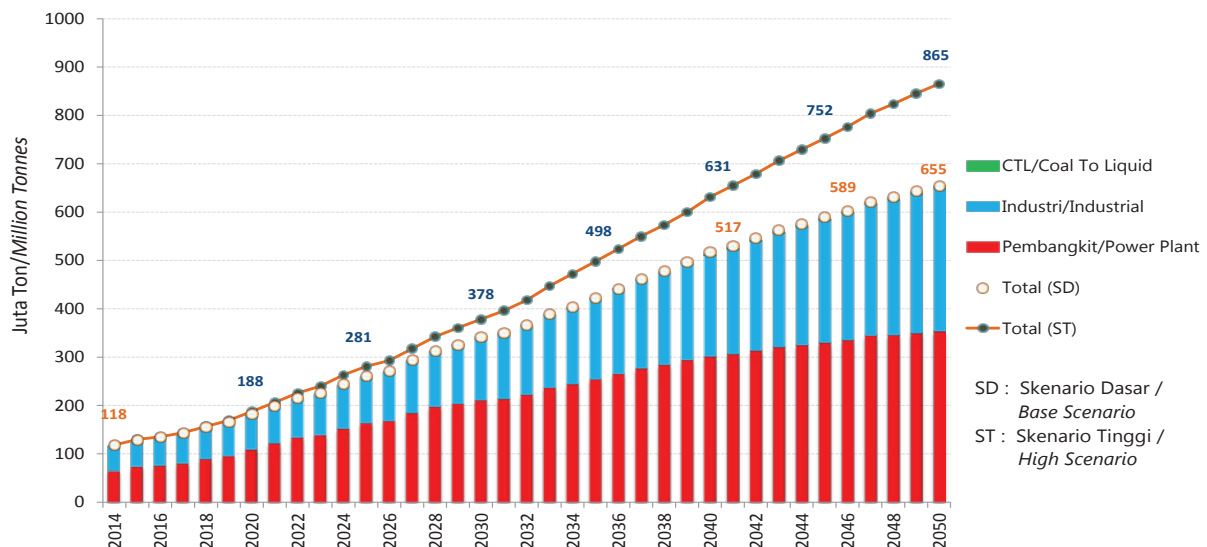
Power plant is the most dominant coal user during the period of 2014 through 2050. Coal consumption for power plant is projected to increase by an average growth of 4.78% per year and will rise more than five fold from nearly 66 million tonnes in 2014 to nearly 354 million tonnes in 2050.

Sementara itu penggunaan batubara pada sektor industri diperkirakan akan meningkat sedikit lebih pesat lagi, yaitu dengan pertumbuhan rata-rata hampir 5% per tahun, sehingga konsumsi batubara pada sektor tersebut meningkat dari 52,53 juta ton pada 2014 menjadi 296,77 juta ton pada 2050. Selain itu, pengguna batubara lainnya adalah pembuatan batubara cair yang baru akan diperkenalkan pada tahun 2040. Namun pemanfaatan batubara untuk CTL tersebut masih di bawah satu persen dengan jumlah 4,45 juta ton dari tahun 2040 sampai akhir periode 2050.

Meanwhile, the use of coal in industrial sector is estimated to increase quite rapidly with an average growth of nearly 5% per year. The coal consumption will increase from 52.53 million tonnes in 2014 to 296.77 million tonnes in 2050. In addition, other coal user such as CTL manufacturing will be introduced in 2040. The use of coal for CTL will still be below one percent with total of 4.45 million tonnes from 2040 until the end of 2050.

Gambar 4.12 Proyeksi pemanfaatan batubara

Figure 4.12 Projection of coal utilization



4.4 Energi Baru dan Terbarukan

New and Renewable Energy

Secara nasional pemanfaatan energi baru dan terbarukan (EBT) di Indonesia belum optimal karena dengan harga energi fosil yang rendah, maka investasi EBT yang tinggi akan menyulitkan EBT untuk masuk dalam persaingan pemanfaatan energi. Dengan adanya program pembangunan 35 GW yang merupakan program jangka pendek yang tercantum dalam Nawacita membuat pemanfaatan EBT semakin terbatas karena untuk mencapai sasaran Nawacita tersebut diperlukan pembangkit skala besar berbahan bakar energi fosil.

Pada tahun 2015 bauran EBT hanya sebesar 7,5% terhadap total penyediaan energi. Bauran EBT didominasi oleh biomassa disusul oleh tenaga air dan panas bumi. Biomassa yang dimaksud adalah biomassa yang dapat diperjualbelikan yang digunakan pada sektor industri, sektor komersial, serta bahan bakar pembangkit. Penyediaan EBT dalam kurun waktu 2014 – 2050 akan berkembang dengan laju pertumbuhan cukup tinggi, yaitu sekitar 6,8% per tahun pada skenario dasar dan 7,3% per tahun pada skenario tinggi.

Bauran EBT pada tahun 2025 dalam kajian ini pangsa hanya sebesar 12,5% atau lebih rendah dari target Kebijakan Energi Nasional (KEN) yang mencapai 23%. Ke depan, dominasi EBT bergeser menjadi panas bumi, BBN, biomassa, dan tenaga air. Hingga tahun 2025 pangsa EBT pada skenario tinggi mempunyai pangsa yang sama dengan skenario dasar. Hal ini terjadi karena kenaikan kebutuhan energi pada skenario tinggi selaras dengan kenaikan EBT terutama BBN yang didasari oleh *biofuel mandatory*. Namun setelah tahun 2035, rasio kontribusi EBT pada skenario tinggi lebih rendah dari skenario dasar karena perkembangan EBT belum mampu menyaingi kenaikan kebutuhan energi fosil yang tinggi. Meskipun energi nuklir sudah mulai dipertimbangkan sebagai bahan bakar pembangkit listrik, namun kapasitas PLTN masih sangat kecil dibanding dengan pembangkit berbasis

Utilization of new and renewable energy (NRE) in Indonesia is not optimal due to the low price of fossil energy that makes the high investment NRE difficult to compete. With the development of 35 GW program which is a short-term program listed in Nawacita, NRE utilization will be harder to improve as most of the large-scale power plants will be using fossil energy.

In 2015, share of NRE was amounted to only 7.5% of the energy supply. Share of NRE was dominated by biomass and followed by geothermal. Biomass considered in this study is biomass that can be traded and used in industrial sector, commercial sector, as well as in power plant. Supply of NRE in period 2014 - 2050 will grow with relatively high growth rate at around 6.8% per year in base scenario while in high scenario is 7.3% per year.

Share of NRE in primer energy mix in 2025 in this study is only 12.5%, lower than target of the National Energy Policy (KEN), which reached 23%. Biomass dominance will shift to geothermal, followed by biofuels, biomass and hydro. Until 2025, the share of NRE in high scenario is the same as base scenario. This occurs because of the increase of energy demand in high scenario is in line with the increase of NRE especially biofuels in accordance with the mandatory. After 2035, ratio of NRE contribution in high scenario will be lower than base scenario as NRE development will not be able to compete with the high increase of fossil energy demand. Although nuclear energy has been considered as fuel for electricity generation, but the capacity of nuclear power plants is still very small compared to coal-fired power plants.

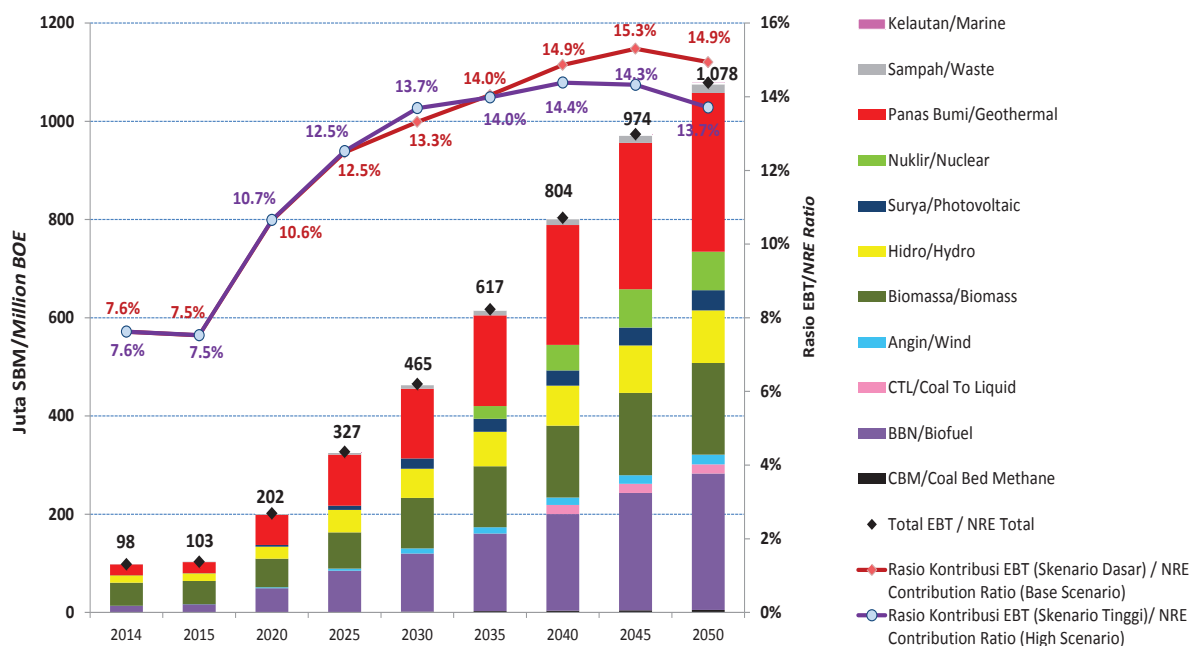
Demikian juga dengan pembangkit listrik berbasis EBT lainnya seperti energi *coal bed methane* (CBM), *coal to liquid* (CTL), surya, energi angin, energi air (minihidro dan mikrohidro), biomassa, sampah, dan kelautan masih belum dapat bersaing dengan pembangkit listrik berbasis energi fosil, karena harga listrik yang dihasilkan oleh energi fosil masih lebih rendah dibandingkan dengan EBT. Selain itu, ketersediaan listrik yang dihasilkan pembangkit berbasis EBT sangat tergantung pada lokasi sumbernya seperti PLTP, PLTMH, PLTB, dan PLT kelautan.

Oleh karena itu, pada tahun 2050 kontribusi EBT terhadap penyediaan energi nasional hanya mencapai 14,6% pada skenario dasar dan 13,4% pada skenario tinggi, padahal KEN menargetkan bauran EBT minimal 31% terhadap total bauran energi nasional. Untuk itu diperlukan berbagai regulasi, dukungan kelembagaan, dukungan penelitian dan pengembangan, serta subsidi agar kontribusi EBT dapat memenuhi sasaran yang ditetapkan dalam KEN.

Likewise, NRE for power plant such as coal bed methane (CBM), coal to liquid (CTL), solar, wind, hydro (mini and micro-hydro), biomass, waste and marine still could not compete with fossil-energy power plants. This is because electricity price generated by fossil energy is still lower compared to NRE. In addition, the availability of electricity generated by NRE power plant is highly dependent on locations such as geothermal power plants, microhydro power plant, wind power plant and marine power plant.

Therefore, NRE contribution in 2050 of total supply energy is only 14,6% for base scenario and 13,4% for high scenario, even though KEN target is 31% at minimum. It requires a variety of regulation, institutional support, research and development support, as well as subsidies so that NRE contribution can meet the targets set in KEN

Gambar 4.13 Proyeksi penyediaan EBT dan rasio kontribusi EBT
Figure 4.13 Projection of NRE supply and their contribution ratio



Saat ini masih banyak penggunaan biomassa dan energi alternatif di sektor industri yang belum dipertimbangkan dalam statistik kebutuhan energi. Industri pulp menggunakan *sludge* yang merupakan hasil olahan limbah untuk pemenuhan bahan bakar boiler di industri pulp and kertas. Industri semen sudah memanfaatkan energi alternatif seperti biomassa, lumpur minyak, kemasan bekas, limbah padat, serbuk kayu, dan ban bekas. Demikian juga dengan pemanfaatan tandan kosong, cangkang dan serat yang digunakan sebagai penghasil uap dan listrik di industri kelapa sawit. EBT di industri gula menggunakan bagas (ampas tebu) yang dimanfaatkan sebagai bahan bakar boiler.

Pemanfaatan bahan bakar nabati yang berupa biodiesel dan bioetanol belum berkembang secara signifikan. Meskipun sudah dicanangkan *biofuel mandatory*, namun bahan baku bioetanol berupa molasses lebih ekonomis untuk diolah di industri makanan, sebagai akibatnya sejak tahun 2010 bioetanol belum diproduksi lagi. Perlu adanya kebijakan mengenai teknologi dan insentif bagi pengembang bioetanol sebagai bahan bakar alternatif.

Perkembangan biodiesel cukup baik yang dibuktikan dengan campuran yang digunakan sudah mengikuti tahapan yang ditetapkan dalam *biofuel mandatory*. Rendahnya serapan biodiesel tahun 2015 karena selisih harga biodiesel mencapai dua kali lipat dari harga acuan solar di *Mean Oil Platts Singapore* (MOPS). Namun demikian program B20 akan tetap berjalan dengan menerapkan *CPO Fund*, karena hal ini dapat menekan angka impor BBM. Jika semua pemanfaatan EBT disertai dengan penerapan program efisiensi dan konservasi energi yang optimal, dan adanya program subsidi EBT, maka target kontribusi EBT di tahun 2025 dan 2050 yang dicanangkan pemerintah dapat tercapai.

There is a significant amount of biomass and alternative fuel utilization in industrial sector that is still not considered in the energy demand statistics. For example, pulp industry uses sludge waste as boiler fuel. Cement industry has been utilizing alternative fuel such as biomass, oil sludge, packaging scraps, solid waste, saw dust, and scrap tires. Likewise, empty fruit bunch, shells and fiber are used in producing steam and electricity in the palm oil industry. Sugar industry utilizes bagasse as fuel for boiler.

Utilization of biofuels such as biodiesel and bioethanol has not been developed significantly. Although it has been declared in biofuel mandatory, raw materials for bioethanol such as molasses is more economical to be processed in food industry and as a result, bioethanol has not been produced since 2010. Policies on technology and incentives for bioethanol developers are indispensable.

On the other side, development of biodiesel is quite well as the mix target has been following the stages set out in biofuel mandatory. The low market penetration of biodiesel because of biodiesel price is twice the base price of diesel oil in Mean Oil Platts Singapore (MOPS). Nevertheless, B20 program will keep running by applying CPO Fund as it can reduce number of imported fuel. If NRE utilization is carried out optimally along with energy efficiency and conservation programs and also NRE subsidy program then the NRE contribution targets in 2025 and 2050 can be achieved.

4.5 Energi Primer

Primary Energy

4.5.1. Penyediaan Energi Primer

Untuk memenuhi kebutuhan energi diperlukan penyediaan energi primer untuk skenario dasar sebesar 1.552 juta SBM pada tahun 2014 kemudian meningkat hampir 5 kali lipat di tahun 2050 menjadi 7.397 juta SBM. Meningkatnya kebutuhan energi pada skenario tinggi akan mendorong penyediaan energi hingga 9.494 juta SBM pada tahun 2050 atau meningkat dengan laju pertumbuhan 5,2% per tahun.

Energi fosil mendominasi penyediaan energi dengan pangsa sebesar 76,8% pada tahun 2014. EBT yang dipertimbangkan pada tahun 2014 merupakan jenis EBT yang sudah diterapkan, yaitu berupa bahan bakar nabati, biomassa, kayu bakar (non-komersial) untuk rumah tangga, hidro, panas bumi, surya, angin, dan sampah. Kemudian pada tahun 2050 peranan energi fosil meningkat menjadi sebesar 83,4% pada skenario dasar dan 84,9% pada skenario tinggi, EBT yang digunakan lebih beragam dengan tambahan berupa *coal bed methane*, *coal to liquid*, kelautan, dan nuklir.

Diantara dominasi energi fosil dalam penyediaan energi, batubara menempati posisi tertinggi yang dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar di sektor industri dan pembangkit listrik. Selama kurun waktu 36 tahun pasokan batubara meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 4,9% per tahun pada skenario dasar dan pada skenario tinggi meningkat sebesar 5,7% per tahun. Kemudian disusul dengan penyediaan minyak bumi yang sebagian besar digunakan di sektor transportasi meningkat sebesar 4,6% per tahun (skenario dasar) dan 5,5% per tahun untuk skenario tinggi. Pasokan gas bumi meningkat cukup tinggi yaitu sebesar 4,4% per tahun. Sedangkan diantara EBT, bahan bakar nabati menempati posisi paling banyak dengan laju pertumbuhan 9,0% per tahun (skenario dasar) dan meningkat 9,5% per tahun (skenario tinggi). Total penyediaan EBT pada tahun 2014 adalah sebesar 360,7 juta SBM kemudian di tahun 2050 meningkat menjadi 1.225,7 juta SBM pada skenario dasar dan menjadi 1.424,1 juta SBM pada skenario tinggi.

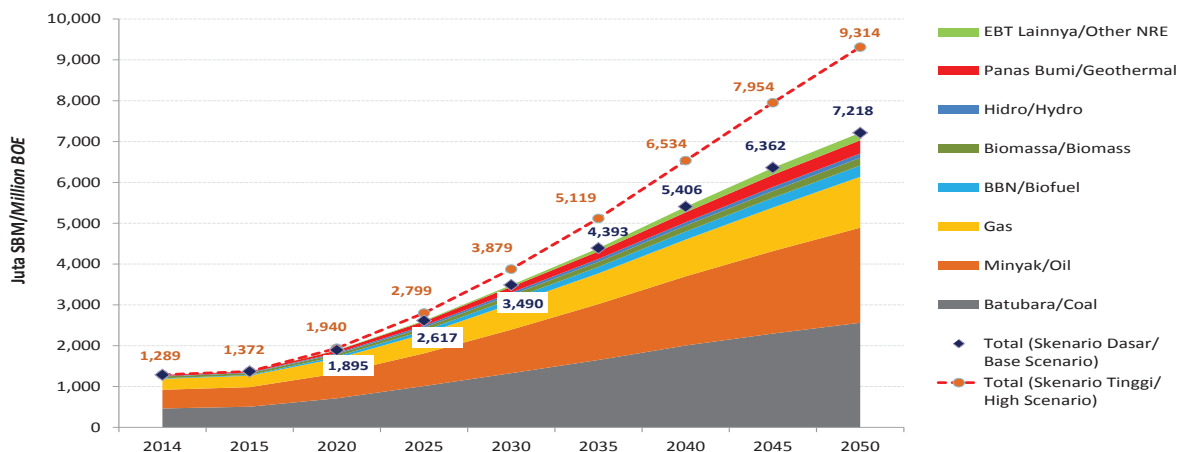
4.5.1. Primary Energy Supply

To fulfill energy demand, primary energy supply in base scenario was amounted to 1,552 million BOE in 2014 and then increase almost five-fold in 2050 to 7,397 million BOE. The growing energy demand in high scenario will push energy supply to 9,494 million BOE in 2050 with growth rate of 5.2% per year.

Fossil fuels dominated energy supply with a share of 76.8% in 2014. NRE taken into consideration in 2014 was types of renewable energy that have been applied in the form of biofuels, biomass, firewood (non-commercial) for household, hydro, geothermal, solar, wind and waste. In 2050, role of fossil fuels will increase to 83.4% in base scenario and to 84.9% in high scenario; where NRE used will be more diverse with additional form such as coal bed methane, coal to liquid, marine and nuclear.

Among the dominance of fossil fuels in energy supply, coal occupies the highest position due to its usage as fuel in industrial sector and power plants. During the 36 years of projection, coal supply will increase at growth rate of 4.9% per year in base scenario and by 5.7% per year in high scenario. Coal dominance is followed by oil which mostly used in transportation sector with growth increase by 4.6% per year for base scenario and 5.5% per year for high scenario. Supply of natural gas will rise quite high at 4.4% per year. Whereas, among renewable energy, biofuel has the highest growth rate of 9.0% per year (base scenario) and by 9.5% per year (high scenario). Total supply of renewable energy in 2014 amounted to 360.7 million BOE and in 2050 will increase to 1,225.7 million BOE for base scenario and 1,424.1 million BOE for high scenario.

Gambar 4.14 Proyeksi penyediaan energi primer
Figure 4.14 Projection of primary energy supply



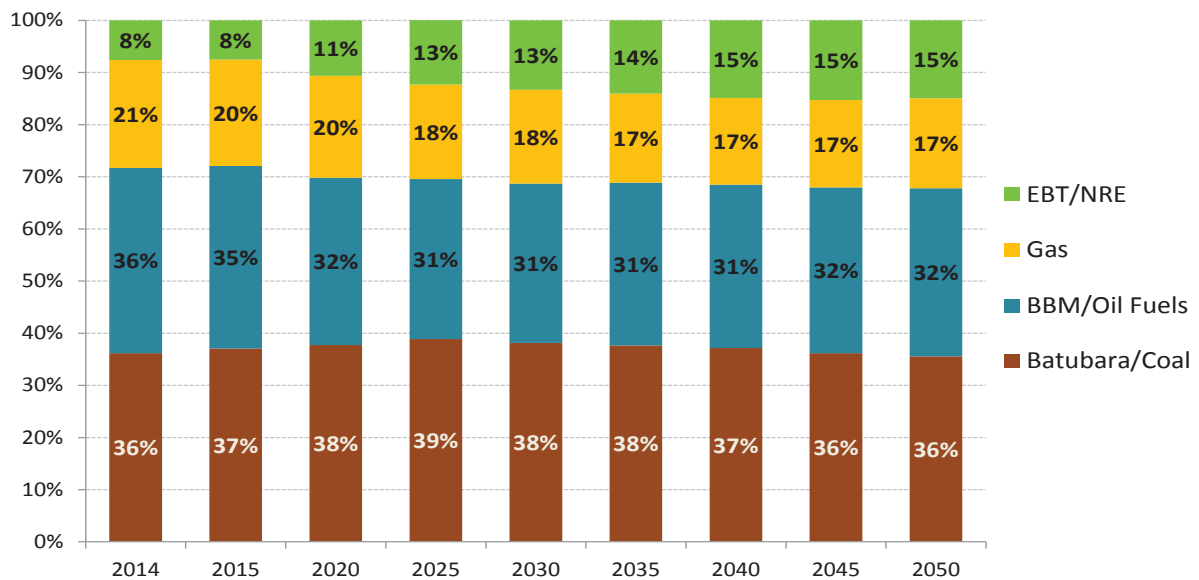
Jika tidak mempertimbangkan kebutuhan kayu bakar di rumah tangga, bauran energi fosil berupa batubara, minyak bumi, dan gas bumi pangsaannya berturut turut menjadi 36,2%, 35,6%, dan 20,7% pada tahun 2014, sedangkan peranan EBT adalah sebesar 7,8%. Peranan batubara menjadi dominan akibat makin berperannya PLTU batubara dalam penyediaan energi nasional untuk memenuhi program 35 GW yang dicanangkan pemerintah.

Pada tahun 2050, posisi dominasi peranan energi tetap sama namun terjadi perubahan pangsa. Pada skenario dasar pangsa batubara, minyak bumi dan gas bumi terjadi sedikit penurunan menjadi 35,7%, 32,4% dan 17,3%. Sementara peranan EBT meningkat menjadi 14,6%. Batubara dan minyak bumi tetap mendominasi, pangsa gas bumi mengalami penurunan karena keterbatasan cadangan dan penurunan produksi tambang yang sebagian besar sudah tua (mature) menyebabkan penyediaan gas bumi tidak terlalu banyak berubah, sedangkan adanya penemuan baru masih sangat sedikit untuk bisa mengimbangi kebutuhan gas bumi yang terus meningkat. Pada skenario tinggi pangsa bauran energi di tahun 2050 hanya mengalami sedikit perubahan dengan pangsa batubara mencapai 36,5%, minyak bumi dan gas bumi menurun menjadi 33,6% dan 16,4%, sedangkan EBT menjadi 13,4%. Pengembangan EBT masih belum bisa menyaingi energi fosil dalam memenuhi kebutuhan energi karena sumber daya yang terbatas dan investasi teknologi berbasis EBT masih tinggi dibanding teknologi berbasis energi fosil.

If firewood in household sector is not considered, share of coal, petroleum, and natural gas in total energy mix 2014 was 36.2%, 35.6%, and 20.7% respectively. While role of NRE amounted 7.8% due to the dominant role of coal in power generation sector to meet the 35 GW program launched by the government.

In 2050, role position in total energy mix will remain the same. In base scenario, share of coal, petroleum and natural gas will decline slightly to 35.7%, 32.4% and 17.3% respectively. While role of NRE will increase to 14.6%. Petroleum and coal will still dominate; share of natural gas will decrease due to limited reserves and decline in the mature mines production. Supply of natural gas will not change much and new discoveries are still very few so that unable to balance the increasing of natural gas demand. In high scenario, share in energy mix 2050 will only change slightly with share of coal is 36.5%, while oil and natural gas will decrease to 33.6% and 16.4% respectively, while NRE is decline to 13.4%. Renewable energy development still cannot compete with fossil fuels in meeting energy demand due to the limited resources and high cost investment on renewable energy-based technologies.

Gambar 4.15 Proyeksi bauran energi primer
Figure 4.15 Projection of primary energy mix



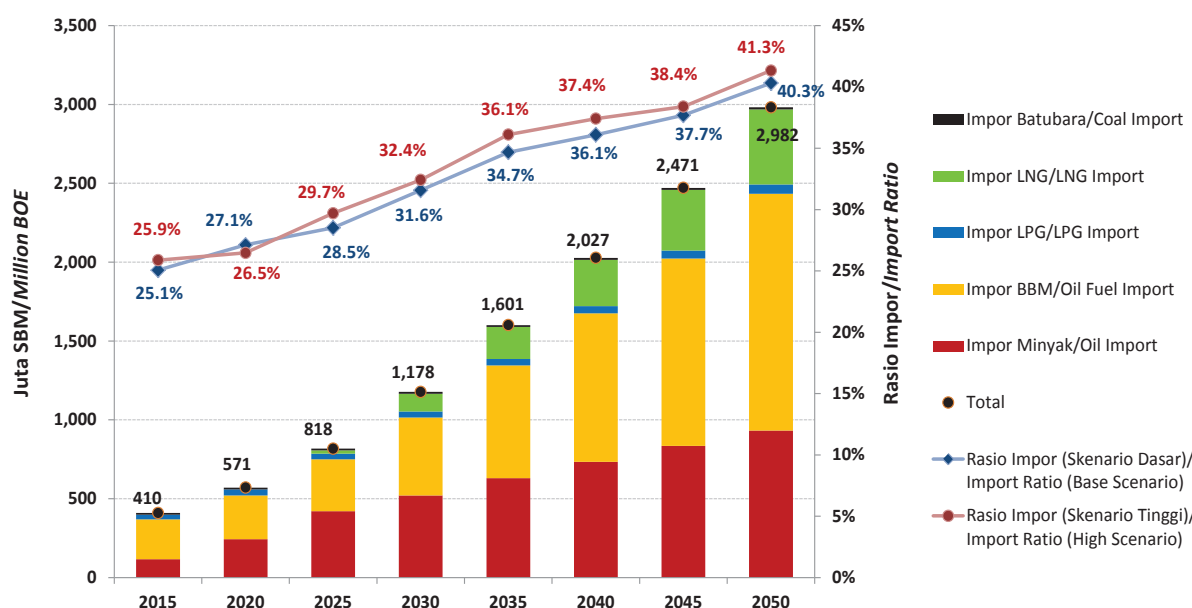
Saat ini, sumber daya energi nasional sudah tidak mencukupi kebutuhan energi yang terus meningkat sehingga impor energi tidak dapat dihindari. Kebutuhan bahan bakar minyak dan minyak mentah sebagai intake kilang minyak sudah tergantung pada komoditas impor sejak tahun 2004. Pada tahun 2020 ketergantungan impor terhadap pasokan energi adalah sebesar 27,1% pada skenario dasar dan pada skenario tinggi rasio impor adalah sebesar 26,5%. Ketergantungan impor yang menurun ditengah meningkatnya kebutuhan energi karena produksi batubara fleksibel untuk ditingkatkan dalam jangka pendek guna mengisi kebutuhan industri dan pembangkit listrik. Pada skenario tinggi produksi dalam negeri masih dapat meningkat sehingga mengurangi ketergantungan terhadap impor. Namun mulai tahun 2030, produksi dalam negeri tidak mampu mengimbangi kenaikan kebutuhan energi sehingga ketergantungan terhadap impor akan terus meningkat. Secara total impor energi akan meningkat sebesar 6% per tahun untuk skenario dasar dan meningkat sebesar 6,7% per tahun pada skenario tinggi.

Currently, national resources are not sufficient to meet the continually increasing energy demand so that energy impor can not be avoided. Demand for oil fuel and crude oil as refinery intake has been depending on import imports since 2004. In 2020, import dependency for energy supply will be 27.1% in base scenario and 26.5% in high scenario. Decreasing dependence on imports is because, in short term, coal production can be increased to fulfill energy demand of industry and power plants. In high scenario, domestic production can still be increased to reduce dependence on imports. But starting 2030, domestic production will not able to balance energy demand so that dependence on imports will continue to rise. In total, energy imports will increase by 6% per year for base scenario and by 6.7% per year on high scenario.

Komoditas minyak mentah dan BBM mendominasi besarnya rasio impor terhadap pasokan energi, dengan pangsa sebesar 42,7% dan 48,7% terhadap total impor di tahun 2020. Diperkirakan mulai tahun 2025 impor gas dalam bentuk LNG mulai dilakukan karena hasil produksi gas bumi nasional tidak mampu lagi memenuhi kebutuhan gas bumi. Pada tahun 2050 impor LNG berperan sekitar 19,3% terhadap total impor atau sebesar 3,345 BCF karena beberapa teknologi minyak mulai digantikan oleh teknologi berbasis gas bumi terutama di sektor ketenagalistrikan. Namun demikian impor BBM di tahun 2050 tetap mendominasi yaitu sebesar 48,3% terhadap total impor karena pemanfaatan teknologi berbasis minyak di sektor transportasi belum tergantikan, dan penambahan kapasitas kilang minyak hanya sekitar 2,84 kali lebih besar dari kapasitas kilang saat ini, yaitu menjadi 3.313 MBGD.

Commodities of crude oil and oil fuel dominate the import ratio to energy supply, with a share of 42.7% and 48.7% respectively in 2020. It is estimated that from 2025 onward, gas import in form of LNG will start as a result of inability of natural gas production to meet the demand. In 2050, LNG imports will contribute approximately 19.3% of the total imports, amounted to 3.345 BCF because some oil-based technology will be replaced by natural gas-based technologies, especially in the electricity generation sector. However, oil fuel imports in 2050 will continue to dominate with 48.3% of total imports as oil-based technologies in transportation sector have not been able to be replaced and the addition oil refinery capacity is only about 2.84 times larger than the current one or becomes 3,313 MBGD.

Gambar 4.16 Proyeksi impor energi
Figure 4.16 Projection of energy import



4.5.2. Neraca Energi

Secara umum neraca energi merupakan keseluruhan sistem energi dalam suatu negara yang berisi informasi mengenai produksi energi dan pemenuhan kebutuhan energi baik dari dalam negeri maupun luar negeri. Pada skenario dasar, penyediaan energi fosil meningkat cukup rendah dengan laju pertumbuhan 0,8% per tahun, sedangkan penyediaan EBT mengalami kenaikan cukup tinggi dengan laju pertumbuhan sebesar 3,2% per tahun. Sementara kenaikan kebutuhan energi yang dinyatakan dalam net pasokan dalam negeri lebih tinggi dari kenaikan penyediaan energi yaitu 4,4% per tahun. Hal ini mengakibatkan terdorongnya impor energi sehingga meningkat dengan laju sebesar 6,3% per tahun. Sehingga dalam kurun waktu 2014 – 2028, secara nasional pemenuhan kebutuhan energi domestik masih dapat dilakukan dengan mengandalkan produksi dalam negeri baik energi fosil maupun EBT, namun mulai tahun 2029 produksi energi nasional yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri sudah lebih rendah dari impor energi yang terus meningkat. Sebagai akibatnya Indonesia sudah menjadi negara 'net importer' mulai tahun 2029 dan untuk memenuhi penyediaan energi nasional sangat tergantung atas impor energi.

Selanjutnya, pada skenario tinggi Indonesia akan menjadi negara 'net importer' energi dalam waktu lebih cepat karena net pasokan dalam negeri meningkat lebih besar yaitu sebesar 5,1% per tahun dibanding pada skenario dasar. Sehingga pada skenario tinggi diperkirakan Indonesia menjadi net importer pada tahun 2028.

Indonesia sebagai negara "net importir" akan menjadi krisis energi nasional apabila tidak diantisipasi dengan bijak sejak dini. Untuk itu, perlu didorong pemanfaatan energi terbarukan selama memenuhi keekonomiannya, mengurangi kebutuhan energi dengan melakukan konservasi energi kepada semua pengguna energi, menjadikan sumber energi sebagai penggerak ekonomi nasional dari pada sebagai komoditi ekspor, melakukan eksplorasi dan eksploitasi energi di luar negeri untuk memenuhi kebutuhan domestik, dan lainnya. Tak kalah pentingnya adalah perlunya lembaga energi setingkat eselon I yang melakukan perencanaan energi secara

4.5.2. Energy Balance

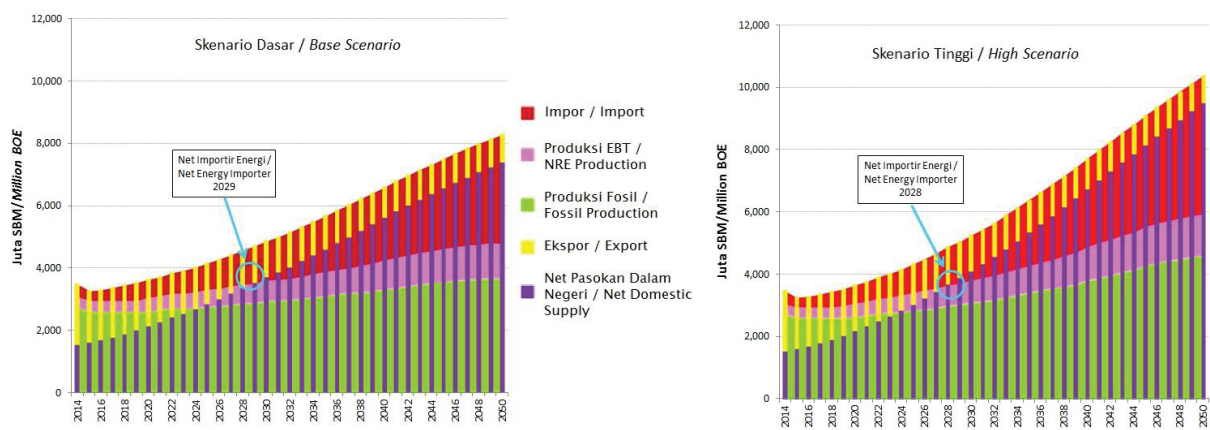
In general, energy balance represents energy system in a country that includes information on energy production, energy demand, and supply from both domestic and abroad. In base scenario, fossil energy supply increase with considerably low growth rate of 0.8% per year, while NRE supply will increase with a fairly high growth rate of 3.2% per year. Rise in energy demand as stated in net domestic supply is higher than the supply with 4.4% per year. This is resulted in high energy imports with rate of 6.3% per year. In period 2014-2028, national energy demand can still be relying on domestic production, both fossil energy and renewable energy. However, starting 2029, national energy production will be lower than imports. As a result, Indonesia will become a net importer in 2029 with high dependency on energy imports.

Furthermore, in high scenario, Indonesia will become a net energy importer much faster because the domestic net supply will increase higher, compared to the base scenario, by 5.1% per year. So that in high scenario, Indonesia will become a net importer in 2028.

Indonesia status as a 'net importer' country, if not anticipated wisely early on, will lead to national energy crisis. To that end, the Government should encourage renewable energy utilization as long as it is economical, reduce energy demand by energy conservation in all sectors, consider energy source as a driver of national economy rather than as an export commodity, exploration and exploitation of energy at abroad to meet domestic demand, and etc. As equally important, energy agencies at echelon I rank are needed to have an integrated and centralized energy planning so that monitoring and evaluation of policies and programs across sectors can be done comprehensively.

terpadu dan terpusat agar pemantauan dan evaluasi berbagai kebijakan dan program lintas sektor dapat dilakukan secara komprehensif.

Gambar 4.17 Proyeksi neraca energi primer
Figure 4.17 Projection of primary energy balance



Halaman kosong / *blank page*



Bab 5. Proyeksi Kebutuhan dan Penyediaan Energi di Sektor Ketenagalistrikan

Chapter 5. Projection of Energy Demand and Supply in Electricity Sector

5.1 Proyeksi Kebutuhan Listrik Per Sektor

Projection of Electricity Demand by Sector

Konsumsi listrik Indonesia tahun 2014 mencapai 199 TWh. Konsumsi listrik tersebut masih dominan untuk keperluan konsumtif dengan konsumsi listrik sektor rumah tangga mencapai 42% terhadap total, disusul sektor industri (33%), diikuti oleh sektor komersial (24%), dan sektor transportasi (0,1%). Sejalan dengan asumsi pertumbuhan ekonomi dan penduduk, serta peningkatan target rasio elektrifikasi hingga mencapai 100% pada tahun 2030, kebutuhan listrik diproyeksikan meningkat secara signifikan hingga lebih dari 6 kali menjadi 1.205 TWh pada tahun 2050 untuk skenario dasar atau mencapai 1.491 TWh untuk skenario tinggi.

Pada kedua skenario tersebut diprediksi terjadi hal yang menarik, yaitu adanya pergeseran pola kebutuhan listrik, dari dominan sektor rumah tangga menjadi dominan sektor industri. Ini merupakan hal yang menggembirakan karena menunjukkan penggunaan listrik untuk keperluan konsumtif dapat dikendalikan, sebaliknya listrik didorong untuk memenuhi keperluan produktif. Selain itu, pergeseran pola tersebut terjadi karena adanya peningkatan jumlah industri, baik perluasan pabrik maupun pendirian industri-industri baru. Industri yang berkembang pesat utamanya adalah industri dengan kebutuhan listrik paling besar, seperti industri tekstil, kertas, pupuk, logam dasar besi dan baja, serta industri alat angkutan, mesin dan peralatannya. Tingginya kebutuhan listrik sektor industri karena sektor industri merupakan pendorong pertumbuhan ekonomi dan menjadi sektor dengan pertumbuhan PDB terbesar kedua setelah sektor jasa.

Pada tahun 2050, sektor industri diprediksi akan mendominasi kebutuhan listrik dengan pangsa mendekati 57%, diikuti sektor komersial (27%), dan sektor rumah tangga (16%) untuk skenario tinggi. Adapun kebutuhan listrik sektor transportasi hanya sekitar 0,1% terhadap total. Penurunan kontribusi listrik sektor rumah tangga karena hanya tumbuh sebesar 2,9% per tahun karena juga dipengaruhi oleh pertumbuhan penduduk yang rendah. Adapun kebutuhan listrik sektor transportasi yang kecil karena penggunaan listrik di sektor transportasi hanya untuk angkutan kereta api. Pangsa kontribusi listrik untuk skenario dasar mengalami sedikit perubahan dengan pangsa kebutuhan listrik sektor industri sedikit menurun menjadi 55% terhadap total pada tahun 2050.

Indonesia's electricity consumption in 2014 was 199 TWh. Consumptive purposes consumption was still dominant where electricity consumption of household sector reached 42%, followed by industrial sector (33%), commercial sector (24%), and transportation sector (0.1%). In line with assumptions of economic and population growth, as well as the increase of electrification ratio target of 100% in 2030, electricity demand is projected to increase significantly to more than six times to 1,205 TWh in 2050 for base scenario or reach 1,491 TWh for high scenario.

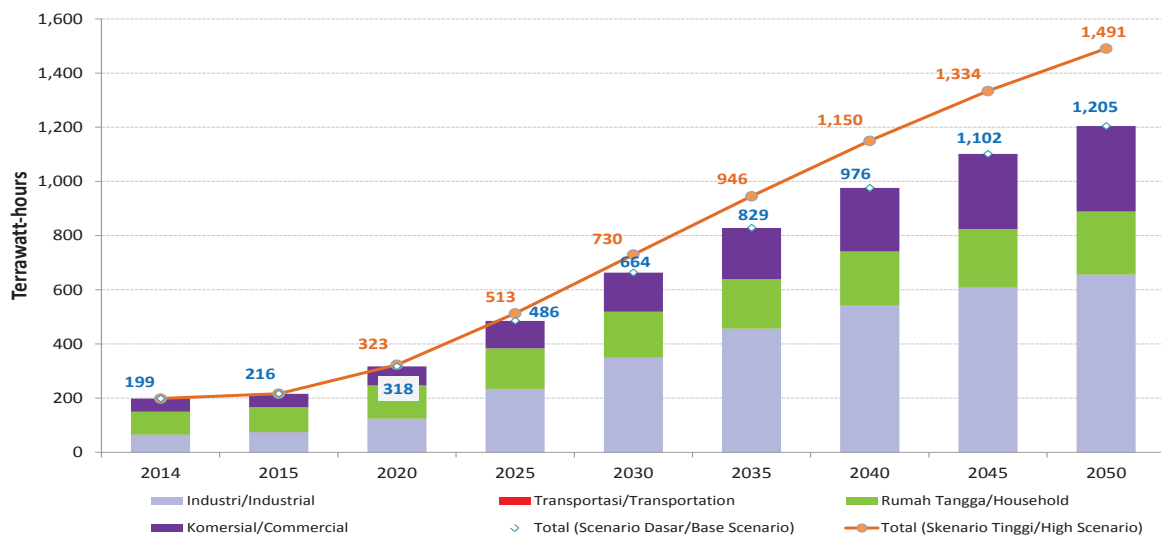
It is predicted, for both scenarios, that there will be a shift in the pattern of electricity demand, from household sector dominant to become industrial sector dominant. This is a good thing because it shows that the use of electricity for consumptive purposes can be controlled and be driven to fulfill productive purposes. In addition, the pattern shift is occurred because of increasing number of industries, both plant expansion and establishment of new industries. A rapidly growing industry is an industry with the largest demand for electricity, such as textiles, paper, fertilizers, iron and steel base metals, as well as transportation equipment, machinery and other equipment. high demand of electricity for industrial sector is prompted by its role as a driver of economic growth and as the second largest GDP growth after service sector.

In 2050, industrial sector is predicted to dominate the electricity demand with market share of around 57%, followed by commercial sector (27%), and household sector (16%) in high scenario. As for electricity demand of transportation sector is only 0.1% of the total. The decline in contribution of electricity for household sector with growth rate of 2.9% per year is because it is also affected by low population growth. As for the small electricity demand of transportation sector is because it is used for rail transport only. Share of electricity contribution in base scenario will change slightly with share of electricity demand for industrial sector is 55% of the total in 2050.

Kebutuhan listrik per kapita pada tahun 2014 masih rendah berkisar 788 kWh/kapita, kemudian naik menjadi 1.705 kWh/kapita pada tahun 2025, dan 3.668 kWh/kapita pada tahun 2050. Kebutuhan listrik per kapita tersebut lebih rendah dari target KEN (PP 79/2014), karena adanya perbedaan asumsi makro seperti pertumbuhan ekonomi dan pertumbuhan penduduk, serta perbedaan asumsi teknis ketenagalistrikan, seperti faktor kapasitas pembangkit dan susut listrik selama transmisi dan distribusi. Khusus mengenai susut listrik di jaringan diprediksi akan terjadi penurunan yang cukup signifikan, pada awal periode studi (2014-2019) masih sebesar 11%, maka pada akhir periode studi (2045-2050) akan mencapai 8%.

Electricity demand per capita in 2014 was still low for around 788 kWh/capita, and will increase to 1,705 kWh per capita in year 2025 and to 3,668 kWh/capita in year 2050. The electricity demand per capita is lower than KEN target (PP 79/2014) due to differences in macro assumptions such as economic growth and population growth, as well as technical assumptions of electricity like plant capacity factor and electricity losses during transmission and distribution. Electricity losses are predicted to decrease significantly, which at the beginning of study period (2014-2019) is amounted to 11% and by the end of study period (2045-2050) will reach 8%.

Gambar 5.1 Kebutuhan listrik per sektor dan produksi listrik
Figure 5.1 Electricity demand by sector and electricity production



5.2 Proyeksi Kapasitas Pembangkit Listrik

Power Plant Capacity Projection

Pada tahun 2014 pembangkit listrik nasional adalah 51,62 GW, terdiri dari pembangkit PLN (76%), IPP (15%), IO dan PPU (9%). Untuk memenuhi kebutuhan listrik tersebut, kapasitas pembangkit listrik mencapai 124 GW untuk skenario dasar atau 131 GW pada skenario tinggi pada tahun 2025, dengan pola kepemilikan yang hampir sama dengan kondisi tahun 2014. Adapun kapasitas pembangkit listrik nasional pada tahun 2050 akan meningkat menjadi 307 GW atau tumbuh sebesar 5,1% per tahun (skenario dasar), dan untuk skenario tinggi tumbuh sekitar 5,7% per tahun mencapai 380 GW.

Selanjutnya, hasil proyeksi kedua skenario ini menunjukkan bahwa PLTU batubara selama masa periode studi tetap dominan dibanding dengan pembangkit jenis lain, pada tahun 2050 akan mencapai 171 GW (skenario dasar) dan 230 GW (skenario tinggi), atau mempunyai pangsa dikisaran 56% dan 61%. Hal ini dapat dimengerti mengingat Indonesia masih mempunyai sumber daya batubara yang besar, selain itu juga harga batubara saat ini cenderung turun akibat melemahnya demand batubara dunia. Faktor lain yang tak kalah penting adalah PLTU batubara dirancang untuk memikul beban dasar, karena dapat dioperasikan secara kontinyu dengan biaya operasi yang relatif murah.

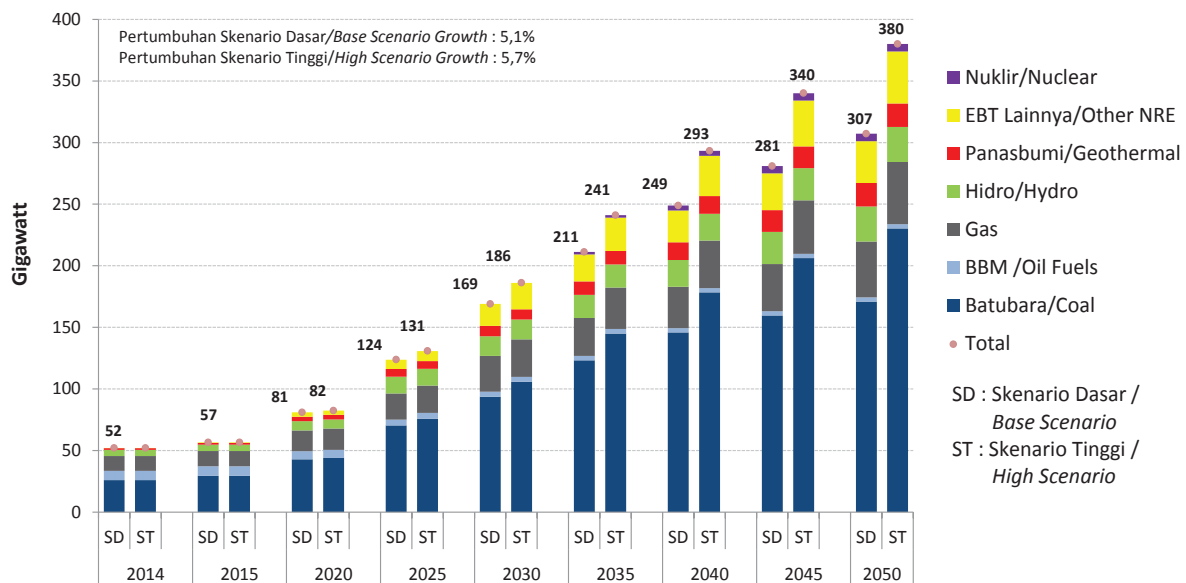
Selanjutnya kapasitas pembangkit EBT skala besar (PLTP dan PLTA), baik untuk skenario dasar maupun skenario tinggi, diprediksi berturut-turut sebesar 6,1 GW dan 13,7 GW pada tahun 2025. Pada akhir periode studi (2050) diprediksi kedua jenis pembangkit berbasis EBT tersebut naik signifikan mencapai 19,1 GW untuk PLTP dan 28,4 GW untuk PLTA. Sedangkan untuk EBT lainnya (PLTB, PLTS, PLTSa, PLT biomassa, PLT kelautan, PLT biodiesel), pada skenario dasar, diproyeksikan berkapasitas 7,6 GW dan 33,9 GW pada tahun 2025 dan 2050, dengan pangsa dikisaran 6% dan 11%. Untuk skenario tinggi, total kapasitas EBT lainnya naik cukup tinggi, menjadi 8,2 GW pada tahun 2025 dan 42,2 GW pada tahun 2050. Khusus PLTN diprediksi akan masuk ke sistem kelistrikan Jawa Bali pada tahun 2035 dengan kapasitas 2 GW, dan naik menjadi 6 GW pada tahun 2050. Ini berlaku untuk kedua skenario.

In 2014, national electricity generation capacity was 51.62 GW, consisting of PLN (76%), IPP (15%), IO and PPU (9%). To meet electricity demand, power plant capacity will reach 124 GW in base scenario or 131 GW in high scenario in year 2025 with similar ownership patterns to those of 2014. As for 2050, national electricity generation capacity will increase to 307 GW, or grow by 5.1% per year (base scenario), and for high scenario will grow by 5.7% per year to reach 380 GW.

Furthermore, results in both scenarios show that coal power plant remains dominant during the study period which in 2050 will reach 171 GW (base scenario) and 230 GW (high scenario), or have a share of between 56% and 61%. This is understandable considering that Indonesia still has large coal resources and the coal prices tendency to fall due to weakened world coal demand. Coal-fired power plant is also designed to carry base load due to its ability to be continuously operated at relatively low operating costs

Furthermore, capacity of large-scale NRE power plants (geothermal pp and hydropower pp), for both scenarios, are predicted respectively at 6.1 GW and 13.7 GW by 2025. At the end of study period (2050), their capacities are projected to increase significantly to 19.1 GW and 28.4 GW. While other NRE power plants (wind, solar, landfill, biomass, ocean, and biodiesels pp), in base scenario, is projected to have capacity of 7.6 GW and 33.9 GW in 2025 and 2050, or has share of 6% and 11% respectively. For high scenario, total capacity of other NRE power plant will increase sharply, to 8.2 GW in 2025 and 42.2 GW for 2050. Nuclear power plant is estimated to enter Java-Bali electricity system in 2035 with a capacity of 2 GW, and will increase up to 6 GW in 2050. This applies in both scenarios.

Gambar 5.2 Proyeksi kapasitas pembangkit listrik
Figure 5.2 Projection of electricity generation capacity



Proyeksi total kapasitas pembangkit listrik pada tahun 2025 dan 2050 berturut-turut sebesar 123,6 GW dan 307 GW untuk skenario dasar, serta 130,7 GW dan 380 GW untuk skenario tinggi. Kapasitas pembangkit tersebut berbeda dengan yang tertera pada PP No 79 2014 tentang KEN karena adanya perbedaan dalam asumsi makro, seperti pertumbuhan PDB dan penduduk, serta asumsi teknis, seperti faktor kapasitas, pemakaian sendiri, dan susut jaringan.

Pada tahun 2014 pangsa seluruh kapasitas terpasang pembangkit berbasis EBT adalah sebesar 12,5% atau sebesar 6,5 GW. Sebelas tahun kemudian diprediksi naik sekitar 22% menjadi 27,4 GW (skenario dasar) dan 28,1 GW (skenario tinggi). Selanjutnya, pada tahun 2050 pangsa total kapasitas pembangkit EBT, termasuk nuklir, diprediksi meningkat lebih tinggi menjadi 29% (87,4 GW pada skenario dasar) dan menjadi 25% (95,8 GW skenario tinggi).

Projections of total electricity generation capacity in 2025 and 2050 respectively amounting to 123.6 GW and 307 GW for base scenario, and 130.7 GW and 380 GW for high scenario. The total electricity generation capacity is different from KEN target in Regulation No. 79 in 2014 because of differences in macro assumptions, such as GDP and population growth, as well as technical assumptions, such as capacity factor, own use and losses.

In 2014, share of total installed capacity of NRE power plant amounted to 12.5% or 6.5 GW. In the next eleven years, it is predicted to rise about 22% or up to 27.4 GW (base scenario) and 28.1 GW (high scenario). Furthermore, in 2050 share of total NRE pp capacity, including nuclear, is predicted to increase higher to 29% (87.4 GW for base scenario) and 25% (95.8 GW for high scenario).

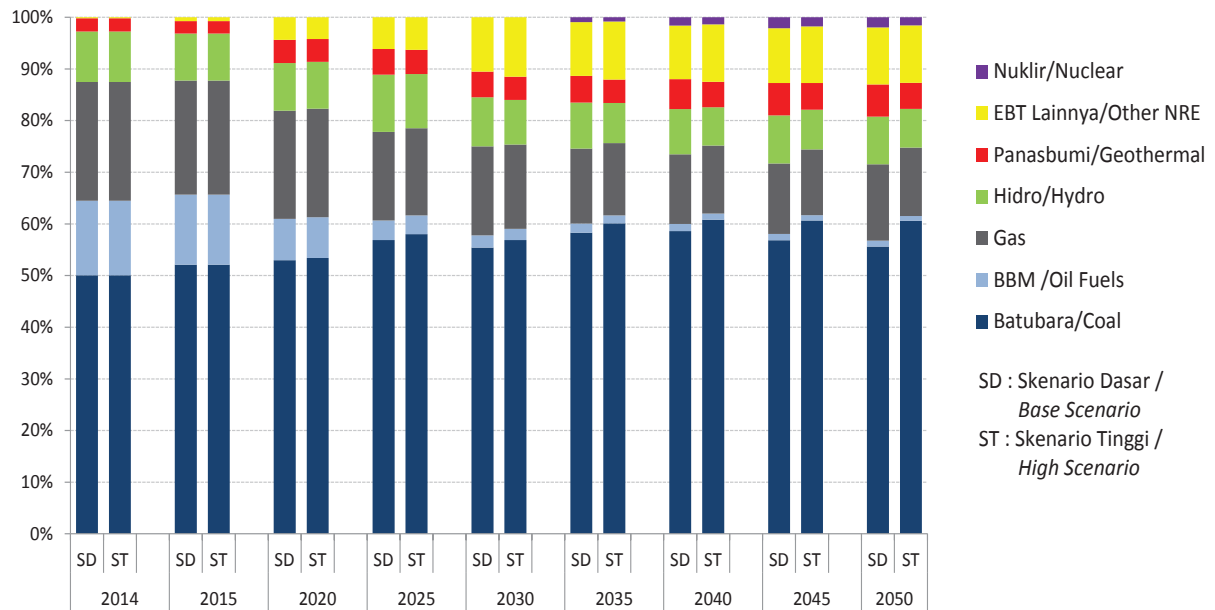
Peningkatan pembangkit berbasis EBT 8% per tahun cukup signifikan, dan sesuai dengan kebijakan pemerintah untuk mendorong diversifikasi energi untuk pembangkitan tenaga listrik. Meskipun demikian PLTU batubara lebih banyak diandalkan dibanding PLTP, PLTA, maupun EBT lainnya. Penerapan pembangkit EBT pada kenyataannya masih menemui banyak kendala. Pengembangan PLTP sangat ditentukan oleh besarnya kapasitas produksi dari sumur. Padahal, menurut Kementerian ESDM, tingkat keberhasilan untuk mendapatkan sumur dengan kapasitas besar (diatas 20 MW) adalah kurang dari 10%. Begitu juga dengan pengembangan PLTA. Lokasi pembangunan PLTA sering kali bersinggungan dengan kawasan hutan lindung atau hutan konservasi, sehingga dalam pembangunannya diperlukan proses perizinan lintas sektor yang sangat lama. Selain itu, keberlangsungan pembangkit listrik tenaga air baik yang berskala kecil maupun besar juga ditentukan oleh kondisi daerah tangkapan air. Dengan demikian konservasi menjadi hal yang penting guna menjaga keberlangsungan pembangkit listrik tenaga air.

Sementara itu, teknologi pembangkit listrik EBT lainnya sebagian besar masih impor yang berdampak pada tingginya biaya investasi. Kemudian, tingkat kontinuitas bahan baku/feedstock masih belum terjaga dengan baik, khususnya untuk pengembangan PLTU Biomassa dan PLT Biodiesel. Terkait dengan teknologi kelautan, seperti teknologi gelombang laut, panas laut, dan pasang surut, saat ini, khususnya di Indonesia, dianggap masih sulit untuk diterapkan. Perlu upaya lebih keras agar Indonesia mampu mengelola potensi kelautan yang ada dengan kemajuan teknologi yang telah tersedia. Khusus PLTN, untuk kedua skenario, diperkirakan masuk dalam sistem ketenagalistrikan Jawa-Bali pada tahun 2035 dengan pangsa sebesar 1% (2 GW) dan bertambah menjadi 2% (6 GW) pada tahun 2050.

The increase in NRE power plant capacity of 8% per year is quite significant and this is in accordance with the government policy to encourage diversification of power generation. However, coal-fired power plant still will be more reliable than geothermal power plants, hydropower, or other renewable energy. Application of NRE power plant are in fact still encountered many obstacles. Development of geothermal pp, for example, is largely determined by size of the well production capacity. In fact, according to MEMR, success rate for getting a well with large capacity (above 20 MW) is less than 10%. Similarly, hydro pp construction site often intersects with protected forests or forest conservation area so that the construction permit needs to be processed across sectors and requires a long amount of time. In addition, sustainability of hydro pp, both small and large scale, is determined by condition of the water catchment area. Thus, conservation becomes important in order to maintain the continuity of hydro pp.

Meanwhile, NRE power plants technologies are still largely imported which is led to high investment cost. Moreover, continuity of raw materials/feedstock has not been properly maintained, particularly for biomass and biodiesel pp. Ocean energy technology, such as wave energy, ocean thermal energy, and tidal power energy, particularly in Indonesia, is still difficult to implement. Greater efforts are needed for Indonesia to be able to manage existing marine potentials with the available technological advances. Nuclear power plant is estimated to enter Java-Bali electricity system in 2035 with a share of 1% (2 GW), and will increase up to 2% (6 GW) by 2050.

Gambar 5.3 Pangsa kapasitas pembangkit listrik dari EBT dan energi fosil
Figure 5.3 Share of power plant capacity from NRE and fossil energy



5.3 Proyeksi Produksi Listrik

Projection of Electricity Production

Pada tahun 2014 produksi listrik bruto nasional mencapai 229 TWh, dengan sekitar 50% berasal dari pembangkit berbahan bakar batubara. Selama kurun waktu 36 tahun (2014-2050) produksi listrik diperkirakan mengalami kenaikan lebih dari 6 kali atau terjadi pertumbuhan rata-rata sebesar 5,1% per tahun menjadi 1.390 TWh (2050) untuk skenario dasar. Adapun produksi listrik pada skenario tinggi tumbuh sebesar 5,8% per tahun atau naik lebih dari 7 kali menjadi 1.716 TWh.

Faktor kapasitas pembangkit listrik nasional tahun 2014 mencapai sekitar 51% dan diperkirakan konstan hingga tahun 2050. Faktor kapasitas adalah perbandingan total produksi listrik bruto dengan total kapasitas pembangkit dikali 8760 jam. Rendahnya faktor kapasitas pembangkit listrik nasional karena tingginya reserve margin untuk memenuhi perawatan pembangkit terjadwal dan tak terjadwal, kerusakan jaringan dan gardu, ketersediaan sumber daya air, keterlambatan pembangunan pembangkit listrik baru, pola beban yang tidak rata, dan lainnya. Selain itu peningkatan penggunaan PLTS dan PLTBayu mendorong penurunan faktor kapasitas karena jam operasi kedua pembangkit tersebut relatif rendah karena tergantung radiasi matahari dan tiupan angin yang rendah di negara tropis. Adapun total reserve margin pembangkit listrik tahun 2014 adalah 35,44%.

Selama kurun waktu 2014-2050, produksi listrik PLTU batubara masih memegang peranan penting karena mengalami pertumbuhan 5,4% per tahun (skenario dasar) dan 6,3% per tahun (skenario tinggi). Pertumbuhan produksi listrik PLTU batubara tersebut membuat produksi listrik PLTU batubara tetap mendominasi dengan persentase dikisaran 55% untuk skenario dasar dan 60% untuk skenario tinggi.

Sementara produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar minyak turun sangat signifikan, baik untuk skenario dasar maupun skenario tinggi, dengan laju penurunan lebih dari 2% per tahun. Pembangkit berbahan bakar minyak ini umumnya berada di wilayah timur Indonesia. Adapun total produksi listrik pembangkit berbasis EBT (termasuk nuklir) diprediksi tumbuh mendekati 8% per tahun. Sebagian besar produksi listrik tersebut disumbang dari pembangkit EBT skala besar, seperti PLTP dan PLTA.

In 2014, national gross electricity production reached 229 TWh in which 50% came from coal fired pp. For the next 36 years (2014 to 2050) electricity production is estimated to increase by more than 6 times or at average growth rate of 5.1% per year to 1,390 TWh (2050) in base scenario. Whereas in high scenario, electricity production will grow by 5.8% or increase more than seven times to 1.716 TWh.

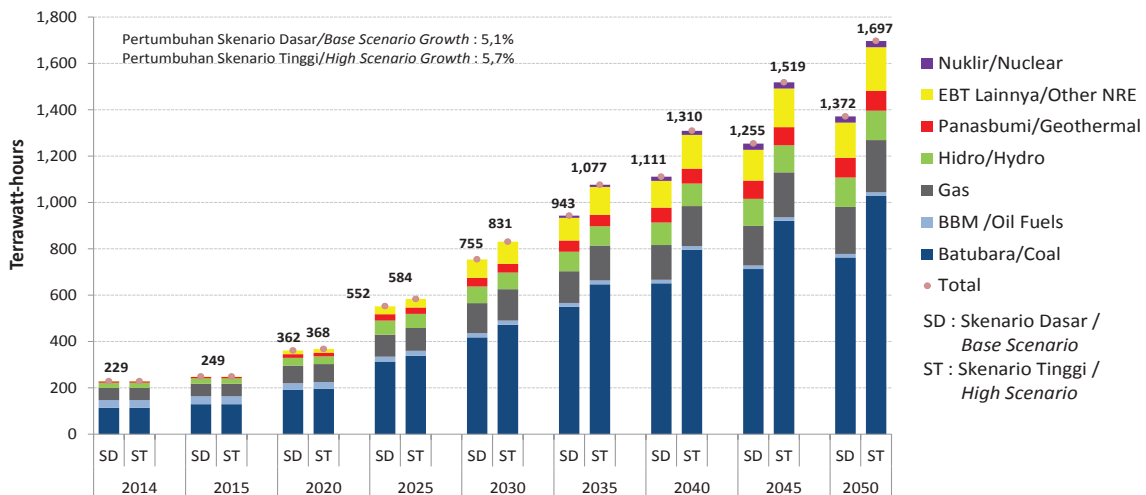
Capacity factors of national electricity generation in 2014 reached around 51% and will be constant until 2050. Capacity factor is ratio of total gross electricity production with total generation capacity multiplied by 8760 hours. The low capacity factor of national electricity generation is due to high reserve margin for plant maintenances, grid and substations damage, water resource availability, delays in the new power plants construction, irregular load pattern, and etc. In addition, the increase utilization of solar power and wind power will push the decline in capacity factor because the low operation hours of the two power plants in tropical country where it depends on solar radiation and winds. Total reserve margin of power generation in 2014 was 35.44%.

During the period 2014-2050, electricity production from coal-fired pp grows at 5.4% per year (base scenario) and 6.3% per year (high scenario). The growth of electricity production from coal-fired pp makes its share also dominates by 55% in base scenario and 60% in high scenario.

Electricity production from oil-fired power plants will drop significantly, for both scenarios, with decline rate of more than 2% per year. Oil-fired power plants are generally located in eastern Indonesia. Electricity production from NRE power plant (including nuclear pp) is projected to grow approximately 8% per year. It mostly comes from large scale NRE power plants, such as geothermal and hydropower pp.

Gambar 5.4 Proyeksi produksi listrik per jenis pembangkit

Figure 5.4 Projection of electricity production by type of plant



Pada tahun 2014, persentase total produksi listrik pembangkit EBT adalah dikisaran 12,5%, atau sebesar 29 TWh. Kemudian, pada tahun 2025 diprediksi pangsaanya meningkat menjadi 22% atau mencapai 123 TWh untuk skenario dasar dan 125 TWh untuk skenario tinggi. Sedangkan pada akhir periode studi (2050) diprediksi pangsa produksi listrik EBT akan lebih dari 25%, atau mencapai 409 TWh (skenario dasar) serta 446 TWh (skenario tinggi). Laju pertumbuhan produksi listrik berbasis EBT adalah mendekati 8% per tahun.

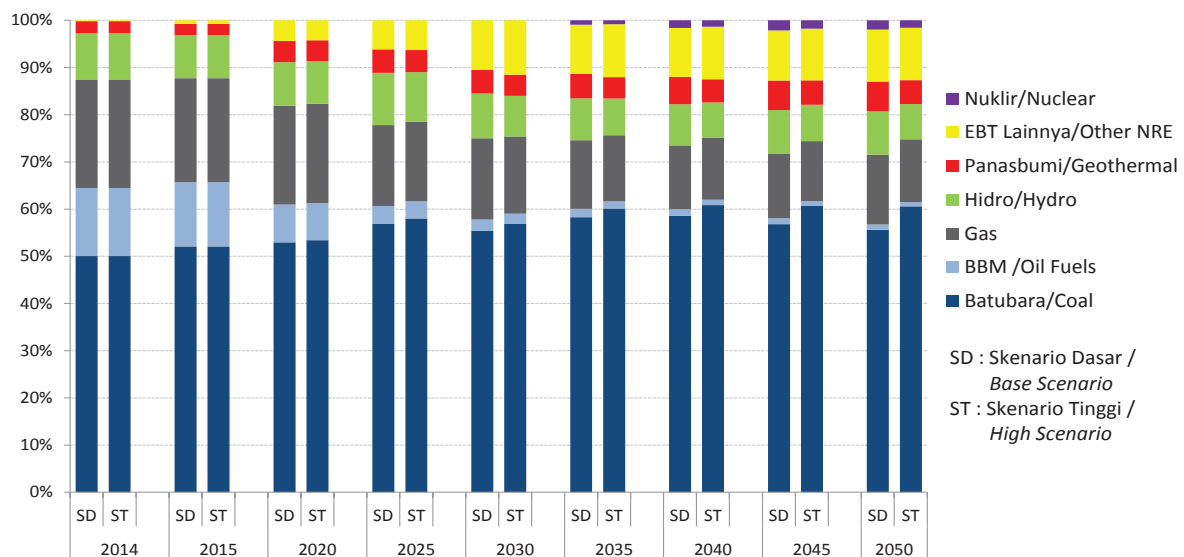
Kontribusi produksi listrik dari EBT lainnya (skala kecil), seperti PLTS, PLTB, PLT kelautan, PLT biomassa, dan PLTSa, pada tahun 2014 hanya sekitar 0,2% atau sebesar 0,42 TWh, kemudian meningkat menjadi 34 TWh (skenario dasar) dan 37 TWh (skenario tinggi) pada tahun 2025. Pada tahun 2050, pangsa EBT lainnya ini naik menjadi 11% atau sebesar 151 TWh (skenario dasar) dan 189 TWh (skenario tinggi). Sedangkan PLTN diprediksi mulai menghasilkan listrik tahun 2035 sebesar 15 TWh, dan naik 3 kali lipat pada tahun 2050 menjadi 45 TWh. Sedangkan produksi listrik pembangkit berbahan bakar gas (14%-17%) serta minyak (1%-4%).

In 2014, percentage of total electricity production of NRE pp was about 12.5% or 29 TWh. In 2025, its share is predicted to increase to 22% or 123 TWh for base scenario and 125 TWh for high scenario. Whereas at the end of study period (2050), NRE pp production, including nuclear, is predicted to be more than 25%, or reach 409 TWh (base scenario) and 446 TWh (high scenario). Growth rate of NRE-based electricity production is nearly 8% per year.

Contribution of electricity production from other NRE (small scale), such as solar, wind, ocean, biomass, and landfill pp, in 2014 was still very small, only 0.2% or 0.42 TWh and then increase to 34 TWh (base scenario) and 37 TWh (high scenario) in 2025. While In 2050, share of electricity production from other NRE will increase to 11% or 151 TWh (base scenario) and 189 TWh (high scenario). Nuclear pp is predicted to begin generating electricity in 2035 up to 15 TWh, and will increase 3-fold by 2050 to 45 TWh. While electricity production of gas-fired and oil-fired power plants have share of, respectively, 14%-17% and 1%-4%.

Gambar 5.5 Proyeksi pangsa produksi listrik dari EBT dan energi fosil

Figure 5.5 Projection of electricity production share from NRE and fossil energy



5.4 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Listrik

Projection of Power Plant Fuel Demand

Konsumsi bahan bakar untuk pembangkitan listrik pada tahun 2014 didominasi oleh batubara dengan persentase mendekati 55%, yaitu sekitar 246 juta SBM (66 juta ton), kemudian diikuti oleh bahan bakar gas dan minyak dengan pangsa masing-masing sebesar 20% (90 juta SBM) dan 16% (73 juta SBM), sedangkan sisanya diisi oleh hidro (3%), panas bumi (5%), serta EBT lainnya sebesar 0,7%. Pada tahun 2025 penggunaan batubara diprediksi akan tetap mendominasi bahan bakar untuk pembangkit, yaitu sekitar 613 juta SBM (164 juta ton) pada skenario dasar dan 661 juta SBM (177 juta ton) pada skenario tinggi. Penggunaan bahan bakar gas mencapai masing-masing 165 juta SBM untuk skenario dasar dan 175 juta SBM untuk skenario tinggi. Sedangkan penggunaan BBM hanya 30% dari penggunaan gas. Sisanya diisi oleh bahan bakar berbasis EBT sebesar 218 juta SBM pada skenario dasar dan 233 juta SBM untuk skenario tinggi.

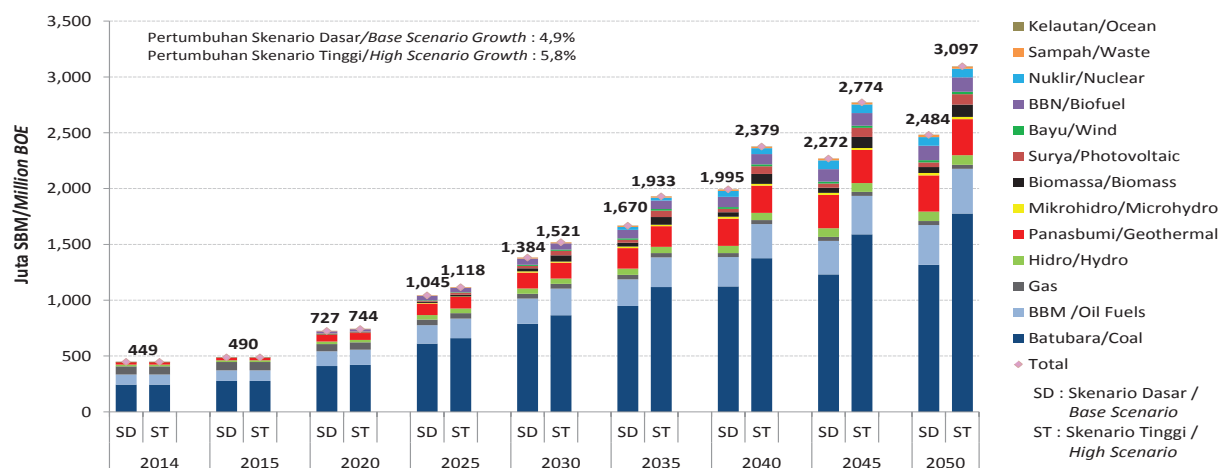
Pada tahun 2050, untuk skenario dasar, diproyeksikan batubara masih mendominasi dengan pangsa sekitar 53% atau sebesar 1.319 juta SBM (354 juta ton). Sisanya diisi oleh gas (356 juta SBM), minyak (35 juta SBM) dan EBT (773 juta SBM). Pada tahun 2050 tersebut, pembangkit nuklir sudah beroperasi dengan pangsa sekitar 3% (78 juta SBM). Selanjutnya pada skenario tinggi, untuk tahun yang sama penggunaan batubara melonjak tinggi menjadi 1.777 juta SBM (477 juta ton). Begitupun dengan penggunaan EBT, naik 14% dibanding dengan skenario dasar, menjadi 883 juta SBM.

Fuel consumption for power plant in 2014 was dominated by coal with share of 55%, which was about 246 million BOE (66 million tonnes), followed by gas and oil with share of respectively 20% (90 million BOE) and 16% (73 million BOE), while the rest was filled by hydro (3%), geothermal (5%), as well as other NRE by 0.7%. In 2025, coal usage is expected to continue to dominate fuel mix in power plant for about 613 million BOE (164 million tonnes) in base scenario and 661 million BOE (177 million tonnes) in high scenario. The use of gas will reach 165 million BOE in base scenario and 175 million BOE for high scenario, while oil fuel will reach only 30% of the gas utilization. The remaining will be filled by NRE with 218 million BOE for base scenario and 233 million BOE for high scenario.

In 2050, for base scenario, coal will still dominate with a share of approximately 53 % or 1,319 million BOE (354 million tonnes). The rest is filled by gas (356 million BOE), oil (35 million BOE) and NRE (773 million BOE). Nuclear power plant will operate with a share of 3% or around 78 million BOE. Whereas in high scenario, in the same year (2050), coal utilization will rise quite high to 1,777 million BOE (477 million tonnes). Similarly, NRE utilization will increase up to 14 % compared with base scenario to approximately 883 million BOE.

Gambar 5.6 Proyeksi kebutuhan bahan bakar pembangkit listrik

Figure 5.6 Projection of power plant fuel demand



Proyeksi bauran bahan bakar pembangkit listrik selama rentang waktu 2014-2050 masih didominasi oleh bahan bakar batubara untuk kedua skenario dengan pangsa antara 55%-58%. Sebaliknya kebutuhan bahan bakar minyak turun drastis, dari 16% tahun 2014 menjadi kurang dari 2% tahun 2050. Sisanya diisi bahan bakar gas maupun bahan bakar berbasis EBT. Disisi lain, untuk kebutuhan bahan bakar gas pada kedua skenario, baik di PLTGU, PLTG maupun PLTMG, terlihat bahwa pangsa yang diprediksi cenderung menurun cukup besar, dari 20% tahun 2014 menjadi hanya kisaran 13% tahun 2050. Ini menunjukkan pasokan gas bumi pada pembangkit listrik kurang optimal. Sedangkan kebutuhan EBT untuk pembangkit listrik diprediksi naik lebih tiga kali lipat, dari 9% pada tahun 2014 menjadi 30% pada akhir periode studi.

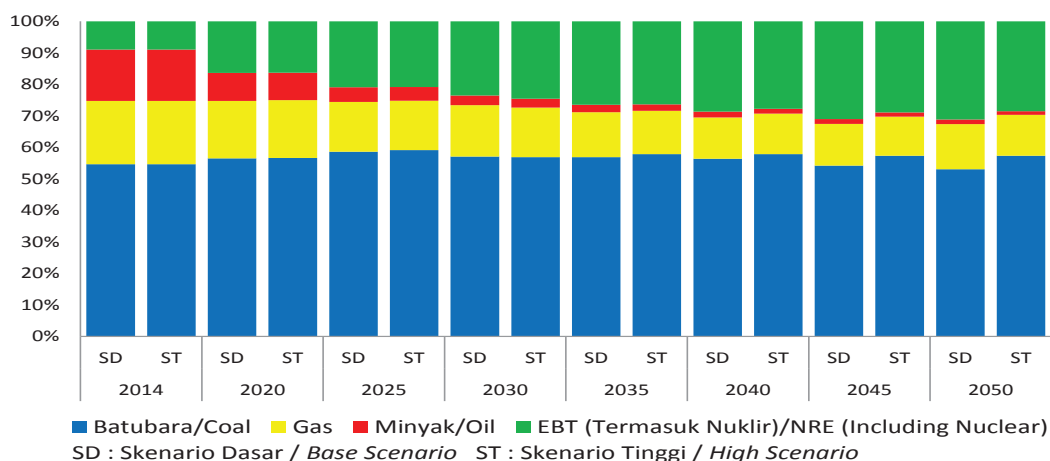
Total efisiensi pembangkit listrik nasional pada tahun 2014, yaitu perbandingan antara produksi listrik bruto dengan konsumsi bahan bakar (fosil dan EBT) mencapai 31,24%. Total efisiensi pembangkit listrik nasional diproyeksikan meningkat bertahap menjadi 32,01% pada tahun 2025 dan 33,59% pada tahun 2050. Peningkatan efisiensi pembangkit listrik tersebut disebabkan oleh pemanfaatan PLTU batubara *ultra supercritical* kapasitas 1.000 MW di Jawa secara bertahap dengan efisiensi sekitar 42%, lebih tinggi dari PLTU batubara konvensional yang hanya sekitar 33%.

Projection of fuel mix for power plant during 2014-2050 periods will still be dominated by coal for both scenarios with share between 55%-58%. On the other hand, oil utilization will decrease significantly, from 16% in 2014 to become less than 2% in 2050. The rest will be filled with gas and NRE. Utilization of gas, in both scenarios, for gas combine cycle pp, gas engine pp and gas steam pp, will decline quite large from 20% in 2014 to only 13% in 2050. This shows that natural gas supply for power generation is less than optimal. While the use of NRE for electricity generation is predicted to increase three-fold, from 9% in 2014 to 30% at the end of study period.

Total efficiency of national electricity generation in 2014, which is the ratio between gross electricity production with fuel (fossil and NRE) consumption reached 31.24%. The total efficiency is projected to increase gradually to 32.01% in 2025 and 33.59% in 2050. The increase in the power plant efficiency is caused by the use of ultra supercritical coal-fired power plant with capacity of 1,000 MW in Jawa with efficiency of about 42%, much higher than conventional coal-fired power plant which is only about 33%.

Gambar 5.7 Proyeksi bauran bahan bakar pembangkit PLN dan IPP

Figure 5.7 Projection of Fuel mix for PLN and IPPs



5.5 Tambahan Kapasitas Pembangkit

Additional Capacity of Power PLant

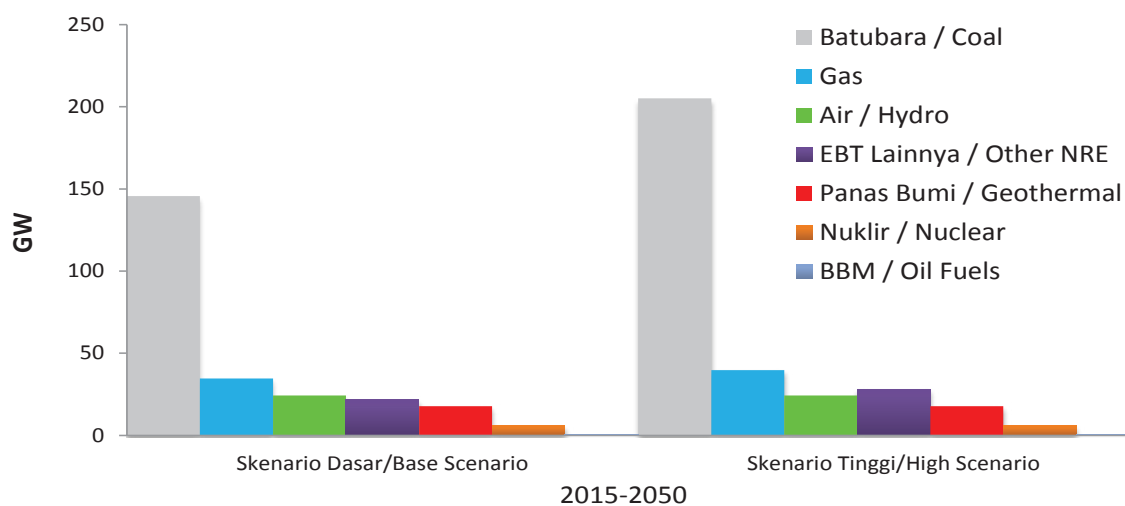
PLTU batubara akan mendominasi tambahan kapasitas pembangkit listrik yang dibutuhkan selama rentang waktu 2014–2050, pada kedua skenario, dengan pangsa sekitar 58% s.d. 64% atau total penambahan kapasitas sebesar 146 GW (skenario dasar) dan 205 GW (skenario tinggi). Sedangkan pembangkit berbahan bakar gas (baik PLTGU, PLTMG maupun PLTG) akan memerlukan tambahan kapasitas dikisaran 35 GW (skenario dasar) dan 40 GW (skenario tinggi). Selanjutnya, pembangkit listrik berbasis EBT, seperti PLTP dan PLTA untuk kedua skenario, selama kurun waktu 36 tahun tersebut berturut-turut diprediksi akan memerlukan tambahan kapasitas sebesar 18 GW dan 24 GW. Adapun pembangkit berbasis nuklir diperhitungkan akan masuk ke sistem ketenagalistrikan wilayah Jawa Bali, dengan tambahan kapasitas total mencapai 6 GW pada tahun 2050. Untuk pembangkit EBT lainnya, seperti PLTS, PLT biodiesel, PLTB, PLTSa, PLTU biomassa, serta PLT kelautan, prakiraan tambahan kapasitas total adalah dikisaran 21,6 GW untuk skenario dasar, naik 30% menjadi 28,2 GW pada skenario tinggi. Kemudian, beberapa PLTD diproyeksikan masih dibangun di daerah terpencil, khususnya Indonesia bagian timur. Tambahan total kapasitas PLTD untuk kedua skenario tersebut sekitar 0,4 GW.

Khusus periode 2015-2019, akan ada tambahan kapasitas pembangkit listrik total sebesar 22,2 GW pada skenario dasar dan 23,1 GW pada skenario tinggi, lebih rendah dibanding rencana Pemerintah yang sebesar 35 GW. Pada tahun 2015 terjadi pelambatan ekonomi di Indonesia dengan pertumbuhan ekonomi hanya mencapai 4,79%, sementara tahun 2016 diprediksi hanya dikisaran 5,3%. Hal ini tentunya akan sangat mempengaruhi proyeksi kebutuhan listrik nasional, dan pada akhirnya berpengaruh terhadap tambahan kapasitas pembangkit listrik yang dibutuhkan.

Coal power plant will dominate the additional capacity power plant during 2014-2050, with share of 58% to 64% or total additional capacity of 146 GW (base scenario) and 205 GW (high scenario). While gas power plants (combine cycle pp, gas steam pp and gas engine pp) will require total additional capacity of 35 GW (base scenario) and 40 GW (high scenario). Furthermore, NRE power plants, such as geothermal and hydropower, for both scenarios, for a period of 36 years is predicted to have total additional capacity of 18 GW and 24 GW. On the other hand, nuclear pp is estimated to enter the Java-Bali electricity system with additional capacity up to 6 GW by 2050. Other NRE power plants, e.g. solar, biodiesel, wind, landfill, biomass, and ocean pp, will require total additional capacity up to 21.6 GW for base scenario and increase 30% (28.2 GW) in high scenario. Diesel power plants will still be needed in some remote areas, especially in the eastern part of Indonesia. Total additional capacity of diesel, for both scenarios, will reach approximately 0.4 GW.

For the period 2015-2019, total additional power plant capacity will be amounted to 22.2 GW (base scenario) and 23.1 GW (high scenario), lower than the 35 GW program. Economic slowdown occurred in Indonesia in 2015 with economic growth of only 4.79%, while in 2016, it is predicted to grow 5.3%. This will greatly affect the national electricity demand projections, and in the end will affect the additional power plant capacity.

Gambar 5.8 Proyeksi tambahan kapasitas pembangkit listrik
Figure 5.8 Projection of additional power generation capacity





Bab 6. Pengembangan Energi untuk Mendukung Industri Hijau

Chapter 6. Energy Development in Supporting Green Industry

6.1 Kebijakan Industri Hijau

Green Industrial Policy

Industri hijau adalah industri yang dalam proses produksinya mengutamakan upaya efisiensi dan efektivitas penggunaan sumber daya secara berkelanjutan sehingga mampu menyelaraskan pembangunan industri dengan kelestarian fungsi lingkungan hidup serta dapat memberikan manfaat bagi masyarakat.

Kebijakan Industri Hijau ditetapkan dalam Undang-undang Nomor 3 Tahun 2014 Tentang Perindustrian. Untuk mewujudkan industri hijau, pemerintah akan merumuskan kebijakan, penguatan kapasitas kelembagaan, standardisasi, dan pemberian fasilitas. Terkait dengan kebijakan tersebut telah ditetapkan Peraturan Menteri Perindustrian Nomor 51/M-IND/PER/6/2015 tentang Pedoman Penyusunan Standar Industri Hijau dan Peraturan Menteri Perindustrian Nomor 18/M-IND/PER/3/2016 tentang Penghargaan Industri Hijau. Standar Industri Hijau adalah standar industri yang terkait dengan bahan baku, bahan penolong, energi, proses produksi, produk, manajemen perusahaan, pengelolaan limbah dan/atau aspek lain yang dibakukan dan disusun secara konsensus oleh semua pihak terkait.

Pelaksanaan industri hijau dapat tercapai apabila penggunaan bahan baku, energi, dan limbah/emisi dapat diminimalkan. Hal ini dapat dilakukan melalui penggunaan sumber daya dan energi yang efisien, eco design, daur ulang rendah karbon, guna menghasilkan produk yang bersih. Untuk itu diperlukan dukungan kelembagaan, insentif, standard dan sertifikasi, R&D, pembiayaan, pendidikan dan pelatihan, bantuan teknis, dan sistem informasi.

Green industry is an industry that in its production process prioritizes the efficiency and effectiveness of resource usage in a sustainable manner as to harmonize industrial development with environmental preservation that can provide benefits to the community.

Green Industrial Policy is stipulated in Law No. 3 year 2014 on Industry. Government will formulate policy, institutional capacity building, standardization, and provision of facilities in order to realize green industry. It is also related to the policies in Regulation of the Ministry of Industry No. 51/M-IND/PER/6/2015 on Guideline of Green Industry Standards and Regulation of the Minister of Industry No. 18/M-IND/PER/3/2016 on Green Industry Award. Green Industry Standard is industry standard that is associated with raw materials, auxiliary materials, energy, production processes, products, utilization management, waste management and/or other aspects that are standardized and compiled by consensus of all parties concerned.

Implementation of green industry can be achieved if the use of raw materials, energy, and waste/emissions can be minimized. This can be done through the use of efficient resources and energy, eco-design, low-carbon recycling. Institutional support, incentives, standards and certification, R&D, finance, education and training, technical assistance, and information systems are all needed to implement the green industry.

6.2 Batasan Pembahasan Industri Hijau

Discussion Framework of the Green Industry

Seperti diuraikan di atas bahwa kebijakan industri hijau mencakup berbagai aspek. Diskusi dalam BPPT-OEI 2016 dibatasi hanya tentang penggunaan energi yang rendah karbon (energi baru dan terbarukan, EBT), dan dampaknya terhadap emisi GRK.

Analisis pemanfaatan energi yang rendah karbon atau EBT difokuskan pada 4 industri terpilih. Ke-4 industri terpilih dianggap sebagai kelompok industri yang paling banyak menggunakan EBT saat ini, yaitu industri CPO, industri pulp dan kertas, industri gula, dan industri semen. Metoda analisis pemanfaatan EBT pada ke-4 industri terpilih sama dengan metoda yang dilakukan dalam PPIH (2015). Adapun emisi GRK membahas tentang emisi GRK dari skenario dasar dan skenario tinggi, serta potensi mitigasi GRK kedua skenario tersebut dibandingkan dengan kasus pemanfaatan EBT pada industri terpilih.

Skenario tinggi dan skenario dasar merupakan skenario konservasi energi menghasilkan mitigasi GRK yang berbeda. Perbedaan mitigasi GRK tersebut akan semakin besar apabila pemanfaatan EBT pada ke empat industri terpilih dipertimbangkan. Adapun jenis emisi GRK yang dijabarkan dalam BPPT-OEI 2016 adalah CO₂ (Energi dan IPPU), CH₄ (Energi), dan N₂O (Energi). Global warming potential untuk emisi CH₄ adalah 28 dan untuk N₂O adalah 265 (IPCC, 2014).

Seperti Buku BPPT-OEI 2015, perhitungan emisi GRK menggunakan metodologi IPCC-2006 dengan Faktor Emisi sebagai berikut:

- Tier-1 untuk pembakaran batubara dan gas bumi, emisi fugitif, serta emisi CH₄ dan N₂O untuk pembakaran BBM.
- Tier-2 untuk pembakaran BBM khususnya emisi CO₂.
- Tier-3 untuk emisi CO₂ dari penggunaan gas bumi
- sebagai bahan baku industri pupuk.

As described above, the policy covers various aspects of green industry. Discussion in BPPT-OEI 2016 is limited only on low-carbon energy (NRE) usage, and their impact on GHG emissions.

Analysis of low-carbon energy or NRE utilization is focused on four selected industries. All four selected industries is regarded as industry groups that are currently the highest NRE users, i.e., CPO industry, pulp and paper industry, sugar industry, and cement industry. Analysis method on NRE utilization in all four selected industries was the same method carried out in PPIH (2015). Discussion on GHG emissions is based on the results of base scenario and high scenario, as well as GHG mitigation potential of these two scenarios compared with the case NRE utilization in the selected industries.

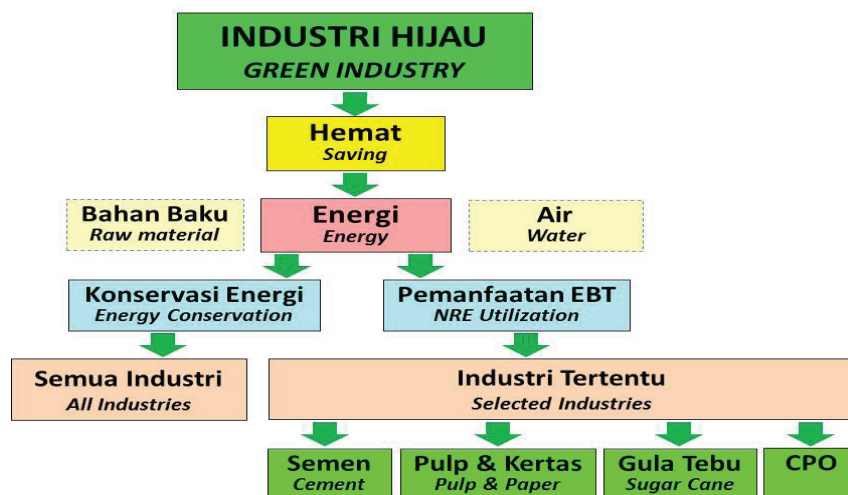
High scenario and base scenario can be observed as energy conservation scenarios that produce different GHG mitigation. The GHG mitigation difference would be even greater if the NRE utilization in four selected industries is considered. Types of GHG emissions described in BPPT-OEI 2016 are CO₂ (Energy and IPPU), CH₄ (Energy), and N₂O (Energy). Global warming potential for CH₄ is 28 and for N₂O is 265 (IPCC, 2014).

As in BPPT-OEI 2015, calculation of GHG emissions in BPPT-OEI 2016 use IPCC-2006 methodology with Emission Factor as follows:

- *Tier-1 for coal and natural gas combustion, fugitif emissions, as well as CH₄ and N₂O emissions for fuel combustion.*
- *Tier-2 for fuel combustion, especially CO₂ emissions.*
- *Tier-3 for CO₂ emissions from natural gas usage as raw material for the fertilizer industry.*

Gambar 6.1 Fokus analisis industri hijau

Figure 6.1 The focus of green industry analysis



6.3 Pemanfaatan EBT pada Industri Terpilih

NRE Utilization on Selected Industries

Menurut Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia (HEESI) 2015 yang diterbitkan oleh KESDM, total konsumsi energi sektor industri tahun 2014 mencapai 462,73 juta SBM termasuk gas bumi sebagai bahan baku sebesar 29,15 juta SBM. Adapun konsumsi biomassa sebagai EBT mencapai sebanyak 45,19 juta SBM atau 10,42% terhadap total konsumsi energi sebagai bahan bakar.

Konsumsi biomassa tersebut tidak terperinci menurut jenis biomassa yang dikonsumsi oleh industri. Padahal, secara konvensional pemanfaatan EBT telah didisain sejalan dengan pembangunan industri CPO, industri pulp dan kertas, serta industri gula. Bahkan sudah berkembang luas karena EBT juga telah digunakan pada industri semen.

6.3.1. Industri CPO

Industri *crude palm oil* (CPO) banyak menghasilkan limbah padat (tandan kosong, serat, dan cangkang) dan limbah cair (POME). Cangkang dan serat digunakan sebagai bahan bakar boiler sedangkan tandan kosong digunakan sebagai pupuk dan penyubur tanah. Limbah *Palm Oil Mill Effluent* (POME) merupakan limbah cair yang menghasilkan biogas (anaerobik) yang dapat digunakan sebagai bahan bakar PLTG. Nilai kalor cangkang dan serat rata-rata sekitar 20.093 kJ/kg dan 19.055 kJ/kg, sedangkan nilai kalor biogas sekitar 5.350 kkal/m³.

Menurut Goenadi dkk (2005) setiap ton TBS yang diproses di pabrik CPO menghasilkan 140 s.d 200 kg CPO, 190 kg serat dan cangkang, 230 kg tandan kosong, dan 600 – 700 kg POME. Produksi limbah kelapa sawit bervariasi sesuai dengan kapasitas produksi, jenis proses, dan kondisi tandan buah segar (TBS). Menurut Winrock (2015), kapasitas produksi CPO yang mencapai 34.280 ton TBS/jam mampu menghasilkan 23.996 m³/jam POME dengan potensi daya sebesar 1.280 MWe.

Menurut Fitriana dan Argo (2014), setiap ton TBS memerlukan energi sebanyak 20 kWh listrik dan 0,73 ton uap panas. Kondisi uap adalah *saturated steam* pada temperatur sekitar 280°C. Dengan demikian, total TBS yang diolah menjadi CPO tahun 2014 sebanyak 185,29 juta ton memerlukan 2.920 GWh listrik dan 142,11 juta ton *steam* yang setara dengan 109,67 TWh.

According to Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia (HEESI) 2015 published by MEMR, total energy consumption in industrial sector in 2014 reached 462.73 million BOE including natural gas as a raw material of 29.15 million BOE. As for consumption of biomass as a renewable energy reached 45.19 million BOE, or 10.42% of the total energy consumption.

Biomass consumption is not detailed by type of biomass consumed by the industry. Whereas NRE utilization has been designed in line with the development of CPO industry, pulp and paper industry, as well as sugar industry. In fact, renewable energy utilization has also been used in cement industry.

6.3.1. CPO Industry

Crude palm oil (CPO) Industry produces a lot of solid waste (empty fruit bunches, fiber, and shells) and liquid waste (POME). Shells and fibers are used as boiler fuels while the empty fruit bunches are used as fertilizer and soil conditioner. Palm Oil Mill Effluent (POME) is liquid wastes that produce biogas (anaerobic) which can be used as fuel in gas-fired power plant. Calorific value of the shells and fibers are about 20,093 kJ/kg and 19,055 kJ/kg respectively, while for biogas is around 5,350 kkal/m³.

According to Goenadi et al (2005) each tonne of fresh fruit bunches (FFB) processed at the mill produces 140-200 kg CPO, 190 kg of fibers and shells, 230 kg of empty fruit bunches (EFB) and 600-700 kg POME. Production of palm oil waste varies according to production capacity, the process type, and condition of FFB. According to Winrock (2015), CPO production capacity of 34,280 tonnes FFB/hour is able to produce POME 23,996 m³/hour with power potential of 1,280 MWe.

According to Fitriana and Argo (2014), every tonne of FFB requires as much energy as 20 kWh electricity and 0.73 tonnes of steam. The steam condition is saturated steam at temperature of about 280°C. Thus, total FFB processed into CPO in 2014 as many as 185.29 million tonnes required 2,920 GWh of electricity and 142.11 million tonnes of steam which is equivalent to 109.67 TWh.

Padahal total nilai kalor dari produksi cangkang, serat, dan biogas mencapai 782 PJ atau setara dengan 217,16 TWh. Hal ini menunjukkan bahwa industri CPO merupakan industri yang swadaya energi karena semua energi yang dibutuhkan oleh industri CPO dapat dihasilkan sendiri dari limbah cangkang, serat, dan POME.

Berdasarkan data Statistik Industri Besar dan Sedang, BPS tahun 2012 memperlihatkan bahwa konsumsi biomassa (cangkang dan serat) pada industri CPO mencapai 93% terhadap total, dan sisanya berupa energi fosil mencakup gas bumi, minyak solar, batubara, dan listrik PLN. Penggunaan energi gas bumi, batubara, dan listrik PLN karena pertimbangan kemudahan, sedangkan penggunaan minyak solar umumnya sebagai pemantik. Total konsumsi minyak solar mencapai 35,87 PJ. Penggunaan minyak solar juga mengandung energi terbarukan berupa biodiesel sesuai dengan kebijakan mandatori bahan bakar nabati (BBN) yang ditetapkan oleh KESDM, dan diperhitungkan sebanyak 2,69 PJ atau setara dengan 0,45 juta SBM. Konsumsi minyak solar pada industri CPO cukup tinggi karena mencakup 73,46% terhadap 4 industri terpilih disebabkan karena industri CPO terletak di hulu yang memerlukan banyak minyak solar untuk pemantik dan pembangkit listrik. Dengan demikian, total konsumsi EBT pada industri CPO tahun 2014 dihitung sebesar 434,53 PJ (73 juta SBM).

6.3.2 Industri Pulp dan Kertas

Seperti industri CPO, industri pulp dan kertas secara konvensional juga didisain menggunakan produk samping dari industri tersebut, berupa *bark* dan *black liquor* (lindi hitam). Industri pulp dan kertas merupakan industri yang intensif energi. Sejalan dengan kemajuan teknologi, peningkatan harga energi fosil, dan regulasi yang ada, maka industri pulp dan kertas juga telah mengolah hasil samping *non-condensate* gas menjadi bio-methanol pengganti minyak bakar, mengolah *sludge* menjadi *bio-sludge* sebagai sumber energi untuk boiler, dan memanfaatkan *reject pellet* (limbah plastik) pada industri kertas.

Jumlah industri pulp di Indonesia sebanyak 2 industri, industri pulp terintegrasi dengan kertas sebanyak 3 industri, dan 76 industri kertas tidak terintegrasi. Intensitas energi

Whereas total calorific value of production of shells, fibers, and biogas reaches 782 PJ, equivalent to 217.16 TWh. This indicates that POME industry is the self-energy industry because all of the energy consumed can be generated from shells, fibers, and POME waste.

Data from Large and Medium Industry Statistics of BPS in 2012 showed that biomass (shells and fibers) consumption in CPO industry had reached 93% of total energy consumption, and the rest were in the form of fossil fuels which include natural gas, fuel oil, coal, and electricity from PLN. The usage of natural gas, coal, and electricity from PLN was due to convenience, while diesel oil was generally used as igniter. Total diesel oil consumption reached 35.87 PJ. Diesel oil used also contains renewable energy in form of biodiesel in accordance with the biofuel mandatory policy established by MEMR, and accounted for as much as 2.69 PJ or equivalent to 0.45 million BOE. Diesel oil consumption in CPO industry is quite high, covers 73.46% of the four selected industries, due to its upstream character which require a lot of diesel fuel for igniters and power plants. Thus, total renewable energy consumption of CPO industry in 2014 reached 434.53 PJ (73 million BOE).

6.3.2 Pulp and Paper Industry

As in CPO industry, pulp and paper industry has also been designed to use byproduct such as bark and black liquor. Pulp and paper industry is an energy intensive industry. In line with technology advancement, the increase in fossil energy price, and the existing regulations, pulp and paper industry also has been processing byproducts (non-condensate gas) into bio-methanol as a fuel oil substitute, processing sludge into bio-sludge as boiler fuel, and utilizing reject pellet (plastic waste) as fuel in paper industry.

Total pulp industry in Indonesia is two industries, pulp-paper integrated industry is three industries, and 76 non-integrated paper industry. Energy intensity of these three

ketiga kelompok industri tersebut sangat bervariasi. Menurut Studi ICCTF yang dilaksanakan oleh PT EMI bekerja sama dengan Kementerian Perindustrian, intensitas konsumsi energi industri pulp rata-rata 39,14 GJ/ton, industri pulp dan terintegrasi kertas sebesar 23,20 GJ/ton, dan industri kertas tidak terintegrasi sebanyak 11,7 GJ/ton. Intensitas konsumsi energi diperoleh berdasarkan hasil survei atas 2 industri pulp, 3 industri pulp terintegrasi dengan kertas, dan 10 industri kertas tidak terintegrasi.

Menurut APRIL (2015), intensitas konsumsi energi PT Riau Andalan Pulp dan Kertas yang terintegrasi adalah sebesar 29,5 GJ/ton. Intensitas konsumsi energi tersebut lebih tinggi dibanding hasil survei yang dilaporkan PT EMI. Intensitas konsumsi energi industri pulp terintegrasi kertas yang dilaporkan PT EMI tidak digunakan karena PT Riau Andalan Pulp dan Kertas merupakan industri yang efisien karena sudah memanfaatkan *non-condensate gas* sebagai sumber bahan bakar.

Konsumsi EBT pada industri pulp mencakup 100%, konsumsi EBT pada industri pulp terintegrasi kertas sebanyak 80,7%, dan konsumsi EBT pada industri kertas tidak terintegrasi diasumsi sebesar 0%, karena penggunaan *reject pellet* relatif kecil. Produksi pulp tahun 2014 mencapai 6,4 juta ton dan produksi kertas mencapai 10,4 juta ton. Dengan mempertimbangkan intensitas konsumsi energi, pangsa konsumsi EBT, serta produksi pulp dan kertas, maka diperoleh konsumsi EBT pada industri pulp dan kertas tahun 2014 sebanyak 232.35 PJ (40 juta SBM) dengan rata-rata pangsa EBT sebesar 63% terhadap total konsumsi energi.

Berdasarkan data Statistik Industri Besar dan Sedang BPS tahun 2012 pangsa konsumsi minyak solar keempat industri terpilih mencapai 18% terhadap total konsumsi minyak solar di industri. Sebanyak 9,50% dari konsumsi tersebut merupakan konsumsi industri pulp dan kertas. Total konsumsi minyak solar pada sektor industri tahun 2014 mencapai 4,24 juta kilo liter yang digunakan oleh keempat industri terpilih sebanyak 0,76 juta kilo liter. Dengan mempertimbangkan mandatori *biofuel* sebesar 7,8% diperoleh konsumsi biodiesel sebanyak 0,26 PJ (437 ribu SBM). Dengan demikian, total konsumsi EBT pada industri pulp dan kertas tahun 2014 mencapai 240,54 PJ (40 juta SBM)

industry group is very diversified. According to ICCTF study conducted by PT EMI in cooperation with the Ministry of Industry, energy consumption intensity of pulp industry on average is 39.14 GJ/tonne, pulp-paper integrated industry 23.20 GJ/tonne, and non-integrated paper industry 11.7 GJ/tonne. The energy consumption intensity is obtained from survey of two pulp industries, three pulp-paper integrated industries, and 10 non-integrated paper industries.

According to APRIL (2015), energy consumption intensity of an integrated industry PT Riau Andalan Pulp and Paper is amounted to 29.5 GJ/tonne. The energy consumption intensity is higher than the survey reported by PT EMI. Therefore, energy consumption intensity for the integrated industry is not using data from PT EMI as PT Riau Andalan Pulp and Paper is an efficient industry due to non-condensate gas utilization as a fuel source.

NRE consumption in pulp industry is accounted to 100%, pulp-paper integrated industry 80.7%, and non-integrated paper industry is assumed at 0% because of the relatively small use of pellet reject. Pulp production in 2014 reached 6.4 million tonnes, while paper production reached 10.4 million tonnes. Considering energy consumption intensity, share of NRE consumption, as well as pulp and paper production, the obtained EBT consumption at pulp and paper industry in 2014 was 232.35 PJ (40 million BOE) with NRE share of 63% from total energy consumption.

Data from Large and Medium Industry Statistics of BPS in 2012 showed that share of diesel oil consumption in the four selected industries reached 18% of total diesel oil consumption in industrial sector. A total of 9.50% of the consumption is from pulp and paper industry. Total diesel oil consumption in industrial sector in 2014 reached 4.24 million kilo liters and 0.76 million kilo liters used by the four selected industries. Considering the 7.8% biofuel mandatory, biodiesel consumption reached 0.26 PJ (437 thousand BOE). Thus, total NRE consumption of pulp and paper industry in 2014 reached 240.54 PJ.

6.3.3 Industri Gula Tebu

Industri gula tebu merupakan salah satu industri tertua di Indonesia karena telah berdiri lebih dari seabad lalu. Total industri gula tebu nasional sebanyak 50 industri, 80% beroperasi antara 100 tahun s.d. 184 tahun, 6% beroperasi antara 50 s.d. 99 tahun, dan 17% beroperasi kurang dari 50 tahun. Pabrik gula tebu umumnya menghasilkan gula kristal putih yang belum memenuhi syarat untuk digunakan sebagai bahan baku industri makanan.

Dalam BPPT-OEI 2016, perhitungan konsumsi energi industri gula tebu dihitung berdasarkan neraca gula dengan 1 ton tebu menghasilkan 60-70 kg gula dan 300 kg bagasse dengan konsumsi uap sebanyak 0,55 ton uap/ton tebu dan listrik sebanyak 16 s.d. 21 kWh/ton tebu. *Bagasse* merupakan biomassa yang mempunyai nilai kalor 18.309 MJ/ton *bagasse*. Dengan demikian, produksi gula tahun 2014 yang mencapai 2,55 juta ton menghasilkan *bagasse* sebanyak 110 PJ (asumsi kandungan air *bagasse* sebanyak 50%) dengan kebutuhan energi sebanyak 141,7 PJ.

Produksi *bagasse* tidak mencukupi kebutuhan energi industri gula (hanya 78%), sehingga diperlukan bahan bakar lain, seperti minyak residu, kayu, sekam, *moulding*, cacahan tebu, minyak solar dan lainnya. Konsumsi minyak solar juga mencakup konsumsi biodiesel sebagai EBT. Data Statistik Industri Besar dan Sedang BPS tahun 2012 menunjukkan konsumsi minyak solar industri gula tebu mencakup 8,60% terhadap keempat industri terpilih atau 0,23 PJ. Dengan demikian total konsumsi EBT industri gula tahun 2014 mencapai 101,06 PJ (17 juta SBM).

6.3.4 Industri Semen

Industri semen merupakan industri yang intensif energi sehingga segala sumber energi yang murah akan dimanfaatkan selama tidak mengganggu proses dan kualitas produksi, pasokannya berkelanjutan, serta tidak melanggar ketentuan yang berlaku. Untuk itu, pemanfaatan EBT pada industri semen atau sering disebut dengan *alternative fuel* mengalami peningkatan yang pesat, bahkan penggunaan energi alternatif pada industri semen di Jerman tahun 2010 sudah mencapai 61%.

6.3.2 Sugar Cane Industry

Sugar industry is one of the oldest industries in Indonesia, established for more than a century. Total national sugar industry is 50 industries with 80% have operated 100-184 years, 6% for 50-99 years, and 17% for less than 50 years. Sugar factory generally produces white crystal sugar which is not qualified as raw material for food industry.

In BPPT-OEI 2016, calculation of energy consumption in sugar industry is based on the sugar balance where for each tonne of sugarcane produces 60-70 kg of sugar and 300 kg of bagasse with steam consumption of 0.55 tonnes steam/tonne sugarcane and electricity of 16-21 kWh/tonne sugarcane. Bagasse is a type of biomass with calorific value of 18,309 MJ/tonne bagasse. Thus, 2.55 million tonnes of sugar production in 2014 produced 110 PJ bagasse (assuming 50% water content) with energy consumption of 141.7 PJ.

Bagasse production is not sufficient to meet all sugar industry energy demand (only 78%), so it requires other fuels, such as oil residues, wood, husks, molding, chopped sugarcane, diesel oil and others. Diesel oil consumption also includes biodiesel as renewable energy. Data from Large and Medium Industry Statistics of BPS in 2012 showed diesel oil consumption in sugar industry covers 8.60% of the four selected industries or 0.23 PJ. Thus, total NRE consumption of sugar industry in 2014 reached 101.06 PJ (17 million BOE).

6.3.4 Cement Industry

Cement industry is an energy intensive industry so that all sources of inexpensive energy will be utilized as long as not interfere the process and production quality, has sustainable supply, and does not violate any regulations. To that end, NRE or often referred as alternative fuel utilization in cement industry has increased rapidly. The use of alternative energy of cement industry in Germany in 2010 had reached 61%.

Menurut PPIH (2015), konsumsi energi alternatif di industri semen tahun 2013 diperkirakan mencapai 3% terhadap total konsumsi energinya, bahkan ada industri semen yang sudah mengkonsumsi energi alternatif sebesar 8%. Jenis energi alternatif yang digunakan sangat beragam mencakup ban bekas, sampah, limbah plastik, tempurung kelapa, makanan bekas, *oil sludge*, kemasan bekas, *rice husk*, dan lainnya. Nilai kalor energi alternatif yang digunakan di *kiln* minimal 2.500 kcal/kg dengan kandungan mineral minimal 50%.

Berbeda dengan ketiga industri terpilih di atas, pemanfaatan energi alternatif pada industri semen tidak di disain sejak awal sehingga merupakan tambahan yang memerlukan modifikasi tersendiri dalam proses penyediaan dan pemanfaatan energi alternatif. Penggunaan energi alternatif pada industri semen secara ekonomi menguntungkan dan kendala yang dapat terjadi adalah kontinuitas pasokan energi alternatif.

Intensitas konsumsi energi industri semen rata-rata mencapai 3,11 GJ/ton semen atau dengan produksi semen sebanyak 57,74 juta ton pada tahun 2014 memerlukan energi sekitar 187 PJ, termasuk 5,83 PJ energi alternatif. Industri semen juga menggunakan minyak solar dalam proses produksinya yang mencapai 8,44% terhadap total konsumsi minyak solar pada ke-4 industri terpilih atau mencapai 0,23 PJ.

Berdasarkan penjabaran tersebut, total konsumsi EBT keempat industri terpilih tersebut pada tahun 2014 mencapai 131 juta SBM atau 2,37 kali lebih banyak dibanding konsumsi biomassa yang dipublikasikan dalam HEESI (2015). Hal ini menunjukkan bahwa konsumsi energi di sektor energi yang dipublikasikan selama ini masih kurang 86 juta SBM dan mitigasi GRK dari pemanfaatan EBT juga lebih rendah.

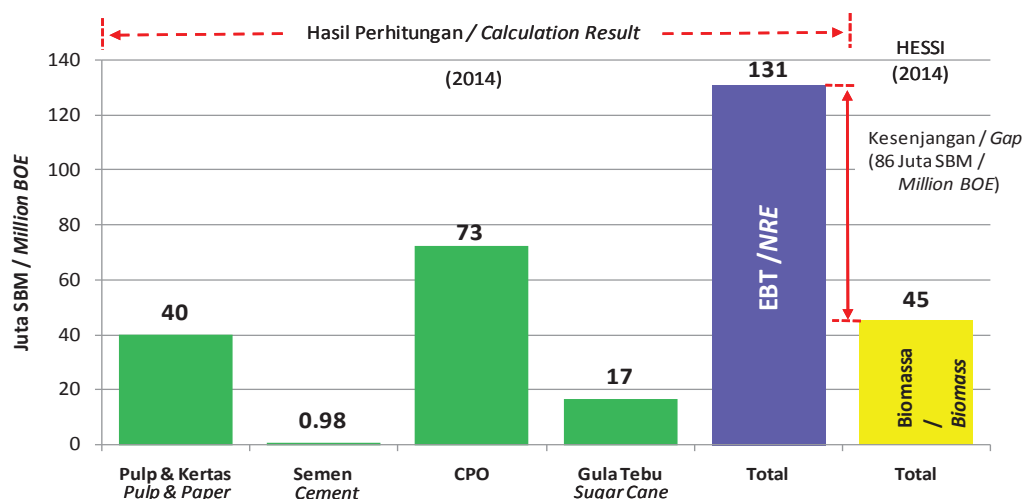
According to the PPIH (2015), alternative fuel consumption of cement industry in 2013 was estimated at 3% of its total energy consumption. There are even cement industries that already consume alternative fuel by 8%. Alternative fuel is varied from old tires, waste, plastic waste, coconut shells, expired food, oil sludge, packaging scrap, rice husk, and others. Calorific value of alternative fuel used in the kiln is at least 2,500 kcal/kg with mineral content of at least 50%.

Unlike the above three selected industries, alternative fuel utilization in cement industry was not incorporated in the initial design so it requires modifications in the supply and utilization of alternative fuel. Alternative fuel utilization in cement industry is economically profitable with difficulty in its supply continuity.

Energy consumption intensity in cement industry on average was 3.11 GJ/tonne cement with cement production of 57.74 million tonnes in 2014 and required approximately 187 PJ of energy, including 5.83 PJ of alternative fuel. Cement industry also uses diesel oil in production process, which reached 8.44% (0.23 PJ) of total diesel oil consumption of the four selected industries.

Based on the above explanation, total EBT consumption of the four selected industries in 2014 reached 131 million BOE or 2,37 times higher than biomass consumption published in HEESI (2015). This shows that the published energy consumption in energy sector missed approximately 86 million BOE as well as much lower GHG mitigation from NRE utilization.

Gambar 6.2 Perbandingan konsumsi EBT di sektor industri menurut HEESI dan hasil perhitungan
Figure 6.2 Comparison of NRE consumption in industrial sector in HEESI and calculation results



6.4 Proyeksi Kebutuhan Biomassa dan EBT

Demand Projection of Biomass and NRE

Proyeksi kebutuhan biomassa dan EBT mempertimbangkan pertumbuhan PDB skenario dasar dan tinggi. Perbedaan jumlah kebutuhan biomassa dan EBT selain disebabkan oleh jumlah konsumsinya yang berbeda pada tahun dasar (2014) juga karena proyeksi kebutuhan EBT mempertimbangkan rencana produksi CPO hingga tahun 2035, rencana produksi semen hingga tahun 2019, potensi pemanfaatan energi alternatif meningkat bertahap dari 3% pada tahun 2014 menjadi 10% pada tahun 2035 dan 20% pada tahun 2050.

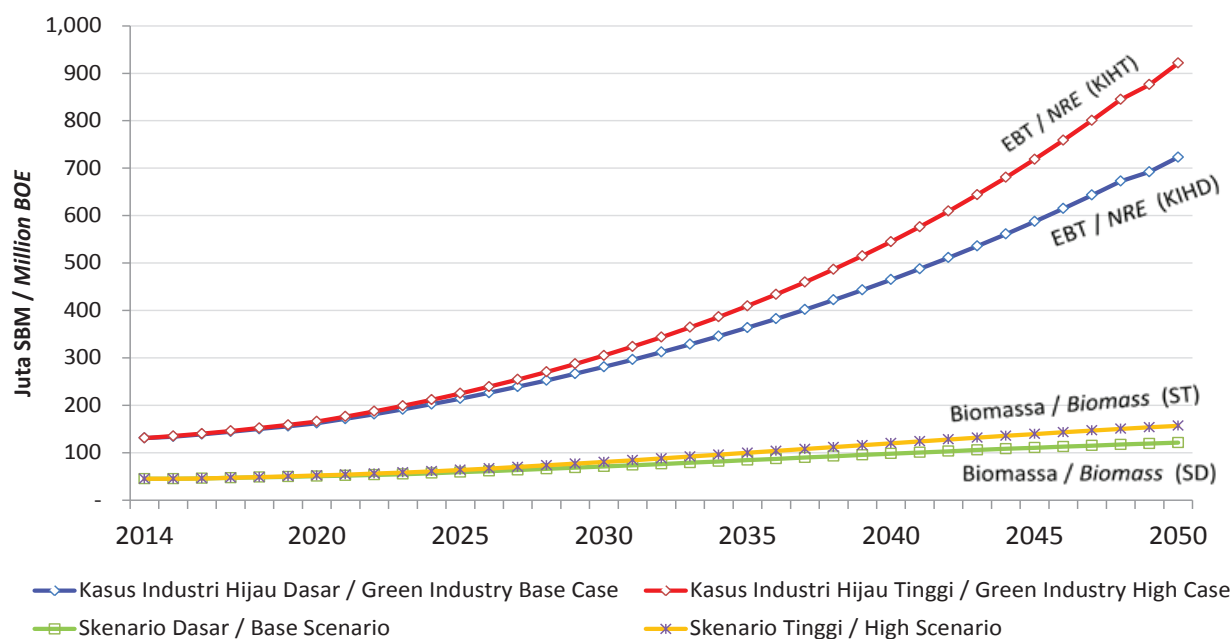
Pertimbangan rencana produksi CPO dan semen hingga tahun tertentu karena tersedia informasi rencana produksi. Peningkatan pangsa pemanfaatan energi alternatif terhadap total kebutuhan energi industri semen guna mendorong pemanfaatan energi yang ramah lingkungan sekaligus meningkatkan daya saing industri semen nasional. Berbagai pendekatan tersebut menghasilkan perbedaan proyeksi kebutuhan biomassa dan EBT yang semakin besar dari sekitar 3 kali pada tahun 2014 menjadi 2 kali lipat pada tahun 2050.

Biomass and NRE demand projection considers base and high scenario of GDP growth. Differences between demand of biomass and NRE not only caused by difference in amount of consumption in base year (2014) but also because NRE demand projection takes into account CPO production plans until 2035, cement production plans until 2019, growth of alternative fuel potential demand from 3% in 2014 to 10% in 2035 and 20% in 2050.

CPO and cement production plans are available only for a certain periode, hence the different year in each sector. The increasing share of alternative fuel to total energy demand in cement industry is to encourage the use of environmentally friendly energy and to increase competitiveness of national cement industry. These various approaches lead to substantial differences in NRE and biomass projected demand for about 3 times in 2014 to 2-fold by 2050.

Gambar 6.3 Proyeksi kebutuhan biomassa dan EBT di sektor industri

Figure 6.3 Projection of biomass and NRE demand in industrial sector



6.5 Bauran Energi Baru dan Terbarukan

New and Renewable Energy Mix

Perbedaan proyeksi kebutuhan biomassa dan EBT pada sektor industri berdampak pada kontribusi EBT terhadap bauran energi primer. Konsumsi biomassa pada sektor industri yang jumlahnya terbatas sesuai data HEESI yang diterbitkan oleh KESDM hanya menghasilkan bauran energi primer EBT yang mencapai 7,5% pada tahun 2014 lalu naik menjadi 12,5% pada tahun 2025 dan 13,4% pada tahun 2050.

Sebaliknya, dengan mempertimbangkan penggunaan EBT pada industri terpilih (CPO, pulp dan kertas, gula tebu, dan semen) sesuai kasus industri hijau berkontribusi signifikan dalam meningkatkan bauran EBT nasional. Dari hasil analisis konsumsi EBT pada keempat industri terpilih tersebut beserta dengan proyeksinya menghasilkan bauran EBT yang mencapai 10% pada tahun 2014 kemudian naik menjadi 19,3% pada tahun 2025 dan pangsanya meningkat 2 kali lipat pada tahun 2050 terhadap bauran EBT tahun 2025.

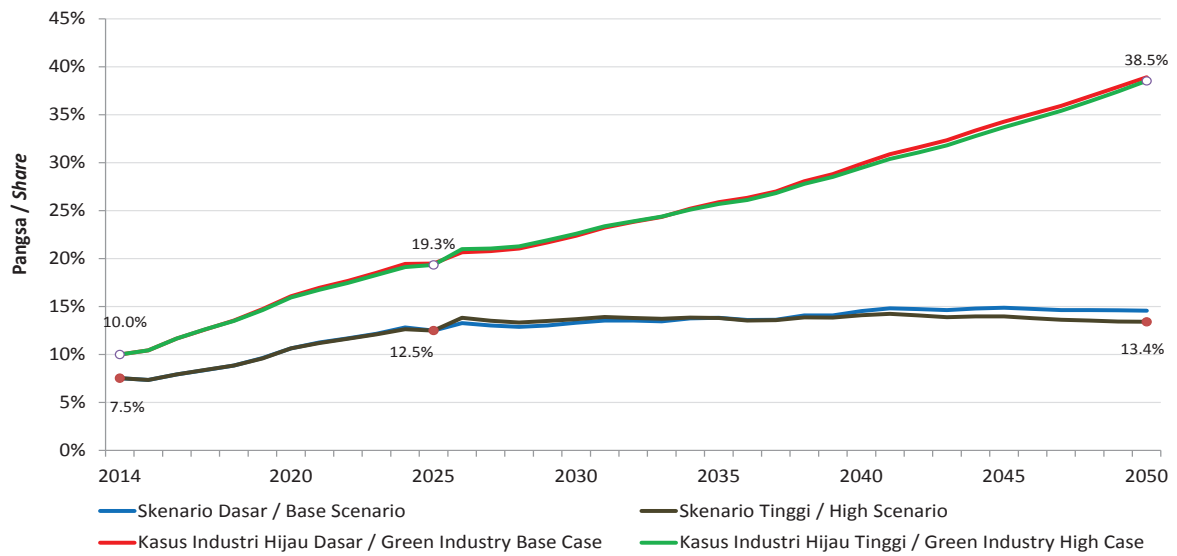
Informasi ini sangat berharga dan dapat mengurangi perdebatan yang panjang tentang upaya memenuhi sasaran bauran EBT yang ditetapkan dalam Kebijakan Energi Nasional sebagaimana diatur dalam Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014. Seperti diketahui bahwa untuk memenuhi bauran EBT minimal sebanyak 23% pada tahun 2025 KESDM sedang menyusun berbagai opsi pemanfaatan EBT untuk pembangkit listrik dan pemanfaatan BBN. Oleh karena sulit tercapai maka diprogramkan pemanfaatan EBT yang justru akan meningkatkan biaya produksi pembangkit listrik. Sebagai konsekwensinya adalah meningkatnya jumlah subsidi listrik oleh pemerintah dan atau dibebankan ke masyarakat melalui perubahan tarif listrik yang dijual ke pelanggan. Seperti diketahui bahwa terdapat 12 golongan tarif pelanggan listrik yang sudah tidak disubsidi lagi oleh pemerintah termasuk golongan tarif pelanggan R-1/TR dengan daya tersambung 1.300 VA, sebagaimana diatur dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 31 Tahun 2014.

Differences in projected demand of biomass and NRE in industrial sector impacts on NRE contribution to primary energy mix. Biomass consumption of industrial sectors in HEESI published by MEMR only contributed to NRE share 7.5% in primary energy mix and will rise to 12.5% in 2025 and 13.4% in 2050.

On the other hand, taking into account the NRE use in selected industries (CPO, pulp and paper, sugar, and cement) as in green industry case contributes to a significant increase of NRE share in national primary energy mix. From the analysis, share of NRE in primary energy mix reached 10% in 2014 and then will rise to 19.3% in 2025 and increases two-fold in 2050.

This information is very valuable and can cease the long-standing debate about efforts in carrying out the NRE share goals set out in National Energy Policy as stipulated in Government Regulation No. 79 Year 2014. To meet the NRE share of at least 23% by 2025, MEMR are putting together a variety of NRE utilization options for electricity generation and biofuel utilization. These will lead to an increase in electricity production cost. As a consequence, amount of electricity subsidy by the government will also increase and/or will be charged to the public through changes in customer electricity rates. There are 12 types of electricity rates that are no longer subsidized by the government including R-1/TR type with 1300 VA, as stipulated in the Regulation of Minister MEMR No. 31 year 2014.

Gambar 6.4 Pasokan EBT untuk skenario dasar dan kasus industri hijau
Figure 6.4 NRE supply of base scenario and green industry case



6.6 Emisi GRK Skenario Dasar dan Tinggi

GHG Emission on Base and High Scenario

Total emisi GRK yang terjadi dari pemanfaatan energi fosil sebagai bahan bakar, maupun produksi sumber daya energi fosil mengalami peningkatan yang cukup pesat dari 598 juta ton CO₂e pada tahun 2014 menjadi 2.900 juta ton CO₂e pada tahun 2050 untuk skenario dasar atau 3.829 juta ton CO₂e untuk skenario tinggi.

Kontribusi sektor industri dalam menghasilkan emisi GRK dari pemanfaatan energi fosil sebagai bahan bakar mencapai 28% terhadap total emisi GRK nasional tahun 2014 dan meningkat menjadi 33% pada tahun 2050. Sektor industri merupakan kontributor emisi terbesar mengalahkan sektor pembangkit listrik. Hal ini disebabkan karena laju penggunaan bahan bakar fosil di sektor industri mencapai 5,1% rata-rata per tahun, dengan kontribusi batubara sebagai bahan bakar di industri mencapai 56% terhadap total konsumsi bahan bakar fosil.

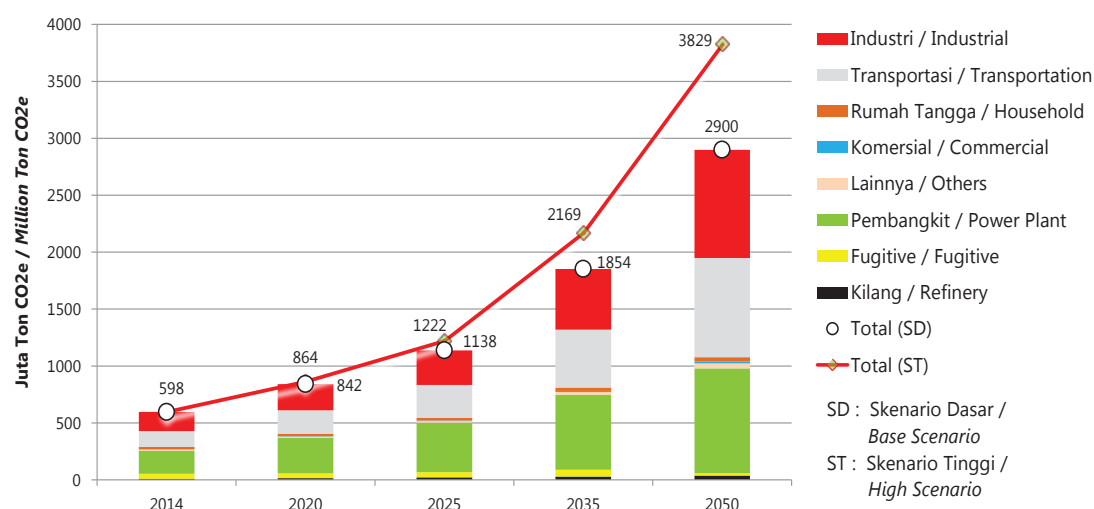
Tingginya emisi GRK di sektor industri menuntut pemanfaatan energi yang lebih efisien dan penggunaan energi baru dan terbarukan yang maksimal agar cita-cita industri hijau sesuai UU No. 3 tahun 2014 dapat terwujud.

Total GHG emissions that occur from fossil energy utilization as fuel, and from fossil energy production has increased rapidly from 598 million tonnes of CO₂e in 2014 to 2,900 million tonnes of CO₂e in 2050 for base scenario and to 3,829 million tonnes of CO₂e for high scenario.

Contribution of industrial sector in GHG emissions from the use of fossil fuel accounted to 28% of total national GHG emission in 2014 and will increase to 33% in 2050. Industrial sector is the largest emission contributor over the power generation sector. This is because rate of fossil fuel utilization in industrial sector reached 5.1% on average per year, with coal share of 56% from total fossil fuels consumption.

The high GHG emissions in industrial sector requires more efficient utilization of energy and maximum NRE utilization so that the ideals of green industry in accordance with Law No. 3 year 2014 can be realized.

Tabel 6.5 Emisi GRK per sektor untuk skenario dasar dan total emisi GRK untuk skenario tinggi
Table 6.5 GHG emission by sector in base scenario and total GHG emission in high scenario



6.7 Peranan Industri Hijau dalam Mitigasi GRK

Role of Green Industry in GHG Mitigation

Pemanfaatan biomassa dan energi alternatif pada empat industri terpilih selain berkontribusi terhadap peningkatan bauran EBT juga berkontribusi terhadap penurunan emisi GRK sektor industri. Proyeksi kebutuhan EBT pada sektor industri sesuai kasus industri hijau menghasilkan mitigasi GRK yang jauh lebih tinggi dari pada mitigasi GRK dari pemanfaatan biomassa dan konservasi di industri sesuai skenario dasar dan skenario tinggi.

Mitigasi tersebut dihitung dengan mengalikan antara kebutuhan EBT kasus industri hijau dengan intensitas emisi GRK (ton CO₂e/SBM) pada sektor industri sesuai dengan skenario dasar dan skenario tinggi. Adapun mitigasi GRK sektor industri sesuai skenario tinggi dan skenario rendah dihitung dengan mempertimbangkan proyeksi kebutuhan biomassa dan potensi konservasi energi pada seluruh sektor industri.

Dari analisis tersebut nampak bahwa mitigasi GRK dari kebutuhan EBT tanpa mempertimbangkan potensi konservasi energi sesuai kasus industri hijau jauh lebih besar dibanding mitigasi GRK dengan mempertimbangkan biomassa dan potensi konservasi energi sesuai skenario rendah dan skenario tinggi.

Hal ini menarik karena Indonesia sedang menyusun *Intended Nationally Determined Contribution* (INDC) dalam rangka memenuhi komitmen Pemerintah Indonesia untuk menurunkan emisi GRK sebesar 29% atas biaya sendiri atau sebesar 41% atas bantuan internasional pada kondisi baseline pada tahun 2030. Target penurunan tersebut merupakan target penurunan untuk keempat sektor penghasil emisi GRK termasuk sektor energi.

Besarnya target penurunan emisi GRK untuk masing-masing sektor akan ditetapkan dalam Revisi Perpres 61/2011 atau Perpres baru tentang Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi GRK. Penurunan emisi GRK sektor energi dalam INDC juga belum mempertimbangkan pemanfaatan EBT yang optimal pada keempat industri terpilih tersebut.

Utilization of biomass and alternative fuel in four selected industries, in addition to improving NRE share in total energy mix, also contributes to GHG emissions reduction of industrial sector. NRE projected demand of industrial sector in green industry case generates higher GHG mitigation than in base and high scenario.

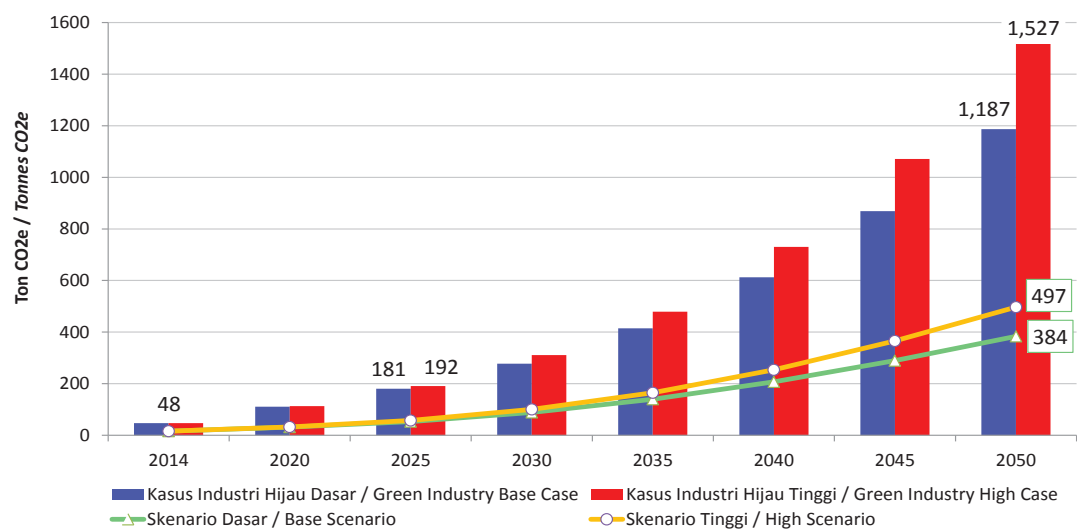
The mitigation is calculated by multiplying the NRE demand in green industry case with GHG emissions intensity (tonnes CO₂e/BOE) in industrial sector in accordance with base and high scenario. As for GHG mitigation in industrial is taking into consideration the projection of biomass demand and the energy conservation potential in all sectors of industry.

This analysis shows that GHG mitigation of NRE demand without considering the energy conservation potential in green industry case is much larger than the GHG mitigation in both base and high scenario in which already considering the biomass and energy conservation potential.

This is important because Indonesia is setting up the Intended Nationally Determined Contribution (INDC) in order to accomplish the Indonesian Government's commitment to reduce GHG emissions by 29% or up to 41% with international assistance in 2030. The targets cover reduction target for four sector GHG emitters, including the energy sector.

The amount of GHG emissions reduction targets for each sector will be stipulated in the revision of Presidential Decree 61/2011 or new Presidential Decree on the National Action Plan for Reducing GHG Emissions. GHG emission reduction of energy sector in INDC also has not considered the optimum NRE utilization in all four selected industries.

Tabel 6.6 Perbandingan mitigasi emisi GRK untuk penggunaan EBT di sektor industri
Table 6.6 Comparison on GHG emission mitigation for utilization of NRE in industrial sector



6.8 Dukungan Kebijakan

Policy Support

Pemanfaatan EBT pada keempat industri terpilih masih dapat dioptimalkan apabila terdapat regulasi yang mendukung, khususnya regulasi terkait pemanfaatan EBT di industri pulp dan kertas, serta industri semen.

Peraturan Menteri Lingkungan Hidup Nomor 2 Tahun 2008 Tentang Pemanfaatan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun dalam Pasal 7 menyebutkan bahwa Pemanfaatan limbah B3 sebagai substitusi bahan bakar harus memenuhi kriteria sebagai berikut: (a) kandungan kalori sama atau lebih besar dari 2.500 kkal/kg, (b) kadar air sama atau lebih kecil dari 15%, (c) tidak mengandung senyawa terhalogenasi. Kondisi ini menyulitkan industri pulp dan kertas untuk memanfaatkan secara langsung *biosludge* karena penurunan kadar air *biosludge* $\leq 15\%$ memerlukan energi yang lebih besar dari energi yang dikandung oleh *biosludge* itu sendiri sehingga tidak ekonomis.

Pemanfaatan energi alternatif menguntungkan industri semen karena ekonomis. Proses pengolahan energi alternatif di industri semen berbeda antara jenis energi alternatif sehingga kontinuitas pasokan merupakan kendala utama yang dihadapi pihak industri. Salah satu energi alternatif yang banyak dimanfaatkan oleh industri semen di dunia adalah sampah domestik. Pemanfaatan sampah sebagai energi alternatif di industri semen memerlukan penanganan tersendiri di tempat penampungan sampah sebelum dikirim ke industri semen, dan mengurangi timbulan sampah. Untuk itu diperlukan kebijakan pemanfaatan sampah sebagai energi alternatif yang mendorong pemerintah daerah bekerja sama saling menguntungkan dengan industri semen.

NRE utilization in four selected industries can still be optimized if there are regulations that support the NRE utilization, especially in pulp and paper industry as well as cement industry.

Regulation of Minister of Environment No. 2 year 2008 on Hazardous Materials and Toxic Waste Utilization, Article 7 states that the B3 waste utilization as fuel substitute should meet the following criteria: (a) calorific value is equal or higher than 2,500 kkal/kg, (b) water content is equal or less than 15%, (c) does not contain halogenated compounds. This complicates biosludge utilization in pulp and paper industry due its high water content. Amount of energy needed to reduce it is higher than the energy contained by biosludge itself, thus uneconomical.

Utilization of alternative fuel in cement industry is economical. The processing of each alternative fuel in cement industry is different from one another so that the supply continuity becomes main obstacle. One of the alternative fuels that are widely used by cement industry in the world is domestic waste. Utilization of waste as an alternative fuel in cement industry requires special handling in the landfill that will reduce its waste volume. Specific policy for waste utilization as an alternative fuel is required to encourage mutual cooperation between local governments and cement industry.

Halaman kosong / *blank page*



Bab 7. Penutup

Chapter 7. Closing

Pemerintah membutuhkan analisis tentang kebutuhan dan penyediaan energi nasional jangka panjang dengan mempertimbangkan teknologi yang tepat untuk mencapai target mitigasi GRK dan mewujudkan tujuan SDG, serta mewujudkan kemandirian dan ketahanan energi nasional. BPPT-OEI 2016 memuat berbagai analisis terkait hal tersebut di atas dengan mengangkat tema "Pengembangan Energi untuk Mendukung Industri Hijau". Dalam BPPT-OEI 2016 dibahas dua skenario (skenario dasar dan skenario tinggi) dan 3 kasus (kasus pengurangan cadangan batubara, kasus industri hijau dasar dan kasus industri hijau tinggi).

Pertumbuhan PDB untuk skenario dasar diasumsikan tumbuh rata-rata sebesar 6% dari 8.566 triliun rupiah pada tahun 2014 menjadi 69.778 triliun rupiah pada tahun 2050 pada harga konstan 2010. Untuk skenario tinggi, PDB diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 6,9% per tahun. Kondisi tersebut akan meningkatkan kebutuhan energi dari 962 juta SBM pada tahun 2014 menjadi 5.449 juta SBM pada tahun 2050, atau meningkat rata 4,9% per tahun untuk skenario dasar dan 5,7% per tahun untuk skenario tinggi. Hal ini menjadikan elastisitas kebutuhan energi untuk kurun waktu 2014-2050 sebesar 0,82 untuk skenario dasar dan 0,83 untuk skenario tinggi.

Untuk memenuhi kebutuhan energi tersebut dapat disediakan dari pengembangan sumber daya energi maupun dari impor energi. Penyediaan energi primer pada kurun waktu 2014-2050 meningkat dari 1.289 juta SBM pada tahun 2014 menjadi 7.218 juta SBM pada tahun 2050 atau meningkat rata-rata sebesar 4,7% per tahun untuk skenario dasar, sedangkan untuk skenario tinggi meningkat rata-rata sebesar 6,1% per tahun. Penyediaan energi akan tetap didominasi oleh energi fosil sampai dengan tahun 2050. Pangsa terbesar adalah batubara, sedangkan peran EBT masih relatif kecil pada tahun 2050 hanya sebesar 14,9% dari total penyediaan energi untuk skenario dasar. Lebih dari 50% pemanfaatan EBT adalah untuk pembangkitan listrik.

Indonesia sudah lama menjadi net importir minyak bumi dan akan diikuti menjadi net importir gas bumi pada tahun 2027 (skenario dasar), net importir batubara pada tahun 2046 (kasus pengurangan cadangan batubara), dan akhirnya net importir energi pada tahun 2029 (skenario dasar).

The government requires analysis of the long-term national energy demand and supply that considers the appropriate technology to achieve GHG mitigation targets and realize the SDG goal, as well as to realize independence and security of national energy. BPPT-OEI 2016 includes various related analyses with theme "Energy Development in Supporting Green Industry". BPPT-OEI 2016 discusses two scenarios (base scenario and high scenario) and three cases (depletion of coal reserves case, green industry base case and green industry high case).

GDP growth for base scenario is assumed to grow by an average of 6% from 8,566 trillion rupiah in 2014 to 69,778 trillion rupiah in 2050 at 2010 constant prices. For high scenario, GDP is predicted to grow by 6.9% per year. These conditions will increase energy demand of 962 million BOE in 2014 to 5,449 million BOE in 2050, an increase of 4.9% per year for base scenario. As for high scenario, energy demand will increase 5.7% per year. This will cause energy demand elasticity for the period 2014-2050 to reach 0.82 for base scenario and 0.83 for high scenario.

Energy demand can be fulfilled from development of energy resources and energy imports. Primary energy supply during the period 2014-2050 will increase from 1,289 million BOE in 2014 to 7,218 million BOE in 2050 or increase 4.7% per year for base scenario. In high scenario, primary energy supply will increase by 6.1% per year. Energy supply will continue to be dominated by fossil energy by 2050. The largest share is held by coal while NRE role is still relatively small by only 14.9% of total energy supply in 2050 for base scenario. More than 50% utilization of NRE is for electricity generation.

Indonesia has been a net crude oil importer for a long time and will be a net natural gas importer in 2027 (base scenario), a net coal importer in 2046 (depletion of coal reserves case), and a net energy importer in 2029 (base scenario). Various problems need to be given priority for solutions as energy is

Berbagai persoalan yang akan dihadapi mendatang perlu mendapatkan prioritas untuk dicarikan solusi mengingat energi merupakan salah satu faktor penting untuk penggerak perekonomian. Paradigma pemerintah dalam pemanfaatan migas saat ini sudah bergeser dari sebagai penerimaan negara menjadi penggerak perekonomian dalam negeri. Oleh karena itu, jumlah dan kapasitas infrastruktur untuk distribusi minyak dan gas dalam negeri harus terus ditingkatkan.

Dalam BPPT-OEI 2016 dibahas topik industri hijau yang pembahasan dibatasi hanya tentang penggunaan energi yang rendah karbon (energi baru dan terbarukan) dan dampaknya terhadap emisi GRK. Berdasarkan hasil perhitungan konsumsi EBT sesuai metode dalam Kajian Kementerian Perindustrian, penggunaan EBT untuk industri CPO, pulp dan kertas, gula, serta semen pada tahun 2014 mencapai 134 juta SBM atau hampir tiga kali lipat dari data penggunaan EBT dari Kementerian ESDM (45 juta SBM). Untuk itu, perlu dilakukan koordinasi lebih lanjut terkait pencatatan data pemanfaatan EBT, khususnya di sektor industri.

Kontribusi EBT terhadap bauran energi primer berdasarkan data Kementerian ESDM mencapai 7,5% pada tahun 2014 lalu naik menjadi 12,5% pada tahun 2025 dan 13,4% pada tahun 2050. Sebaliknya, berdasarkan hasil perhitungan pada keempat industri tersebut menghasilkan kontribusi EBT mencapai 10% pada tahun 2014 kemudian naik menjadi 19,3% (2025) dan meningkat menjadi 38,5% (2050). Tingginya potensi pemanfaatan EBT pada keempat industri tersebut akan dapat mengurangi target pemanfaatan EBT sektor pembangkit listrik yang diprogramkan oleh pemerintah yang justru akan meningkatkan biaya produksi pembangkit listrik dan peningkatan subsidi listrik.

Total emisi GRK dari produksi maupun pemanfaatan energi fosil mengalami peningkatan yang cukup pesat dari 598 juta ton CO_{2e} pada tahun 2014 menjadi 2.900 juta ton CO_{2e} pada tahun 2050 untuk skenario dasar serta menjadi 3.829 juta ton CO_{2e} untuk skenario tinggi. Sektor industri merupakan kontributor emisi terbesar mengalahkan sektor pembangkit listrik.

one of the important factors for economic. The government paradigm in oil and gas utilization has shifted from a government revenue to domestic economy driver. Therefore, the number and capacity of infrastructure for oil and gas distribution in the country has to continuously improved.

BPPT-OEI 2016 discusses green industry topic that is framed on the use of low-carbon energy (new and renewable energy) and their impact on GHG emissions. Based on the calculation of NRE consumption by methods in study of the Ministry of Industry Ministry, NRE utilization for CPO, pulp and paper, sugar and cement industries in 2014 reached 134 million BOE or nearly threefold of NRE utilization data from MEMR (45 million BOE). Therefore, further coordination related to NRE data recording, especially in industrial sector, is needed.

NRE contribution to primary energy mix, based on data from MEMR reached 7.5% in 2014 and will rise to 12.5% in 2025 and 13.4% in 2050. In contrast, based on data from the Ministry of Industry, NRE contribution reached 10% in 2014 and then will increase to 19.3% (2025) and 38.5% (2050). High potential of renewable energy utilization in all four selected industries will be able to reduce the government target of NRE utilization in electricity generation sector of which will increase the production cost and subsidies of electricity.

Total GHG emissions from production and utilization of fossil fuels will increase rapidly from 598 million tonnes of CO_{2e} in 2014 to 2,900 million tonnes of CO_{2e} in 2050 in base scenario and to become 3,829 million tonnes of CO_{2e} in high scenario. Industrial sector is the largest emission contributor above power generation sector.

Hal ini disebabkan karena laju penggunaan bahan bakar fosil di sektor industri rata-rata mencapai 5,1% per tahun, dengan kontribusi batubara sebagai bahan bakar di sektor industri mencapai 56% terhadap total konsumsi bahan bakar fosil.

Pemanfaatan EBT pada empat industri terpilih selain berkontribusi terhadap peningkatan bauran EBT juga berkontribusi terhadap penurunan emisi GRK sektor industri. Total mitigasi GRK kasus industri hijau mencapai 3 kali lebih banyak dibanding skenario dasar dan skenario tinggi.

This is because the rate of fossil fuel utilization in industrial sector is by average 5.1% per year, with coal contribution as fuel in industrial sector reaches 56% of the total fossil fuels consumption.

Utilization of NRE in four selected industries, in addition to improving the NRE mix, also contributes to GHG emissions reduction in industrial sector. Total GHG mitigation in green industry case is three times higher than base scenario and high scenario.

- APERC (2015) *APEC Energy Demand and Supply Outlook, 6th Edition*, Asia Pacific Energy Research Centre, Tokyo.
- APRIL (2015) *Sustainability Report 2013-2014*, APRIL Group, www.aprilasia.com, diakses tanggal 5 Juli 2016.
- Badan Geologi (2015) *Executive Summary Pemutakhiran Data dan Neraca Sumber Daya Energi 2015*, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- BI (2016), *Laporan Inflasi (Indeks Harga Konsumen) Berdasarkan Perhitungan Inflasi Tahunan*, Bank Indonesia, <http://www.bi.go.id/id/moneter/inflasi/data/Default.aspx>, diakses tanggal 19 Mei 2016.
- Bowles, A.. (Editor) (2015) *Insight, October 2014, December 2015*, Platts, London.
- BP (2016) *BP Energy Outlook 2016 edition*, BP p.l.c., London.
- BP (2016a) *BP Statistical Review of World Energy June 2016*, BP p.l.c., London.
- BPPT (2015) *Outlook Energi Indonesia 2015*, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi, Jakarta.
- BPS (2013) *Proyeksi Penduduk Indonesia 2010-2035*, Kementerian PPN/Bappenas bekerja sama dengan Badan Pusat Statistik dan United Nations Population Fund, Jakarta.
- BPS (2015) *Statistik Indonesia 2015*, Badan Pusat Statistik, Jakarta.
- BPS (2015a) *Statistik Transportasi Darat 2014*, Badan Pusat Statistik, Jakarta.
- Cameron, L. and Tilburg, X. (2016) *Coal power and climate change in Indonesia*, ECN Policy Studies, Petten.
- CDIEMR (2015) *Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2015*, Center for Data and Information on Energy and Mineral Resources, Ministry of Energy and Mineral Resources, Jakarta.
- Dirjen Migas (2016), *Kebijakan LPG 3 Kg*, Bahan Paparan di International Institute for Sustainable Development, 29 Januari 2016, Jakarta.
- Ditjen EBTKE (2013) *Statistik Energi Baru dan Terbarukan 2013*, Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- Ditjen EBTKE (2014) *Statistik Energi Baru dan Terbarukan 2014*, Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- Ditjen EBTKE (2015) *Statistik Energi Baru dan Terbarukan 2015*, Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- Ditjen Migas (2015) *Peta Jalan Kebijakan Gas Bumi Nasional 2014-2030*, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- DJK (2015) *Statistik Ketenagalistrikan 2014*, Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- ExxonMobil (2016) *The Outlook for Energy: A View to 2040*, Exxon Mobil, Texas.
- Fitriana dan Argo, T.A. (2014) *Pemodelan Permintaan Energi dalam Sub Sektor Industri CPO dengan Pendekatan End-Use Model: Studi Kasus Kabupaten Kubu Raya*, Jurnal Perencanaan Wilayah dan Kota, Vol. 4, No. 1. Sekolah Arsitektur, Perencanaan dan Pengembangan Kebijakan ITB, Bandung.
- Goenadi, D.H., Susila, W.R. dan Isroi (2005) *Pemanfaatan Produk Samping Kelapa Sawit sebagai Sumber Energi Alternatif Terbarukan*, Badan Litbang Pertanian, Jakarta.
- Hasan, F. (2015) *Indonesian Economic Outlook 2015*, Institute for Development of Economics and Finance (INDEF), Jakarta.
- Hikam, M.A.S. (Editor) (2015) *Ketahanan Energi Indonesia 2015-2025: Tantangan dan Harapan*, Badan Intelijen Negara, Jakarta.

- Hoenig, V. (2010) *Energy and Resources Efficiency in the Cement Industry*, European Cement Research Academy (ECRA), Duesseldorf.
- IEEJ (2015) *Asia/World Energy Outlook*, The Institute of Energy Economics, Japan, Tokyo.
- IPCC (2014) *Anthropogenic and Natural Radiative Forcing, Sythetic Report 5, Chapter 8, Working Group I*, Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge.
- Kemenperin (2012) *Kebijakan Pengembangan Industri Hijau*, Bahan Paparan yang Disampaikan pada Workshop Efisiensi Energi di IKM, 22 Maret 2012, Institute for Essential Service Reform, Jakarta.
- KESDM (2015) *Neraca Gas Bumi Indonesia 2015-2030*, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- KESDM (2015a) *Rencana Strategis Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral 2015-2019*, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- KPPN/Bappenas (2014) *Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional 2015-2019, Buku I*, Kementerian Perencanaan Pembangunan Nasional / Badan Perencanaan Pembangunan Nasional, Jakarta.
- Lie, A. (2009) *Program Konversi Minyak Tanah ke Elpiji, Potret Kebijakan Pemerintah Dalam Sektor Pengelolaan Energi Nasional*, Bahan paparan pada Kuliah Umum Universitas Diponegoro, 10 Januari 2009, Semarang.
- Menko Perekonomian (2016), *Laporan Kinerja 2015*, Deputi Bidang Koordinasi Pengelolaan Energi, Sumber Daya Alam, dan Lingkungan Hidup, Kementerian Koordinator Bidang Perekonomian, Jakarta.
- OPEC (2015) *2015 World Oil Outlook*, Organization of the Petroleum Exporting Countries, Vienna.
- Pertamina (2016) *Kebijakan Pembangunan SPBN/SPDN dalam Memenuhi Kebutuhan BBM bagi Nelayan*, Bahan Paparan di Kementerian Kelautan dan Perikanan, Mei 2016, Jakarta.
- PLATTS (2015) *Insight: 2016 Asia Energy Outlook*, Platts McGraw Hill Financial, London.
- PLN (2015) *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2015-2024*, PT PLN (Persero), Jakarta.
- PPIH (2015) *Kajian Potensi Pemanfaatan Energi Baru dan Terbarukan di Sektor Industri dan Analisa Kebutuhan Teknologinya*, Pusat Pengkajian Industri Hijau, Kementerian Perindustrian, Jakarta.
- PPIHLH (2015) *Laporan Kajian Potensi Pemanfaatan Energi Baru dan Terbarukan di Sektor Industri dan Analisa Kebutuhan Teknologinya*, Pusat Pengkajian Industri Hijau dan Lingkungan Hidup, BPKIMI, Kementerian Perindustrian, Jakarta.
- PT EMI (2011) *Implementation of Energy Conservation and CO2 Emission Reduction in Industrial Sector, Phase 1, Ringkasan Eksekutif*, PT EMI bekerja sama dengan Kementerian Perindustrian, Jakarta.
- PT KAI (2015) *Laporan Tahunan 2014: Komitmen Terhadap Inovasi dan Kualitas Pelayanan*, PT Kereta Api Indonesia, Jakarta.
- PT MRT (2015) *Rencana Operasi Mass Rapid Transit (MRT)*, PT Mass Rapid Transit Jakarta, jakartamrt.co.id, diakses tanggal 20 Juni 2016..
- Soebandrija, K.E.N. (2011) *Persepsi Green Industry di Indonesia: Kondisi Sekarang, Tantangan dan Pola Pikir Baru*, INASEA, Vol. 12 No.1, April 2011: 55-67, Binus University, Jakarta.
- Statoil (2015) *Energy Perspectives: Long-term macro and market outlook*, Statoil ASA. Stavanger.
- Sukhdev, P., Varma, K., Bassi, A.M., Allen, E and Mumbunan, S (2015) *Indonesia Green Economy Model (I-GEM), Low Emission Capacity Building Program*, UNDP.
- UNEP (2013) *China's Green Long March, A Study of Renewable Energy, Environmental Industry, and Cement Sectors*, United Nations Environment Programme, Nairobi.

- UNIDO (2011) *UNIDO Green Industry: Policies for supporting Green Industry*, United Nations Industrial Development Organization, Vienna.
- VICO Indonesia (2015) *Progressing CBM Development in Indonesia: An Industry Perspective*, Dipresentasikan dalam Konferensi IndoGAS 2015, Jakarta.
- WB (2015) *Electric Power Consumption*, The World Bank, data.worldbank.org, diakses tanggal 13 Mei 2016.
- WB (2016) *Commodity Price Data*, January 2016, The World Bank.
- WEC (2015) *World Energy Trilemma: Priority actions on climate change and how to balance the trilemma*, World Energy Council, London.
- Winrock (2015) *Buku Panduan Konversi POME Menjadi Biogas: Pengembangan Proyek di Indonesia*, Winrock International bekerja sama dengan USAID, Jakarta 2015.

PHOTO CREDITS

"Industrial Area Outline "by freepik.com
"Green vs polluted city" by all-free-download.com
"Man Pointing at Oil Production And Eco Energy Icons "by dreamstime.com
"Beautiful House Sector" by green-acres.com
"Transportation"by amaze.com
"Construction Talent" by engage-construction.co.uk
"Factory Building" by wikimedia.org
"Crude Oil" by quotesgram.com
"Coal Mining" by environmetal-watch.com
"Mubadala IPIC Fujairah Emirates" by 2b1strconsulting.com
"Obama's Renewable-Energy" by wsj.com
"Solar Electric Generating System" by solarthermalmagazine.com
"Burying Electricity power lines" by udivices.com
"Wind Energy" by chavawindenergysolution.wordpress.com
"Electric tower" by america.pink
"Sustainable building considering more than the bottom line" by industryandbusiness.ca
"Vector of earth with tree in human hand" by istockphoto.com

This publication is available on the WEB at:
www.bppt.go.id

