

ISBN 978-602-1328-02-6

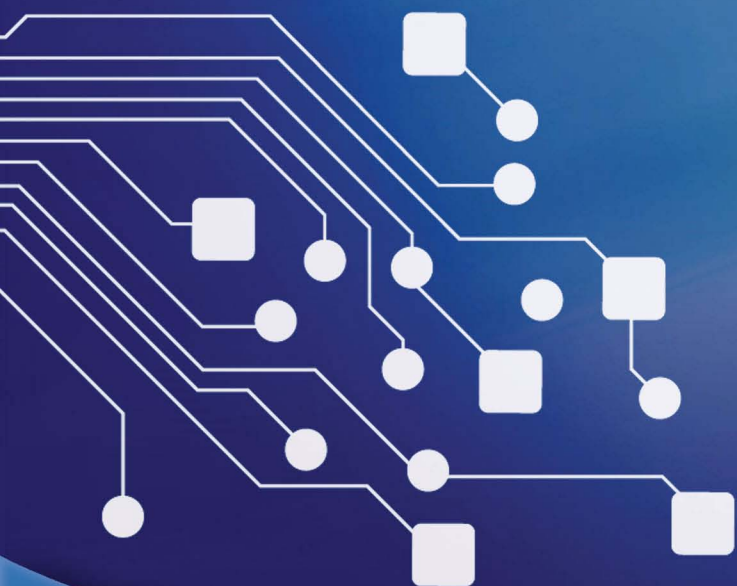


# OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2014

*INDONESIA ENERGY OUTLOOK 2014*

**Pengembangan Energi untuk Mendukung Program  
Substitusi BBM**

*Energy Development in Supporting Fuel Substitution Program*



**PUSAT TEKNOLOGI PENGEMBANGAN SUMBERDAYA ENERGI**  
*CENTER FOR ENERGY RESOURCES DEVELOPMENT TECHNOLOGY*

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

**ISBN 978-602-1328-02-6**

# **OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2014**

***INDONESIA ENERGY OUTLOOK 2014***

Pengembangan Energi untuk Mendukung Program  
Substitusi BBM

*Energy Development in Supporting Fuel Substitution Program*

**Editor:**

**Agus Sugiyono**

**Anindhita**

**M. Sidik Boedoyo**

**Adiarso**

**This publication is available on the WEB at:  
[www.bppt.go.id](http://www.bppt.go.id)**

**PUSAT TEKNOLOGI PENGEMBANGAN SUMBERDAYA ENERGI  
*CENTER FOR ENERGY RESOURCES DEVELOPMENT TECHNOLOGY***

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

# **OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2014**

## **INDONESIA ENERGY OUTLOOK 2014**

### **Pengembangan Energi dalam Mendukung Program Substitusi BBM**

*Energy Development in Supporting Fuel Substitution Program*

**ISBN 978-602-1328-02-6**

**© Hak cipta dilindungi oleh undang-undang / © All rights reserved**  
***Dilarang mengutip, menyimpan dan menyebarkan dalam bentuk apapun, sebagian atau seluruh isi buku ini tanpa izin sah dari penerbit.***

Diterbitkan oleh / *Published by*  
Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi (PTPSE)  
*Center for Energy Resources Development Technology*  
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](mailto:agus.sugiyono@bppt.go.id)

### **Perpustakaan Nasional RI: Katalog Dalam Terbitan (KDT)**

*Library of Congress Cataloging-in-Publication Data*

Outlook energi Indonesia 2014 : pengembangan energi untuk mendukung program substitusi BBM = Indonesia energy outlook 2014 : energy development in supporting fuel substitution program / Agus Sugiyono ... [et al.]. -- Jakarta : Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi BPPT, 2014.  
1 file.

Bibliografi : hlm. ...  
ISBN 978-602-1328-02-6

1. Teknologi energi. I. Agus Sugiyono.

333.7968

# SAMBUTAN

Saya menyambut gembira atas terbitnya Buku Outlook Energi Indonesia 2014 (OEI 2014) ini disertai ucapan puji dan syukur ke hadirat Allah SWT. Buku OEI 2014 ini adalah terbitan yang keenam yang merupakan penerbitan secara berkala dari Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT) sejak tahun 2009.

Buku OEI 2014 ini memberikan gambaran ringkas mengenai permasalahan energi saat ini serta proyeksi kebutuhan dan pasokan energi untuk kurun waktu 2012-2035. Pengembangan sektor energi selalu terkait dengan pengembangan ekonomi. Dalam buku ini dibahas dua skenario pengembangan energi sejalan dengan pertumbuhan ekonomi. Isu penting dalam pertumbuhan ekonomi adalah upaya untuk melepaskan diri dari jebakan negara berpendapatan menengah (*middle income trap*).

Disamping itu, OEI 2014 juga membahas berbagai aspek dalam pengembangan energi nasional di masa mendatang khususnya pengembangan energi untuk mendukung program substitusi BBM. Program substitusi ini dapat memanfaatkan gas maupun bahan bakar nabati (BBN) untuk sektor transportasi dan industri. Pemanfaatan gas dan BBN ini diharapkan dapat mengurangi subsidi sehingga dapat dimanfaatkan untuk kepentingan lain atau pembangunan infrastruktur.

Buku OEI 2014 ini diharapkan dapat menjadi sumber informasi dan acuan bagi masukan pemerintah, swasta, akademisi dan masyarakat pada umumnya dalam pengelolaan energi nasional jangka panjang.

Saya menghargai dan berterima kasih kepada tim penyusun serta semua pihak yang telah memberi dukungan dan bantuan sehingga buku ini bisa diterbitkan. Buku ini masih belum sempurna dan masih banyak kekurangannya, maka dengan segala kerendahan hati kami mohon masukan yang bersifat konstruktif untuk penyempurnaan pada penerbitan buku berikutnya.

Jakarta, September 2014

**Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi  
Kepala**



**Dr. Ir. Unggul Priyanto, M.Sc.**



# FOREWORD

*I warmly welcome the publication of Indonesia Energy Outlook 2014 (IEO 2014) along with praise and gratitude to Allah SWT. OEI 2014 is the sixth issue of energy outlook that annually published by the Agency for the Assessment and Application of Technology (BPPT) since 2009.*

*OEI 2014 gives an overview of the current energy problems and the projected energy demand and energy supply for period 2012-2035. The development of energy sector is always associated with economic advancement. This book discussed two scenarios of energy development in line with economic growth. One of important issues considered in the economic growth is strategy to escape middle income trap.*

*In addition, the 2014 OEI also discusses various aspects of the future of national energy development, particularly in supporting the fuel substitution program. The program utilizes gas and biofuels for transportation and industrial sectors. Subsidies on fuel can be reduced by the utilization of gas and biofuels and subsequently can be used for infrastructure development or other importance interests.*

*OEI 2014 is expected to provide reliable information and be value to government, private sector, academic and the general public as input for national long-term energy management.*

*I would like to extend my appreciation and thanks to the authors and editors and all parties that have supported and provide assistance so that this book can be published. We are aware of the limitations in this publication and we welcome all feedbacks and any constructive criticisms.*

*Jakarta, September 2014*

**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.

Pelaksana Tugas Deputy Kepala BPPT Bidang Teknologi Informasi, Energi dan Material (TIEM)  
*Deputy Chairman for Information, Energy and Material Technology Ad-interim*  
Dr. Ir. Djumain Ape, M.Si.

### PENANGGUNGJAWAB / PERSON IN CHARGE

Direktur Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi (PTPSE)  
*Director of Center for Energy Resources Development Technology*  
Dr. Adiarso

### KOORDINATOR / COORDINATOR

Kepala Bidang Perencanaan Energi  
*Head of Energy Planning Division*  
Ir. Agus Sugiyono, M.Eng.

### TIM PENYUSUN / AUTHORS

|                                                                             |                                                                                                                                   |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <i>Kebijakan Energi :</i><br><i>Energy Policy</i>                           | <i>Prof. Ir. M. Sidik Boedoyo, M.Eng.</i>                                                                                         |
| <i>Kebutuhan dan Penyediaan Energi :</i><br><i>Energy Demand and Supply</i> | <i>Ir. La Ode M. Abdul Wahid</i><br><i>Ira Fitriana, S.Si, M.Sc.</i><br><i>Dra. Nona Niode</i><br><i>Ratna Etie Puspita, S.T.</i> |
| <i>Minyak dan Gas Bumi :</i><br><i>Oil and Gas</i>                          | <i>Ir. Erwin Siregar</i>                                                                                                          |
| <i>Batubara :</i><br><i>Coal</i>                                            | <i>Ari Kabul Paminto, S.T.</i><br><i>Ir. Endang Suarna, M.Sc.</i>                                                                 |
| <i>Energi Baru dan Terbarukan:</i><br><i>New and Renewable Energy</i>       | <i>Prima Trie Wijaya, S.Kom.</i><br><i>Agus Kismanto, M.Sc.</i>                                                                   |
| <i>Ketenagalistrikan :</i><br><i>Electricity</i>                            | <i>Ir. Alfonsus Agus Raksodewanto, M.Sc.</i><br><i>Drs. Yudiartono, M.M.</i>                                                      |
| <i>Aspek Lingkungan :</i><br><i>Environmental Aspect</i>                    | <i>Ir. Agus Sugiyono, M.Eng.</i><br><i>Suryani, S.Si.</i>                                                                         |
| <i>Database dan Pemodelan :</i><br><i>Database and Modelling</i>            | <i>Anindhita, S.Si, M.S.</i><br><i>Ira Fitriana, S.Si, M.Sc.</i><br><i>Drs. Yudiartono, M.M.</i>                                  |
| <i>Grafik dan Layout :</i><br><i>Layout and Graphic</i>                     | <i>Nini Gustriani, A.Md.</i>                                                                                                      |

### INFORMASI / INFORMATION

Bidang Perencanaan Energi  
Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi (PTPSE)  
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 membagi waktu dan informasi yang berharga sehingga buku ini dapat diterbitkan.

- Dr. Ir. Leonard V.H. Tampubolon, Badan Perencanaan Pembangunan Nasional.
- Prof. Dr. Ir. Bambang Prastowo, Kementerian Pertanian.
- Ibu Zurlaeni, SE, M.Si., Kementerian Perindustrian.
- Ir. Wanhar dan Bapak Haryanto, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Ir. I Made Ro Sakya, M.Eng.Sc., PT PLN Persero.
- Bapak Reza Maghraby dan Bapak Novi Muharam, PT Gagas Energi Indonesia.

*We would like to express gratitude and appreciation to the following professionals who have shared their valuable time and information such that this book can be published.*

- *Dr. Ir. Leonard V.H. Tampubolon, National Development Planning Agency.*
- *Prof. Dr. Ir. Bambang Prastowo, Ministry of Agriculture.*
- *Mrs. Zurlaeni, SE, M.Si., Ministry of Industry.*
- *Ir. Wanhar and Mr. Haryanto, Ministry of Energy and Mineral Resources.*
- *Ir. I Made Ro Sakya, M.Eng.Sc., PT PLN Persero.*
- *Mr. Reza Maghraby and Mr. Novi Muharam, PT Gagas Energi Indonesia.*

# 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       |
| <b>Bab 1 Pendahuluan / <i>Introduction</i></b>                                                                       | <b>1</b>  |
| 1.1 Latar Belakang / <i>Background</i>                                                                               | 2         |
| 1.2 Model dan Pemutakhiran Data / <i>Model and Data Update</i>                                                       | 3         |
| 1.2.1 Model Kebutuhan Energi / <i>Energy Demand Model</i>                                                            | 3         |
| 1.2.2 Model Penyediaan Energi / <i>Energy Supply Model</i>                                                           | 3         |
| 1.2.3 Pemutakhiran Data / <i>Data Update</i>                                                                         | 4         |
| 1.3 Skenario dan Kasus / <i>Skenario and Case</i>                                                                    | 6         |
| 1.3.1 Skenario Dasar / <i>Business as Usual Scenario</i>                                                             | 6         |
| 1.3.2 Skenario Tinggi / <i>High Scenario</i>                                                                         | 6         |
| 1.3.3 Kasus / <i>Case</i>                                                                                            | 8         |
| <b>Bab 2 Kondisi dan Permasalahan Energi Saat Ini / <i>Current Energy Conditions and Issues</i></b>                  | <b>9</b>  |
| 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>                                                          | 11        |
| 2.2.1 Konsumsi Energi Final per Sektor / <i>Final Energy Consumption by Sector</i>                                   | 11        |
| 2.2.2 Konsumsi Energi Final per Jenis / <i>Final Energy Consumption by Type</i>                                      | 12        |
| 2.3 Ketenagalistrikan / <i>Electricity</i>                                                                           | 14        |
| 2.4 Potensi Sumber Daya Energi / <i>Energy Resource Potential</i>                                                    | 15        |
| 2.4.1 Potensi Sumber Daya Energi Fosil / <i>Fossil Energy Resource Potential</i>                                     | 15        |
| 2.4.2 Potensial Sumber Daya Energi Baru dan Terbarukan / <i>New and Renewable Energy Resource Potential</i>          | 17        |
| 2.5 Permasalahan Energi Saat Ini / <i>Current Energy Issues</i>                                                      | 22        |
| 2.5.1 Permasalahan Umum / <i>General Issues</i>                                                                      | 22        |
| 2.5.2 Permasalahan Sektor / <i>Sectoral Issues</i>                                                                   | 23        |
| 2.5.3 Permasalahan Ketenagalistrikan / <i>Electricity Issues</i>                                                     | 24        |
| 2.6 Kebijakan Energi Terkini / <i>Recent Energy Policy</i>                                                           | 26        |
| 2.6.1 Diversifikasi Energi / <i>Energy Diversification</i>                                                           | 26        |
| 2.6.2 Konservasi Energi / <i>Energy Conservation</i>                                                                 | 27        |
| 2.6.3 Subsidi Energi / <i>Energy Subsidy</i>                                                                         | 28        |
| 2.6.4 <i>Feed-in Tariff</i>                                                                                          | 31        |
| <b>Bab 3 Outlook Energi Indonesia Jangka Pendek 2015-2019 / <i>Short Term Indonesia Energy Outlook 2015-2019</i></b> | <b>33</b> |
| 3.1 Perkembangan Perekonomian Nasional / <i>National Economy Development</i>                                         | 34        |
| 3.2 Kebutuhan Energi / <i>Energy Demand</i>                                                                          | 35        |
| 3.3 Penyediaan Energi / <i>Energy Supply</i>                                                                         | 36        |
| 3.4 Ketenagalistrikan / <i>Electricity</i>                                                                           | 37        |



|              |                                                                                                                                            |           |
|--------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Bab 4</b> | <b>Proyeksi Kebutuhan Energi Jangka Panjang / Long Term Energy Demand Projection</b>                                                       | <b>39</b> |
| 4.1          | Kebutuhan Energi Per Jenis Energi / <i>Energy Demand by Energy Type</i>                                                                    | 40        |
| 4.2          | Kebutuhan Energi Per Sektor / <i>Energy Demand by Sector</i>                                                                               | 42        |
| 4.2.1        | Sektor Industri / <i>Industry Sector</i>                                                                                                   | 44        |
| 4.2.2        | Sektor Transportasi / <i>Transportation Sector</i>                                                                                         | 45        |
| 4.2.3        | Sektor Rumah Tangga / <i>Household Sector</i>                                                                                              | 46        |
| 4.2.4        | Sektor Komersial / <i>Commercial Sector</i>                                                                                                | 48        |
| 4.2.5        | Sektor Lainnya / <i>Other Sector</i>                                                                                                       | 49        |
| <b>Bab 5</b> | <b>Proyeksi Penyediaan Energi Jangka Panjang / Long Term Energy Supply Projection</b>                                                      | <b>51</b> |
| 5.1          | Minyak Bumi dan BBM / <i>Crude Oil and Oil Fuels</i>                                                                                       | 57        |
| 5.1.1        | Neraca Minyak Bumi / <i>Crude Oil Balance</i>                                                                                              | 57        |
| 5.1.2        | Neraca Bahan Bakar Cair / <i>Liquid Fuels Balance</i>                                                                                      | 58        |
| 5.1.3        | Pemanfaatan Bahan Bakar Cair / <i>Liquid Fuels Utilization</i>                                                                             | 61        |
| 5.2          | Gas Bumi, LNG dan LPG / <i>Natural Gas, LNG and LPG</i>                                                                                    | 63        |
| 5.2.1        | Gas Bumi / <i>Natural Gas</i>                                                                                                              | 63        |
| 5.2.2        | LNG                                                                                                                                        | 66        |
| 5.2.3        | Neraca LPG / <i>LPG Balance</i>                                                                                                            | 66        |
| 5.3          | Batubara / <i>Coal</i>                                                                                                                     | 68        |
| 5.3.1        | Neraca Batubara / <i>Coal Balance</i>                                                                                                      | 68        |
| 5.3.2        | Kebutuhan Batubara / <i>Coal Demand</i>                                                                                                    | 70        |
| 5.4          | Energi Baru dan Terbarukan / <i>New and Renewable Energy</i>                                                                               | 72        |
| <b>Bab 6</b> | <b>Proyeksi Kebutuhan dan Penyediaan Energi di Sektor Ketenagalistrikan / Projection of Energy Demand and Supply in Electricity Sector</b> | <b>75</b> |
| 6.1          | Proyeksi Pemanfaatan Tenaga Listrik Per Sektor / <i>Utilization of Electricity Projection by Sector</i>                                    | 76        |
| 6.2          | Proyeksi Kapasitas Pembangkit Listrik / <i>Power Plant Capacity Projection</i>                                                             | 77        |
| 6.3          | Proyeksi Produksi Listrik / <i>Projection of Electricity Production</i>                                                                    | 79        |
| 6.4          | Proyeksi Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit / <i>Projection of Power Plant Fuel Consumption</i>                                               | 82        |
| 6.5          | Tambahan Kapasitas / <i>Additional Capacity</i>                                                                                            | 84        |
| <b>Bab 7</b> | <b>Pengembangan Energi untuk Mendukung Program Substitusi BBM / Energy Development in Supporting Fuel Substitution Program</b>             | <b>85</b> |
| 7.1          | Prospek Biodiesel Sebagai Bahan Bakar Pengganti Solar / <i>Prospect of Biodiesel as Substitute for Diesel Oil</i>                          | 86        |
| 7.2          | Prospek Pengembangan Perkebunan Energi Berbasis Kelapa Sawit / <i>Development of Energy Plantation Based on Oil Palm Prospect</i>          | 90        |
| 7.2.1        | Struktur Harga Biodiesel dari Perkebunan Energi / <i>Price Structure of Biodiesel from Energy Plantation</i>                               | 90        |
| 7.2.2        | Analisis Keekonomian / <i>Economic Analysis</i>                                                                                            | 91        |

|              |                                                                                                                |            |
|--------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 7.2.3        | Pengembangan Perkebunan Energi 10 Juta Hektar / <i>Development of 10 Million Hectares of Energy Plantation</i> | 92         |
| 7.3          | Prospek CNG Sebagai Bahan Bakar Pengganti Bensin / <i>Prospect of CNG as Substitute Fuel for Gasoline</i>      | 94         |
| 7.4          | Prospek Pengembangan Bioetanol / <i>Prospect of Bioethanol Development</i>                                     | 98         |
| <b>Bab 8</b> | <b>Aspek Lingkungan / <i>Environmental Aspect</i></b>                                                          | <b>101</b> |
| 8.1          | Laporan Perkembangan Dua Tahunan / <i>Biennial Update Report</i>                                               | 102        |
| 8.2          | Baseline Emisi GRK / <i>GHG Emission Baseline</i>                                                              | 103        |
| 8.3          | Mitigasi Emisi GRK / <i>GHG Emission Mitigation</i>                                                            | 106        |
| 8.4          | Pengukuran, Pelaporan dan Verifikasi / <i>Measurement, Reporting and Verification</i>                          | 108        |
| <b>Bab 9</b> | <b>Penutup / <i>Closing</i></b>                                                                                | <b>111</b> |
|              | Daftar Pustaka / <i>References</i>                                                                             | 115        |
|              | Photo Credits                                                                                                  | 117        |

**Halaman kosong / *blank page***



# **Bab 1. Pendahuluan**

## **Chapter 1. Introduction**

## 1.1 Latar Belakang

### Background

Konsumsi energi final di Indonesia pada periode 2000-2012 meningkat rata-rata sebesar 2,9% per tahun. Jenis energi yang paling dominan adalah penggunaan bahan bakar minyak (BBM) yang meliputi avtur, avgas, bensin, minyak tanah, minyak solar, minyak diesel, dan minyak bakar. Sektor transportasi merupakan sektor pengguna BBM yang paling besar.

Saat ini sebagian besar harga BBM masih disubsidi. Besar subsidi BBM pada tahun 2013 tersebut mencapai 199 triliun Rupiah. Disamping subsidi BBM, pemerintah juga masih mensubsidi sebagian harga listrik untuk keperluan tertentu. Realisasi subsidi listrik pada tahun 2013 mencapai 100 triliun Rupiah. Selama beberapa tahun terakhir ini subsidi energi (BBM dan listrik) terus meningkat. Pada tahun 2011 subsidi energi sebesar 195,3 triliun Rupiah dan meningkat menjadi 268 triliun Rupiah pada tahun 2013. Realisasi subsidi energi selama ini selalu lebih besar dari anggaran yang dialokasikan, sehingga sering menimbulkan permasalahan setiap tahun anggaran akan berakhir.

Pemerintah telah mengeluarkan berbagai kebijakan untuk mengurangi penggunaan BBM. Kebijakan tersebut diantaranya adalah konversi minyak tanah dengan gas untuk sektor rumah tangga, penggunaan bahan bakar gas (BBG) untuk sektor transportasi, dan mandatori penggunaan bahan bakar nabati (BBN), yang berlaku untuk industri, transportasi dan pembangkit listrik. Namun demikian masih banyak kendala yang dihadapi mengingat kebutuhan BBM dari tahun ke tahun terus meningkat.

Berbagai permasalahan energi yang dihadapi saat ini dan yang mungkin muncul dimasa depan perlu dicari solusi yang tepat. Perencanaan energi perlu dilakukan supaya dapat menjamin ketersediaan energi dengan harga yang terjangkau untuk jangka panjang. Untuk itu, BPPT memberikan kontribusi melalui penerbitan Buku Outlook Energi Indonesia secara berkala. Buku Outlook Energi Indonesia 2014 (OEI 2014) memuat proyeksi jangka panjang untuk kurun waktu 2012-2035 tentang neraca energi, kebutuhan dan penyediaan energi, serta infrastruktur energi berdasarkan potensi cadangan dan sumberdaya energi serta kondisi saat ini.

*Final energy consumption in Indonesia for the period 2000-2012 increased by an average of 2.9% per year. The most dominant type of energy is petroleum products which include aviation fuel, avgas, gasoline, kerosene, diesel oil, and fuel oil. These types of fuel consumed mostly by transport sector.*

*Today, most of the fuel prices are still subsidized. Fuel subsidies in 2013 have reached 199 trillion rupiah. The government is also still subsidizing electricity for particular type of users. Total electricity subsidies in 2013 reached 100 trillion rupiah. The energy subsidy (fuel and electricity) has been increasing steadily. Energy subsidies in 2011 amounted to 195.3 trillion rupiah and increased to 268 trillion rupiah in 2013. Total spending on energy subsidies is always greater than the allocated budget and it often causes problems by the end of each fiscal year.*

*The government has issued a number of policies to reduce petroleum fuel usage. Such policies include the kerosene to gas conversion program for household sector, CNG usage for transport sector, and the mandatory use of biofuels which applies to industrial, transportation and power generation sectors. However, there are still many difficulties that must be faced and the petroleum fuel consumption is still increasing as strong as ever.*

*It is essential to find solutions to any energy problems that arise. Energy planning is vital in order to ensure energy availability at affordable prices for a long term period. In line with this objective, BPPT contributes through Indonesia Energy Outlook Book that published annually. Indonesia Energy Outlook 2014 contains a long-term projections for the period 2012-2035 on energy balance, energy demand, energy supply, and energy infrastructure based on potential energy reserves and resources as well as current conditions.*



## 1.2 Model dan Pemutakhiran Data

### Model and Data Update

#### 1.2.1 Model Kebutuhan Energi

Model kebutuhan energi yang digunakan adalah BPPT-MEDI (BPPT Model of Energy Demand for Indonesia). BPPT-MEDI memproyeksikan kebutuhan energi di masa depan dengan menggunakan asumsi-asumsi sebagai berikut:

- Pertumbuhan penduduk mengikuti proyeksi jangka panjang dari Bappenas dan BPS terbaru, yaitu untuk periode 2012-2035 rata-rata pertumbuhannya 0,96% per tahun
- Rasio elektrifikasi dan elastisitas kebutuhan listrik untuk periode 2013-2022 mengikuti Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero). Sedangkan pertumbuhan kebutuhan listrik untuk periode 2022-2035 disesuaikan dengan trend pertumbuhan sebelumnya.
- Proyeksi penambahan kereta api (baik kereta penumpang maupun barang) mengikuti rencana PT. KAI.
- Angkutan masal yang dipertimbangkan adalah Mass Rapid Transit (MRT) dan proyeksi pertumbuhannya mengikuti rencana PT. MRT Jakarta.

#### 1.2.2 Model Penyediaan Energi

Model penyediaan energi akan mengalokasikan berbagai sumber energi primer untuk memenuhi kebutuhan energi. Asumsi penting yang dimasukkan ke dalam model penyediaan energi adalah:

- Pasokan dan kebutuhan gas bumi mengikuti Buku Neraca Gas Indonesia 2012-2025 (Kementerian ESDM), sedangkan untuk 2026-2030 mengikuti trend gas delivery. Ekspor gas bumi juga mengikuti Buku Neraca Gas Indonesia dan mempertimbangkan adanya impor gas sampai tahun 2030.
- Cadangan batubara dan minyak bumi mengikuti data dari Kementerian ESDM dengan status Januari 2012. Cadangan minyak yang dipertimbangkan adalah cadangan terbukti. Sedangkan cadangan batubara yang dipertimbangkan adalah cadangan tertambang dan cadangan terukur.

#### 1.2.1 Energy Demand Model

*BPPT-MEDI (BPPT Model of Energy Demand for Indonesia) is used as the energy demand model. BPPT-MEDI projects future energy demand using the following assumptions:*

- *Population growth is following the latest long-term projections of Bappenas and BPS, i.e., the average population growth is 0.96% per year for period 2012-2035.*
- *Electrification ratio and elasticity of electricity demand for the period 2013-2022 are following RUPTL of PT. PLN (Persero). As for the period 2022-2035, the electricity demand growth is adjusted to the previous growth trend.*
- *Projections on additional trains, both passenger and freight trains, are following PT. KAI's plans.*
- *Public transport that is being considered is the Mass Rapid Transit (MRT) and its development projection follows the plan of PT. MRT Jakarta.*

#### 1.2.2 Energy Supply Model

*Model of energy supply allocates various energy sources in order to meet energy demand. Important assumptions incorporated into the model are:*

- *The demand and supply of natural gas follow the Indonesia Gas Balance 2012-2025 by Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR), and for 2026-2030 they follow the trend of gas delivery. Export of natural gas also follows the Indonesia Gas balance and takes the import of gas into consideration up to 2030.*
- *Oil and coal reserves follow the data from the MEMR with status of January 2012. Oil reserves that are being considered are the proven reserves; on the other hand, mineable reserves and measured reserves are the type considered for coal reserves.*

- Harga minyak mentah berdasarkan data tahun 2013 sebesar 105 \$/barel untuk harga saat ini (current price); dan diasumsikan naik secara linier menjadi 126 \$/barel pada tahun 2035.
- Pengembangan CBM berdasarkan data dari IATMI (Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia) yang dipresentasikan dalam *The 5th International Indonesia CBM 2014*.
- Teknologi coal to liquid (CTL) yang dipertimbangkan: proses indirect coal liquefaction dengan kapasitas produksi 50 ribu barel/hari.
- Penambahan kilang minyak baru berdasarkan Peta Infrastruktur Kilang dari Direktorat Jenderal Migas, Kementerian ESDM tahun 2012 yang terdiri atas kilang minyak Plaju II, Balongan II, dan Tuban yang masing-masing dengan kapasitas 300 ribu barel/hari.
- Pembangkit listrik *super-critical boiler* untuk PLTU batubara 1000 MW di wilayah Jawa dimanfaatkan mulai tahun 2018.
- LNG receiving terminal dipertimbangkan.
- Biaya produksi pembangkit listrik hanya didasarkan pada keekonomiannya.
- Konservasi energi di sisi kebutuhan maupun di sisi penyediaan sudah dipertimbangkan melalui pemanfaatan teknologi yang efisien.
- *Crude oil price is based on 2010 data with 105 \$/barrel (current price) and it assumed to be rising linearly to 126 \$/barrel in 2035.*
- *Development of CBM is based on data from IATMI (Association of Indonesian Petroleum Engineers) presented at the 5th International Indonesia CBM 2014.*
- *Technology for coal to liquid (CTL) that is considered includes indirect coal liquefaction process with production capacity of 50 thousand barrels/day.*
- *Addition of new oil refineries follows the Refinery Infrastructure Map 2012 by Directorate General of Oil and Gas, MEMR in which consisted of Plaju II refinery, Balongan II refinery, and Tuban refinery each with a capacity of 300 thousand barrels/day.*
- *Super-critical boiler power plant for 1000 MW coal power plant is to be utilized starting 2018.*
- *LNG receiving terminal is considered to be operated in the near future.*
- *The cost of power production is based solely on its economics.*
- *Conservation of energy on demand and supply side has been considered through the use of efficient technologies.*

### 1.2.3 Pemutakhiran Data

Data-data penting yang digunakan dalam buku ini adalah sebagai berikut:

- Cadangan terbukti minyak bumi sebesar 3,74 miliar barel berdasarkan data Kementerian ESDM tahun 2012.
- Cadangan terbukti gas bumi sebesar 103,35 TCF berdasarkan data Kementerian ESDM tahun 2012.
- Cadangan batubara sebesar 28,9 miliar ton berdasarkan data dari Kementerian ESDM tahun 2012
- Sumberdaya CBM (Coal Bed Methane) sebesar 453 TCF berdasarkan data dari Ditjen Migas, Kementerian ESDM dan dari IATMI.
- *The proven reserves of oil in 2012 is amounted to 3.74 billion barrels based on data from MEMR.*
- *The proven reserves of natural gas in 2012 is amounted to 103.35 trillion cubic feet based on data from MEMR.*
- *Coal reserves in 2012 is amounted to 28.9 billion tonnes based on data from MEMR.*
- *Resources of CBM (Coal Bed Methane) amount to 453 TCF based on data from Directorate General of Oil and Gas, MEMR and from IATMI.*

### 1.2.3 Data Update

Key data used in this book are as follows:

- Sumber daya dan cadangan panas bumi sudah diperhitungkan per wilayah dengan total sebesar 29 GW berdasarkan data Kementerian ESDM tahun 2012.
- Potensi tenaga air sudah diperhitungkan per wilayah dengan total sebesar 26,3 GW berdasarkan *master plan study for hydro power development in Indonesia* dari Nippon Koei tahun 2011.
- Pengembangan kelistrikan nasional berdasarkan Statistik Ketenagalistrikan 2013 dan Statistik EBTKE 2013 dari Kementerian ESDM serta RUPTL 2013-2022 dari PT. PLN (Persero).
- Kebijakan batubara berdasarkan kebijakan untuk membangun ketahanan dan kemandirian energi dari Ditjen Minerba, Kementerian ESDM tahun 2012.
- Kapasitas dan produksi kilang minyak Dumai-SP, Musi, Cilacap, Balongan, Balikpapan dan Kasim diperoleh dari hasil kunjungan ke Pertamina bulan April 2012.
- *Resources and reserves of geothermal in 2012 has been calculated for each area with a total of 29 GW based on data from MEMR.*
- *Potential hydropower has been calculated for each area with a total of 26.3 GW based on the master plan study for hydro power development in Indonesia from Nippon Koei in 2011.*
- *Development of the national electricity is based on the Electricity Statistics 2013 and New Renewable Energy and Energy Conservation Statistics 2013 from MEMR and also RUPTL 2013-2022 from PT. PLN (Persero).*
- *Policy of coal is based on the energy security and energy independence policy of Directorate General of Mineral and Coal, MEMR in 2012.*
- *Refinery capacity and production of Dumai-SP, Musi, Cilacap, Balongan, Balikpapan and Kasim each is obtained from site visit to Pertamina in April 2012.*

## 1.3 Skenario dan Kasus

### Scenarios and Cases

#### 1.3.1 Skenario Dasar

- Tahun dasar yang digunakan sebagai acuan dalam model adalah tahun 2012 dengan kurun waktu proyeksi 2013-2035.
- Pembahasan dalam buku ini menggunakan dua skenario yaitu skenario dasar dan skenario tinggi serta satu kasus, yaitu pengembangan energi untuk mendukung program substitusi BBM.
- Pada skenario dasar sudah mempertimbangkan substitusi minyak tanah ke LPG, realisasi program percepatan pembangunan pembangkit listrik 10.000 MW tahap pertama untuk pembangkit berbahan bakar batubara, dan tahap kedua untuk mendorong penggunaan EBT.
- Pada skenario dasar pertumbuhan PDB diasumsikan akan meningkat sejalan dengan target pertumbuhan PDB dari Bappenas pada kurun waktu 2015-2019 untuk skenario business as usual. Pada kurun waktu tersebut pertumbuhan PDB meningkat rata-rata sebesar 6% per tahun. Pertumbuhan PDB untuk kurun waktu 2020-2035 mengikuti tahun-tahun sebelumnya.

#### 1.3.2 Skenario Tinggi

- Pada skenario tinggi, asumsi yang digunakan sama dengan skenario rendah kecuali pertumbuhan ekonomi.
- Pada skenario tinggi pertumbuhan PDB diasumsikan akan meningkat sejalan dengan target Bappenas tahun 2015-2019 untuk skenario comprehensive reform. Pada kurun waktu tersebut pertumbuhan PDB meningkat rata-rata sebesar 7% per tahun. Pertumbuhan PDB untuk kurun waktu 2020-2035 mengikuti tahun-tahun sebelumnya.
- Skenario dasar dan tinggi keduanya sudah mempertimbangkan upaya untuk melepaskan diri dari jebakan negara berpendapatan menengah (middle income trap). Indonesia harus mencapai pendapatan per kapita 12.616 dolar dalam beberapa tahun mendatang untuk dapat menjadi negara maju. Pemerintah perlu mendorong produktivitas nasional melalui peningkatan inovasi pada teknologi dan tidak lagi bergantung pada produksi sumber daya alam dan upah buruh yang rendah.

#### 1.3.1 Business as Usual (BAU) Scenario

- *The base year is 2012 with the projection period of 2013-2035.*
- *There are two scenarios, i.e., business as usual (BAU) scenario and High scenario, and one case which is energy development in supporting fuel substitution programs.*
- *BAU scenario considered several actions which include the kerosene to LPG substitution program, realization of 10,000 MW coal-fired power plant from the first phase of fast track power development program, and the second phase that encourage the use of renewable energy in power generation sector.*
- *GDP growth in BAU scenario is assumed to be in line with target of Bappenas' BAU scenario for period 2015-2019, which increased by an average of 6% per year. GDP growth for period 2020-2035 follows the trend of previous years.*

#### 1.3.2 High Scenario

- *All assumptions in High scenario are the same as BAU scenario except for the economic growth.*
- *In High scenario, GDP growth is assumed in line with target of Bappenas' comprehensive reform scenario for period 2015-2019, which increased by an average of 7% per year. GDP growth for period 2020-2035 follows the trend of previous years.*
- *Both BAU and High scenario consider efforts to escape the middle income trap. Indonesia must gain income \$ 12,616 per capita in the next few years to be able to become a developed country. The government should no longer depend on production of natural resources and low cost labor and needs to encourage national productivity through innovation advancement in technology.*

Tabel 1.1 Asumsi untuk skenario dasar dan skenario tinggi

Table 1.1 Assumptions for BAU scenario and High scenario

| Keterangan / Note                                  | Satuan / Unit                   | Tahun / Year |        |        |        |        |         |
|----------------------------------------------------|---------------------------------|--------------|--------|--------|--------|--------|---------|
|                                                    |                                 | 2012         | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2030    |
| Populasi / Population                              | Juta / Million                  | 245.4        | 255.4  | 271.0  | 284.8  | 296.4  | 305.6   |
| Pertumbuhan rata-rata /<br>Average growth          | %/tahun /<br>%/year             | 1.40         | 1.40   | 1.19   | 0.10   | 0.08   | 0.06    |
| Harga Minyak /<br>Crude Oil Price                  | USD/barrel                      |              |        |        |        |        |         |
|                                                    | Constant 2010                   | 107.0        | 94.4   | 86.3   | 83.7   | 81.1   | 78.7    |
|                                                    | Current Price                   | 112.7        | 104.9  | 105.1  | 111.8  | 118.9  | 126.4   |
| Harga Batubara /<br>Coal Price                     | USD/ton                         |              |        |        |        |        |         |
|                                                    | Constant 2010                   | 90.7         | 72.5   | 74.5   | 76.5   | 78.5   | 80.7    |
|                                                    | Current Price                   | 95.5         | 80.6   | 90.7   | 102.2  | 115.1  | 129.6   |
| Harga LNG /<br>LNG Price                           | USD/MMBTU                       |              |        |        |        |        |         |
|                                                    | Constant 2010                   | 15.9         | 13.8   | 10.4   | 9.9    | 9.8    | 9.6     |
|                                                    | Current Price                   | 16.7         | 15.3   | 12.6   | 13.3   | 14.3   | 15.4    |
| Skenario Rendah / Business as Usual (BAU) Scenario |                                 |              |        |        |        |        |         |
| PDB / GDP                                          | Triliun Rupiah/ Trillion Rupiah |              |        |        |        |        |         |
|                                                    | Constant 2010                   | 2,619        | 3,110  | 4,217  | 5,767  | 7,820  | 10,524  |
|                                                    | Current Price                   | 8,229        | 11,636 | 20,990 | 37,738 | 67,278 | 119,039 |
| Pertumbuhan PDB /<br>GDP Growth                    | %/tahun /<br>%/year             | 6.2          | 6.1    | 6.4    | 6.4    | 6.2    | 6.0     |
| Skenario Tinggi / High Scenario                    |                                 |              |        |        |        |        |         |
| PDB / GDP                                          | Triliun Rupiah/ Trillion Rupiah |              |        |        |        |        |         |
|                                                    | Constant 2010                   | 2,619        | 3,110  | 4,431  | 6,620  | 9,795  | 14,193  |
|                                                    | Current Price                   | 8,229        | 11,636 | 22,057 | 43,323 | 84,271 | 160,542 |
| Pertumbuhan PDB /<br>GDP Growth                    | %/tahun<br>%/year               | 6.2          | 6.1    | 8.0    | 8.4    | 8.0    | 7.5     |

### 1.3.3 Kasus

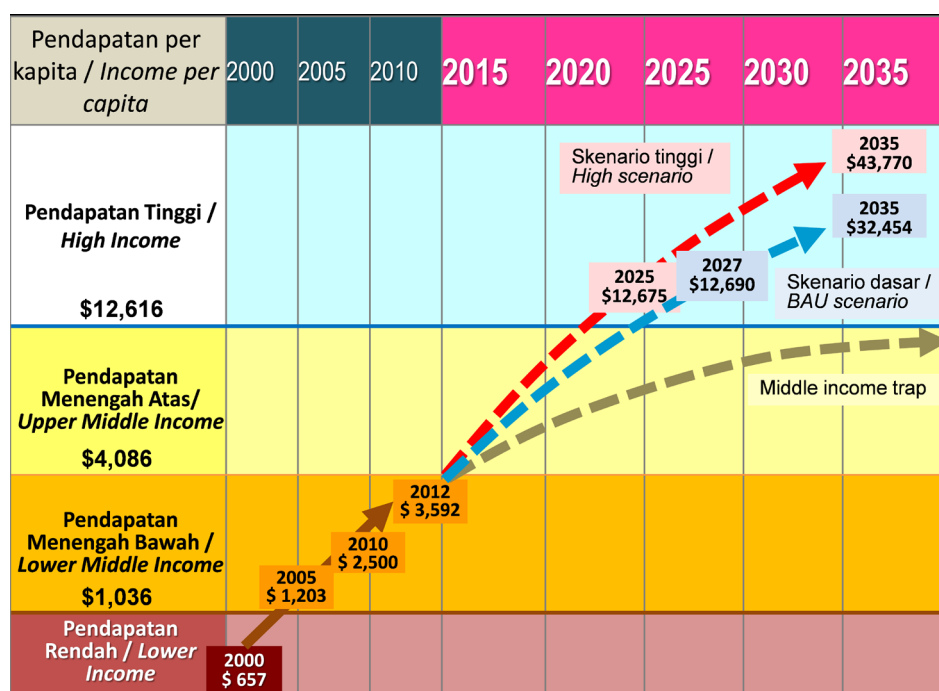
Kasus pengembangan energi untuk mendukung program substitusi BBM akan membahas pengembangan energi alternatif untuk mengurangi penggunaan BBM baik di sektor transportasi maupun sektor industri. Pembahasan akan meliputi prospek biodiesel sebagai bahan bakar pengganti solar, pengembangan perkebunan energi berbasis kelapa sawit, prospek CNG sebagai bahan bakar pengganti bensin dan prospek pengembangan bioetanol.

### 1.3.3 Case

The energy development in supporting fuel substitution program case discusses the development of alternative energy in the context of petroleum fuel use reduction, both in transportation and industrial sector. The discussions include the prospect of biodiesel as substitute for diesel fuel, the development of energy plantations based on oil palm, the prospect of CNG as a substitute fuel for gasoline and also bioethanol development.

**Gambar 1.1 Asumsi pertumbuhan ekonomi**

**Figure 1.1 Assumptions of economic growth**



Sumber : Data Bank Dunia 2013 dan asumsi sendiri /  
Source : World Bank data 2013 and own assumption



## **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

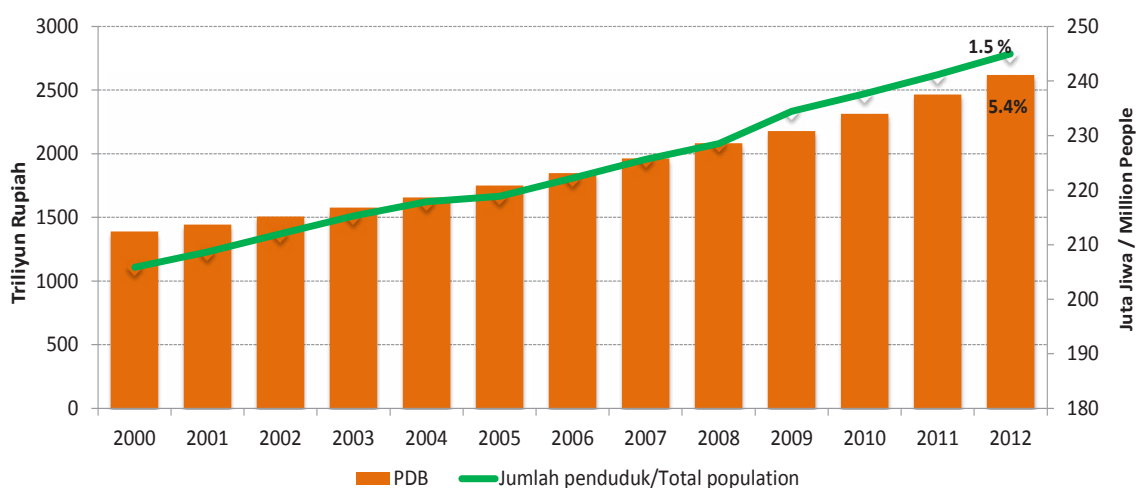
Jumlah penduduk Indonesia pada tahun 2012 mencapai 245 juta jiwa atau meningkat rata-rata sebesar 1,51% per tahun sejak tahun 2000. Pada saat ini sekitar 54% penduduk tinggal di wilayah perkotaan. Sedangkan produk domestik bruto (PDB) pada tahun 2012 mencapai 2.619 triliun Rupiah (harga konstan tahun 2000) dengan laju pertumbuhan PDB rata-rata selama 12 tahun terakhir mencapai 5,4%. Pada tahun 2012, pertumbuhan ekonomi nasional mencapai sebesar 6.3% per tahun yang lebih rendah dari pertumbuhan pada tahun 2011 yakni sebesar 6.5%.

*The population of Indonesia in 2012 reached 245 million or increase of an average of 1.42% per year since 2000. At this time approximately 54% of the population lives in urban areas. While gross domestic product (GDP) in 2012 reached 2,619 trillion rupiah (constant 2000 prices) with GDP growth rate averaged over the last 12 years reached 5.4%. In 2012, the national economic growth reached 6.3% per year lower than the growth in 2011 of 6.5%.*

Pendapatan per kapita meningkat dari 6,7 juta Rupiah per kapita pada tahun 2000 menjadi 34,1 juta Rupiah per kapita pada tahun 2012. Berdasarkan kriteria Bank Dunia, Indonesia pada tahun 2012 termasuk negara berpendapatan menengah bawah dengan pendapatan sebesar 3,592 dolar per kapita.

*Income per capita increased from 6.7 million Rupiah per capita in 2000 to 34.1 million Rupiah per capita in 2012. Based on the World Bank criteria, Indonesia in 2012 is included in lower middle income country with an income of 3,592 dollars per capita.*

**Gambar 2.1 Jumlah penduduk dan produk domestik bruto**  
**Figure 2.1 Population and gross domestic product**



## 2.2 Konsumsi Energi Final

### Final Energy Consumption

#### 2.2.1 Konsumsi Energi Final per Sektor

Konsumsi energi final (termasuk biomasa) pada kurun waktu 2000-2012 meningkat dari 764 juta SBM pada tahun 2000 menjadi 1.079 juta SBM pada tahun 2012 atau meningkat rata-rata 2,91% per tahun. Konsumsi energi final tersebut tidak mempertimbangkan other petroleum products, seperti pelumas, aspal, dan lainnya, di sektor industri.

Pada tahun 2012 pangsa terbesar penggunaan energi adalah sektor industri (34,8%) diikuti oleh sektor rumah tangga (30,7%), transportasi (28,8%), komersial (3,3%), dan lainnya (2,4%). Selama kurun waktu 2000-2012, sektor transportasi mengalami pertumbuhan terbesar yang mencapai 6,92% per tahun, diikuti sektor komersial (4,58%), dan sektor industri (2,51%). Sedangkan untuk pertumbuhan di sektor rumah tangga hanya sebesar 0,92%, dan sektor lainnya mengalami penurunan sebesar 0,94%.

Tingginya laju pertumbuhan konsumsi energi final di sektor transportasi disebabkan pesatnya pertumbuhan kendaraan bermotor dari kurun waktu 2000-2012 yang mencapai sekitar 14,3% per tahun. Sektor rumah tangga mempunyai pertumbuhan konsumsi energi yang rendah karena terjadi perubahan penggunaan peralatan dan teknologi yang lebih efisien serta beralihnya penggunaan kayu bakar digantikan penggunaan energi komersial seperti LPG dan listrik.

#### 2.2.1 Final Energy Consumption By Sector

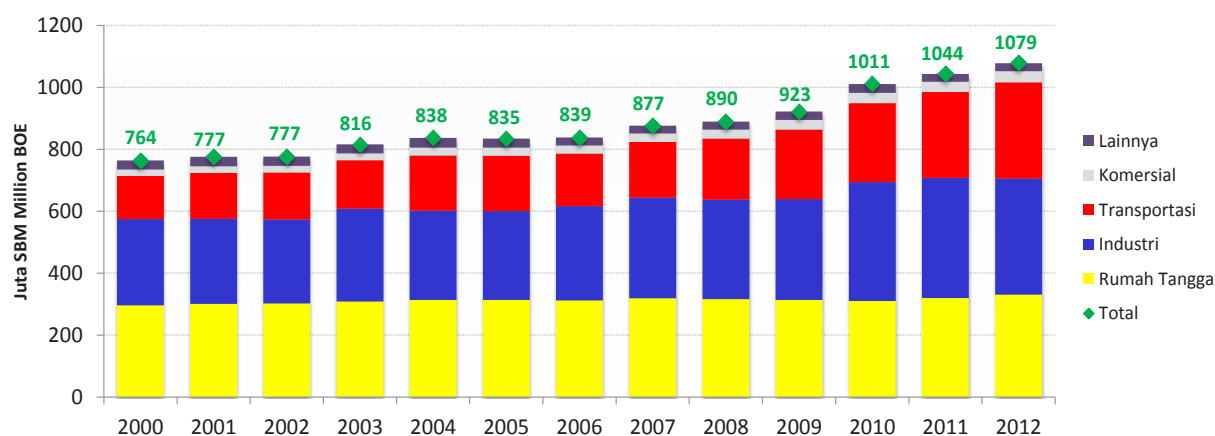
*Final energy consumption (including biomass) in the period 2000-2012 increases from 764 million BOE in 2000 to 1,079 million BOE in 2012 or grow an average of 2.91% per year. The final energy consumption doesn't take account of other petroleum products, such as lubricant, asphalt, etc., in industry sector.*

*In 2012, the largest share of energy demand is industry sector (34.8%) followed by the household (30.7%), transportation (28.8%), commercial (3.3%), and other sector (2.4 %). During the period 2000-2012, the transportation sector experienced the largest growth reached 6.92% per year, followed by commercial sector (4.58%), and industry sector (2.51%). The growth in household sector amounted to only 0.92%, and other sectors decreased by 0.94%.*

*The high rate growth of final energy consumption in transport sector due to the rapid growth of motor vehicles in the period 2000-2012 to reach about 14.3% per year. Household sector energy consumption growth is low due to equipment and technologies change to a more efficient one as well as firewood replaced by LPG and electricity.*

**Gambar 2.2 Konsumsi energi final per sektor**

**Figure 2.2 Final energy consumption by sector**



### 2.2.2 Konsumsi Energi Final Per Jenis

Konsumsi energi final menurut jenis selama tahun 2000-2012 masih didominasi oleh BBM (avtur, avgas, bensin, minyak tanah, minyak solar, minyak diesel, dan minyak bakar). Selama kurun waktu tersebut, total konsumsi BBM meningkat dari 315 juta SBM pada tahun 2000 menjadi 398 juta SBM pada tahun 2012 atau meningkat rata-rata 1,9% per tahun. Pada tahun 2000, konsumsi minyak solar termasuk minyak diesel mempunyai pangsa terbesar (42%) disusul minyak tanah (23%), bensin (23%), minyak bakar (10%), dan avtur (2%). Selanjutnya pada tahun 2012 urutannya berubah menjadi bensin (50%), minyak solar (37%), avtur (7%), minyak tanah (4%), dan minyak bakar (2%).

Perubahan pola konsumsi BBM tersebut disebabkan oleh tingginya laju konsumsi bensin kendaraan pribadi, tingginya laju konsumsi avtur/avgas oleh pesawat udara, terjadinya diversifikasi energi di sektor industri, dan adanya program substitusi minyak tanah dengan LPG di sektor rumah tangga.

Konsumsi batubara meningkat pesat dari 36,1 juta SBM pada tahun 2000 menjadi 123 juta SBM pada tahun 2012 atau meningkat rata-rata 9.9% per tahun. Seluruh batubara tersebut digunakan untuk memasok kebutuhan energi sektor industri, terutama untuk industri semen, industri tekstil, serta industri kertas.

Konsumsi gas bumi meningkat dari 87,2 juta SBM pada tahun 2000 menjadi 125,3 juta SBM pada tahun 2012 dengan laju pertumbuhan rata-rata 2,8% per tahun. Keterbatasan infrastruktur transmisi dan distribusi gas nasional menyebabkan pasokan gas bumi untuk memenuhi kebutuhan industri terbatas.

### 2.2.2 Final Energy Consumption By Type

*Final energy consumption by type, during the years 2000-2012, was dominated by petroleum fuel (avtur, avgas, gasoline, kerosene, diesel oil, diesel oil, and fuel oil). During this period, the total fuel consumption increased from 315 million BOE in 2000 to 398 million BOE in 2012, an increase of an average of 1.9% per year. In 2000, the consumption of diesel oil has the largest share (42%) followed by kerosene (23%), gasoline (23%), fuel oil (10%), and avtur (2%). Subsequently in 2012 the order is turned into gasoline (50%), diesel oil (37%), avtur (7%), kerosene (4%), and fuel oil (2%).*

*Patterns change of fuel consumption is due to the high rate consumption of gasoline by private cars, the high rate consumption of avtur/avgas by aircraft, the diversification energy in the industry sector, and the kerosene substitution program with LPG in the household sector.*

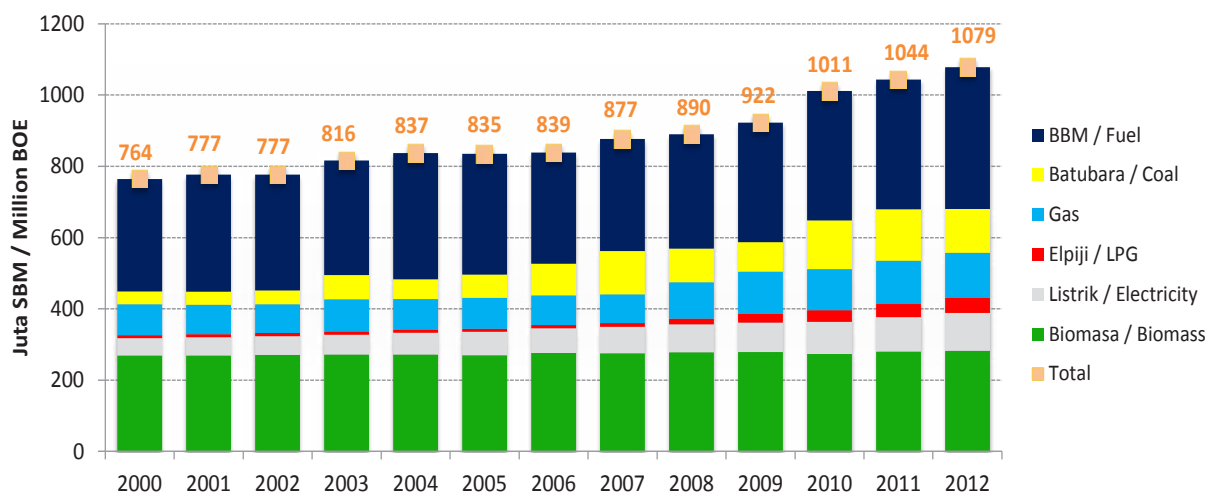
*Coal consumption increased from 36.1 million BOE in 2000 to 123 million BOE in 2012, rise with an average of 9.9% per year. The entire consumption of coal is used to meet the energy demand of industry sector, mainly for cement, textile, and paper industry.*

*Consumption of natural gas increased from 87.2 million BOE in 2000 to 125.3 million BOE in 2012 with an average growth rate of 2.8% per year. Limited infrastructure and distribution of national gas transmission causing natural gas supply to meet the demand of industry is also limited.*

Konsumsi listrik dalam kurun waktu tahun 2000-2012 mengalami pertumbuhan rata-rata 6,2% per tahun, masih lebih rendah dibanding batubara (9,9%), dan LPG (13,5%). Hal ini menyebabkan rasio elektrifikasi nasional masih 75,8% pada tahun 2012 yang berarti 24,8% penduduk Indonesia belum dialiri listrik. Kondisi ini menunjukkan bahwa tingkat elektrifikasi Indonesia masih rendah jika dibandingkan dengan negara-negara ASEAN lain seperti Singapura 100%, Malaysia 99,4%, Filipina 89,7%, dan Vietnam 97,6%.

*Electricity consumption during the period 2000-2012 had an average growth of 6.2% per year, which is still lower than coal (9.9%), and LPG (13.5%). This led to the national electrification ratio that only reach 75.8% in 2012. This means that 24.8% of the Indonesian population has not been electrified. This condition reveals that Indonesian electrification rate is still low compared to other ASEAN countries such as Singapore 100%, Malaysia 99.4%, Philippines 89.7%, and Vietnam 97.6%.*

**Gambar 2.3 Konsumsi energi final per jenis**  
**Figure 2.3 Final energy consumption by type**



## 2.3 Ketenagalistrikan Electricity

Dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik nasional, penyediaan tenaga listrik di Indonesia tidak hanya semata-mata dilakukan oleh PT PLN (Persero) saja, tetapi juga dilakukan oleh pihak swasta, yaitu Independent Power Producer (IPP), Private Power Utility (PPU) dan Izin Operasi (IO) non bahan bakar minyak (BBM).

Pada tahun 2012 kapasitas total pembangkit nasional (PLN, IPP, PPU, IO non BBM) di wilayah Indonesia adalah sebesar 44,8 GW. Sekitar 73% diantaranya berada di wilayah Jawa Bali, 18% di wilayah Sumatera, sisanya di wilayah Kalimantan dan Pulau Lainnya (Sulawesi, Maluku, NTB-NTT, Papua). Dilihat dari segi input bahan bakar, pembangkit berbahan bakar batubara dan gas mempunyai pangsa yang paling tinggi, yaitu masing-masing sebesar 43% (19,1 GW) dan 27% (12 GW), diikuti kemudian oleh pembangkit berbahan bakar minyak dengan pangsa sekitar 18% (8,1 GW). Masih tingginya pangsa pembangkit BBM diimbangi dengan makin meningkatnya pangsa pembangkit berbahan bakar energi terbarukan, seperti panas bumi, dengan pangsa mendekati 3% (1,3 GW), serta pembangkit berbasis hidro dengan pangsa dikisaran 9% (4,2 GW). Disamping itu, pembangkit listrik tenaga matahari dan tenaga bayu juga sudah mulai beroperasi dengan kapasitas total 6,9 MW.

Selanjutnya, dari sisi penyediaan tenaga listrik, pada tahun 2012 tsb pembangkit listrik PLN masih mendominasi dengan pangsa lebih dari 73% (32,9 GW), pembangkit listrik IPP dikisaran 17% (7,4 GW), serta sisanya diisi pembangkit listrik PPU (Private Power Utility), pembangkit listrik IO (Izin Operasi) non BBM, dan pembangkit listrik sewa dengan pangsa dikisaran 10% (4,5 GW).

*To meet national electricity demand, electricity in Indonesia is not only managed by PT PLN (Persero), but also by private sector, namely Independent Power Producer (IPP), Private Power Utility (PPU) and operation permits for non petroleum fuel.*

*In 2012, total national power generation capacity (PLN IPP, PPU, and IO non oil fuel) in Indonesia was of 44.8 GW. Approximately 73% of them are in Java and Bali, as well as 18% in Sumatra. The rest are in Kalimantan and Other Islands (Sulawesi, Maluku, NTB-NTT, Papua). In terms of fuel, coal-fired plants and gas has the highest share, which amounted to 43% (19.1 GW) and 27% (12 GW), followed by oil-fired plants with a share of around 18% (8.1 GW). The share of NRE power plants was increasing, such as geothermal with a share of close to 3% (1.3 GW), as well as hydro-based generation with a share of 9% (4.2 GW). In addition, solar pp and wind pp have also started operating with a total capacity of 6.9 MW.*

*Furthermore in 2012, electricity generation by PLN still dominates with a share of more than 73% (32.9 GW), IPP power plants with a share of 17% (7.4 GW), and the rest is filled by PPU (Private Power Utility) and non oil fuel power plants with operating licenses and rental electric generation unit with a share of about 10% (4.5 GW).*

## 2.4 Potensi Sumber Daya Energi

### Energy Resources Potential

#### 2.4.1 Potensi Sumber Daya Energi Fosil

Energi fosil yang terdiri atas batubara, minyak, dan gas merupakan sumber daya energi yang utama di Indonesia. Sebagian besar dari sumber daya maupun cadangan batubara yang dapat ditambang berada di wilayah Sumatera dan Kalimantan, terutama Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur.

Antara 2011-2012 terjadi penurunan sumberdaya batubara dari 120 miliar ton menjadi 119 miliar ton, sementara cadangannya bertambah dari 28 milyar ton menjadi 29 milyar ton. Dengan tingkat produksi batubara 353 juta ton pada 2011 dan 386 juta ton pada 2012, maka rasio cadangan terhadap produksi (R/P) batubara tersebut turun dari 79 pada tahun 2011 menjadi 75 tahun pada tahun 2012

Pada tahun 2011, total cadangan minyak Indonesia sebesar 7,73 milyar barel yang terdiri atas sekitar 4,04 miliar barel cadangan terbukti (proven) dan 3,69 miliar barel cadangan potensial. Pada 2012, total cadangan minyak tersebut menurun menjadi 7,41 milyar barel yang terdiri atas 3,74 milyar barel cadangan terbukti dan 3,67 milyar barel cadangan potensial.

Berdasarkan tingkat produksi minyak bumi sebesar 329 juta barel pada 2011 dan 315 juta barel pada 2012, rasio cadangan produksi (R/P) minyak bumi adalah sekitar 12 tahun baik pada 2011 maupun 2012.

Sumber cadangan minyak tersebut sebagian besar berada di luar Jawa, terutama di Sumatera yang mencapai pangsa lebih dari 60 persen. Cadangan minyak lainnya tersebar antara lain di Kalimantan, Papua, Sulawesi, dan Maluku. Lebih dari 8 persen dari cadangan minyak tersebut berada di Kalimantan. Sementara cadangan minyak di Jawa mencapai sekitar 21 persen dari total cadangan nasional.

#### 2.4.1 Fossil Energy Resource Potential

*Fossil energy that consist of coal, oil, and gas is the main energy resources in Indonesia. Most of coal resource and coal mineable reserve were in Sumatera and Kalimantan, especially in South Sumatera and East Kalimantan.*

*During 2011-2012 there is a decline on coal resource from 120 billion tons to 119 billion tons, while coal reserves grew from 28 billion tons to 29 billion tons. With production rate of 353 million tons in 2011 and 386 million tons in 2012, the ratio of reserves to production (R/P) of coal dropped from 79 years in 2011 to 75 years in 2012.*

*In 2011, total oil reserve in Indonesia was 7.73 billion barrel that consisted of about 4.04 billion barrel of proven reserve and 3.69 billion barrel of potential reserve. In 2012, the total oil reserve decreased to 7.41 billion barrel that consisted of 3.74 billion barrel of proven reserve, and 3.67 billion barrel of potential reserve.*

*Based on the crude oil production level of 329 million barrel in 2011 and 315 million barrel in 2012, the reserve to production ratio (R/P) of oil is about 12 years in both 2011 and 2012.*

*Most of oil resource was outside Jawa, especially in Sumatera with 60% share. The other oil resources was spreaded out in Kalimantan, Papua, Sulawesi, and Maluku. More than 8% from the oil reserve was in Kalimantan. The oil reserve in Jawa was about 21% from total national oil reserve.*



Total cadangan gas bumi pada 2011 mencapai sekitar 153 TSCF yang terdiri dari cadangan terbukti sebesar 105 TSCF dan cadangan potensial lebih dari 48 TSCF. Total cadangan gas tersebut pada 2012 cenderung menurun mencapai 151 TSCF yang terdiri atas 103 TSCF cadangan terbukti dan 47 TSCF cadangan potensial. Dengan Tingkat produksi gas baik gas ikutan (associated) maupun gas bukan ikutan (non associated) mencapai 3,26 TCF pada 2011 dan 3,17 TCF pada 2012, rasio cadangan produksi gas mencapai secara berurutan meningkat 32 tahun pada 2011 dan 33 tahun pada 2012.

Sumber daya gas tersebut umumnya berada di luar Jawa, terutama di Sumatera termasuk Natuna yang mencapai hampir 56 persen. Cadangan gas di luar Jawa lainnya tersebar di Papua, Kalimantan, Maluku, dan Sulawesi yang masing-masing memiliki cadangan gas secara berurutan 16%, 11%, 10%, dan hampir 2%. Sementara itu di Jawa, cadangan gasnya hanya sekitar delapan persen dari total cadangan gas Indonesia.

Berdasarkan rasio cadangan produksi sumber energi fosil tersebut, potensi pemanfaatan batubara merupakan yang paling tinggi, yaitu sekitar 75 tahun lagi akan habis, sedangkan potensi gas masih dapat bertahan sampai hampir 33 tahun lagi. Minyak merupakan sumber energi fosil yang potensinya paling kecil, yaitu masih dapat dimanfaatkan hanya sekitar 12 tahun lagi, bila tidak ditemukan cadangan baru.

*Total reserves of natural gas in 2011 reached about 153 TSCF consisting of proven reserves of 105 TSCF and potential reserves of more than 48 TSCF. The total reserve in 2012 decrease to 151 TSCF that consist of 103 TSCF of proven reserve and 47 TSCF of potential reserve. With gas production level, both associated and non associated, reached 3.26 TCF in 2011 and 3.17 TCF in 2012, the reserve to production ratio increased from 32 years in 2011 to 33 years in 2012.*

*The gas resources in general was in outside Jawa, especially in Sumatera (included Natuna) that constitutes of almost 56%. Others resources were spreaded out in Papua, Kalimantan, Maluku and Sulawesi that each had gas reserves of 16%, 11%, 10%, and 2% respectively. Meanwhile, gas reserve in Jawa had only eight percent.*

*Based on the reserve to production ratio of fossil energy, coal has the biggest potential with lifetime of 75 years. While gas potential would be finished in the next 33 years. Oil is the smallest potential of fossil energy resources with potential last only until the next 12 years, if no new reserves are found*

**Tabel.2.1 Potensi sumber daya energi fosil 2011-2012**

**Table.2.1 Fossil energy potential 2011-2012**

| Jenis Energi / Energy Type                        | Tahun / Year | Cadangan potensial / Potential Reserve | Cadangan Terbukti / Proven Reserve | Total  |
|---------------------------------------------------|--------------|----------------------------------------|------------------------------------|--------|
| Minyak Bumi (Miliar Barel) / Oil (Billion Barrel) | 2011         | 3.69                                   | 4.04                               | 7.73   |
|                                                   | 2012         | 3.67                                   | 3.74                               | 7.41   |
| Gas Bumi (TSCF) / Gas (TSCF)                      | 2011         | 48.18                                  | 104.71                             | 152.89 |
|                                                   | 2012         | 47.35                                  | 103.35                             | 150.70 |
|                                                   |              | Sumber Daya / Resource                 | Cadangan / Reserve                 |        |
| Batubara (Miliar Ton) / Coal (Billion Ton)        | 2011         | 120.33                                 | 28.01                              |        |
|                                                   | 2012         | 119.42                                 | 28.97                              |        |

Sumber / Source: CDIEMR (2012, 2013)



## 2.4.2 Potensial Sumber Daya Energi Baru dan Terbarukan

Potensi energi terbarukan seperti tenaga air, panas bumi, angin, surya, samudera, maupun biomassa jumlahnya cukup memadai namun tersebar. Berdasarkan data ESDM (2013), cadangan panas bumi Indonesia sebesar 16.484 MW dari potensi sekitar 28.617 MW. Kapasitas terpasang pembangkit panasbumi (hingga September 2013) sebesar 1.242 MW. Sementara itu, potensi biomassa untuk kelistrikan mencapai 49,8 GWe dengan kapasitas terpasang pembangkit yang terhubung ke grid sebesar 445 MWe. Potensi tenaga surya di Indonesia cukup tinggi dengan intensitas sebesar 4,8 kWh/m<sup>2</sup>/day dengan pemanfaatan baru sebesar 12,1 MWe. Kapasitas terpasang pembangkit tenaga angin baru sekitar 1,1 MWe dari potensi 9.290 MWe.

Potensi tenaga air (skala besar) menurut Hydro Power Potential Study (HPPS) pada tahun 1983 dan Hydro Power Inventory Study pada tahun 1993 adalah 75.000 MW. Studi terbaru tahun 2011 oleh Nippon Koei potensi tenaga air di Indonesia adalah 26 GW, yang terdiri dari proyek yang sudah beroperasi (4 GW), proyek yang sudah direncanakan dan sedang konstruksi (6 GW) dan potensi baru (16 GW). Untuk mini/mikro hidro, Indonesia memiliki potensi sebesar 500 MWe. Berdasarkan data Draft Outlook Energi Nuklir Indonesia 2014, Batan, total cadangan (spekulatif) uranium di Indonesia tercatat sebesar 59.200 ton atau ekuivalen dengan 6,5 GWe. Sedangkan total cadangan (spekulatif) thorium tercatat sebesar 1.500 ton atau ekuivalen dengan 1.850 Mwe untuk 30 tahun operasi.

Selain sumberdaya yang telah disebutkan diatas, sumberdaya energi terbarukan yang belum banyak diketahui masyarakat umum adalah energi laut dan samudra. Beberapa negara seperti Amerika Serikat, Rusia, Inggris, Perancis, Kanada, Jepang, Belanda, dan Korea telah mulai meneliti kemungkinan pemanfaatan sumber daya energi ini. Pemanfaatan energi laut untuk kebutuhan listrik dapat dilakukan melalui berbagai cara diantaranya dengan memanfaatkan energi gelombang, pasang surut, perbedaan suhu lapisan laut (Ocean Thermal Energy Conversion - OTEC), dan perbedaan kadar garam atau osmosis.

## 2.4.2 New and Renewable Energy Resource Potential

*The potential of renewable energy such as hydropower, geothermal, wind, solar, ocean, biomass and is quite adequate, but scattered. Based on data from MEMR (2013), Indonesian geothermal reserves amounted to 16,484 MW of about 28,617 MW potential. The installed capacity of geothermal power plant (up to September 2013) is 1,242 MW. Meanwhile, the potential of biomass for electricity reached 49.8 GWe with installed generating capacity connected to the grid at 445 MWe. The potential of solar power in Indonesia is quite high with an intensity of 4.8 kWh/m<sup>2</sup>/day and with utilization of 12.1 MWe. Installed capacity of new wind power generation is about 1.1 MWe of 9,290 Mwe potential.*

*Hydropower potential (large scale) by Hydro Power Potential Study (HPPS) in 1983 and Hydro Power Inventory Study in 1993 was 75,000 MW. A recent study in 2011 by Nippon Koei stated that hydropower potential in Indonesia is 26 GW, which consists of projects that are already in operation (4 GW), the project being planned and constructed (6 GW) and the new potential (16 GW). For mini/micro hydro, Indonesia has the potential of 500 MWe. Based on data from Draft Indonesia Nuclear Energy Outlook 2014, Batan, total reserves (speculative) uranium in Indonesia amounted to 59,200 tons, equivalent to 6.5 GWe. While total reserves (speculative) thorium was recorded at 1,500 tons or equivalent to 1,850 Mwe for 30 years operation.*

*In addition to the resources mentioned above, renewable energy resources that are not widely known to the general public is ocean energy. Some countries such as the United States, Russia, Britain, France, Canada, Japan, Netherlands, and Korea have begun to examine the possibility of utilization of this energy resource. Ocean energy utilization for electricity can be done through various ways such as by utilizing wave energy, tidal, sea surface temperature difference (Ocean Thermal Energy Conversion - OTEC), and differences in salinity or osmosis.*

Energi gelombang laut atau ombak adalah energi kinetik yang dihasilkan dari pergerakan gelombang laut menuju daratan dan sebaliknya serta energi potensial dari tinggi rendahnya ombak. Potensi energi gelombang laut Indonesia relatif cukup tinggi dan terdapat di wilayah sisi barat Sumatera, selatan Jawa, Bali, NTT, dan NTB. Data dari Asosiasi Energi Laut Indonesia (ASELI) tahun 2011 menyatakan gelombang laut mempunyai potensi teoritis 510 GW, potensi teknis 2 GW, dan potensi praktis 1,2 GW.

Energi pasang surut adalah energi kinetik dari pemanfaatan beda ketinggian permukaan laut pada saat laut pasang dan saat laut surut. Secara umum prinsip kerja dari energi pasang surut ini sama dengan pembangkit listrik tenaga air. Pasang surut di Indonesia tidak terlalu tinggi, dan hanya beberapa wilayah yang mempunyai pasang surut antara 3-5 meter. Arus pasang-surut terkuat yang tercatat di Indonesia adalah di Selat antara Pulau Taliabu dan Pulau Mangole di Kepulauan Sula, Propinsi Maluku Utara, dengan kecepatan 5,0 m per detik. Potensi teoritis arus pasang surut sebesar 160 gigawatt (GW), potensi teknis 22,5 GW, dan potensi praktis 4,8 GW.

Tipe ketiga dari energi laut adalah arus laut. Secara umum arus laut ini disebabkan oleh radiasi matahari. Dinginnya kutub menyebabkan densitas dan tingkat kelarutan garam pada air meningkat. Sementara itu di khatulistiwa terjadi efek sebaliknya dan menghasilkan air ringan. Untuk alasan ini, air dingin dari kutub cenderung bergerak ke khatulistiwa sebagai arus dalam, dan air hangat dari khatulistiwa mengalir ke kutub sebagai arus permukaan. Daya yang dihasilkan oleh turbin arus laut jauh lebih besar dari pada daya yang dihasilkan oleh turbin angin karena rapat massa air laut hampir 800 kali rapat massa udara. Tahun 2006 - 2010 telah dilaksanakan penelitian karakteristik arus laut di berbagai selat di Nusa Tenggara yaitu Selat Lombok, Selat Alas, Selat Nusa Penida, Selat Flores, dan Selat Pantar.

*Ocean waves or wave energy is the kinetic energy generated from the movement of ocean waves to shore and vice versa as well as potential energy of the high and low level of the waves. Indonesian ocean wave energy potential is relatively high and can be found in the region of west side of Sumatera, south of Jawa, Bali, NTT and NTB. Data from the Indonesian Ocean Energy Association (ASELI) in 2011 states that Indonesian ocean waves have theoretical potential 510 GW, 2 GW of technical potential and practical potential of 1.2 GW.*

*Tidal energy is the utilization of the kinetic energy of ocean surface height difference at tide and low tide. In general, the working principles of tidal energy is equal to the hydroelectric power plant. Tide and low tide level in Indonesia is not too high and only a few areas that have difference between 3-5 meters. Strongest tidal currents recorded in Indonesia is in the Strait between the Taliabu island and the island Mangole island in Sula Islands, North Maluku, with a speed of 5.0 m per second. The theoretical potential of tidal currents of 160 gigawatts (GW), the technical potential of 22.5 GW, and practical potential of 4.8 GW.*

*The third type of ocean energy is ocean currents. In general, these ocean currents caused by solar radiation. The cold pole causing density and solubility level of salt in the water to rise. Meanwhile, the opposite effect occurs at the equator. For this reason, the cold water from poles tend to move as a deep ocean currents to the equator and the flow of warm water from equator move to the poles as surface currents. The power generated by the ocean currents turbine is much greater than the power generated by wind turbines due to the highly density of sea water which almost 800 times the density of air. In year 2006-2010, Indonesia has been conducted research on various characteristics of ocean currents in Nusa Tenggara; includes Lombok Strait, Alas Strait, Nusa Penida Strait, Flores Strait, and the Strait of Pantar.*

Energi panas laut adalah energi yang dapat dibangkitkan oleh perbedaan panas laut antara kedalaman dan permukaan. Konversi energi panas laut (OTEC) menghasilkan listrik dengan memanfaatkan perbedaan suhu ini. Terdapat 16 lokasi yang berpotensi untuk dikembangkan OTEC antara lain di lepas pantai Bali, Jawa, Kalimantan Timur, Sulawesi Utara, Selat Makassar. Energi panas laut ini memiliki potensi teoritis 57 GW, potensi teknis 52 GW, dan potensi praktis 43 GW.

Perbedaan kadar garam juga bisa dimanfaatkan menjadi energi dengan menerapkan teknologi osmosis. Teknologi ini memanfaatkan potensi kimia antara dua sumber air yaitu tawar dan bergaram dengan melintasi membran semipermeabel yang dapat menangkap energi dalam bentuk tekanan yang kemudian diubah menjadi bentuk energi lain seperti listrik. Saat ini belum dilaksanakan studi untuk pemanfaatan energi osmosis.

Untuk mendorong pengembangan sumber energi terbarukan sesuai dengan Kebijakan Energi Nasional (KEN) 2006 dan Rancangan Peraturan Presiden tentang KEN 2014, dimana energi kelautan masuk dalam kelompok energi terbarukan lainnya, ASELI mengeluarkan road map pengembangan energi kelautan.

Hal yang menarik dari road map tersebut ialah target biaya pembangkitan yang sangat murah dimana untuk energi pasang surut tahun 2010 – 2020 berkisar antara Rp. 1000 sampai Rp 2500 untuk seluruh teknologi dan untuk tahun 2010 – 2025 mencapai Rp. 600 sampai 1500.

*Thermal energy is the energy that can be generated by ocean thermal differences between seabed and surface. Ocean thermal energy conversion (OTEC) generates electricity by exploiting the temperature difference. There are 16 locations that have the potential to be developed OTEC including off the coast of Bali, Jawa, East Kalimantan, North Sulawesi, and Makassar Strait. The ocean thermal energy has the theoretical potential of 57 GW, 52 GW of potential technical and practical potential of 43 GW.*

*The difference in salinity can also be utilized as energy by applying reverse osmosis technology. This technology utilizes the chemical potential between the two sources of fresh water and salt with a semipermeable membrane which can capture energy in the form of pressure which is then converted into other forms of energy such as electricity. At present, study for the utilization of osmotic energy has not been done.*

*To encourage the development of renewable energy sources, in accordance with the National Energy Policy (KEN) 2006 and the Draft of Presidential Regulation of KEN 2014 where the ocean energy is included in the group of other renewable energy, ASELI issued a road map of ocean energy development.*

*The interesting thing about the road map is the generation cost targets is very cheap where to tidal energy in 2010 - 2020 ranged between Rp. 1000 to Rp 2500 for all technologies and for the years 2010 to 2025 reached Rp. 600 to 1500.*

**Tabel.2.2 Sumber energi baru dan terbarukan di Indonesia**  
**Table.2.2 New and renewable energy resources in Indonesia**

| No | Sumber energi<br><i>Energy resources</i>       | Potensi<br><i>Potential</i>                  | Kapasitas terpasang<br><i>Installed capacity</i>          |
|----|------------------------------------------------|----------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| 1  | Panas bumi<br><i>Geothermal</i>                | 16.502 MW<br>(Cadangan / <i>Reserve</i> )    | 1.341 MW<br>(Sampai Mei 2013 /<br><i>Until May 2013</i> ) |
| 2  | Hidro<br><i>Hydro</i>                          | 75.000 MW<br>(Sumberdaya / <i>Resource</i> ) | 7.059 MW                                                  |
| 3  | Mini-mikrohidro<br><i>Mini- micro hydro</i>    | 769,7 MW<br>(Sumberdaya / <i>Resource</i> )  | 512 MW                                                    |
| 4  | Biomasa<br><i>Biomass</i>                      | 13.662 Mwe<br>(Cadangan / <i>Reserve</i> )   | 1.364 Mwe<br>75,5 Mwe ( <i>On Grid</i> )                  |
| 5  | Energi surya<br><i>Solar energy</i>            | 4,80 kWh/m <sup>2</sup> /day                 | 42,78 MW                                                  |
| 6  | Energi angin<br><i>Wind energy</i>             | 3-6 m/s                                      | 1,33 MW                                                   |
| 7  | Uranium                                        | 3000 MW                                      | 30 MW                                                     |
| 8  | Gas metana batubara<br><i>Coal bed methane</i> | 453 TSCF<br>(Sumberdaya / <i>Resource</i> )  |                                                           |
| 9  | <i>Shale gas</i>                               | 574 TSCF<br>(Sumberdaya / <i>Resource</i> )  |                                                           |

Sumber: Ditjen EBTKE, 2013

Source: Directorate General of NRE&EC, 2013

Tabel 2.3 Road map pengembangan energi kelautan di Indonesia

Table 2.3 Ocean energy development road map in Indonesia

| Energi Samudra / Ocean Energy                  |                                      | 2010 - 2015        | 2010 – 2020                                                                                                                                                                                                                                                     | 2010 - 2025                                                                                           |
|------------------------------------------------|--------------------------------------|--------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Energi Gelombang / Wave Energy</b>          |                                      |                    |                                                                                                                                                                                                                                                                 | <b>50 MW</b>                                                                                          |
| a.                                             | Teknologi / Technology               | Uji Coba / Trial   | Pengganti pembangkit listrik diesel pada daerah terpencil dan pulau-pulau kecil / Substitute for diesel power plants in remote areas and small islands                                                                                                          | Pembangkit listrik utama bersaing dengan pembangkit listrik lainnya / Compete with other power plants |
| b.                                             | Output per unit                      | < 100 kW           | 100 kW – 1 MW                                                                                                                                                                                                                                                   | 0,5 – 2 MW                                                                                            |
| c.                                             | Biaya pembangkitan / Generating cost |                    | Rp./kWh 1.500 – 2.000                                                                                                                                                                                                                                           | Rp./kWh 1.000 – 1.500                                                                                 |
| <b>Energi Pasang Surut / Tidal Power</b>       |                                      |                    |                                                                                                                                                                                                                                                                 | <b>1.000 MW</b>                                                                                       |
| a.                                             | Teknologi / Technology               | Pilot Project      | Pembangkit utama untuk wilayah timur Indonesia / Main power plant for eastern region of Indonesia                                                                                                                                                               | Pembangkit utama untuk wilayah timur Indonesia / Main power plant for eastern region of Indonesia     |
| b.                                             | Output per unit                      | 1 MW               | 10 – 50 MW                                                                                                                                                                                                                                                      | 50 – 200 MW                                                                                           |
| c.                                             | Biaya pembangkitan / Generating cost |                    | Rp./kWh 1.000 – 1.500                                                                                                                                                                                                                                           | Rp./kWh 600 – 1.000                                                                                   |
| <b>Energi Arus Laut / Ocean Current Energy</b> |                                      |                    |                                                                                                                                                                                                                                                                 | <b>500 MW</b>                                                                                         |
| a.                                             | Teknologi / Technology               | Uji Coba / Trial   | Pengganti pembangkit listrik diesel pada NTB dan NTT / Substitute for diesel power plant in NTB and NTT                                                                                                                                                         | Pembangkit Utama di Nusa Tenggara / Main power plant for Nusa Tenggara                                |
| b.                                             | Output per unit                      | < 100 kW           | 100 kW – 1 MW                                                                                                                                                                                                                                                   | 10 – 100 MW                                                                                           |
| c.                                             | Biaya pembangkitan / Generating cost |                    | Rp./kWh 1,500 – 2.000                                                                                                                                                                                                                                           | Rp./kWh 1.000 – 1.500                                                                                 |
| <b>OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion)</b>  |                                      |                    |                                                                                                                                                                                                                                                                 | <b>100 MW</b>                                                                                         |
| a.                                             | Teknologi / Technology               | FS & Pilot Project | Pengganti pembangkit listrik diesel pada pulau-pulau kecil / Substitute for diesel power plants in remote areas and small islands<br><br>Pembangkit pada daerah wisata dan industri produk sampingan / Power plant in the tourist areas and byproducts industry | Pembangkit listrik utama bersaing dengan pembangkit listrik lainnya / Compete with other power plants |
| b.                                             | Output per unit                      | 1 – 5 MW           | 1 – 5 MW                                                                                                                                                                                                                                                        | 50 – 100 MW                                                                                           |
| c.                                             | Biaya pembangkitan / Generating cost |                    | Rp./kWh 1500 – 2.500                                                                                                                                                                                                                                            | Rp./kWh 1.000 – 1.500                                                                                 |
| <b>Total 1.650 MW</b>                          |                                      |                    |                                                                                                                                                                                                                                                                 |                                                                                                       |

Sumber: Masyarakat Energi Terbarukan Indonesia (METI)

Source : The Indonesian Renewable Energy Society

## 2.5 Permasalahan Energi Saat Ini

### Current Energy Issues

#### 2.5.1 Permasalahan Umum

Secara umum sektor energi saat ini menghadapi tantangan baik secara global maupun dalam lingkup nasional. Beberapa permasalahan aktual saat ini diantaranya :

- Jumlah penduduk Indonesia pada tahun 2012 mencapai 245 juta jiwa meningkat dari 205 juta jiwa pada tahun 2000 dengan pertumbuhan rata-rata 1,31% per tahun. Laju pertumbuhan penduduk tertinggi di wilayah Kalimantan, sedangkan laju pertumbuhan terendah adalah pulau Jawa. Pada saat ini sekitar 57% penduduk tinggal di pulau Jawa dengan luas wilayah 129.438 km<sup>2</sup> atau sekitar 6,7% wilayah daratan Indonesia. Pulau Jawa juga dipadati oleh industri sehingga menimbulkan masalah pada tata guna tanah, kependudukan, perumahan dan transportasi. Pulau Jawa membutuhkan pasokan energi yang sangat tinggi, sementara potensi sumber energi pulau Jawa sangat terbatas.
- Produksi minyak terus menurun sementara permintaan energi terus tumbuh yang menyebabkan peningkatan impor minyak mentah dan produk olahan. Hal ini terlihat dengan adanya defisit neraca minyak 3,5 miliar Dolar di Kuartal 2 meningkat dari 2,1 miliar Dolar di Kuartal 1 tahun buku 2014. Di sisi lain, subsidi BBM relatif tinggi, disebabkan oleh peningkatan konsumsi domestik, kenaikan harga minyak internasional dan penurunan nilai tukar rupiah terhadap dolar AS dan valuta asing lainnya. Diperkirakan subsidi bahan bakar sampai akhir tahun 2014 akan melebihi alokasi anggaran 2014.
- Walaupun potensi yang dimiliki Indonesia cukup besar tetapi pemanfaatan gas bumi dalam negeri masih terbatas. Hal ini disebabkan, belum tersedianya infrastruktur yang memadai untuk pemanfaatan gas bumi serta adanya ekspor gas dalam jumlah besar pada kontrak jangka panjang.

#### 2.5.1 General Issues

*In general, energy sector is currently facing challenges in both global and national scope. Some actual problems are:*

- *The population of Indonesia in 2012 reached 241 million, increased from 205 million in 2000 with an average growth of 1.31% per year. Kalimantan region experienced the highest increasing rate of population, while the lowest growth rate is at Jawa Island. Currently, 57% of the population lives on Jaxa, with an area of 129,438 km<sup>2</sup>, or about 6.7% of Indonesia's land. Jawa Island is also densed with industry, leading to problems in land use, population, housing and transportation. Jawa Island requires a very high energy supply, while its potential energy resource is very limited.*
- *Oil production continues to decline while the demand for energy continues to grow which led to the increase in import of crude oil and petroleum products. This was shown by the deficit 3,5 billion Dollar at oil account in second quarter which increased from 2,1 billion Dollar deficit in first quarter of 2014 financial year. On the other hand, fuel subsidy is relatively high, due to increased domestic consumption, the increase in international oil prices and the decline in the exchange rate against dollar and other foreign currencies. It is estimated that fuel subsidies until the end of 2014 will exceed the budget allocation in 2014.*
- *Although the potential of Indonesia is quite large but the utilization of natural gas in the country is still limited. This is due to the inadequate infrastructure of natural gas as well as the long-term contract of large export of gas.*



- Secara umum pemanfaatan energi terbarukan masih relatif kecil. Hal ini disebabkan berbagai faktor yang menjadi masalah, antara lain ialah tingginya biaya investasi, birokrasi, insentif atau subsidi, dan harga jual produk akhir energi terbarukan yang lebih tinggi dibandingkan dengan energi fosil, kurangnya pengetahuan dalam mengadaptasi fasilitas energi bersih, serta potensi sumberdaya EBT pada umumnya kecil dan tersebar.
- Ekspor batubara dalam jumlah yang jauh melebihi konsumsi dalam negeri bila tidak dikendalikan akan menguras potensi sumberdaya batubara Indonesia sehingga umur pemanfaatan pendek dan menjadi permasalahan dalam penyediaan energi generasi mendatang.
- *In general, utilization of renewable energy is still relatively small. This is due to various factors at issue, such as the high cost of investment, bureaucracy, incentives or subsidies, and the high final selling price of renewable energy compared to fossil energy, the lack of knowledge in adapting the clean energy facilities, and the small potential and scattered location of renewable energy resources.*
- *Export of coal exceeds domestic consumption that in long run will deplete the coal resource potential in Indonesia. It will lead to energy supply problems for future generations.*

### 2.5.2 Permasalahan Sektor Transportasi

Sektor transportasi merupakan sektor pengguna energi final komersil terbesar kedua setelah sektor industri. Hampir seluruh konsumsi energi di sektor transportasi berupa BBM dan sekitar 89% konsumsi BBM di sektor transportasi merupakan konsumsi sub sektor transportasi darat. Ketergantungan kendaraan bermotor pada BBM menyebabkan impor BBM terus meningkat dan menjadi salah satu penyebab terganggunya neraca devisa (devisit neraca perdagangan) nasional pada tahun 2013 yang berdampak terhadap melemahnya nilai tukar rupiah terhadap dollar Amerika.

Selain itu, pertumbuhan jalan selama tahun 2000 s.d. 2011 hanya 3,1% rata-rata per tahun tidak sesuai dengan pertumbuhan kendaraan yang mencapai 14,3% rata-rata per tahun. Kondisi ini menyebabkan kemacetan lalu lintas terutama di kota-kota besar yang berdampak terhadap kehilangan waktu dan uang, peningkatan biaya operasional kendaraan, pemborosan energi, polusi udara, meningkatkan stres. Khusus untuk wilayah DKI Jakarta, road ratio hanya mencapai 7,3% dari luas wilayah DKI Jakarta.

### 2.5.2 Transportation Sector Issues

*Transportation is the second largest sector of final energy user after industrial sector. Almost all energy consumption in the transport sector in the form of petroleum fuel and about 89% of fuel consumption in the transport sector is for road transport sub-sector. Motor vehicle dependence on petroleum fuel causes its import continues to rise and be one of the causes of the disruption of the balance of foreign exchange (trade balance deficit) in the year 2013 and weakening of the rupiah against the dollar level.*

*In addition, the growth of road infrastructure during the year 2000 to 2011 was only 3.1% per year. It is not proportionate with the growth of vehicles that achieve an average of 14.3% per year. This condition causes traffic jam especially in big cities that leads to the loss of time and money, increase in vehicle operating costs, energy waste, air pollution, increase the stress level. Especially for Jakarta area, road ratio reached only 7.3% of the total area of Jakarta.*



Kondisi tersebut diperparah oleh rendahnya disiplin berlalu lintas dan keterbatasan infrastruktur angkutan umum serta angkutan umum kalah bersaing dengan moda kendaraan pribadi (mobil dan sepeda motor) karena rendahnya kualitas pelayanan (kehandalan waktu tempuh, jadwal, kenyamanan, keselamatan, dan keamanan). Di DKI Jakarta, jumlah kendaraan pribadi mencapai 96,5% yang melayani 44% perjalanan, sedangkan jumlah angkutan umum mencapai 3,5% yang melayani 56% perjalanan (diantaranya 3% dilayani kereta api / KRL Jabodetabek).

Penyebab utama tingginya pertumbuhan kendaraan bermotor dan konsumsi BBM pada sub sektor transportasi darat adalah harga bensin premium dan minyak solar ditetapkan oleh Pemerintah dengan harga subsidi. Hal ini menyebabkan penggunaan energi alternatif sebagai substitusi BBM seperti BBG dan biofuel (bioethanol dan biodiesel) menjadi terhambat.

### 2.5.3 Permasalahan Ketenagalistrikan

Energi listrik saat ini mempunyai peranan vital dan strategis, untuk menunjang pembangunan nasional. Karena itu listrik harus diwujudkan secara andal, aman, dan ramah lingkungan. Namun pada kenyataannya begitu banyak permasalahan terjadi dalam pengelolaan sistem ketenagalistrikan nasional. Permasalahan itu diantaranya adalah biaya pokok produksi listrik yang lebih tinggi dari pada harga jual listrik, ketidakpastian pasokan sumber energi primer, terutama pasokan gas alam, masih adanya pembangkit berbahan bakar BBM sebagai sumber energi primer, serta kondisi geografis Indonesia yang terdiri dari banyak pulau menyulitkan proses transmisi dan distribusi energi listrik. Selanjutnya, pertumbuhan demand listrik yang lebih tinggi dibanding supply diatasi oleh pemerintah melalui program percepatan tahap satu (Fast Track Program/FTP I), dengan membangun sejumlah pembangkit listrik dengan total daya 10 GW, dan seluruhnya berbahan bakar batubara. Pembangunan pembangkit listrik tersebut menemui banyak kendala, seperti proses perizinan yang tidak mempunyai standar yang baku, kesulitan pembiayaan dan pembebasan lahan.

*The condition is exacerbated by the lack of traffic discipline and limitations of public transport infrastructure and modes. The public transport has low quality of service (travel time reliability, schedule, and comfort, safety, and security). In Jakarta, the number of private vehicles is 96.5%, which serve 44% of total passenger, while the number of public transport only reach 3.5%, but serves the rest 56% (of which 3% is served by train).*

*Main cause of the high growth of motor vehicles and fuel consumption in the road transport sub-sector is the subsidized rates price of gasoline and diesel oil that are set by the government. This led to the inhibition of alternative energy usage such as CNG and biofuels (bioethanol and biodiesel).*

### 2.5.3 Electricity Issues

*Electrical energy has a vital and strategic role to support national development. Therefore electricity must be realized reliably, safely, and environmentally friendly. However, in reality so many problems occur in the management of national electricity system. The problems include the high cost of electricity production compared to the sale price of electricity, the supply uncertainty, particularly for natural gas, oil-fired power plants is still the main source energy, as well as the archipelago condition of Indonesia complicates the transmission and distribution process of electrical energy. Furthermore, the growth of electricity demand is higher than supply addressed by the government through the acceleration phase of the program (the Fast Track Program / FTP I), by building a number of coal-fired power plants with a total power of 10 GW. Construction of the power plant encountered many obstacles, such as the absence of basic standard in licensing process and the financing and land acquisition difficulty.*

Masalah lahan ini menjadi salah satu kendala utama dalam pembangunan pembangkit listrik batubara. Kemudian, permasalahan yang ada tidak hanya terjadi di sektor hulu atau pembangkit listrik. Pembangunan infrastruktur transmisi dan distribusi juga mengalami kendala, khususnya kesulitan mendapatkan lahan untuk tapak tower, harga tanah yang mahal serta reaksi dari masyarakat yang tidak mau rumahnya dilalui jalur transmisi.

Dalam hal pengembangan EBT skala besar, seperti PLTA dan PLTP, juga menemui banyak kendala. PLTA sangat tergantung kondisi alam. Ketersediaan air sulit diprediksi, karena iklim yang tidak menentu dan kerusakan alam yang cukup parah, tidak bisa dibangun di sembarang tempat dan pada umumnya dibangun di daerah ketinggian/pegunungan, serta biaya pembangunan besar. Sedangkan PLTP, umumnya keberadaan sumberdaya panas bumi berada di hutan lindung, serta rendahnya tarif pembelian listrik oleh PLN sehingga membuat pengembalian modal proyek sangat lama. Adapun kendala pengembangan EBT skala kecil (PLTS, PLT bayu, PLT sampah, PLT biomasa, dan PLT kelautan) diantaranya adalah belum diproduksi secara masal dan besar-besaran, pada umumnya hanya dapat menghasilkan listrik dalam skala kecil, serta tidak mampu mengimbangi pertumbuhan beban yang cepat dan besar.

*The land issue became one of the main obstacles in the construction of coal-fired power plants. Transmission and distribution infrastructure construction also experienced problems, especially the difficulty of obtaining land for the tower base, as well as the high price of land and also the people refusal on having their house to be crossed by transmission lines.*

*In the case of large-scale development of NRE, such as hydroelectric and geothermal power plants, also encountered many obstacles. Hydropower is dependent on natural conditions. Water availability is difficult to predict. It is also generally built at high altitude/mountain with large development costs. While for geothermal power plants, the existence of its resources generally located in protected areas and also the low rate of power purchase by PLN makes projects payback very long. The constraints of small-scale renewable energy development (PV, wind, landfill, biomass, ocean power plant) are they generally only able to generate electricity on a small scale and not able to keep pace with the rapid and large growth in electrical load.*

## 2.6 Kebijakan Energi Terkini

### Recent Energy Policy

#### 2.6.1 Diversifikasi Energi

Diversifikasi energi terus didorong oleh Pemerintah dalam rangka mengurangi ketergantungan akan minyak bumi dan meningkatkan pemanfaatan energi terbarukan. Hal ini berdampak terhadap penurunan biaya energi dan peningkatan ketahanan energi nasional. Seperti diketahui bahwa BBM merupakan jenis energi fosil dengan harga tertinggi, padahal Indonesia mempunyai cadangan batubara, gas bumi, dan energi baru dan terbarukan (EBT) yang potensial digunakan sebagai pengganti BBM. Pemanfaatan energi fosil non-BBM dan EBT secara optimum akan meningkatkan ketahanan energi dan menurunkan biaya energi nasional. Untuk itu, Kementerian ESDM pada tahun 2013 dan 2014 telah menetapkan berbagai regulasi dalam rangka mendorong pemanfaatan energi terbarukan dan gas bumi untuk transportasi.

Kebijakan pemanfaatan BBN telah direvisi dengan ditetapkannya Peraturan Menteri ESDM 25/2013. Perubahan ini diantaranya dimaksudkan untuk meningkatkan target pemanfaatan biodiesel dari 20% pada tahun 2025 menjadi 30% (khusus untuk pembangkit listrik) dan menurunkan target pemanfaatan bioethanol pada tahun 2015 hingga 2020 dan meningkatkan pemanfaatannya menjadi 20% pada tahun 2025.

Kebijakan pemanfaatan energi surya ditetapkan melalui Peraturan Menteri ESDM 17/2013. Harga pembelian listrik PLTS oleh PT PLN (Persero) sebesar 25 cent \$/kWh dan atau menjadi 30 cent \$/kWh apabila tingkat komponen dalam negeri mencapai 40%. Wilayah pembelian tenaga listrik oleh PT PLN (Persero) ditetapkan oleh Pemerintah.

Kebijakan pemanfaatan sampah kota ditetapkan melalui Peraturan Menteri ESDM 19/2013. Harga pembelian tenaga listrik oleh PT PLN (Persero) adalah untuk teknologi landfill sebesar 1.250 Rp./kWh (tegangan rendah, TR) dan 1.598 Rp./kWh (tegangan menengah, TM), sedangkan untuk teknologi incenerator adalah 1.450 Rp./kWh (TR) dan 1.798 Rp./kWh (TM).

#### 2.6.1 Energy Diversification

*Diversification of energy continues to be driven by the Government in order to reduce dependence on petroleum and improve the utilization of renewable energy. This has an impact on reducing energy costs and increase national energy security. It is known that petroleum fuel has the highest price of fossil fuel and Indonesia has abundant reserves of coal, natural gas, as well as NRE as a substitute for fossil fuel. Optimum utilization of non-fossil fuel energy will improve energy security and lower energy costs nationwide. To that end, the MEMR in 2013 and 2014 have established a variety of regulations in order to encourage the use of renewable energy and natural gas for transportation*

*Biofuel utilization policy has been revised with MEMR Regulation 25/2013 and intended to increase the use of biodiesel targets of 20% in 2025 to 30% (for power generation) and lowered the target utilization of bio-ethanol in 2015 to 2020 and increase utilization to 20% by 2025.*

*Solar energy utilization policies established by the MEMR Regulation 17/2013. It regulates solar electricity purchase price by PT PLN (Persero) amounting to 25 cents \$/kWh and or to 30 cent \$/kWh if the component level in the country reached 40%. Territory of electricity purchased by PT PLN (Persero) established by the Government.*

*Utilization of municipal solid waste policy established by the MEMR Regulation number 19/2013. Price of landfills-based electricity purchased by PT PLN (Persero) is 1,250 Rp./kWh (low voltage, LV) and 1,598 Rp./kWh (medium voltage, MV), whereas for the incinerator technology is 1,450 Rp./kWh (LV) and 1,798 Rp./kWh (MV).*

Kebijakan pemanfaatan PLTA berkapasitas maksimum 10 MW diatur melalui Peraturan Menteri ESDM 12/2014. Harga pembelian tenaga listrik PLTA oleh PT PLN (Persero) minimum  $770 \times F$  (tahun ke 9 s.d. 20) dan maksimum  $1270 \times F$  (tahun ke 1 s.d. 8) dengan faktor  $F$  antara 1 s.d. 1,6 (tergantung wilayah).

Kebijakan pemanfaatan BBG diatur dalam Peraturan Menteri ESDM 8/2014. Pemerintah menugaskan badan usaha untuk penyediaan dan pendistribusian BBG yang disertai pemberian alokasi gas bumi dan harga gas bumi selama 5 tahun dan dapat diperpanjang. Alokasi gas bumi diatur dalam Peraturan Menteri ESDM 19/2010, serta harga gas bumi sebagai throughput SPBG dan harga BBG diatur dalam Keputusan Menteri ESDM 2932K/12/ MEM/2010.

### 2.6.2 Konservasi Energi

Berdasarkan Southeast Asia Energy Outlook, September 2013, terlihat bahwa pertumbuhan ekonomi Indonesia gagal mendorong pemanfaatan teknologi efisien, sehingga intensitas energi (TOE/kapita) selama tahun 1980, 1990, 2000, dan 2011 relatif konstan. Hal ini terjadi karena konsumen energi menggunakan teknologi konvensional, pelaksanaan konservasi energi belum berlangsung secara terencana dan masif, serta masih adanya harga energi yang disubsidi.

Kebijakan konservasi energi yang tertuang dalam Rencana Induk Konservasi Energi Nasional (RIKEN) masih produk lama karena disusun oleh Badan Koordinasi Energi Nasional pada tahun 1995. Kebijakan RIKEN sebagai pengganti RIKEN 1995 sudah disusun pada tahun 2005 dan 2011 tetapi tidak jadi ditetapkan oleh Kementerian ESDM. Pada RIKEN 1995 belum jelas roadmap, kelembagaan, dan penanggung jawab kegiatan.

*Policy of maximum utilization of hydropower capacity of 10 MW is regulated through the MEMR Regulation 12/2014. Hydroelectric power purchase price by PT PLN (Persero) minimum  $770 \times F$  (9 to 20 years) and a maximum of  $1270 \times F$  (1 to 8 years ) by a factor  $F$  between 1 till 1.6 (depending on region).*

*CNG utilization policies set forth in the of MEMR Regulation 8/2014. The Government commissioned enterprises for the supply and distribution of gas fuel that accompanied the provision of natural gas allocation and pricing of natural gas for 5 years and can be extended. Allocation of natural gas is regulated in the MEMR Regulation 19/2010, while natural gas price as throughput refueling station as well as CNG prices stipulated in the MEMR Decree 2932K/12/MEM/ 2010.*

### 2.6.2 Energy Conservation

*Southeast Asia Energy Outlook, September 2013, shows that Indonesia's economic growth fails to encourage efficient use of technology, so that the energy intensity (TOE/capita) during the 1980, 1990, 2000, and 2011 was relatively constant. This happens because the energy consumers still using conventional technology, the implementation of energy conservation has not taken place as planned, and there are still subsidized energy prices*

*Energy conservation policies set out in the National Energy Conservation Master Plan (RIKEN) is still the old product as compiled by the National Energy Coordinating Agency in 1995. RIKEN Policy as a replacement for the RIKEN 1995 was drafted in 2005 and 2011 but still not designated by the MEMR. In RIKEN 1995, roadmap, institutional, and the responsible party are not clear.*

Terkait dengan hal itu, pada tahun 2013 dan 2014, KESDM khususnya Direktorat Konservasi Energi DJEBTKE KESDM telah menyusun draft RIKEN sebagai penjabaran dari amanat UU 30/2007 tentang Energi dan amanat Peraturan Pemerintah 70/2009 tentang Konservasi Energi. Draft RIKEN 2014 ini memuat sasaran, pokok-pokok kebijakan, program, dan langkah-langkah konservasi energi yang menjadi tanggung jawab pemerintah, pemerintah daerah provinsi, pemerintah kabupaten/kota, pengusaha, dan masyarakat, mulai dari hulu sampai hilir. Sasaran RIKEN 2014 masih dibuat tersendiri dan belum sesuai dengan sasaran konservasi energi dalam Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) karena RUEN masih dalam tahap penyusunan. Dengan RIKEN 2014 ini diharapkan setiap penanggung jawab konservasi dapat melakukan kegiatan konservasi energi sesuai dengan tanggung jawabnya. Selain itu, dengan RIKEN 2014 juga ditetapkan pentingnya pemantauan pencapaian hasil konservasi energi oleh masing-masing penanggung jawab.

Pada tahun 2014 juga telah ditetapkan Permen ESDM 18/2014 tentang pembubuhan label tanda hemat energi untuk lampu swaballast. Permen ini ditetapkan karena Permen ESDM 06/2011 tentang hal yang sama, belum mengatur secara rinci mengenai penerapan labelisasi tanda hemat energi.

### 2.6.3 Subsidi Energi

Sebagian pemanfaatan energi di Indonesia masih disubsidi, antara lain bensin premium, minyak solar, biofuel untuk transportasi, minyak tanah untuk konsumen tertentu, paket LPG tabung 3 kg, dan listrik untuk konsumen tertentu. Pada 2013, realisasi subsidi BBM dari 199 triliun Rp. naik sebesar 5,2 triliun Rp. dibandingkan dengan anggaran subsidi BBM 2013, meskipun harga BBM bersubsidi telah dinaikkan.

*In 2013 and 2014, MEMR especially Energy Conservation Directorate has prepared a draft translation of the RIKEN as mandated by Act 30/2007 on Energy and the mandate of the Government Regulation 70/2009 on Energy Conservation. RIKEN Draft 2014 that contains objectives, principles of policy, programs, and energy conservation measures is the responsibility of the government, provincial government, district/city governments, employers, and society, ranging from upstream to downstream. RIKEN target in 2014 is still not in accordance with the goals of energy conservation in the National Energy Plan (RUEN). RIKEN 2014 expects every parties in charge of conservation activities can perform in accordance with its responsibilities. In addition, RIKEN 2014 also set the importance of monitoring the achievement of energy conservation by the respective party in charge.*

*In the year 2014, MEMR Regulation 18/2014 on energy saving label affixed to the lamp swaballast has also been designated. This is done because the preceding MEMR Regulation 06/2011 does not regulate the implementation of energy-efficient labeling marks in detail.*

### 2.6.3 Energy Subsidy

*Most energy use in Indonesia is still subsidized. Realization of fuel subsidy in 2013 reached 199 trillion Rp., rose by 5.2 trillion Rp. compared to the fuel subsidy budget.*

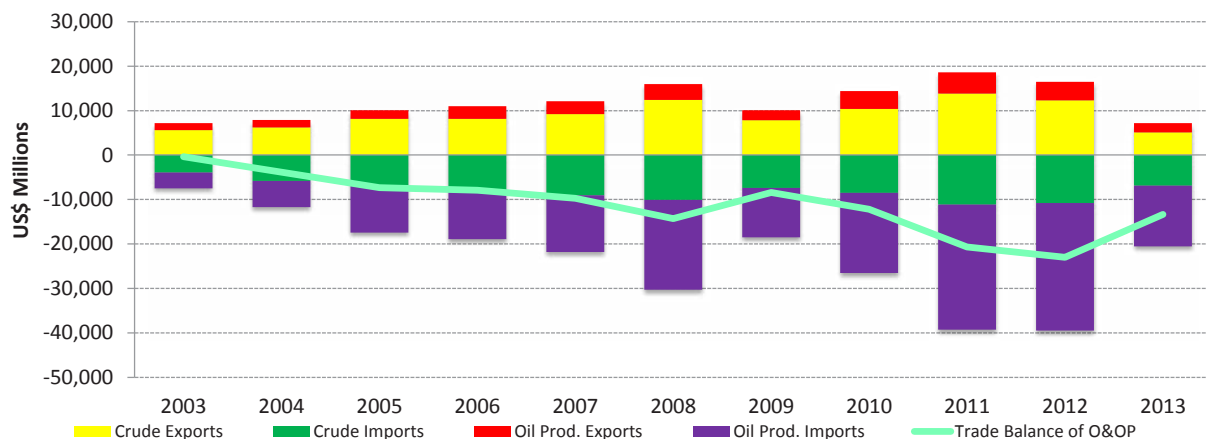
Kondisi pada tahun anggaran 2014 ini tidak jauh dari 2013. Statistik Bank Indonesia menunjukkan defisit neraca perdagangan minyak dan gas naik menjadi 3,2 miliar Dolar pada kuartal kedua 2014, naik dari defisit sebesar 2,1 miliar Dolar pada periode yang sama tahun sebelumnya. Sementara itu, neraca perdagangan non-minyak dan gas, Indonesia mencatat surplus 2,7 miliar Dolar pada kuartal kedua, lebih tinggi dibandingkan surplus tahun lalu sebesar 1,5 miliar Dolar.

Selama beberapa tahun subsidi energi meningkat terus menerus. Pada tahun 2011 subsidi energi sebesar 195,3 triliun Rp. meningkat menjadi 268 triliun Rp. di 2013 pada tingkat 1,7% per tahun. Yang menarik adalah bahwa realisasi subsidi energi selalu lebih besar dari anggaran yang dialokasikan.

*Condition of the budget year 2014 is not far from 2013. Bank Indonesia statistics shows that in the second quarter of 2014 the deficit in the oil-and-gas trade balance rose to 3.2 billion Dollar, up from a deficit of 2.1 billion Dollar in the same period a year earlier. Meanwhile, in the non-oil-and-gas trade balance, Indonesia posted a surplus of 2.7 billion Dollar in the second quarter, higher than last year's surplus of 1.5 billion Dollar.*

*Energy subsidies increased continuously over the few years. In 2011 energy subsidy of 195.3 trillion Rp. increased to 268 trillion Rp in 2013 at a rate of 1.7% per year. It is interesting that the spending on energy subsidy always larger than the allocated budget.*

**Gambar 2.4 Defisit neraca perdagangan minyak dan bahan bakar minyak**  
**Figure 2.4 Trade deficit of oil and oil products.**





Pada akhir tahun 2014 diperkirakan total subsidi energi akan meningkat menjadi lebih dari 300 triliun Rp. yang akan makin membebani anggaran belanja negara. Kondisi ini menjadi dasar pertimbangan bahwa subsidi harus dikurangi agar ruang fiskal lebih longgar untuk alokasi dana bagi pelaksanaan program pembangunan yang lebih bermanfaat.

Strategi yang dapat diambil oleh Pemerintah untuk mengurangi beban subsidi energi antara lain adalah:

- Menghapus atau mengurangi subsidi BBM dan listrik dengan menaikkan harga BBM bersubsidi serta menaikkan tarif dasar listrik sampai pada tingkat harga keekonomiannya.
- Substitusi BBM dengan bahan bakar nabati untuk mengurangi impor BBM.
- Menggantikan kereta rel diesel dengan kereta rel listrik diseluruh Indonesia.
- Penggunaan CNG pada kendaraan umum perkotaan, dan kendaraan dinas.
- Pengembangan kendaraan pribadi bertenaga listrik, dimulai dari kendaraan dinas dengan unit pengisian daya di kantor dan kemudian dilanjutkan dengan komersialisasi dari kendaraan pribadi bertenaga listrik.

*It can be estimated that by the end of 2014 the total energy subsidies will rise to more than 300 trillion Rp. which will further burden the state budget. This conditions will became the main consideration on subsidy reduction to achieve a less restrictive fiscal space for the funds allocation on more useful development programs.*

*Strategy that can be taken by the Government to reduce energy subsidies includes:*

- *Removing or reducing fuel and electricity subsidies by raising the price of subsidized fuel and electricity tariff to the economics prices level.*
- *Substitution of petroleum fuel with bio fuels to reduce fuel imports.*
- *Replacing diesel train with electric train throughout Indonesia.*
- *The use of CNG in urban public transport and service vehicles.*
- *Development of electricity cars, starting from the service vehicles with the electric charging unit located in the office and then proceed with commercialization for private cars.*

**Tabel.2.4 Subsidi energi dan anggaran belanja negara**

**Table 2.4 Energy subsidy and national budget**

|                                               |                          | Unit                         | 2011                |                           | 2012                |                           | 2013                |                           | 2014                                 |
|-----------------------------------------------|--------------------------|------------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|--------------------------------------|
|                                               |                          |                              | Anggaran/<br>Budget | Realisasi/<br>Realisation | Anggaran/<br>Budget | Realisasi/<br>Realisation | Anggaran/<br>Budget | Realisasi/<br>Realisation | Rencana<br>Anggaran/<br>Draft Budget |
| BBM Subsidi /<br>Fuel Subsidy                 | Volume /<br>Volume       | Juta kl /<br>Million kl      | 40.5                | 42.6                      | 40.0                | 43.3                      | 46.0                | 48.0                      | 48.0                                 |
| Subsidi /<br>Subsidy                          | BBM & LPG/<br>Fuel & LPG | Triliun Rp./<br>Trillion Rp. | 129.7               | 164.7                     | 137.4               | 211.9                     | 193.8               | 199.9                     | 194.9                                |
|                                               | Listrik /<br>Electricity | Triliun Rp./<br>Trillion Rp. | 65.6                | 90.5                      | 64.9                | 94.6                      | 89.8                | 100.0                     | 89.8                                 |
|                                               | Energi /<br>Energy [a]   | Triliun Rp./<br>Trillion Rp. | 195.3               | 255.2                     | 202.3               | 306.5                     | 257.8               | 268.0                     | 284.7                                |
| Belanja Negara/<br>National Budget            | [b]                      | Triliun Rp./<br>Trillion Rp. | 1,202.1             | 1,295.0                   | 1,418.5             | 1,548.3                   | 1,657.9             | 1,726.2                   | 1,816.7                              |
| Rasio [a] dengan [b] /<br>Ratio of [a] to [b] |                          | %                            | 16                  | 19                        | 14                  | 19                        | 16                  | 15                        | 16                                   |

Sumber: Data Pokok APBN 2010, 2011, 2012, 2013, dan RAPBN 2014

Source: National Budget Basic Data 2010, 2011, 2012, 2013, and National Budget Revision 2014

#### 2.6.4 Feed-in Tariff

Pada tahun 2014 ditetapkan dua kebijakan Feed-in Tariff (FiT), yaitu tentang panas bumi dan tenaga air. FiT panas bumi dikeluarkan dalam rangka mempercepat pengembangan panas bumi, sehingga pengaturan pembelian tenaga listrik dari PLTP oleh PT PLN (Persero) sebagaimana diatur dalam Permen ESDM 22/2012 perlu ditata kembali.

Dalam Permen ESDM 17/2014 tentang pembelian tenaga listrik dan PLTP dan uap panas bumi untuk PLTP oleh PT PLN (Persero) berasal dari pemegang IUPTL yang menggunakan panas bumi dari IUP atau pemegang kuasa. Harga patokan merupakan harga tertinggi dengan mempertimbangkan commercial operation date (COD) dan wilayah. Harga patokan tertinggi pada tahun 2015 adalah 11,8 cent \$/kWh (wilayah I), 17,0 cent \$/kWh (wilayah II), dan 25,4 cent \$/kWh (wilayah III). Harga patokan tertinggi meningkat pada tahun 2025 karena eskalasi menjadi 15,9 cent \$/kWh (wilayah I), 23,3 cent \$/kWh (wilayah II), dan 29,6 cent \$/kWh (wilayah III). Harga patokan tertinggi tersebut lebih besar dibanding dengan harga patokan tertinggi yang ditetapkan dalam Permen ESDM 22/2012, dan dinyatakan tidak berlaku dengan adanya Permen ESDM 17/2014.

Permen ESDM 22/2014 tentang perubahan Permen ESDM 12/2014 tentang pembelian tenaga listrik dari PLTA oleh PT PLN (Persero) disusun dalam rangka memaksimalkan pemanfaatan potensi tenaga air dari waduk/bendungan dan/atau saluran irigasi yang pembangunannya bersifat multiguna untuk PLTA serta untuk menjaga keberlangsungan operasi PLTA sampai dengan 10 MW yang sudah beroperasi. Dengan kebijakan peningkatan harga pembelian listrik tersebut diharapkan pengoperasian PLTA sd 10 MW dapat tetap berlangsung dan dapat mendorong pembangunan PLTA baru.

#### 2.6.4 Feed-in Tariff

*In 2014, two Feed-in Tariff (FiT) policy are set, which concerns on geothermal and hydropower. FiT for geothermal issued in order to accelerate the development of geothermal energy, thus setting the purchase of electricity from geothermal power plant by PT PLN (Persero) as stipulated in the Ministry regulation 22/2012 needs to be reorganized.*

*In MEMR Regulation 17/2014 on the purchase of electric power and geothermal power plants and geothermal steam for PLTP by PT PLN (Persero) is derived from the use of geothermal IUPTL holder of an IUP or assignee. Reference price is the highest price by considering commercial operation date (COD) and the region. The highest benchmark price in 2015 was 11.8 cent \$/kWh (region I), 17.0 cent \$/kWh (region II), and the 25.4 cent \$/kWh (region III). The highest benchmark price increased in 2025 due to escalation to 15.9 US \$ cent / kWh (region I), 23.3 cent \$/kWh (region II), and the 29.6 cent \$/kWh (region III). The highest benchmark price is greater than the specified nutrient highest benchmark in MEMR Regulation 22/2012, and declared void by the MEMR Regulation 17/2014.*

*MEMR Regulation 22/2014 about MEMR Regulation 12/2014 changes on the purchase of electricity from hydropower by PT PLN (Persero) is prepared in order to maximize the utilization of hydropower potential of the reservoir / dam and / or irrigation channel construction for multipurpose hydropower as well as to maintain continued operation of hydropower up to 10 MW that are already in operation. With that policy, it is expected that the 10 MW hydropower plant operation can continue and can encourage the development of new hydropower.*

**Halaman kosong / *blank page***



## **Bab 3. Outlook Energi Indonesia Jangka Pendek 2015-2019**

**Chapter 3. Short Term Indonesia Energy Outlook 2015-2019**

## 3.1 Perkembangan Perekonomian Nasional

### National Economy Development

Proyeksi pertumbuhan penduduk dan PDB untuk jangka pendek 2015-2019 mengikuti proyeksi dari Bappenas. Jumlah penduduk diperkirakan akan meningkat dari 255,5 juta jiwa pada tahun 2014 menjadi 268 juta jiwa pada tahun 2019 atau meningkat rata-rata 1,21% per tahun. Setiap tahun laju pertumbuhan penduduk diperkirakan akan terus menurun.

Perkembangan perekonomian nasional untuk periode 2015-2019 menjadi titik tolak untuk dapat keluar dari middle income trap. Untuk skenario dasar, PDB akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata 6,2% per tahun, sedangkan untuk skenario tinggi akan tumbuh rata-rata sebesar 7,2% per tahun.

Pertumbuhan PDB untuk jangka pendek yang cukup optimis ini harus didukung adanya peningkatan produktivitas nasional melalui peningkatan inovasi pada teknologi. Peningkatan kualitas sumber daya manusia menjadi sangat penting untuk dapat mendorong produktivitas nasional. Pemerintah tidak boleh lagi bergantung pada produksi sumber daya alam dan upah buruh yang rendah dalam mengembangkan perekonomian nasional.

*Population and GDP growth projections for term 2015-2019 follow Bappenas' forecast. The population increases from 255.5 million in 2014 to 268 million in 2019 with an average increase of 1.21% per year. The growth rate is predicted to continue to decline over the year.*

*National economy development of the period 2015-2019 can be starting point in escaping the middle income trap. For BAU scenario, GDP growth is assumed to increase by an average of 6.2% per year, whereas for High scenario it grows on average of 7.2% per year.*

*The optimistic GDP growth assumption should be supported by an increase in national productivity through innovation in technology. Improving the quality of human resources is essential in promoting national productivity. The government can no longer rely on production of natural resources and low costs labor in strengthening national economy.*

**Tabel 3.1 Perkembangan penduduk dan PDB**  
**Table 3.1 Development of population dan GDP**

| Keterangan / Note                        | Unit              | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   | 2019   |
|------------------------------------------|-------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Penduduk / Population                    | Juta / Million    | 255.5  | 258.7  | 261.9  | 265    | 268.1  |
| Pertumbuhan Penduduk / Population Growth | %/tahun<br>%/year | 1.25   | 1.27   | 1.23   | 1.19   | 1.15   |
| Skenario Dasar / BAU Scenario            |                   |        |        |        |        |        |
| PDB (Triliun Rp.) / GDP (Trillion Rp.)   | Current price     | 11,636 | 13,117 | 14,801 | 16,619 | 18,677 |
|                                          | Constant price    | 3,110  | 3,300  | 3,504  | 3,725  | 3,963  |
| Pertumbuhan PDB / GDP Growth             | %/tahun<br>%/year | 6.1    | 6.1    | 6.2    | 6.3    | 6.4    |
| Skenario Tinggi / High Scenario          |                   |        |        |        |        |        |
| PDB (Triliun Rp.) / GDP (Trillion Rp.)   | Current price     | 11,636 | 13,167 | 14,969 | 16,981 | 19,335 |
|                                          | Constant price    | 3,110  | 3,312  | 3,544  | 3,806  | 4,103  |
| Pertumbuhan PDB / GDP Growth             | %/tahun<br>%/year | 6.1    | 6.5    | 7.0    | 7.4    | 7.8    |

Catatan : Harga konstan tahun 2000 /  
Note : Constant price year 2000

## 3.2 Kebutuhan Energi

### Energy Demand

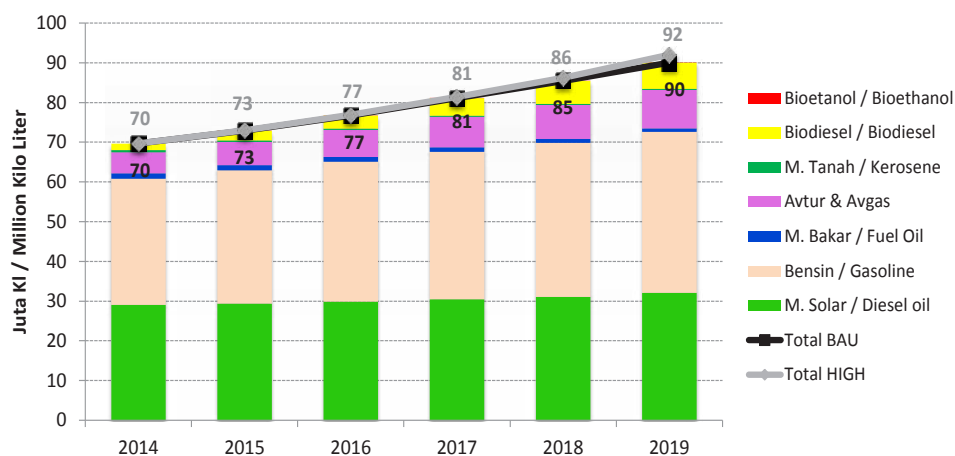
Total kebutuhan energi final pada periode 2015-2019 meningkat dari 1.219 juta SBM pada tahun 2015 menjadi 1.452 juta SBM pada tahun 2019 atau meningkat rata-rata sebesar 4,5% per tahun untuk skenario dasar. Sedangkan untuk skenario tinggi meningkat rata-rata sebesar 5,1% per tahun. Pada tahun 2015 pangsa terbesar dari kebutuhan energi adalah penggunaan bahan bakar minyak (BBM) yakni sebesar 37% dari total kebutuhan energi.

Penggunaan BBM untuk jangka pendek menjadi perhatian yang serius karena terkait dengan penetapan kuota BBM bersubsidi setiap tahunnya. Diprakirakan penggunaan BBM akan meningkat dari 72,9 juta kl pada tahun 2015 menjadi 90,0 juta kl pada tahun 2019 atau rata-rata sebesar 5,4% per tahun. Baik skenario dasar maupun skenario tinggi perbedaan volume penggunaan BBM tidak terlalu besar. Pangsa terbesar penggunaan BBM adalah bensin sebesar 45% dari total penggunaan BBM, diikuti oleh penggunaan minyak solar (36%) dan avgas/avtur (11%). Penggunaan bensin dan minyak solar masih sangat dominan karena jumlah mobil dan sepeda motor yang membutuhkan bahan bakar tersebut sangat banyak. Pemerintah terus berupaya untuk melakukan substitusi penggunaan bensin dan solar tersebut.

*The total final energy demand in the period 2015-2019 increases from 1,219 million BOE in 2015 to 1,452 million BOE in 2019, with growth average 4.5% per year for the BAU scenario. As for High scenario it is increased on average 5.1% per year. In 2015, the largest share of energy demand is petroleum fuel with 37% of total demand.*

*There is a serious concern on the use of petroleum fuel as it is associated with the establishment of annual subsidized fuel quota. Petroleum fuel is forecasted to increase from 72.9 million kl in 2015 to 90.0 million kl in 2019 or with an average of 5.4% per year. The difference of petroleum fuel usage in both scenarios is not significant. The largest share of petroleum fuel is gasoline with 45% from total fuel usage, followed by diesel oil (36%) and avgas/avtur (11%). The use of gasoline and diesel oil are still dominant because of the large number of cars and motorcycles. The government continues to strive to substitute gasoline and diesel oil.*

**Gambar 3.1 Proyeksi kebutuhan bahan bakar minyak**  
**Figure 3.1 Projection of petroleum fuel demand**





### 3.3 Penyediaan Energi Energy Supply

Penyediaan energi primer (termasuk kayu bakar) untuk kurun waktu 2015-2019 diproyeksikan akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 4,5% per tahun dari 1.738 juta SBM (2015) menjadi 2.094 juta SBM (2019) untuk skenario dasar. Penyediaan energi primer untuk skenario tinggi pada tahun 2019 hanya sebesar 3% lebih tinggi dari pada skenario dasar.

*Primary energy supply (including firewood) for the period 2015-2019 is projected to increase by an average growth of 4.5% per year from 1,738 million BOE (2015) to 2,094 million BOE (2019) for the BAU scenario. Primary energy supply for the High scenario in 2019 is only 3% higher than the BAU scenario.*

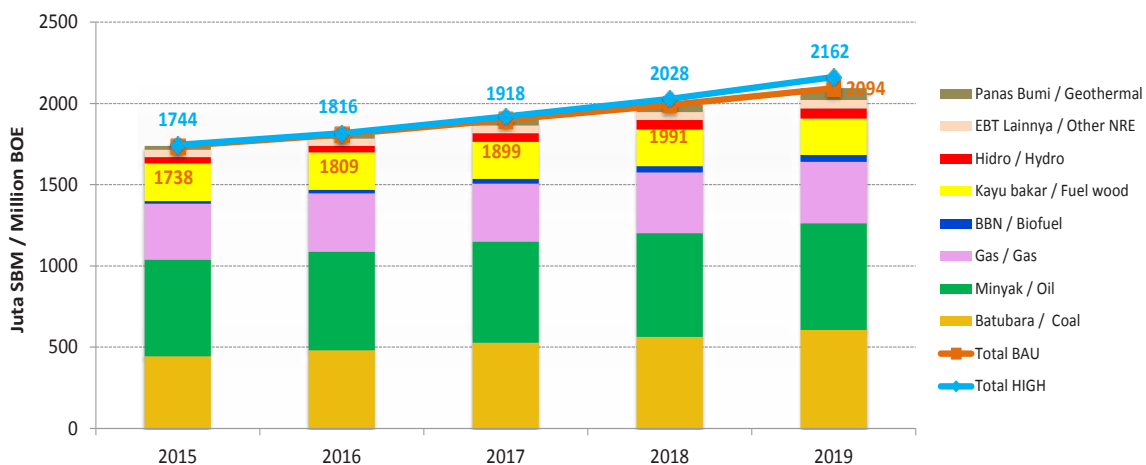
Serupa dengan penggunaan energi final, pangsa terbesar penyediaan energi adalah dari penggunaan minyak dan BBM yaitu sebesar 34% dari total pasokan tahun 2015. Energi baru dan terbarukan (EBT) seperti panas bumi, hidro, BBN, surya dan CBM mempunyai pertumbuhan pasokan yang relatif tinggi selama kurun waktu tersebut. Penggunaan kayu bakar diperkirakan akan terus menurun karena penggunaannya terkonsentrasi pada rumah tangga pedesaan.

*Similar to the final energy use, the largest share of energy supply is crude oil and petroleum fuel with 34% of the total supply in 2015. New and renewable energy (NRE) such as geothermal, hydro, biofuels, solar and CBM supply grows relatively high during this period. The firewood usage is expected to continue to decline due because its use is concentrated only in rural households.*

Panas bumi merupakan sumber energi yang mempunyai potensi cukup besar. Pasokan panas bumi diperkirakan akan meningkat dengan pertumbuhan paling tinggi yaitu sekitar 33% per tahun selama periode 2015-2019 atau meningkat lebih dari tiga kali lipat. Disamping itu BBN juga meningkat pesat dengan pertumbuhan sekitar 28% per tahun terutama pasokan biodiesel.

*Geothermal in Indonesia has a significant potential. Geothermal supply is predicted to increase with the highest growth around 33% per year over the period 2015-2019, or increase of more than threefold. Biofuel also increases rapidly with growth of 28% per year.*

**Gambar 3.2 Proyeksi penyediaan energi**  
**Figure 3.2 Projection of energy supply**



## 3.4 Ketenagalistrikan Electricity

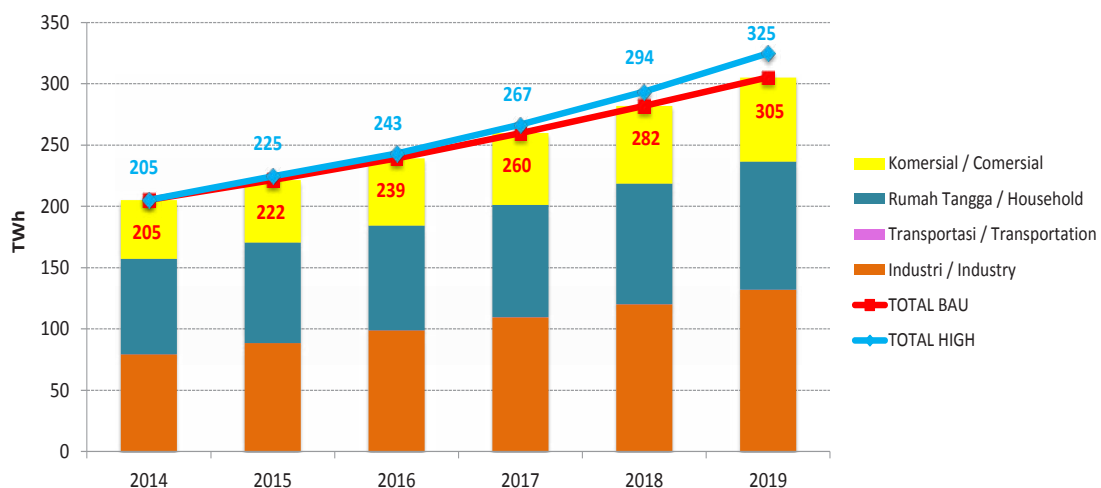
Pada tahun 2015, kapasitas total pembangkit listrik nasional diprediksi akan mencapai 55,6 GW (skenario dasar) dan 56,7 GW (skenario tinggi), serta dapat menghasilkan listrik total sebesar 252 TWh (skenario dasar) dan 256 TWh (skenario tinggi). Untuk skenario dasar, pada tahun 2015 tersebut diperkirakan program 10.000 MW tahap I sudah selesai, dan membuat PLTU batubara akan makin mendominasi dengan kapasitas total 26 GW (47%), serta membutuhkan bahan bakar batubara sekitar 72 juta ton.

Pada tahun 2019, kebutuhan batubara akan meningkat 31% menjadi 94 juta ton, untuk mensuplai PLTU batubara sebesar 46 GW. Pada skenario tinggi, kebutuhan batubara akan naik lebih tinggi dibanding skenario dasar, yaitu dari 74 juta ton (2015) menjadi 106 juta ton (2019). Selanjutnya, pembangkit EBT skala besar, seperti PLTP dan PLTA, untuk kedua skenario besarnya relatif tetap, yaitu masing-masing sebesar 1,38 GW dan 4,57 GW untuk kondisi tahun 2015.

*Total national power generation capacity by 2015 is predicted to reach 55.6 GW (BAU scenario) and 56.7 GW (high scenario), and can produce a total of 252 TWh of electricity (BAU scenario) and 256 TWh (high scenario). For the BAU scenario, the 10,000 MW Fast Track Program Phase I is estimated to be finished in 2015. Coal-fired power plant will dominate with total capacity of 26 GW (47%) and requires approximately 72 million ton of coal.*

*In 2019, coal demand will increase 31% to 94 million ton as a result of the 46 GW coal-fired power plant. In the high scenario, coal demand rises higher than the BAU scenario, i.e. from 74 million ton (2015) to 106 million ton (2019). Furthermore, the capacities of large-scale NRE power plants such as hydropower and geothermal power plants, for both scenarios, are relatively unchanged with respectively of 1.38 GW and 4.57 GW for 2015.*

**Gambar 3.3 Proyeksi ketenagalistrikan**  
**Figure 3.3 Projection of electricity**



Pada tahun 2019, kapasitas PLTP dan PLTA tersebut diprediksi naik cukup signifikan, berturut-turut menjadi 4,1 GW dan 7,6 GW. Kemudian, kapasitas total pembangkit EBT lainnya (PLT bayu, PLTS, PLT sampah, PLT biomasa, PLT kelautan, serta PLT biofuel), untuk skenario dasar, diprediksi penerapannya akan terus meningkat, dari 0,45 GW pada tahun 2015 menjadi 1,1 GW pada tahun 2019. Sedangkan untuk skenario tinggi, kapasitas total EBT lainnya tersebut akan sedikit lebih tinggi, yaitu dari 0,48 GW menjadi 1,24 GW tahun 2019.

Dari sisi pemanfaatan tenaga listrik total, pada skenario dasar, laju pertumbuhannya akan mencapai 8,3% per tahun, dari 222 TWh (2015) menjadi 305 TWh (2019). Untuk skenario tinggi, laju pertumbuhannya naik signifikan, mendekati 10%, yaitu dari 225 TWh menjadi 325 TWh pada tahun 2019. Sektor industri, baik untuk skenario dasar maupun skenario tinggi, diprediksi akan mendominasi pemanfaatan listrik dengan pangsa dikisaran 40%-44%, diikuti kemudian oleh sektor rumah tangga dengan pangsa sekitar 35%. Sedangkan sektor transportasi merupakan konsumen listrik terkecil, sekitar 0,1% s.d. 0,2% untuk kedua skenario, karena hanya digunakan pada angkutan kereta api, khususnya di wilayah Jabodetabek.

*In 2019, geothermal power plants and hydroelectric power capacity is expected to rise significantly to 4.1 GW and 7.6 GW respectively. The total capacity of other NRE power plants (wind, PV, landfill, biomass, ocean and biofuel power plant), for the BAU scenario, is predicted to continue to increase from 0.45 GW (2015) to 1.1 GW (2019). Where as for the High scenario, the total capacity of other NRE power plant will be slightly higher, i.e., from 0.48 GW to 1.24 GW in 2019.*

*In terms of total electricity use, in the BAU scenario, the growth rate will reach 8.3% per year, from 222 TWh (2015) to 305 TWh (2019). For the High scenario, the growth rate increased significantly approaching 10% from 225 TWh to 325 TWh in 2019. In both scenario, industrial sector is predicted to dominate the utilization of electricity with a share around 40%-44%, followed by household sector with a share of 35%. On other hand, transport sector is the smallest electric consumers, about 0.1% to 0.2% for both scenarios, since electric trains are only available in Jabodetabek area.*



## **Bab 4. Proyeksi Kebutuhan Energi Jangka Panjang**

### **Chapter 4. Long Term Energy Demand Projection**

## 4.1 Kebutuhan Energi Per Jenis Energi

### Energy Demand by Energy Type

Pertumbuhan PDB akan mempengaruhi perkembangan kebutuhan energi nasional. 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 dengan pertumbuhan PDB rata-rata sebesar 6,2% per tahun, akan memberikan laju pertumbuhan energi final sebesar 4,5% per tahun. Sedangkan pada skenario tinggi dengan pertumbuhan PDB rata-rata sebesar 7,6% mengakibatkan perkembangan kebutuhan energi final sebesar 5,6% per tahun.

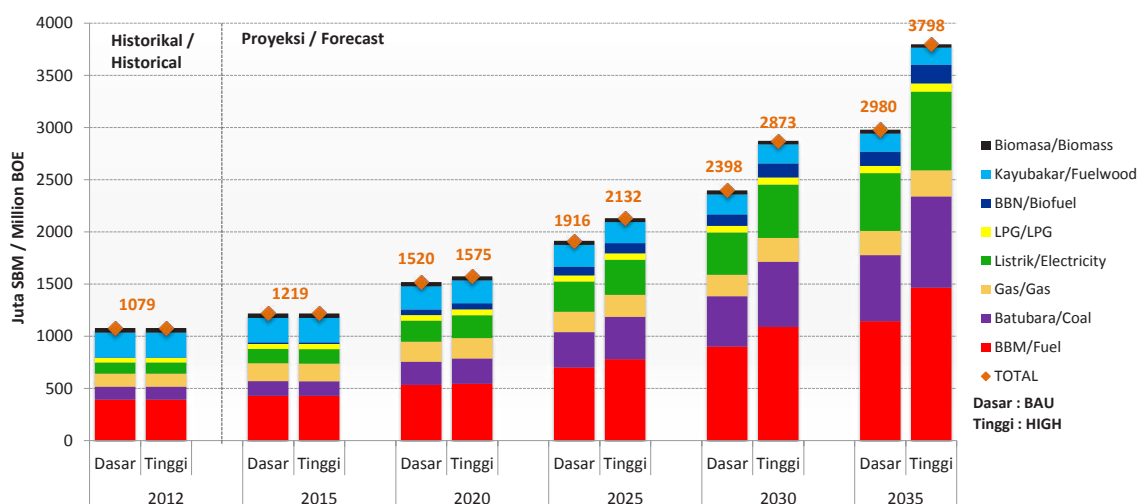
Untuk penggunaan energi per jenis bahan bakar, BBM (bahan bakar minyak) mendominasi kebutuhan energi nasional karena teknologi berbasis BBM lebih efisien dan nyaman digunakan. Pemakaian BBM berkembang dengan pertumbuhan 4,7% per tahun untuk skenario dasar dan 5,9% per tahun untuk skenario tinggi. Demikian juga dengan penggunaan batubara dan listrik pada tahun 2035, pemakaiannya meningkat tajam yaitu sebesar lebih dari 5 kali lipat (skenario dasar) dan menjadi lebih dari 7 kali lipat (skenario tinggi) terhadap pemakaian pada tahun 2012. Hal ini terjadi karena pemanfaatan batubara di sektor industri dan pemanfaatan teknologi berbasis listrik di beberapa sektor akan terus meningkat sesuai dengan perkembangan sektor pengguna.

*GDP growth affects the development of national energy demand, thus changes in scenario assumption regarding GDP growth rate will give different projections of final energy consumption. GDP average growth rate of 6.2% per year in BAU scenario results the final energy grow with rate of 4.5% per year. Likewise, the high scenario with GDP average growth rate of 7.6% raises the final energy demand development for 5.6% per year.*

*Petroleum fuel dominates national energy demand because the petroleum fuel-based technology is more efficient than others. Petroleum fuel consumption growing at growth rate of 4.7% in BAU scenario and 5.9% in the High scenario. Likewise, the use of coal and electricity in 2035, increases in more than 5-fold (BAU scenario) and more than 7-fold (high scenario) when compared 2012. This happens because utilization of coal in industry sector and the use of electricity-based technology in some sectors continue to grow in accordance with the development of energy user sectors.*

**Gambar 4.1 Proyeksi total kebutuhan energi final menurut jenis bahan bakar**

**Figure 4.1 The projection of total final energy demand by fuel type**



Sejalan dengan meningkatnya pemakaian BBM, perkembangan bahan bakar nabati (BBN) sebagai substitusinya yang berupa biodiesel dan bioetanol yang masing-masing berbentuk biosolar (B100) dan biopremium (E100) juga terus berkembang. Selama kurun waktu 23 tahun (2012–2035) BBN meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 15,9% per tahun untuk skenario dasar dan 17,4% per tahun untuk skenario tinggi. Pemanfaatan BBN ini didukung dengan adanya kebijakan harga BBM dan revisi penetapan mandatori biofuel sesuai dengan Permen ESDM 25/2013. Dalam hal ini biodiesel dan bioetanol diperhitungkan terhadap total pemakaian seluruh minyak diesel dan bensin di semua sektor.

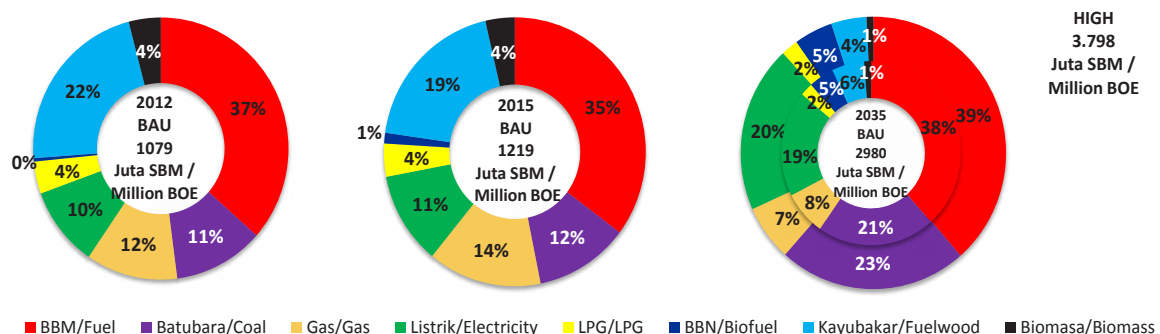
Sesuai dengan kemampuan produksi gas dan LPG yang mengandalkan impor, maka pemakaiannya hanya meningkat tipis sebesar 2,7% dan 2,1% per tahun untuk skenario dasar dan untuk skenario tinggi berkembang hanya sebesar 3,1% dan 2,7% per tahun. Pemakaian kayu bakar dan biomasa di sektor rumah tangga yang teknologinya kurang efisien secara bertahap terus menurun dengan laju penurunan sekitar 1,3% untuk kayu bakar dan 0,6% untuk biomasa. Kemudian bahan bakar berbasis biomasa ini banyak digantikan dengan teknologi berbasis listrik yang lebih efisien, oleh karena itu penggunaan peralatan listrik akan terus meningkat di semua sektor.

*In accordance with the increase in fuel consumption, development of biofuel as the fuel substitution, i.e., biodiesel (B100) and bioethanol (E100), also continues to grow. During 23 years period (2012–2035), biofuels demand increases with growth rate of 15.9% per year on the BAU scenario and 17.4% per year in the high scenario. Utilization of biofuels is supported by the fuel prices policy and revised of mandatory biofuel in MEMR ministerial regulation No 25 of 2013. In this case, biodiesel and bioethanol counted towards the total consumption of diesel oil and premium in all sectors.*

*Gas and LPG demand only rise slightly by 2.7% and 2.1% per year on the BAU scenario and by 3.1% and 2.7% per year the High scenario respectively. This is due to the limitation on gas production capacity and LPG dependence on imports. On the other hand biomass-based fuels in household sector are largely replaced with electricity-based technology which more efficient. The use of firewood and biomass continues to decline gradually with the rate of 1.3% for firewood and 0.6% for biomass.*

**Gambar 4.2 Pangsa kebutuhan energi final menurut fuel type**

**Figure 4.2 The share of final energy demand by fuel type**





## 4.2 Kebutuhan Energi Per Sektor

### Energy Demand by Sector

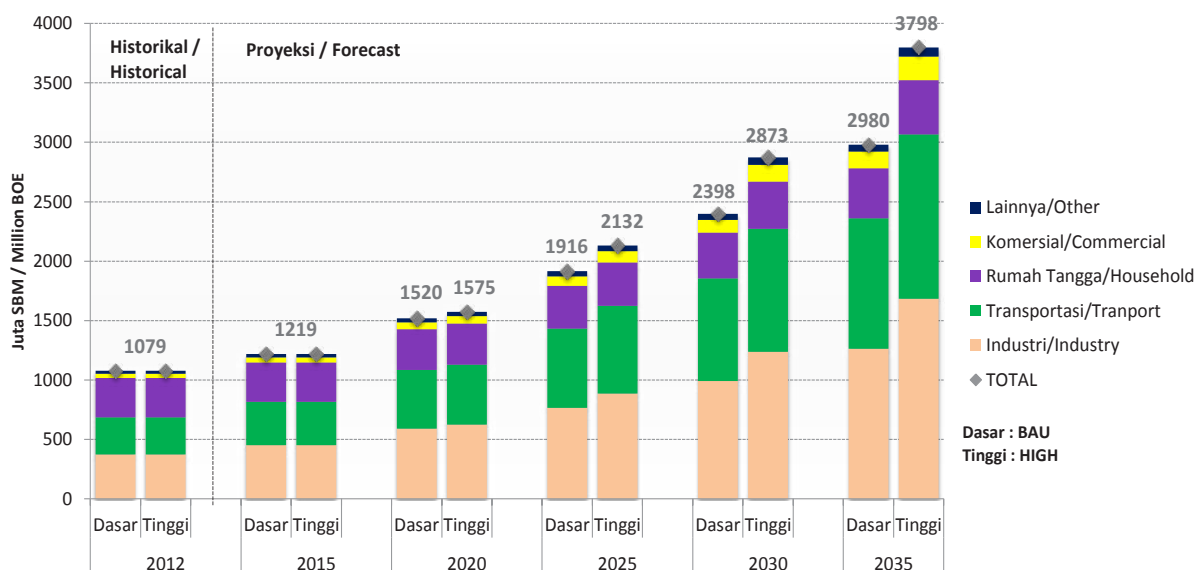
Untuk dapat menjadi negara maju, Indonesia harus dapat mendorong sektor industri sebagai penggerak perekonomian negara. Kebutuhan energi final di sektor industri diperkirakan tetap mendominasi untuk jangka panjang. Sebagai sektor penunjang pergerakan perekonomian, sektor transportasi juga terus meningkat dengan perkembangan sedikit lebih tinggi dari sektor industri, yaitu berturut-turut 5,6% dan 6,7% untuk skenario dasar dan tinggi.

Penggunaan energi di sektor rumah tangga meningkat tipis sesuai dengan perkembangan penduduk yang berkembang dengan laju pertumbuhan 0,96% per tahun. Dengan mempertimbangkan penurunan pemakaian kayu bakar dalam sektor rumah tangga, selama kurun waktu 23 tahun, sektor ini meningkat hanya sebesar 1% dan 1,4% untuk skenario dasar dan tinggi. Perkembangan bangunan komersial seperti hotel, perkantoran, rumah sakit serta properti menyebabkan pemanfaatan energi pada sektor komersial dan lainnya yang berupa kegiatan pertanian, konstruksi dan pertambangan berkembang cukup pesat.

*In order to be a developed country, Indonesia should encourage the industry sector as a driving force of national economy. Final energy demand in industry sector is expected to continue to dominate in long term. As part of supporting sectors of the economic movement, transportation sector also increases rapidly, i.e., 5.6% and 6.7% respectively for BAU and High scenarios, slightly higher than industry sector.*

*Energy demand in household sector increases slightly, in alignment with the population growth rate of 0.96% per year. In line with decreasing on firewood user in household sector, during the period of 23 years, this sector grew by only 1% for BAU and 1.4% for high scenarios. The fast development of commercial buildings such as hotels, offices, hospitals and property caused energy demand in this sector and also other sectors such as agriculture, construction and mining, develops rapidly.*

**Gambar 4.3 Proyeksi total kebutuhan energi final menurut sektor pengguna**  
**Figure 4.3 Projection of total final energy demand by energy user sector**



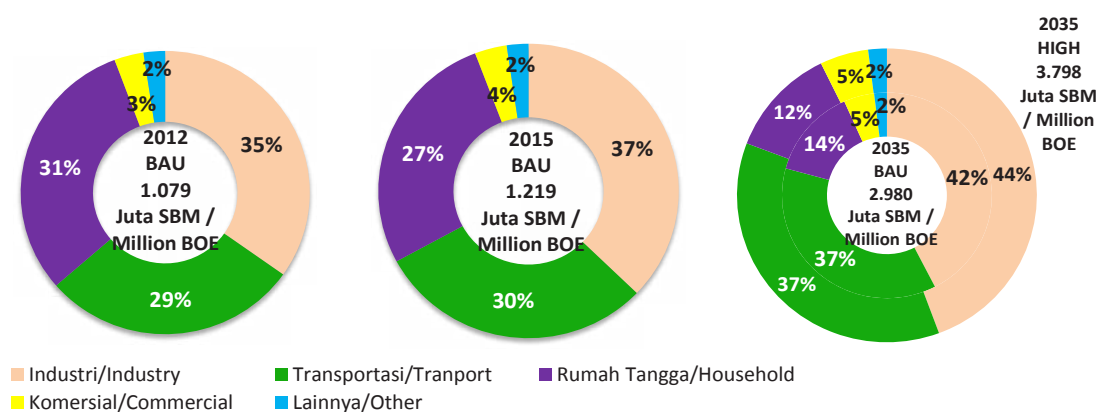
Peranan sektor industri pada tahun 2012 adalah sebesar 35% terhadap total kebutuhan energi final, dan terus berkembang hingga tahun 2035 menjadi 42% pada skenario dasar dan 44% pada skenario tinggi. Demikian juga dengan sektor transportasi yang kebutuhannya terus meningkat pada tahun 2035 menjadi 3,5 kali lipat kebutuhan energi tahun 2012 untuk skenario dasar dan menjadi 4,5 kali pada skenario tinggi. Sebagai akibatnya pangsa kebutuhan energi di sektor rumah tangga mengalami penurunan dari 31% di tahun 2012 menjadi 14% dan 12% pada skenario dasar dan skenario tinggi, walaupun secara besaran kebutuhan energi di sektor ini mengalami sedikit peningkatan.

Untuk sektor komersial yang pemanfaatan energinya dipengaruhi oleh perkembangan kebutuhan manusia akan pekerjaan, pendidikan, dan kesehatan membuat pangsa ini terus meningkat. Pada tahun 2012, peranan sektor ini sebesar 3% terhadap total kebutuhan energi final kemudian di tahun 2035 menjadi 5%. Penggunaan energi di sektor lainnya terus meningkat namun tidak merubah pangsaanya terhadap total kebutuhan energi final. Dari tahun 2012 hingga tahun 2035, pangsa kebutuhan energi sektor pertanian, konstruksi dan pertambangan tetap 2%.

*The share of industry sector in 2012 amounted to 35% of total final energy demand, and continues to grow up to 42% at 2035 in BAU scenario and 44% in High scenario. Similarly, transport sector demand by the end of projection year reaches 3.5 times (BAU scenario) and 4.5 times (High scenario) when compared to 2012. As a result, share of energy demand in household sector has decreased from 31% in 2012 to 14% and 12% in BAU scenario and high scenario respectively.*

*Energy demand in commercial sector is influenced by human subsistence needs such as work, education, and health. In 2012, the share of this sector amounted to 3% of total final energy demand and increases to 5% in 2035. Energy demand in others sector continues to increase but does not alter its share of total final energy demand. From the year 2012 to 2035 share of energy demand of agriculture, construction, and mining remains 2%.*

**Gambar 4.4 Pangsa kebutuhan energi final menurut sektor**  
**Figure 4.4 The share of final energy demand by sector**



### 4.2.1 Sektor Industri

Untuk dapat melewati middle income trap dan menjadi negara berpenghasilan tinggi, maka sektor industri sebagai sektor yang produktif di Indonesia harus didorong agar dapat meningkatkan produktivitas nasional melalui inovasi teknologi. Sebagian besar teknologi proses pada sektor industri, seperti boiler, tungku, peralatan motor, membutuhkan pemanfaatan bahan bakar yang tidak sedikit. Sektor ini berkembang dengan laju pertumbuhan cukup tinggi yaitu sebesar 5,4% untuk skenario dasar dan sebesar 6,7% pada skenario tinggi.

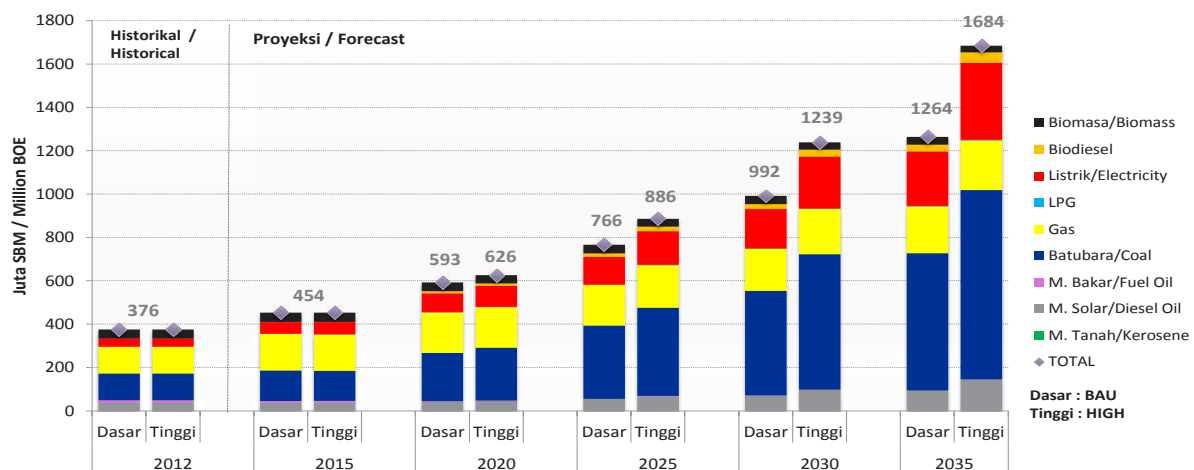
Industri semen, pulp dan kertas serta tekstil banyak menggunakan batubara untuk proses industrinya, oleh karena itu pangsa batubara pada tahun 2035 mencapai lebih dari 50% terhadap total kebutuhan energi final di sektor industri. Hampir semua teknologi boiler industri memerlukan gas sebagai bahan bakar, meskipun demikian penggunaannya hanya meningkat sebesar 2,5% per tahun karena kemampuan produksi gas untuk sektor industri sangat terbatas. Dalam proses industri, penggunaan listrik telah menggunakan teknologi yang efisien sehingga dalam kurun waktu 23 tahun kebutuhan energinya mencapai 8,6 kali lipat untuk skenario dasar dan menjadi 9,6 kali lipat untuk skenario tinggi.

### 4.2.1 Industry Sector

To be able to escape the middle income trap and becomes high income country, Indonesia's national productivity should be encouraged through innovation advancement in technology. Most of the technological processes in industry, such as boilers, furnaces, and motors equipment require considerable quantity of fuels. The sector's demand grows at rate 5.4% for BAU scenario and 6.7% in the high scenario.

Cement, textile, and pulp and paper industries are using large sum of coal for their processes. Therefore share of coal in 2035 attains more than 50% of total final energy demand in industry sector. Almost all of the technologies in industrial boilers require gas as fuel. Nevertheless its demand increased only by 2.5% per year due to limited capacity of gas production. In processing industry, the demand of electricity increases 8.6-fold in the BAU scenario and to 9.6-fold in the high scenario within a period of 23 years.

**Gambar 4.5 Proyeksi kebutuhan energi final pada sektor industri**  
**Figure 4.5 The projection of final energy demand in industry sector**



#### 4.2.2 Sektor Transportasi

Kegiatan sektor transportasi merupakan pendukung pergerakan ekonomi dari satu wilayah ke wilayah lainnya sehingga terjadi perkembangan ekonomi yang seimbang. Hingga saat ini teknologi yang paling efisien di sektor ini masih didominasi dengan penggunaan bahan bakar minyak (BBM) yang berupa bensin, minyak solar dan avtur. Penggunaan bensin mendominasi kebutuhan energi final di sektor ini dengan pangsa tahun 2035 sebesar 43,7% dan 41,7% untuk masing-masing skenario dasar dan tinggi. Dominasi pemakaian bensin ini sejalan dengan peningkatan jumlah mobil dan sepeda motor yang sangat pesat.

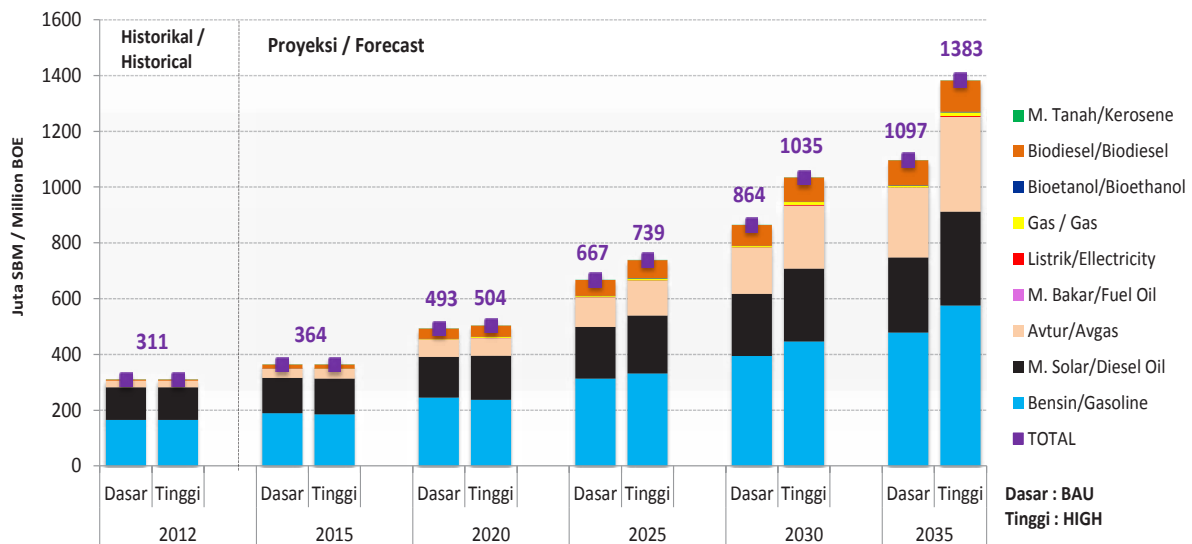
Selanjutnya dominasi di sektor ini adalah penggunaan minyak solar, terutama untuk kendaraan angkutan besar untuk mobilisasi barang-barang industri dengan laju pertumbuhan sebesar 3,7% dan 4,7% untuk skenario dasar dan tinggi. Penggunaan avtur untuk pesawat juga meningkat pesat didorong dengan kondisi wilayah nasional yang berupa kepulauan dan memberikan peluang pesawat udara menjadi alternatif kendaraan yang paling potensial. Adanya mandatori biofuel yang dicanangkan pemerintah mendorong penggunaan biodiesel sebagai substitusi minyak diesel terus meningkat dengan laju pertumbuhan 13,9% dan 15% untuk skenario dasar dan tinggi. Peluang pemakaian biofuel akan semakin besar dengan adanya penggunaan bioetanol sebagai substitusi premium dan bioavtur untuk substitusi penggunaan avtur/avgas. Hal ini perlu dikaji lebih dalam mengingat pemakaian premium dan avtur merupakan bahan bakar yang dominan digunakan dalam sektor transportasi.

#### 4.2.2 Transportation Sector

*Transport is one of the key sectors in supporting economical balance throughout Indonesian archipelago regions. The most efficient technology in this sector is still dominated by the petroleum fuel-based technology. Gasoline usage dominates the transport's final energy demand with share of 43.7% for BAU scenario and 41.7% for high scenario in 2035. This dominance is in line with the highly increasing number of cars and motorcycles.*

*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 3.7% and 4.7% for BAU and high scenarios respectively. The use of avtur for aircraft also increases rapidly. Fact that Indonesia is an archipelagic country provides opportunities for air transportation to advance. The existence of mandatory biofuel launched by the government pushes its demand to increase with growth rate of 13.9% for BAU scenario and 15% for high scenario. The biofuel scopes can be expanded by the use of bioethanol as a substitute for gasoline and bioavtur for avtur/avgas substitution. However it requires a deep study considering the predominant use of gasoline and avtur.*

**Gambar 4.6 Proyeksi kebutuhan energi final di sektor transportasi**  
**Figure 4.6 The projection of final energy demand in transportation sector**



### 4.2.3 Sektor Rumah Tangga

Pertumbuhan sektor rumah tangga dipengaruhi oleh pertumbuhan penduduk yang meningkat cukup landai. Peranan kompor kayu bakar dengan efisiensi sekitar 12,5% banyak digantikan oleh kompor berbahan bakar LPG dan gas yang efisiensinya sekitar 6 kali lipat dari teknologi kayu bakar. Dengan meningkatnya pemakaian LPG dan gas, makin mengurangi pemakaian kayu bakar untuk kegiatan memasak. Selain itu aplikasi alat listrik yang mudah dan efisien banyak diminati, terutama dengan meningkatnya gaya hidup masyarakat. Hal ini menyebabkan terjadinya pergeseran pemanfaatan bahan bakar di sektor rumah tangga.

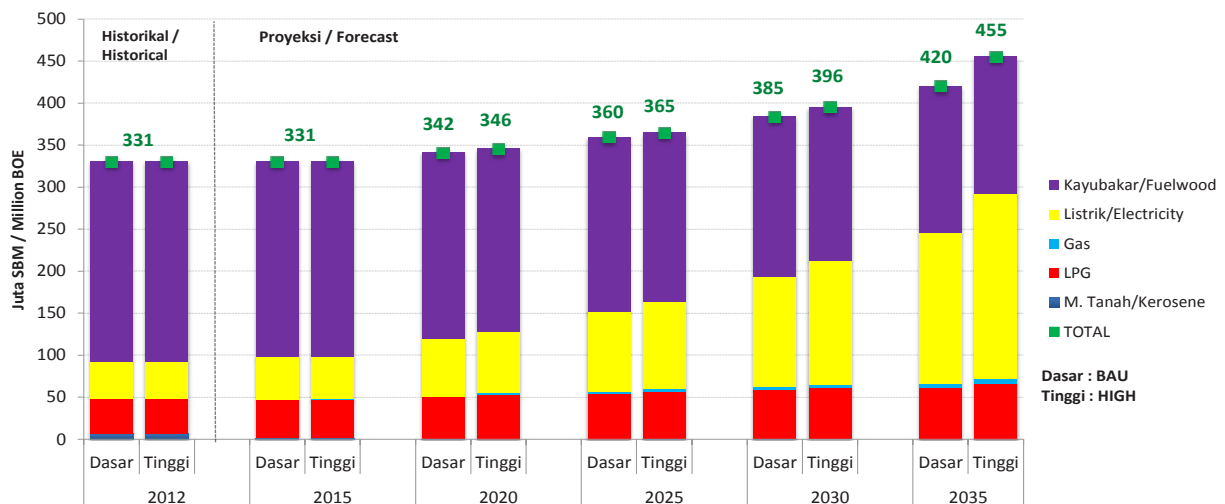
### 4.2.3 Household Sector

Household sector growth is influenced by the population increase which is relatively small. The role of firewood stoves with efficiency of 12.5% has been replaced largely by LPG and gas stoves with finer efficiency that reaches 6 times firewood technology. Subsequently the use of firewood decreases on cooking activities. Furthermore, fuel mix in household sector shifts by the utilize of electrical appliances due to lifestyle improvement.

Pada tahun 2012, pemakaian bahan bakar di sektor ini masih didominasi oleh kayu bakar dengan pangsa sebesar 72,1%, namun kemudian pada tahun 2035 peranan listrik menggantikan dominasi tersebut dengan pangsa sebesar 42,5% dan 48,1% untuk skenario dasar dan tinggi. Perkembangan gas kota di sektor rumah tangga cukup tinggi, yaitu sekitar 17,6% (skenario dasar) dan 18% (skenario tinggi), namun karena jaringan pipa gas hanya ada di beberapa kota saja, maka peranannya tidak begitu signifikan.

*In 2012, the fuel consumption in this sector is still dominated by firewood with a share of 72.1%, but then in 2035 the position is replaced by electricity with a share of 42.5% in BAU scenario and 48.1% in High scenario. The development of city gas in household sector is quite high, which is about 17.6% (BAU scenario) and 18% (high scenario), but its role is not so significant because the inadequate gas pipeline network.*

**Gambar 4.7 Proyeksi kebutuhan energi final di sektor rumah tangga**  
**Figure 4.7 The projection of final energy demand in the household sector**





#### 4.2.4 Sektor Komersial

Di sektor komersial, peranan listrik mendominasi total kebutuhan energi final, yaitu sekitar 72% pada tahun 2012 dan menjadi sekitar 88% pada tahun 2035. Hal ini terjadi karena perkembangan sektor ini sangat dipengaruhi oleh berkembangnya pembangunan hotel, gedung perkantoran, restoran, sekolah dan fasilitas umum lainnya yang kegiatannya sangat memerlukan aplikasi berbasis listrik. Penggunaan listrik diperkirakan tumbuh dengan pesat dengan laju pertumbuhan sekitar 7,1% untuk skenario dasar dan 8,8% untuk skenario tinggi.

Sama halnya dengan listrik, pertumbuhan penggunaan LPG juga cukup tinggi, namun kebutuhannya hanya terbatas pada perhotelan dan restoran. Oleh karena itu pangsa kebutuhannya di tahun 2035 tidak signifikan yakni sekitar 4%. Pemanfaatan gas hanya terbatas di beberapa kota besar, demikian juga dengan penggunaan minyak diesel yang hanya digunakan untuk mesin genset dan sebagai pemanas air. Pemakaian biomasa dan minyak tanah hanya dipakai untuk kegiatan memasak di perhotelan dan restoran.

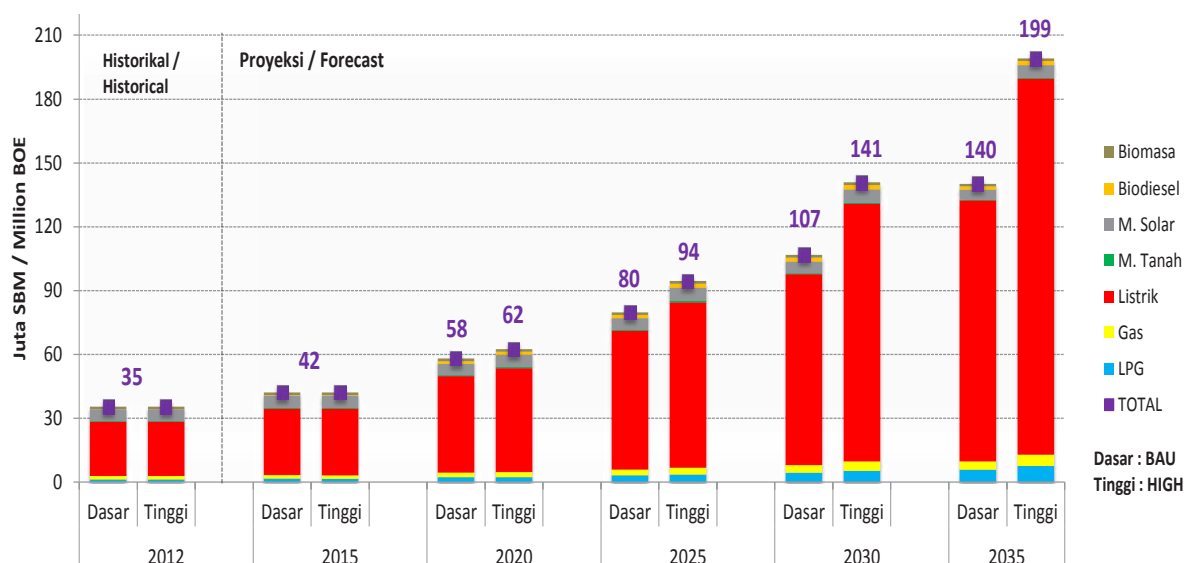
#### 4.2.4 Commercial Sector

*In commercial sector, role of electricity dominates the total final energy demand, which is about 72% in 2012 and to around 88% in 2035. This happens because of the sector development is strongly influenced by development of construction of hotels, office buildings, restaurants, schools and other public facilities. These activities mostly rely on electrical-based appliances. Demand of electricity is expected to grow exponentially with rate of about 7.1% for the BAU scenario and 8.8% for the high scenario.*

*Similar to electricity, the growth of LPG demand is also quite high but limited only to hotels and restaurants. Therefore its share of demand in 2035 is not significant for about 4%. Gas utilization is limited only in particular big cities. Utilization of diesel oil is also limited for generator engine and water heater. Whereas consumption of biomass and kerosene is confined for cooking in the hotels and restaurants.*

**Gambar 4.8 Proyeksi kebutuhan energi final di sektor komersial**

**Figure 4.8 The projection of final energy demand in commercial sector**



#### 4.2.5 Sektor Lainnya

Kegiatan pertanian, konstruksi pembangunan dan pertambangan merupakan kegiatan dalam sektor lainnya yang juga memerlukan energi terutama untuk menggerakkan peralatan berat, seperti traktor, forklift, ekskavator dan peralatan berat lainnya. Oleh karena itu di sektor lainnya, bahan bakar minyak (BBM) menjadi bahan bakar utama dalam kegiatan ini. Pada tahun 2012 dominasi minyak solar adalah sebesar 73%, kemudian dengan perubahan teknologi peralatan dan adanya substitusi biodiesel terhadap pemakaian minyak solar diharapkan pada tahun 2035 pemakaian minyak solar akan bergeser menjadi sebesar 57%, digantikan bensin dan biodiesel masing-masing sebesar 21,8% dan 19%.

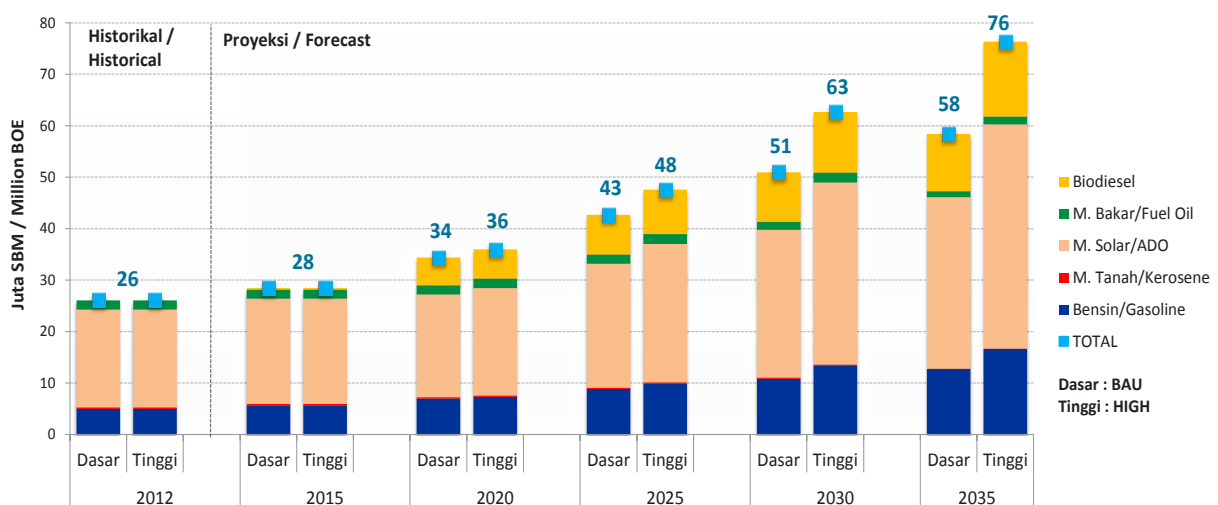
Minyak bakar dan minyak tanah masih digunakan di beberapa peralatan pertambangan yang belum bisa digantikan dengan teknologi lain. Meskipun peranannya kecil, namun tetap dipertimbangkan di sektor ini. Pada tahun 2035 pangsa penggunaan minyak bakar dan minyak tanah masing-masing adalah sebesar 2% dan 0,1%.

#### 4.2.5 Other Sector

Energy in agricultural, construction, and mining activities is mainly designated for moving heavy equipment, such as tractors, forklifts, and excavators. Therefore petroleum fuel becomes the primary fuel in this sector. In 2012 the dominance of diesel oil reached 73%. Then it is expected to decline to 57% in 2035, replaced by gasoline (21.8%) and biodiesel (19%) due to changes in equipment technology and the biodiesel substitution.

Fuel oil and kerosene is still used in some mining equipment that cannot be replaced by other technologies. Although their share are insignificant, both fuels is still considered in the sector. In 2035 the share of fuel oil and kerosene is 2% and 0.1% respectively.

**Gambar 4.9 Proyeksi kebutuhan energi final di sektor lainnya**  
**Figure 4.9 The projection of final energy demand in other sector**



**Halaman kosong / *blank page***



## **Bab 5. Proyeksi Penyediaan Energi Jangka Panjang**

**Chapter 5. Long Term Energy Supply Projection**

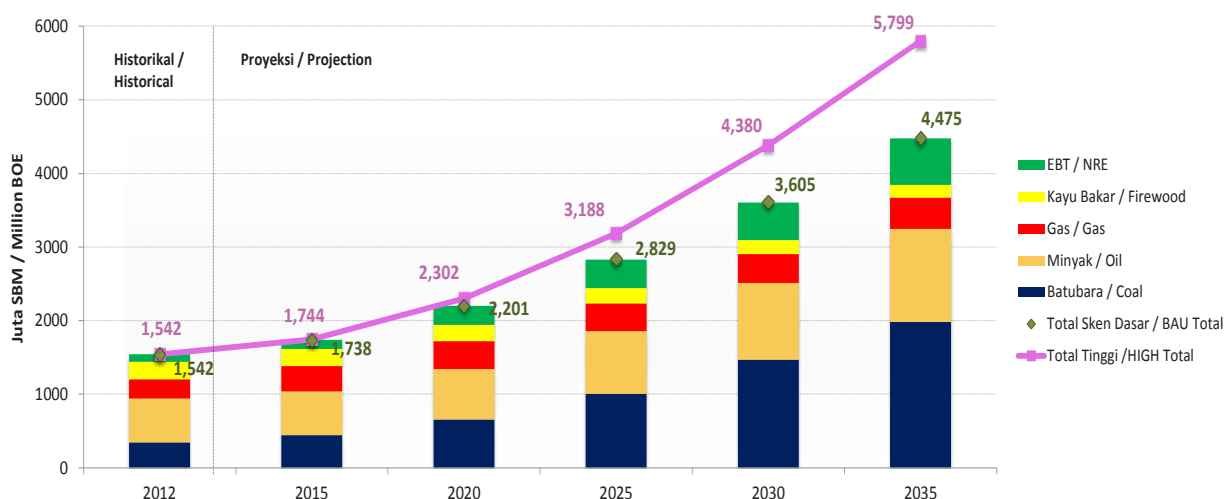
Total penyediaan energi primer untuk skenario dasar pada tahun 2012-2035 meningkat hampir 3 kali lipat, dari 1.542 juta SBM menjadi 4.475 juta SBM dengan laju pertumbuhan rata-rata 4,7% per tahun. Pertumbuhan PDB yang lebih besar menyebabkan total penyediaan energi pada skenario tinggi meningkat lebih tajam dengan pertumbuhan rata-rata 5,9% per tahun dan mencapai 5.799 juta SBM di akhir tahun proyeksi. Perbedaan total penyediaan energi di kedua skenario dari tahun ke tahun semakin besar hingga hampir mencapai sepertiga dari total penyediaan energi skenario dasar 2035.

Hingga tahun 2035, penyediaan energi di dua skenario akan tetap didominasi oleh energi fosil. Bauran energi kedua skenario juga tidak banyak berbeda. Pangsa terbesar dimiliki oleh batubara, sementara peran EBT masih sangat kecil dengan kurang dari seperlima dari total penyediaan energi.

*Total primary energy supply for BAU scenario in 2012-2035 increased almost 3-fold, from 1,542 million BOE become 4,475 million BOE with an average growth rate of 4.7% per year. Greater GDP growth causes total energy supply for high scenario increases more sharply with an average growth rate of 5.9% per year and reaches 5,799 million BOE at year-end projections. The difference in the total energy supply in both scenarios from year to year is quite significant to almost one-third of the total energy supply of the BAU scenario in 2035.*

*Until year 2035, energy supply in the two scenarios will remain dominated by fossil energy. The energy mix of both scenarios is also not much different. Largest share is held by coal, while the portion of NRE is still very small with less than one-fifth of the total energy supply.*

**Gambar 5.1 Proyeksi penyediaan energi primer**  
**Figure 5.1 Projection of primary energy supply**



Bauran energi tahun 2012 didominasi oleh minyak bumi (39%), diikuti oleh batubara (22%), dan gas bumi (17%). Pada skenario dasar, pada tahun 2025 dominasi minyak bumi tergeser oleh batubara. Sementara itu, pangsa gas bumi mengalami penurunan menjadi 13,3%, sedikit lebih kecil dari pangsa EBT yang mencapai 13,7%. Pada tahun 2035 batubara dan minyak bumi masih mendominasi, sedangkan pangsa gas bumi terus menurun.

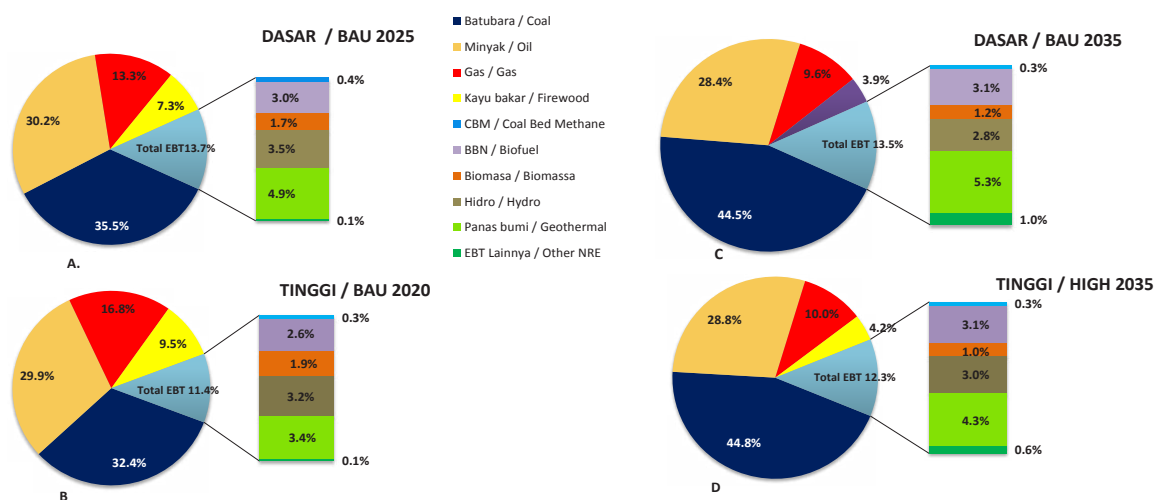
Pada skenario tinggi, pergeseran dominasi minyak bumi terjadi lebih cepat yaitu pada tahun 2020. Pada tahun 2035, pangsa energi tidak jauh berbeda dengan skenario dasar. Untuk kedua skenario, pangsa EBT mengalami penurunan karena eksplorasi, eksploitasi dan pencapaian teknologi, serta investasi pada pengembangan EBT potensi dan perkembangan teknologi serta investasi pada penyediaan EBT belum mampu mengimbangi laju pertumbuhan penyediaan energi total.

*Energy mix in 2012 was dominated by oil (39%), followed by coal (22%), and gas (17%). On the BAU scenario, the dominance of petroleum will be displaced by coal in 2025. Meanwhile, the share of natural gas decreases to 13.3%, slightly smaller than the share of renewable energy, which reaches 13.7%. In 2035, petroleum and coal still dominant, while the share of natural gas continues to decline.*

*In the high scenario, petroleum dominance shift occurs more rapidly that is in 2020. In 2035, the share of energy is not much different from the BAU scenario. In both scenarios, the share of NRE has decreased due to the exploration, exploitation and technological achievement, as well investment on NRE development that have not been able to keep pace with the growth of the total energy supply.*

**Gambar 5.2 Perbandingan bauran energi primer untuk skenario dasar dan tinggi**

**Figure 5.2 Comparison of primary energy mix for BAU and high scenarios**





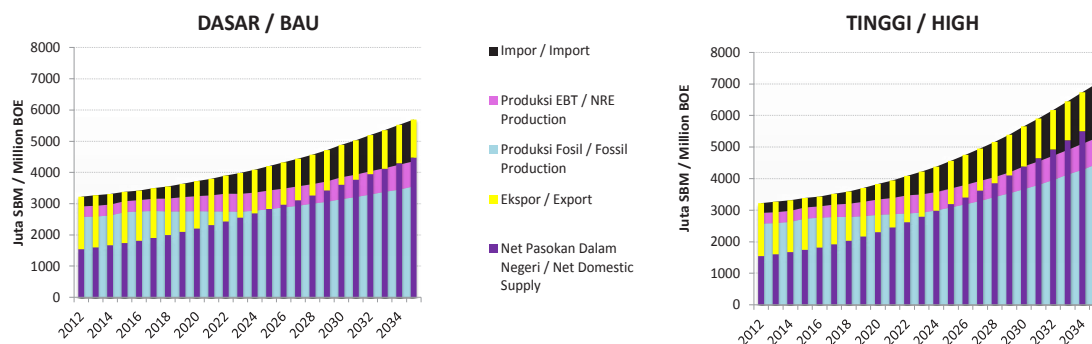
Pada skenario dasar, net pasokan energi untuk dalam negeri diperkirakan tumbuh dengan laju rata-rata 4,7%, dimana produksi energi fosil tumbuh 1,4% per tahun dan produksi EBT 3,8% per tahun. Impor tumbuh dengan laju rata-rata 6,6% per tahun, sedangkan ekspor energi terus berkurang dengan laju penurunan sebesar 1,4% per tahun. Keseimbangan antara produksi dan konsumsi energi domestik terjadi di tahun 2033. Mulai tahun ini produksi energi dalam negeri (fosil dan EBT) sudah tidak mampu lagi memenuhi konsumsi domestik dan Indonesia berubah status menjadi negara pengimpor energi.

Pada skenario tinggi titik keseimbangan tercapai lebih cepat, yaitu pada tahun 2030. Hal ini terjadi karena laju pertumbuhan produksi, walau mengalami peningkatan dibandingkan skenario dasar, tidak mampu mengimbangi laju pertumbuhan kebutuhan yang jauh lebih besar. Impor energi juga mengalami pertumbuhan yang lebih tinggi dari skenario dasar yaitu mencapai 7,8% per tahun.

*On BAU scenario, the net energy supply is expected to grow at an average rate of 4.7%, where the fossil energy production grew 1.4% per year and the production of renewable energy rises 3.8% per year. Imports grow at average rate of 6.6% per year, while exports of energy continues to decrease with a reduction rate of 1.4% per year. The balance between production and domestic energy consumption occurs in the year 2033. Starting this year domestic energy production (fossil and NRE) is no longer able to meet domestic demand and Indonesia changed its status to become a net importer of energy.*

*In High scenario the equilibrium point is reached more quickly, i.e., in the year 2030. This occurs because the rate of production growth, despite increased when compared to the BAU scenario, is not able to keep pace with the rapid demand growth. Energy imports also experienced higher growth than BAU scenario, reaching 7.8% per year.*

**Gambar 5.3 Proyeksi total produksi, ekspor, dan impor energi primer untuk skenario dasar dan tinggi**  
**Figure 5.3 Projection of total primary energy production, export and import for BAU and high scenario**



Impor energi pada skenario dasar selama tahun 2012-2035 meningkat dengan pertumbuhan 6,6% per tahun. Total impor energi tahun 2035 diperkirakan mencapai 1.350 juta SBM, meningkat lebih dari 4 kali lipat dibandingkan impor pada tahun 2012 (313 juta SBM).

Impor BBM meningkat hampir 4 kali lipat menjadi 693 juta SBM (822 juta barel) atau 55% dari total konsumsi BBM pada tahun 2035. Sementara itu, impor minyak mentah meningkat sekitar 5 kali lipat menjadi 466 juta SBM (523 juta barel) tahun 2035 atau mencapai 85% dari total konsumsi minyak mentah.

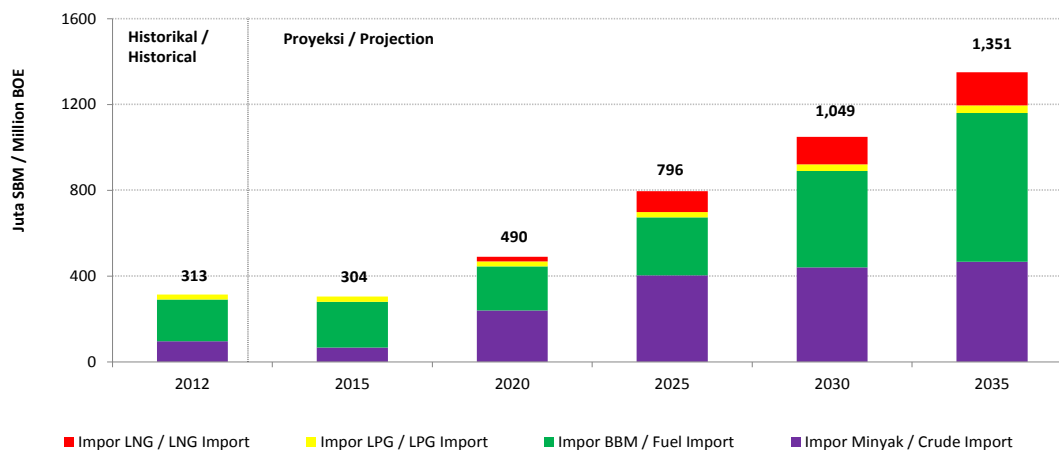
Impor LNG mulai dibuka tahun 2018 dan meningkat menjadi 155 juta SBM (22,2 juta ton) tahun 2035. Impor LPG juga mengalami peningkatan dan mencapai 36 juta SBM (7,2 juta ton) atau 52% dari konsumsi LPG.

*Primary energy import for BAU scenario during the years 2012-2035 increases with growth of 6.6% per year. Total energy imports in 2035 are estimated at 1,350 million BOE, an increase of more than 4 times higher than imports in 2012 (313 million BOE).*

*Fuel imports increased nearly 4-fold to 693 million BOE (822 million barrels) or 55% of total fuel consumption in the year 2035. Meanwhile, crude oil import increases about 5-fold to 466 million BOE (523 million barrels) in 2035 or reaches 85% of the total consumption of crude oil.*

*LNG imports will be opened in 2018 and increased to 155 million BOE (22.2 million tons) in 2035. LPG Import is also increased and reaches 36 million BOE (7.2 million tons), or 52% of LPG consumption.*

**Gambar 5.4 Proyeksi impor energi untuk skenario dasar**  
**Figure 5.4 Projection of energy import for BAU scenario**



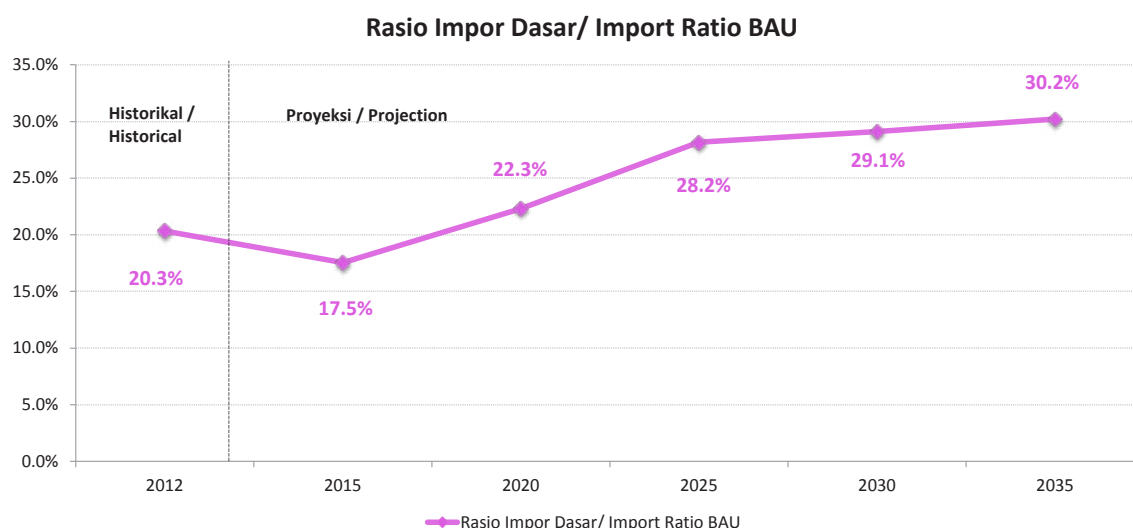
Secara umum, kontribusi impor energi terhadap total penyediaan energi untuk skenario dasar terus meningkat dari 20% pada tahun 2012 menjadi 30% pada tahun 2035. Pada skenario tinggi, impor energi mengalami laju pertumbuhan yang lebih besar (7,8% per tahun) atau meningkat lebih dari 5 kali lipat dari 2012, menjadi 1.742 juta SBM. Perbedaan impor energi antara kedua skenario semakin besar hingga mencapai 392 juta SBM pada tahun 2035.

Ketergantungan impor energi yang tinggi dapat membahayakan ketahanan energi nasional. Oleh karena itu upaya seperti diversifikasi energi, penambahan kilang, maupun investasi untuk eksplorasi dan eksploitasi mutlak diperlukan. Selain itu, kebijakan ekspor gas dan batubara perlu ditinjau ulang dalam rangka mengamankan pasokan energi domestik di kemudian hari.

*In general, the contribution of imported energy to the total energy supply for BAU scenario increased from 20% in 2012 to 30% in 2035. In the High scenario, energy imports experience a greater growth rate (7.8% per year), increase of more of 5-fold from 2012, to 1,742 million BOE. The difference in energy imports between both scenarios will increase of up to 392 million BOE in 2035.*

*High energy import dependence could harm national energy security. Therefore, efforts such as energy diversification, the refineries addition, as well as investments for exploration and exploitation are absolutely necessary. In addition, gas and coal export policies need to be reviewed in order to secure domestic energy supply in the future.*

**Gambar 5.5 Rasio impor energi untuk skenario dasar**  
**Figure 5.5 Energy import ratio for BAU scenario**



## 5.1 Minyak Bumi dan BBM

### Crude Oil and Oil Fuels

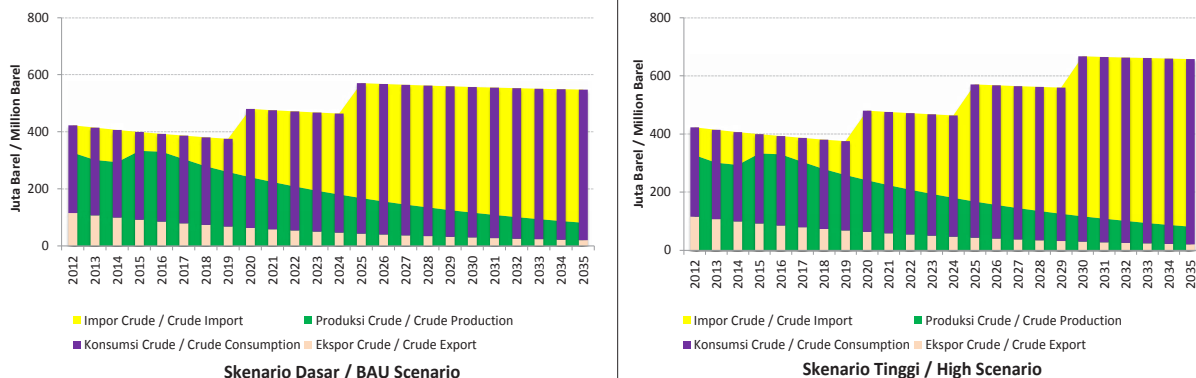
#### 5.1.1 Neraca Minyak Bumi

Peningkatan ekonomi akan mendorong pemanfaatan BBM terutama pada sektor transportasi sebagai pengguna utama BBM. Hal ini perlu didukung oleh adanya peningkatan penyediaan minyak mentah yang memadai. Pada skenario dasar selama kurun waktu 2012-2035 kebutuhan minyak mentah meningkat dengan pertumbuhan rata-rata 2,4% per tahun, pada skenario tinggi kebutuhan meningkat dengan laju pertumbuhan 3,2% per tahun. Untuk memenuhi konsumsi minyak mentah tersebut diprediksi diperkirakan akan terjadi penambahan kilang baru dengan produksi sekitar 300 barel per hari yaitu pada tahun 2020 dan 2025 pada skenario dasar, sedangkan pada skenario tinggi terjadi penambahan kilang pada tahun 2020, 2025 dan 2030. Kilang baru tersebut berlokasi di Balongan dan Tuban.

#### 5.1.1 Crude Oil Balance

*Improvement in economy will encourage petroleum fuel utilization especially in the transport sector as its main user. This has to be supported by an adequate increase in crude oil supply. In the BAU scenario, for the period 2012-2035, crude oil demand increases with growth averaging 2.4% per year, while in High scenario the demand increases at growth rate of 3.2% per year. To meet the crude oil demand, addition of refineries will be needed with each production capacity of about 300 barrels per day in 2020 and 2025 on the BAU scenario, and in 2020, 2025 and 2030 on High scenario. The new refineries will be located in Balongan and Tuban.*

**Gambar 5.6 Neraca minyak bumi**  
**Figure 5.6 Crude oil balance**



Sejak tahun 2004 produksi minyak mentah dalam negeri tidak mencukupi untuk memenuhi kebutuhannya, sehingga Indonesia menjadi importir minyak mentah. Hal ini terjadi karena belum ditemukannya cadangan minyak dalam jumlah besar berakibat pada menurunnya jumlah cadangan minyak mentah. Selama periode tersebut akumulasi impor minyak mentah pada kedua skenario mencapai sekitar 66% dari konsumsi minyak mentah, masing-masing mengimpor 6.881 juta barel pada skenario dasar dan 7.541 juta barel pada skenario tinggi. Akibat peningkatan efisiensi kilang dengan teknologi baru yang sesuai dengan jenis minyak mentah serta upaya konversi dan diversifikasi, maka pada kedua skenario ekspor minyak mentah diperkirakan akan menurun dari 115 juta barel pada tahun 2012 menjadi sekitar 20,2 juta barel pada tahun 2035.

### 5.1.2 Neraca Bahan Bakar Cair

Pada skenario dasar kebutuhan bahan bakar cair (BBC) yang terdiri dari BBM, bahan bakar nabati (BBN) berupa biodiesel serta biotanol, dan BBM sintetis dari produk pencairan batubara (CTL), diperkirakan akan meningkat menjadi 3 kali lipat, dengan pertumbuhan 4,7% per tahun. Produksi BBM Indonesia terbatas akibat kapasitas kilang yang ada hanya dapat ditingkatkan produksinya dari 245 juta barel pada tahun 2012 menjadi 603 juta barel pada tahun 2035. Menurunnya produksi BBM berdampak pada impor BBM yang meningkat 3 kali lipat, walaupun selama periode 23 tahun produksi BBN telah ditingkatkan sebanyak 30 kali lipat, namun impor BBM tetap akan meningkat 3 kali lipat. Sebaliknya, telah sesuai teknologi kilang baru dengan spesifikasi minyak mentah yang diproduksi akan meningkatkan efisiensi produksi, sehingga ekspor BBM diperkirakan akan terus menurun.

*In 2004 domestic crude oil production is not sufficient to meet the demand and Indonesia has become a net oil importer since. This occurred because there has been no discovery of new reserves and subsequently decreased the crude oil reserves. During the projection period, accumulation of crude oil imports in both scenarios account for about 66% of crude oil consumption, with 6,881 million barrels in BAU scenario and 7,541 million barrels in High Scenario. Due to the increase in refinery efficiency with new technologies that is appropriate to the type of crude oil as well as conversion and diversification efforts, crude oil exports are expected to decline from 115 million barrels in 2012 to about 20.2 million barrels in 2035 for the both scenarios.*

### 5.1.2 Liquid Fuels Balance

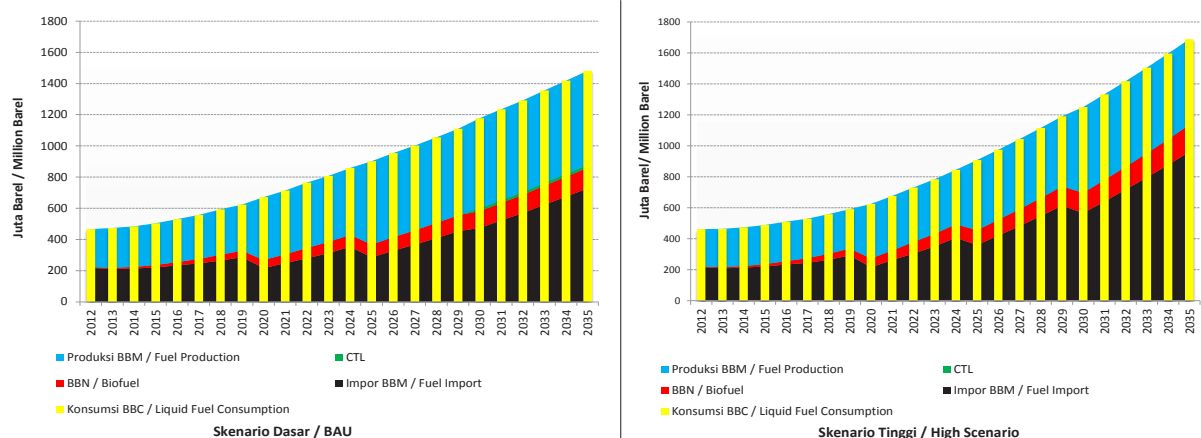
*In the BAU scenario, liquid fuels demand which consists of petroleum fuel, biofuels (biodiesel and bioethanol), and synthetic fuel from coal liquefaction products (CTL), is expected to increase to 3-fold, with a growth of 4.7% per year. Indonesian oil production is limited due to the limited refinery capacity that can only be increased from 245 million barrels in 2012 to 603 million barrels in 2035. Decreased production of petroleum fuel has impact on increasing fuel imports to 3-fold despite the large growth of biofuel production that reaches 30 fold compared to the beginning of the projection. Conversely, adjustment on refinery technology to match the crude oil specification will increase the efficiency of production and is expected to decline the petroleum fuel export.*

Sementara itu, pada skenario tinggi, kebutuhan BBC diperkirakan akan meningkat lebih dari 4 kali lipat. Meningkat dari 460 juta barel pada menjadi 1703 juta dengan laju pertumbuhan 6% per tahun. Kebutuhan BBC pada skenario tinggi diperkirakan akan lebih meningkat dibandingkan skenario dasar. Walaupun produksi BBN selama periode tersebut telah ditingkatkan 40 kali lipat, namun impor BBM masih harus dilakukan 2 kali lipat. Pangsa kebutuhan BBN diperkirakan mencapai 8% dari kebutuhan BBC nasional.

Meanwhile, in the High scenario, the liquid fuel demand is expected to increase by more than 4-fold. It is increased from 460 million barrels to be 1703 million with a growth rate of 6% per year. Liquid fuel demand in the High scenario is expected to be higher than BAU scenario. Although biofuel production during this period increases 40-fold, the fuel imports also still rise to 2-fold. The share of biofuel demand is estimated to reach 8% of the national liquid fuel demand.

**Gambar 5.7 Neraca bahan bakar cair**

**Figure 5.7 Liquid fuels balance**



Pemenuhan kebutuhan energi secara mandiri dengan menggunakan potensi energi setempat merupakan cara yang perlu dilakukan untuk mengurangi impor BBM dan meningkatkan kemandirian energi. Dengan menurunnya produksi minyak bumi maka Indonesia sudah menjadi negara pengimpor minyak, yakni impor minyak mentah lebih tinggi dibanding eksportnya. Dengan meningkatnya kebutuhan minyak mentah untuk kilang minyak, dalam kurun waktu 2012-2035, mulai tahun 2012 mulai menjadi net importer minyak mentah hingga tahun 2014.

*Fulfilling energy demand independently using local energy potential is an important approach to reduce fuel imports and to improve energy independence. Indonesia became one of net oil importer where import of crude oil is higher than the crude exports in 2012.*



Pada tahun 2015 diperkirakan Cepu akan menambah produksi minyak mentah hingga lifting minyak mencapai 912 barel per hari (279 juta barel). Sehingga impor minyak menurun, dan selama 2 tahun Indonesia bisa menjadi eksportir minyak mentah. Tetapi mulai tahun 2017, net importer minyak mentah akan terus meningkat hingga pada tahun 2035 mencapai 446 juta barel (skenario dasar) dan menjadi 556 juta barel (skenario tinggi).

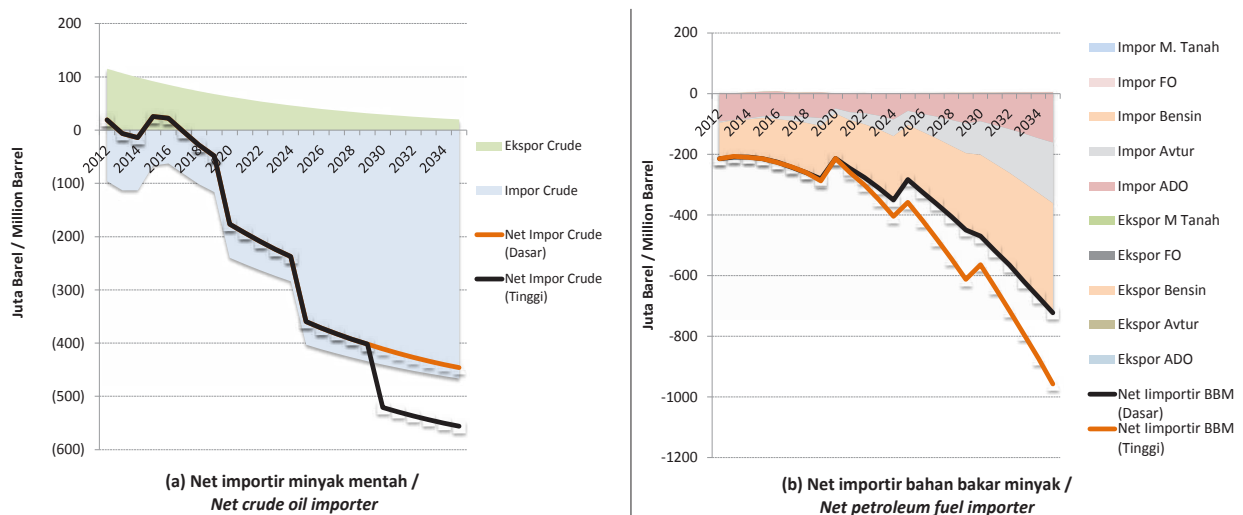
Konsekuensinya, Indonesia telah menjadi net importer BBM sejak sebelum tahun 2012. Meskipun pada tahun 2015 terjadi peningkatan produksi minyak mentah, namun tetap belum dapat memenuhi kebutuhan BBM nasional di tahun tersebut. Dalam kurun waktu 2012-2035, net importer BBM terus meningkat dengan laju pertumbuhan 5,4% per tahun untuk skenario dasar sehingga net importer pada tahun 2035 mencapai 723 juta barel. Sedangkan untuk skenario tinggi mengalami laju pertumbuhan sebesar 6,7% per tahun, dan net importer BBM mencapai 957 juta barel pada tahun 2035.

*In the year 2015 Cepu will increase its crude oil production by lifting up to 912 barrels per day (279 million barrel). Thus decreasing oil import and for 2 years Indonesia will become a crude oil exporter. But starting 2017, import of crude oil will continue to rise and reach 446 million barrels (BAU scenario) and 556 million barrels (High scenario) in 2035.*

*Indonesia has become a net importer of petroleum fuel long before 2012. Although in 2015 there is an increase in crude oil production, it still cannot meet national fuel demand in that year. In the period 2012-2035, petroleum fuel import continues to rise with a growth rate of 5.4% per year for BAU scenario so that by 2035 it reaches 723 million barrels. As for the high scenario the growth rate reach 6.7% per year or equal to 957 million barrels by 2035.*

**Gambar 5.8 Ekspor dan impor minyak mentah dan bahan bakar minyak**

**Figure 5.8 Export and import of crude and fuel**



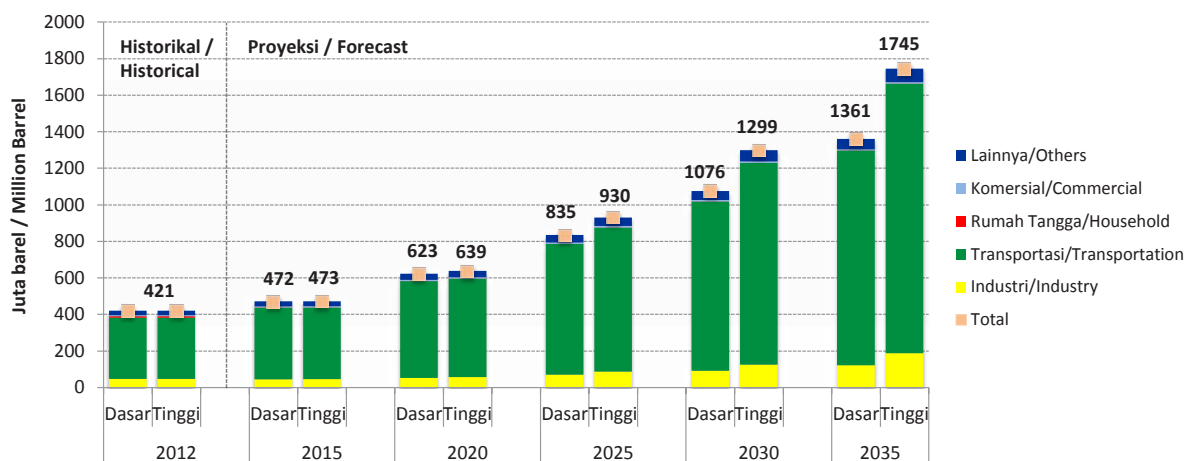
### 5.1.3 Pemanfaatan Bahan Bakar Cair

Bahan bakar cair (BBC) di sektor industri digunakan sebagai bahan bakar boiler, tungku, dan pembangkit listrik. Selama kurun waktu 2012-2035 diperkirakan akan meningkat lebih dari 2,5 kali lipat pada skenario dasar. Sedangkan pada skenario tinggi meningkat sekitar 4 kali lipat. Pada sektor transportasi, BBC mendominasi pemakaian bahan bakar yaitu sekitar 99% pada tahun 2012 kemudian sedikit bergeser menjadi 98% pada tahun 2035. Sekitar 90% dari kebutuhan BBC di sektor komersial dipenuhi oleh minyak solar karena sebagian besar BBC digunakan untuk genset pada perhotelan dan bangunan komersial sebagai cadangan bahan bakar apabila terjadi pemadaman listrik PLN.

### 5.1.3 Liquid Fuels Utilization

Liquid fuels in the industrial sector are used for boiler, furnace, and power generation. During the period 2012-2035, its demand is expected to increase by more than 2.5-fold in the BAU scenario. While in the high scenario it will increase approximately 4-fold. In the transport sector, the liquid fuel dominates fuel consumption on around 99% in 2012 and then slightly decline to 98% in the year 2035. About 90% of the liquid fuel demand in commercial sector is met by diesel oil which used in generators as a backup in case of power outage.

**Gambar 5.9 Neraca bahan bakar cair**  
**Figure 5.9 Liquid fuels balance**



Dengan semakin baiknya sistem pendistribusian LPG dan jaringan gas kota sampai ke daerah terpencil, diperkirakan kebutuhan minyak tanah akan menurun cepat dari 7 juta barel pada tahun 2012 dan sebelum tahun 2030 seluruh penggunaan minyak tanah untuk memasak di sektor rumah disubstitusi oleh LPG dan gas kota. Untuk sektor lainnya penggunaan BBC didominasi oleh minyak solar mengingat kegiatan sektor ini melibatkan alat-alat berat. Kebutuhan BBC pada skenario dasar diperkirakan akan meningkat dengan rata-rata laju pertumbuhan 3,6%. Sedangkan pada skenario tinggi meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 4,8% per tahun.

*Along with improvements in the distribution system of LPG and city gas network to remote areas, it is estimated that kerosene demand will decline rapidly from 7 million barrels in 2012 and by 2030 all kerosene for cooking in the household sector already be substituted by LPG and city gas. For other sectors, the liquid fuel that largely used is diesel for heavy equipment. The liquid fuel demand in BAU scenario is expected to increase by an average growth rate of 3.6%. While the High scenario it will increase with an average growth rate of 4.8% per year.*

## 5.2 Gas Bumi, LNG, dan LPG

### Natural Gas, LNG , and LPG

#### 5.2.1 Gas Bumi

Dalam kurun waktu 2012–2035 untuk skenario dasar, total konsumsi gas bumi diperkirakan akan tumbuh rata-rata sebesar 2,2% per tahun atau naik mencapai hingga 1,6 kali pada tahun 2035. Penggunaan gas bumi meningkat dari 1.445 BCF pada tahun 2012 menjadi 2.367 BCF pada tahun 2035. Pertumbuhan penggunaan gas bumi yang terbesar adalah sektor rumah tangga dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 17,6% per tahun diikuti oleh sektor transportasi (13,4%), komersial (3,9%), pembangkit listrik (2,8%) dan industri (2,9%).

Pada tahun 2035 pangsa terbesar pengguna gas bumi adalah di sektor industri yang mencapai 51% diikuti pembangkit listrik (33%). Sedangkan sektor transportasi, rumah tangga dan komersial masing-masing pangsaanya hanya 2%, 1% dan 1%. Rugi-rugi dan own use dalam kilang sekitar 11% dan diperkirakan akan terus menurun karena penggunaan peralatan yang semakin efisien. Gas bumi di sektor industri selain untuk bahan bakar juga digunakan sebagai bahan baku.

Untuk skenario tinggi total konsumsi gas bumi diperkirakan akan tumbuh rata-rata sebesar 2,7% per tahun. Pangsa penggunaan gas untuk setiap sektor relatif tidak berubah seperti pada skenario dasar. Pada skenario tinggi penggunaan gas bumi meningkat dari 1.445 BCF pada tahun 2012 menjadi 2.679 BCF pada tahun 2035.

#### 5.2.1 Natural Gas

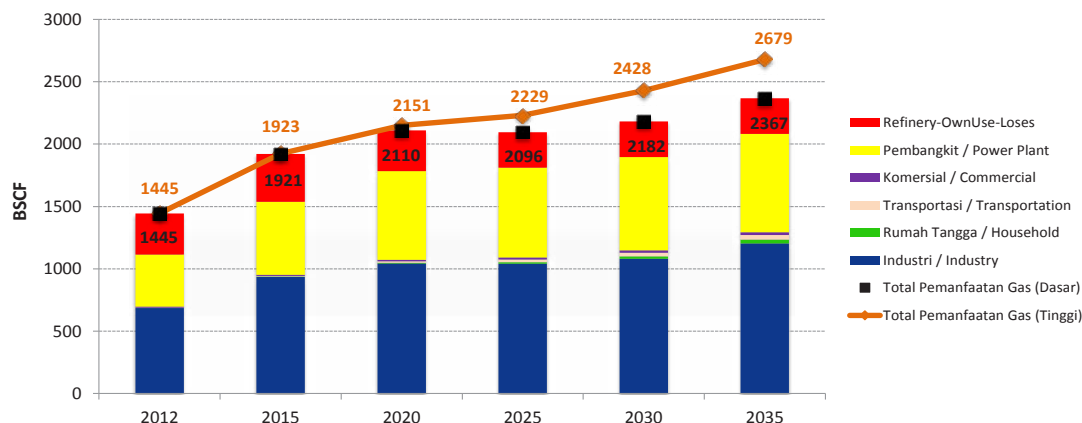
*In the period 2012-2035 for the BAU scenario, total natural gas consumption is expected to grow on average by 2.2% per year, or up to reach up to 1.6 times in 2035. The use of natural gas increased from 1,445 BCF in 2012 to 2,367 BCF in 2035. Household sector has the largest growth in the use of natural gas with an average of 17.6% per year followed by the transport sector (13.4%), commercial (3.9%), electricity generation (2.8%) and industry (2.9%).*

*In 2035, the largest share of natural gas users are the industrial sector accounting for 51% followed by electricity generation (33%). While the share for transport, household and commercial sector only 2%, 1% and 1% respectively. Gas losses and own use in refineries is around 11% and is predicted to continue to decline due to the more efficient use of the equipment. Natural gas is also used as raw material in the industrial sector.*

*Total natural gas consumption for the High scenario is expected to grow by average of 2.7% per year. The share of gas for each sector is relatively similar as the BAU scenario. In High scenario the use of natural gas increased from 1,445 BCF in 2012 to 2,679 BCF in 2035.*

**Gambar 5.10 Proyeksi pemanfaatan gas bumi**

**Figure 5.10 Projection of gas utilization**



Untuk skenario dasar, net impor gas terjadi mulai tahun 2023. Gas impor dalam bentuk LNG dan produksi CBM akan menjadi penopang kebutuhan gas di masa depan jika produksi gas domestik tidak dapat ditingkatkan. Kebutuhan gas impor dalam bentuk LNG diperkirakan akan dimulai pada tahun 2018 dan jumlahnya akan meningkat dari 68 BCF menjadi 863 BCF pada 2035. Sementara itu kemampuan ekspor gas yang pada tahun 2012 masih mencapai sekitar 48% dari produksi gas nasional, maka pada tahun 2035 kemampuan ekspor berkurang dan hanya sebesar 7% dari produksi gas nasional.

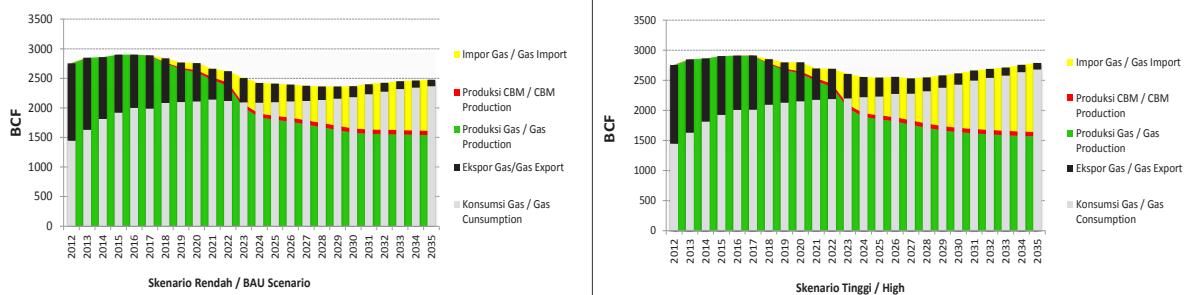
Untuk skenario tinggi, net impor gas tetap terjadi pada tahun 2013, namun pada tahun tersebut defisit gas sudah lebih besar. Defisit gas untuk skenario dasar hanya sebesar 32 BCF sedangkan untuk skenario tinggi mencapai 101 BCF. Kebutuhan gas yang lebih tinggi untuk skenario tinggi akan mengakibatkan impor gas meningkat karena produksi gas nasional sudah tidak dapat meningkat lagi.

*For the BAU scenario, net import of gas occurs at 2023. Import gas in the form of LNG and CBM production will be sustaining the gas demand if domestic gas production can not be increased. The need for imported gas in the form of LNG are expected to begin in 2018 and the number will increase from 68 BCF to 863 BCF in 2035. Meanwhile, the gas export capability in 2012 was still about 48% of national gas production, then in 2035 the export capability decline to only 7% of national gas production.*

*For the high scenario, net imports of gas occurred in 2013, but in that year gas has a larger deficit. Gas deficit in the BAU scenario amounted to 32 BCF and in High scenario rise to 101 BCF. Higher gas demand in the High scenario results in the increase gas imports because national gas production can not be increased anymore.*

**Gambar 5.11 Proyeksi produksi, konsumsi, ekspor dan impor gas**

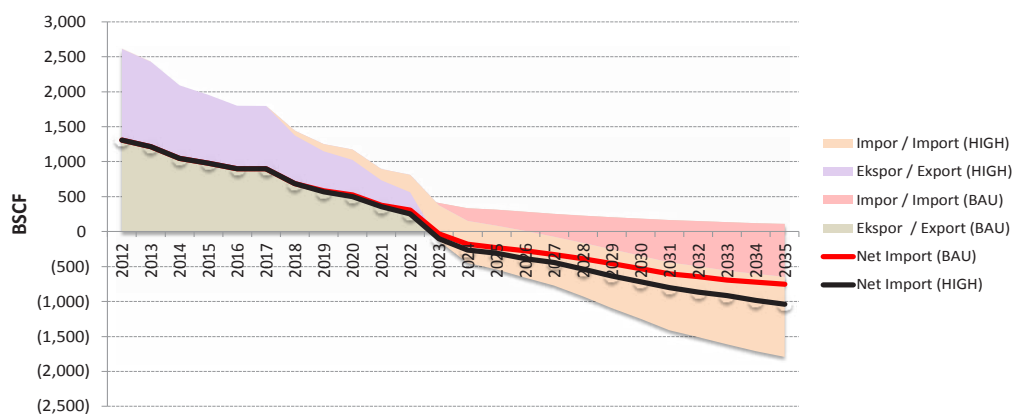
**Figure 5.11 Projection of gas production, consumption, export and import**



Sampai tahun 2015, hampir seluruh kebutuhan gas domestik dipenuhi dari produksi gas alam dalam negeri. Mulai tahun 2016 gas dari CBM diharapkan sudah mulai berproduksi untuk menambah pasokan gas dalam negeri. Produksi CBM meningkat dari 0,2 BCF pada tahun 2016 menjadi 74 BCF pada tahun 2035. Kebutuhan gas pada tahun 2035 dipenuhi dari produksi gas dalam negeri, impor gas, serta CBM. Impor gas akan mencapai 863 BCF atau 31% dari total pasokan gas. Sumber gas non konvensional yang dapat diharapkan selain dari gas bumi adalah CBM dengan pangsa 3% dari total pasokan gas. Gas sintetis dari gasifikasi batubara yang dipergunakan untuk pembangkit listrik masih sangat kecil yakni sekitar 1% dari total pasokan gas. Gas sintetis dari batubara berpotensi memasok kebutuhan gas di sektor industri dan pembangkit listrik.

*Until 2015, almost all domestic gas demand met by domestic natural gas production. Starting 2016, the gas from CBM is expected to begin production to increase the supply of domestic gas. CBM production increased from 0.2 BCF in 2016 to 74 BCF in 2035. Gas demand in 2035 met by domestic gas production, gas imports, and CBM. Gas imports will reach 863 BCF or 31% of the total gas supply. Unconventional gas resource that has promising potential is CBM with share of 3% of the total gas supply. Synthetic gas from coal gasification that is used for power generation is still very small at around 1% of the total gas supply. Synthetic gas from coal has potential to supply industry and power generation.*

**Gambar 5.12 Ekspor dan impor gas**  
**Figure 5.12 Export and import of gas**



### 5.2.2 LNG

Konsumsi LNG dari sumber domestik dimulai pada pertengahan tahun 2012 dengan beroperasinya terminal penerimaan LNG terapung (Floating Storage Regasification Unit - FSRU) di Jawa Barat yang dioperasikan oleh Nusantara Regas. Konsumsi LNG dari sumber domestik diperkirakan akan terus meningkat sesuai rencana penambahan dua FRSU yaitu di Lampung dan Jawa Tengah/Timur.

FSRU Lampung direncanakan mulai beroperasi pada tahun 2014 yang dioperasikan oleh PGN. FSRU Lampung berkapasitas 170.000 m<sup>3</sup>. Gas dari FSRU ini akan didistribusikan melalui pipa gas untuk memenuhi permintaan gas yang meningkat dari rumah tangga dan industri di Lampung dan Jawa Barat. Sedangkan FSRU yang direncanakan akan beroperasi berikutnya berlokasi di Jawa Tengah atau Jawa Timur.

### 5.2.3 Neraca LPG

Kebutuhan LPG diperkirakan akan terus meningkat dari 5,03 juta ton pada tahun 2012 menjadi 8,11 juta ton pada tahun 2035 untuk skenario dasar dan menjadi 9,22 juta ton untuk skenario tinggi. Pertumbuhan kebutuhan LPG dalam kurun waktu 2012-2035 mencapai 2,1% per tahun untuk skenario dasar dan mencapai 2,7% per tahun untuk skenario tinggi.

Peningkatan penggunaan LPG dipengaruhi oleh adanya program konversi minyak tanah dengan LPG di rumah tangga dan pertumbuhan jumlah penduduk. Pada skenario dasar diperlukan dua kali penambahan kapasitas kilang LPG dalam negeri yaitu pada tahun 2020, dan 2025.

### 5.2.2 LNG

*LNG supply from domestic sources began in mid 2012 with the operation of a floating LNG receiving terminal (Floating Storage Unit Regasification - FSRU) in West Java which is operated by Nusantara Regas. LNG demand from domestic sources is expected to continue to increase in line with the addition of two FRSU namely in Lampung and Central / East Java.*

*Lampung FSRU is planned to start operating in 2014 by PGN. It has a capacity of 170,000 m<sup>3</sup>. Gas from the FSRU will be distributed through the gas pipeline to meet the rising gas demand from households and industry in Lampung and West Java. The next FSRU will be located in Central Java or East Java.*

### 5.2.3 LPG Balance

*LPG demand is expected to increase from 5.03 million tons in 2012 to 8.11 million tons in 2035 for the BAU scenario and to 9.22 million tonnes for the High scenario. LPG demand growth in the period 2012-2035 was 2.1% per year for the base scenario and at 2.7% per year for the high scenario.*

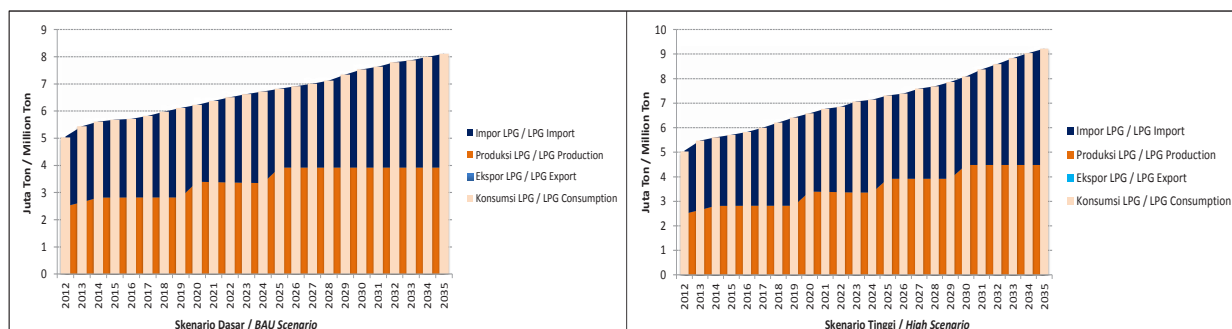
*Increased use of LPG is influenced by the population growth and the kerosene to LPG conversion program in the household sector. The BAU scenario requires two addition of LPG plant capacities in 2020 and 2025.*



Sedangkan untuk skenario tinggi penambahan kapasitas LPG sampai tiga kali, yaitu pada tahun 2020, 2025 dan 2030. Walaupun produksi LPG dari kilang domestik diperkirakan meningkat mencapai 3.92 juta ton (skenario dasar) dan 4,48 juta ton (skenario tinggi) sejalan dengan penambahan kapasitas kilang, namun sumber LPG impor masih sangat diperlukan dan mencapai rata-rata sekitar 51%-52% dari konsumsi dalam kurun waktu 2012-2035.

*As for the High scenario, the capacity additions are done in 2020, 2025 and 2030. Although domestic production of LPG from the refinery is expected to increase to 3.92 million tonnes (BAU scenario) and 4.48 million tons (high scenario) in line with the additional capacity refinery, but import LPG is still necessary and reaches an average of about 51% -52% of the consumption in the period 2012-2035.*

**Gambar 5.13 Proyeksi produksi, impor, ekspor dan konsumsi LPG**  
**Figure 5.13 Projection of LPG production, import, export and consumption**



## 5.3 Batubara

### Coal

Batubara di Indonesia mempunyai peranan penting, karena selain dapat dipergunakan sebagai sumber energi juga dipergunakan sebagai sumber devisa. Peranan batubara tersebut sangat mempengaruhi perkembangan ekonomi nasional dan daerah.

#### 5.3.1 Neraca Batubara

Indonesia merupakan salah satu negara produsen batubara terbesar di dunia. Saat ini sebagian besar dari produksi batubara Indonesia adalah untuk diekspor, sedangkan sisanya untuk memenuhi kebutuhan energi dalam negeri. Namun di masa datang, semakin tingginya kebutuhan batubara dalam negeri diperkirakan akan menyebabkan semakin menurunnya pangsa ekspor batubara. Indonesia juga mengimpor batubara dalam bentuk kokas untuk industri metalurgi dalam jumlah yang kecil. Proyeksi perkembangan produksi, konsumsi, ekspor dan impor batubara dapat dilihat pada Gambar 5.13.

Menurut skenario dasar, produksi batubara diperkirakan akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata hampir 3% per tahun, sehingga produksi batubara diproyeksikan akan meningkat hampir dua kali lipat dari 386 juta ton pada 2012 menjadi 722 juta ton pada 2035.

Dalam periode waktu tersebut terjadi penurunan pangsa ekspor batubara dari 78% pada 2012 menjadi 34% pada 2035, sedangkan pangsa batubara untuk dalam negeri meningkat terus. Hal tersebut disebabkan ada usaha Pemerintah untuk mengutamakan batubara untuk digunakan di dalam negeri dibandingkan untuk diekspor, sehingga pertumbuhan konsumsi batubara lebih pesat dibandingkan dengan pertumbuhan ekspor yang cenderung terus menurun.

*Coal in Indonesia has an important role, because it can be used not only as an energy source but also can be used to get foreign exchange. The role of coal is greatly influenced the national and regional economics development.*

#### 5.3.1 Coal Balance

*Indonesia is one of biggest coal producers country in the world. At present, most of the coal production is for export, while the rest is for domestic use. However in the future, as an increase on coal domestic demand, the share of coal export will decrease gradually. Indonesia is also importing coal the form of coke for industry in the small amount. The projection of coal production, consumption, export and import can be seen in Figure 5.13.*

*Based on BAU scenario, coal production is estimated will increase in the growth rate of 3% per annum. As consequence, coal production is projected to increase two times from 386 million tons in 2012 to 722 million tons in 2035.*

*In that periode, the share of coal for export decreases from 78% in 2012 to 34% in 2035, while, the share of coal for domestic continues to increase. This caused by the government efforts to prioritize coal for domestic rather than export. Therefore, coal consumption for domestic has higher rate than coal export.*

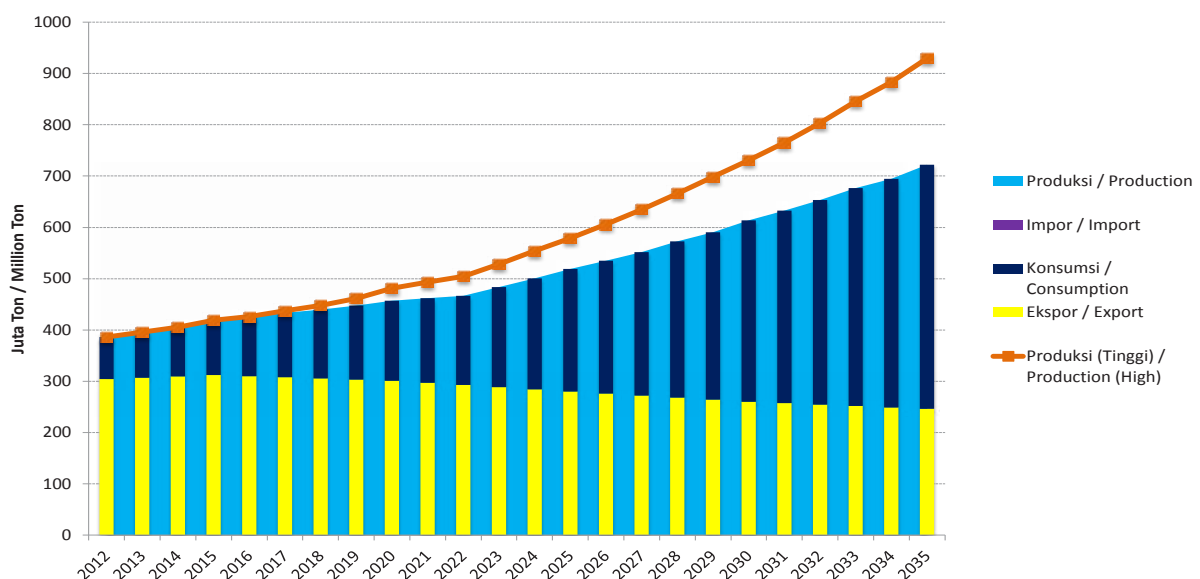
Berdasarkan skenario tinggi, produksi batubara meningkat lebih tinggi dari skenario dasar. Produksi tumbuh hampir 4%/tahun, sehingga produksi batubara meningkat hampir 2,5 kali dari 386 juta ton pada 2012 menjadi 932 juta ton pada 2035. Konsumsi batubara dalam negeri pada skenario ini juga meningkat lebih pesat lagi, yaitu dengan pertumbuhan rata-rata 9,6% per tahun. Sementara itueksportatubara cenderung tidak dipengaruhi oleh pertumbuhan ekonomi, sehingga pertumbuhannya sama dengan pertumbuhannya di skenario dasar.

Indonesia juga diperkirakan masih akan mengimpor batubara dalam bentuk kokas. Kokas batubara tersebut biasanya dipergunakan sebagai reduktor dalam industry pengecoran logam. Impor kokas diproyeksikan stabil sebesar 0,1 juta ton setiap tahun dari 2012 sampai 2035 dalam kedua skenario.

*Based on high scenario, the coal production has higher rate than BAU scenario. The production rate is estimated to increase in 4%/year that makes the coal production increase two and half times from 386 million ton in 2012 to 932 million tons in 2035. The coal consumption in the High scenario is also increased in higher rate with growth rate of 9.6% per year. Meanwhile, the coal export in the high scenario is the same as in the BAU scenario. It is not affected by the economic development.*

*Indonesia is also projected to continue to import coal in the form of coke. The coke import is usually used for reductor in metal smelter industry. The coke import is projected 0.1 million ton per year from 2012 to 2035 in both scenarios.*

**Gambar 5.14 Neraca batubara**  
**Figure 5.14 Coal balance**



### 5.3.2 Kebutuhan Batubara

Sebagian besar konsumsi batubara di dalam negeri diproyeksikan akan dipergunakan untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar pembangkit listrik, sedangkan sisanya dipergunakan sebagai bahan bakar pada industri.

Pada skenario dasar, konsumsi batubara untuk pembangkit listrik diproyeksikan akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata 8,2% per tahun, sehingga kebutuhan batubara untuk pembangkit listrik meningkat dari hampir 53 juta ton pada 2012 menjadi 321 million ton pada 2035. Sementara itu dalam periode waktu yang sama, konsumsi batubara untuk industri meningkat dengan pertumbuhan lebih rendah 7,4% per tahun, atau meningkat dari 29 juta ton ke 151 juta ton. Kebutuhan batubara lainnya adalah sebagai bahan baku untuk produksi CTL (coal to liquid) yang diperkirakan akan dimulai pada tahun 2030 dengan jumlah 4,5 juta ton setiap tahun sampai akhir periode.

Sementara itu menurut skenario tinggi, pertumbuhan kebutuhan batubara baik untuk bahan bakar pembangkit maupun industri pada periode 2012 sampai 2035 diperkirakan akan meningkat lebih tinggi lagi, masing-masing secara berurutan 10% dan hampir 9% per tahun. Oleh karena itu kebutuhan batubara untuk pembangkit listrik diperkirakan akan meningkat dari 53 juta ton menjadi 474 juta ton, sedangkan batubara untuk industri dari 29 juta ton menjadi 208 juta ton.

### 5.3.2 Coal Demand

*Most of the domestic coal consumption is projected to meet energy demand for power plant, while the rests is used as fuel in industries.*

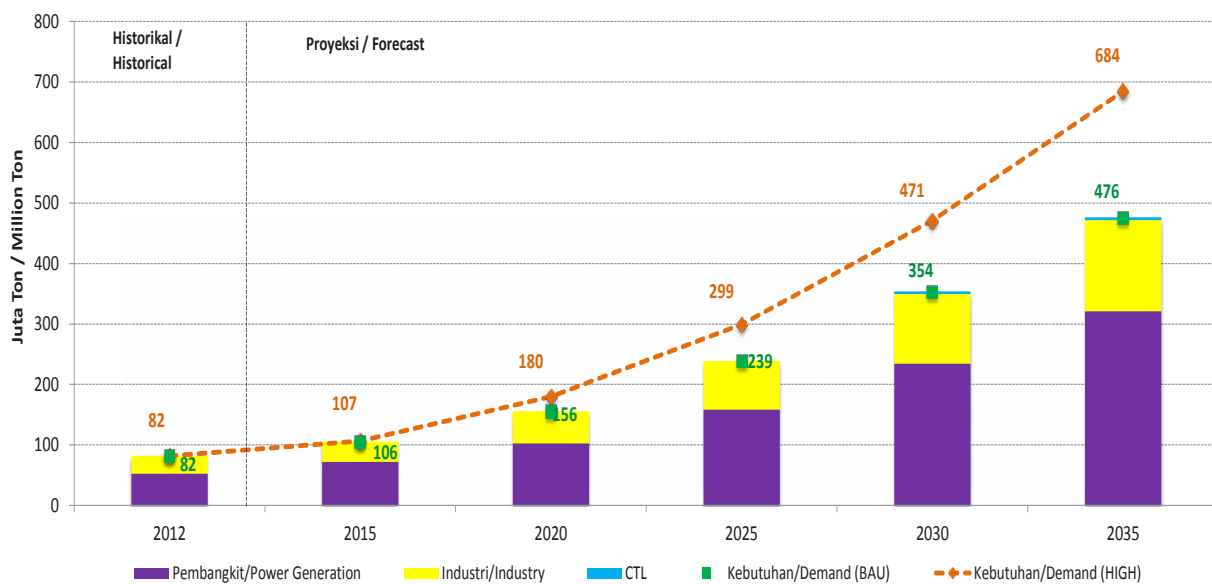
*Under the BAU scenario, coal consumption for power plant is projected to increase in the growth rate of 8.2% per annum. Therefore, the coal demand for electric generation will increase from almost 53 million ton in 2012 to 321 million ton in 2035. While in the same period, coal demand for industry is projected to increase with the lower rate of 7.4% per year or the coal demand for industry will increase from 29 million ton to 151 million ton. Another coal demand is feedstock for CTL (coal to liquid) production that would be introduced in 2030 with total 4.5 million ton every year until 2035.*

*While in the high scenario, the growth rate of coal demand either for electric generation or industry in the periode 2012 to 2035 is estimated to increase in higher rate of 10% and 9% per year respectively. Therefore, coal demand for electric generation is projected to increase from 53 million tons to 474 million tons. While, coal demand for industry is projected to increase from 29 million tons to 208 million tons.*

Kondisi di atas menyebabkan pangsa batubara untuk pembangkit semakin meningkatnya, dan sebaliknya untuk industri semakin menurun. Kebutuhan batubara untuk bahan baku CTL pada skenario tinggi juga lebih besar daripada kebutuhan batubara untuk CTL pada skenario dasar.

*The above conditions lead to the increase of share use of coal in power generation, while the share of industry will decline. The coal demand for CTL feedstock in the High scenario is also higher than in the BAU scenario.*

**Gambar 5.15 Proyeksi kebutuhan batubara**  
**Figure 5.15 Projection of coal demand**



## 5.4 Energi Baru dan Terbarukan

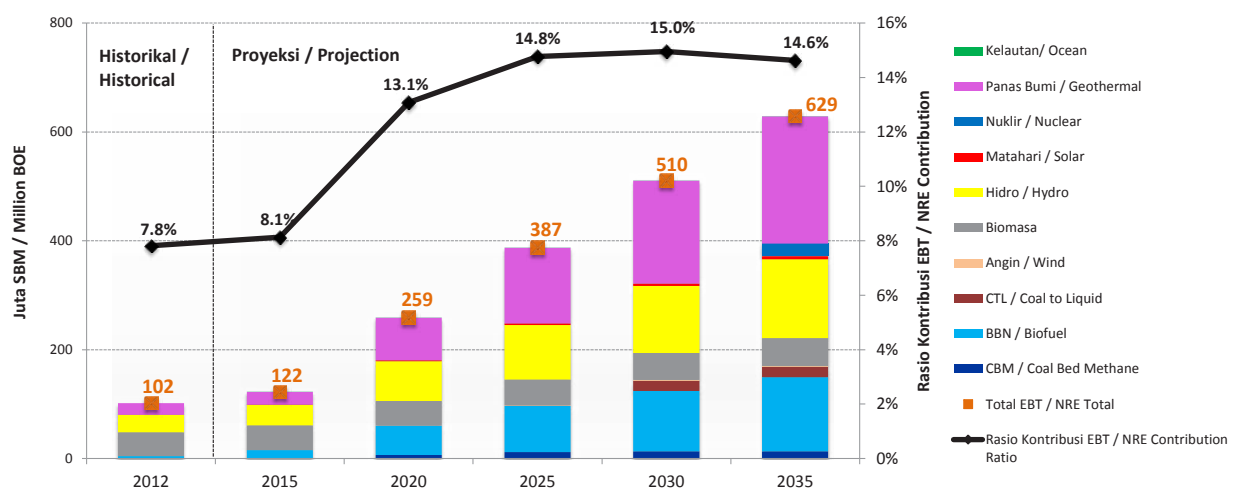
### New and Renewable Energy

Berdasarkan skenario dasar, penyediaan EBT meningkat dengan pertumbuhan lebih dari 14% per tahun atau meningkat lebih dari enam kali lipat dari 102 juta SBM pada 2012 menjadi 629 juta SBM pada 2035. Pada 2012, sebagian besar dari EBT dipenuhi oleh dari biomasa, diikuti oleh tenaga air, panas bumi, dan BBN. Namun pada akhir periode 2035, panas bumi untuk pembangkitan listrik akan menjadi EBT utama, disusul secara berturut turut oleh hidro, BBN, dan biomasa. Jenis EBT yang lainnya seperti CBM, CTL, angin, tenaga surya, nuklir, dan kelautan yang sebelumnya tidak muncul di tahun 2012 mulai mengisi bauran energi nasional, walaupun persentasenya masih kecil.

*Under the BAU scenario, the supply of NRE increased by more than 14% per annum or increased more than six-fold from 102 million BOE in 2012 to 629 million BOE in 2035. In 2012, most of the NRE met by biomass, followed by hydroelectric, geothermal, and biofuels. But at the end of 2035, geothermal for power generation will dominate, followed by hydro, biofuels, and biomass consecutively. Other types of NRE such as CBM, CTL, wind, solar, nuclear, and ocean energy who had not previously appeared in the year 2012 will begin to fill the national energy mix, although the percentage is still small.*

**Gambar 5.16 Proyeksi penyediaan EBT dan rasio kontribusi EBT skenario dasar**

**Figure 5.16 Projection of new and renewable energy supply and their contribution ratio according to BAU scenario**



Berdasarkan skenario tinggi, selama periode waktu 2012-2035, pertumbuhan penyediaan EBT lebih pesat dari skenario dasar, yaitu lebih dari 11% per tahun yang menjadikan penyediaan EBT mencapai 670 juta SBM pada 2035. Meskipun pertumbuhan PDB dan pemanfaatan EBT lebih tinggi dari skenario dasar, tetapi pangsa pemanfaatan pada skenario tinggi terhadap total penyediaan energi lebih rendah dari skenario dasar (karena peningkatan kebutuhan energi sebagian besar dipenuhi oleh batubara dan BBM).

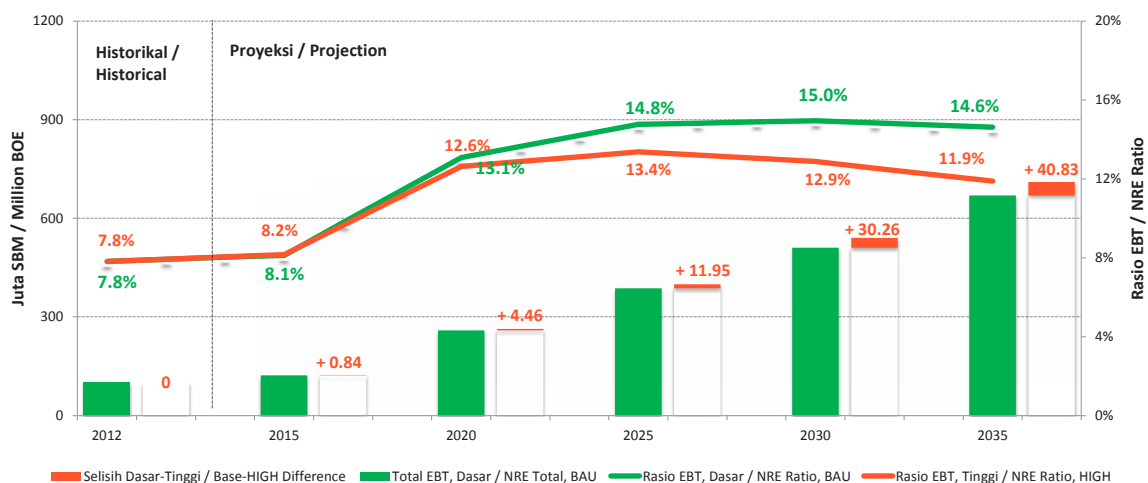
Pertumbuhan PDB pada skenario tinggi terhadap skenario dasar terlihat pada pertumbuhan BBN, dimana pada tahun 2035 pemanfaatannya meningkat dari 136 juta SBM (22%) pada skenario dasar menjadi 181 juta SBM (27%) pada skenario tinggi. Namun perbedaan pertumbuhan PDB pada kedua skenario ini tidak berdampak secara signifikan terhadap pemanfaatan EBT lain, seperti CBM, CTL, angin, hidro, surya, nuklir, panas bumi, dan kelautan.

*Based on high scenario, during period of 2012-2035, growth of NRE supply is faster than of BAU scenario, i.e., more than 11% per year which makes the NRE reached 670 million BOE in 2035. Although GDP growth and utilization of NRE is higher than the BAU scenario, but the share of NRE utilization to total energy supply lower than BAU scenario (due to increased energy needs mostly met by coal and fuel).*

*The influence of higher GDP growth in the high scenario than BAU scenario looks at the growth of biofuels, which in 2035, the use of biofuels to reach 136 million BOE (22%) in the BAU scenario, and up to 181 million BOE (27%) in the high scenario. However, differences in GDP growth in both scenarios are not significantly impacted the utilization of other NRE such as CBM, CTL, wind, hydro, solar, nuclear, geothermal, and ocean energy.*

**Gambar 5.17 Perbandingan proyeksi penyediaan EBT skenario dasar dan tinggi**

**Figure 5.17 Comparison of projection of new and renewable energy supply for BAU and high scenarios**





BBN yang terdiri atas biodiesel dan bioetanol merupakan bahan bakar alternatif yang paling potensial untuk mengurangi dominasi bahan bakar minyak. Pada skenario dasar, biodiesel meningkat dengan pertumbuhan 16%, sehingga BBN meningkat lebih dari tigapuluh kali lipat dari 0,7 juta kl pada 2012, menjadi 21 juta kl pada 2035.

Sementara itu pada skenario tinggi, BBN meningkat dengan pertumbuhan rata-rata lebih dari 17% per tahun, sehingga penyediaan BBN meningkat menjadi 28 juta kl atau 30% lebih tinggi daripada BBN pada skenario dasar.

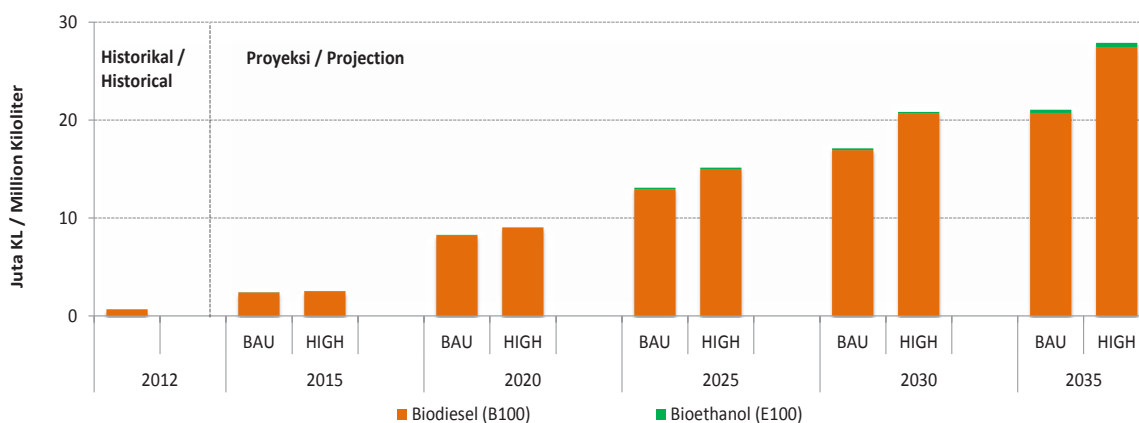
Pada kedua skenario, pertumbuhan bioetanol sangat rendah. Hal ini disebabkan karena hampir seluruh bahan baku ethanol merupakan produk makanan atau farmasi sehingga akan sulit mengembangkan perkebunan energi khusus untuk produksi bioetanol sementara hasil perkebunan tersebut masih diperlukan untuk memenuhi kebutuhan pangan dan sebagai komoditas ekspor.

*Biofuel consisting of biodiesel and bioethanol is an alternative fuel that has the most potential to reduce the dominance of petroleum fuel. In the BAU scenario, biodiesel supply increases with growth of 16%, more than thirty-fold from 0.7 million kl in 2012, to 21 million kl in 2035.*

*Meanwhile, in the high scenario, biofuel increased with an average growth of over 17% per year. So the supply of biofuels increased to 28 million kl, or 30% higher than the biofuel in the BAU scenario.*

*In both scenarios, the growth of bio-ethanol is very low. This is because almost all the ethanol feedstocks are food-related or pharmaceutical products. It would be difficult to develop dedicated energy plantations for the bioethanol production while the crop plantations are still required to meet food demand as well as export commodity.*

**Gambar 5.18 Proyeksi pemanfaatan biodiesel (B100) dan bioetanol (E100) skenario dasar dan tinggi**  
**Figure 5.18 Projection of biodiesel (B100) and bioethanol (E100) for BAU and high scenario**





## **Bab 6. Proyeksi Kebutuhan dan Penyediaan Energi di Sektor Ketenagalistrikan**

**Chapter 6. Projection of Energy Demand and Supply in Electricity Sector**

## 6.1 Proyeksi Pemanfaatan Tenaga Listrik Per Sektor

### Projected Utilization of Electricity by Sector

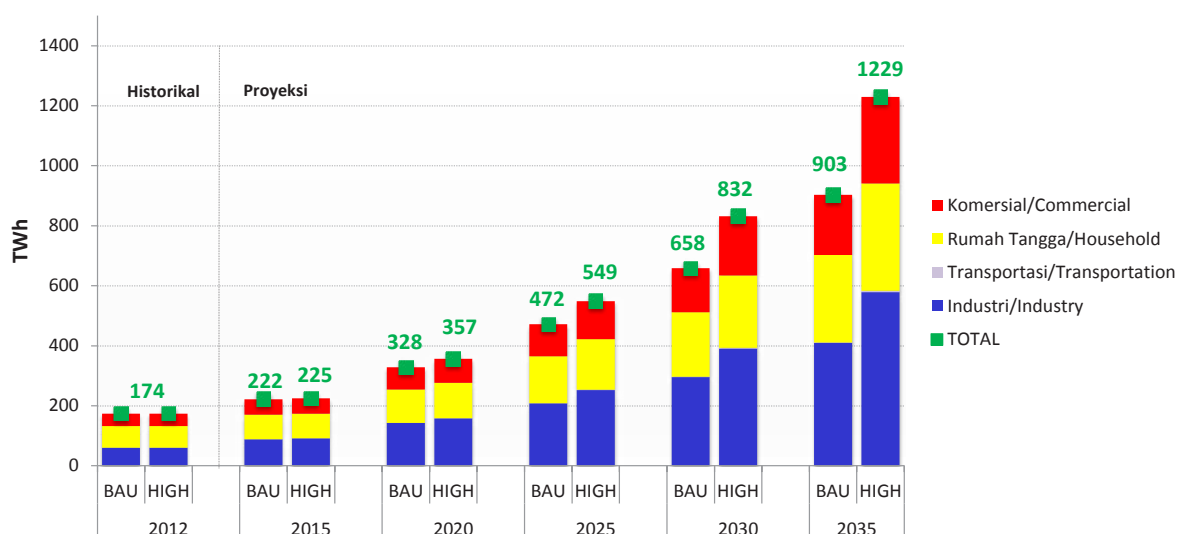
Selama periode 2012-2035, pada skenario dasar, pemanfaatan tenaga listrik total di semua sektor diperkirakan akan terus meningkat secara signifikan hingga lebih dari 5 kali, yaitu akan mencapai 903 TWh pada tahun 2035 atau tumbuh sebesar 7,4% per tahun. Untuk skenario tinggi, laju pertumbuhannya akan mendekati 9% per tahun, atau meningkat 7 kali lipat menjadi 1.229 TWh. Tingginya pertumbuhan pemanfaatan tenaga listrik tersebut sejalan dengan penambahan jumlah penduduk, pertumbuhan perekonomian yang signifikan, perkembangan industri, kemajuan teknologi serta meningkatnya standar kenyamanan hidup bagi masyarakat luas.

Selama periode 2013 – 2035, sektor industri mengalami laju pertumbuhan yang cukup tinggi yaitu sebesar 8,7% per tahun (skenario dasar) dan 10,3% per tahun (skenario tinggi). Pada tahun 2035, sektor industri mendominasi pemanfaatan listrik, dimana untuk skenario dasar rasio pemanfaatan listrik mencapai 45% dan untuk skenario tinggi mencapai 47%. Sedangkan konsumen listrik terkecil adalah sektor transportasi, sekitar 0,1% s.d. 0,4% untuk kedua skenario karena hanya digunakan pada angkutan kereta api, khususnya di wilayah Jabodetabek.

*During 2012-2035 in BAU scenario, total electricity use in all sectors is expected to continue to increase significantly to more than 5 times, which will reach 903 TWh in 2035 with an average growth rate of 7.4 % per year. For the High scenario, rate of growth will be close to 9% per year, or increased 7-fold to 1,229 TWh by the end of projection. The high growth of electricity demand is in line with population and economic growth, industrial development, technological progress and living standards improvement.*

*During projection period, industrial sector will experience a high growth rate, i.e., by 8.7% per year for BAU scenario and 10.3% per year for high scenario. Where in 2035, both scenarios are predicted to dominate the utilization of electricity with a share of respectively 45% for BAU scenario and 47% for high scenario. Transportation sector has the smallest electric demand for about 0.1% to 0.4% for both scenarios, since electric trains are only available in Jabodetabek area.*

**Gambar 6.1 Pemanfaatan tenaga listrik berdasarkan sektor**  
**Figure 6.1 Utilization of electricity by sector**



## 6.2 Proyeksi Kapasitas Pembangkit Listrik

### Power Plant Capacity Projection

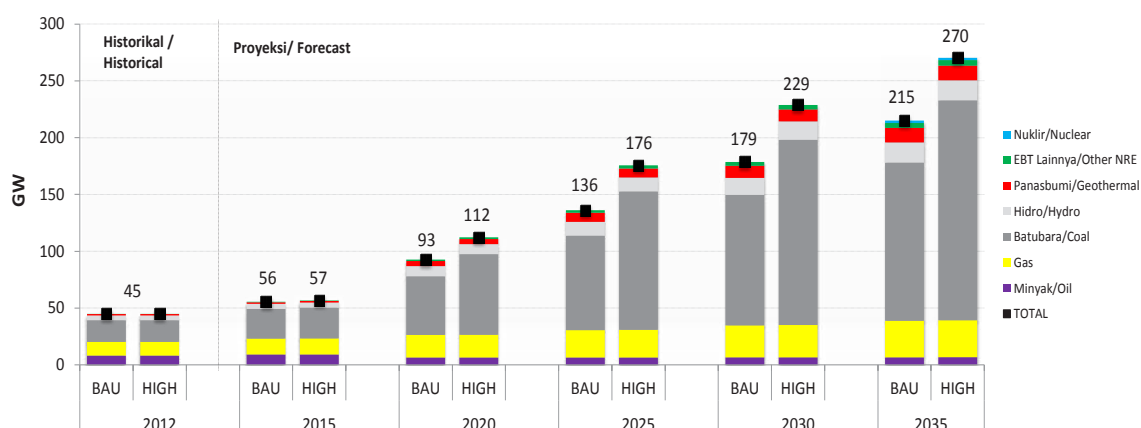
Selama kurun waktu 2012-2035, kapasitas pembangkit listrik nasional (PLN dan non PLN) pada skenario dasar, akan meningkat dari 44,8 GW menjadi 215 GW, dengan laju pertumbuhan sebesar 7,1%/tahun. Pada skenario tinggi, pada tahun 2035 kapasitasnya akan meningkat 26% lebih tinggi dibanding skenario dasar hingga mencapai 270 GW (2035), atau tumbuh dengan 8,1%/tahun. Dari kedua skenario tersebut, untuk kondisi tahun 2035, PLTU Batubara akan tetap mendominasi dengan pangsa dikisaran 65% (139 GW) pada skenario dasar, sampai dengan 72% (194 GW) pada skenario tinggi. Hal ini dapat dimengerti mengingat Indonesia masih mempunyai sumberdaya 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, sejalan dengan harga batubara yang relatif rendah dibanding dengan harga bahan bakar fosil lainnya.

Selanjutnya pembangkit EBT skala besar, seperti panas bumi dan tenaga hydro, untuk kedua skenario diprediksi pada akhir periode studi (2035) berturut-turut akan mencapai 12,8 GW dan 17,8 GW. Untuk EBT skala kecil, seperti PLT bayu, PLTS, PLT sampah, PLT biomasa, PLT kelautan, serta PLT biofuel diproyeksikan akan terus berkembang, dimana pada tahun 2035 kapasitas total EBT skala kecil akan mencapai 4,3 GW (skenario dasar) dan 4,9 GW (skenario tinggi), atau mempunyai pangsa dikisaran 2% terhadap total kapasitas nasional.

*During 2012-2035 period, national electricity generation capacity (PLN and non PLN) in BAU scenario will increase from 44.8 GW to 215 GW, or grew by 7.1% per year. In the high scenario by 2035, its capacity will be 26% higher than the BAU scenario of up to 270 GW or grows 8.1% / year. On these two scenarios, coal-fired power plant continues to dominate till 2035 with a share of 65% (139 GW) in the BAU scenario and up to 72% (194 GW) at high scenario. This is reasonable considering the abundant coal resources and the descending trend of coal price. Another factor is the fact that coal-fired power plant is designed to carry electricity base load as coal price is relatively lower than other fossil fuels.*

*Furthermore, large-scale NRE power plants, such as geothermal and hydro power, for both scenarios by the end of projection period (2035), are predicted will reach 12.8 GW and 17.8 GW. For small-scale NRE power plants, such as wind, PV system, landfill, biomass, ocean, and biofuels power plant, are projected to continue growing, whereas in 2035 its total capacity will reach 4.3 GW (BAU scenario) and 4.9 GW (high scenario), or has 2% share of total national capacity.*

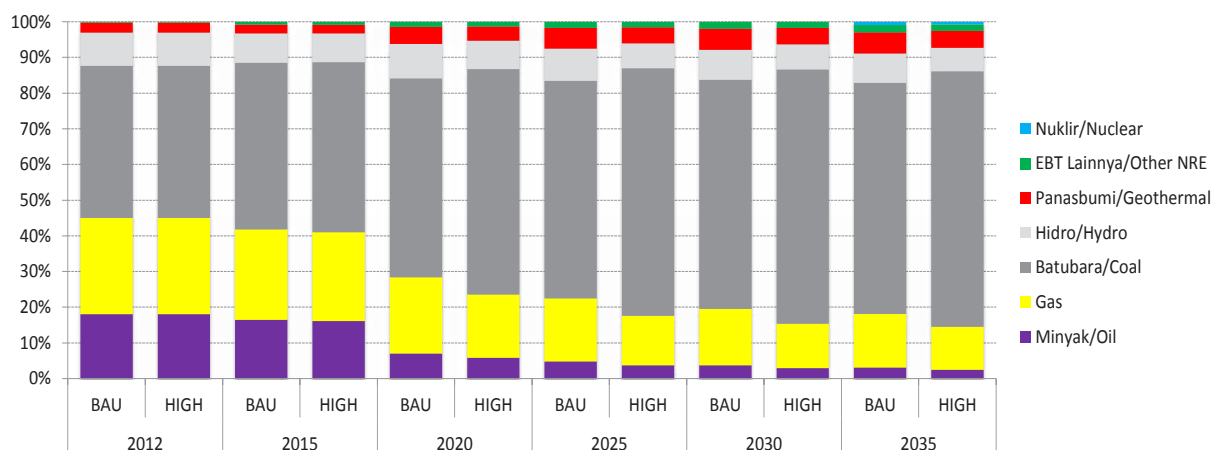
**Gambar 6.2 Proyeksi kapasitas pembangkit listrik nasional**  
**Figure 6.2 National electricity generation capacity projection**



Pembangkit jenis EBT, seperti PLTP, PLTA, PLTM, pembangkit listrik biomasa, PLTN, PLTB (angin), PLTS, PLTSa (pembangkit listrik berbasis sampah), PLT kelautan serta pembangkit listrik biofuel, untuk kedua skenario kapasitasnya meningkat hampir 7 kali, yaitu dari 5,6 GW pada tahun 2012 menjadi 36,9 GW pada (skenario dasar) serta 37,5 GW pada (skenario tinggi) di pada tahun 2035. Kapasitas pembangkit EBT ini, baik untuk skenario dasar maupun tinggi tumbuh dikisaran 9% per tahun. Peningkatan pembangkit berbasis EBT ini cukup signifikan, dan hal ini sesuai dengan kebijakan pemerintah untuk mendorong diversifikasi energi pada pembangkitan tenaga listrik. Selanjutnya, dilihat dari sisi pangsa, kapasitas total pembangkit EBT apabila dibandingkan dengan kapasitas pembangkit nasional mempunyai pangsa lebih dari 12% tahun 2012 untuk kedua skenario, dan meningkat menjadi 17% pada skenario dasar dan 14% pada skenario tinggi, pada tahun 2035. Peningkatan kapasitas pembangkit listrik pada skenario tinggi dipenuhi oleh PLTU batubara karena cadangan batubara yang besar. Sedangkan penerapan PLTP, PLTA, serta EBT lainnya pada kenyataannya masih menemui banyak kendala dalam pengembangannya, seperti biaya investasi dan operasional yang mahal, sehingga kurang dapat bersaing dengan pembangkit jenis lainnya. Khusus PLTN diprediksi akan masuk ke sistem kelistrikan Jawa Bali pada tahun 2031 dengan kapasitas 1 GW, dan naik menjadi 2 GW pada tahun 2034.

*Capacity of NRE power plants, such as geothermal, hydro, micro hydro, biomass, nuclear, solar, wind, landfill, ocean and biofuel power plant, for both scenario, increase nearly 7 times, from 5.6 GW in 2012 to 36.9 GW (BAU scenario) and 37.5 GW (high scenario) in 2035. The total NRE power plant capacity, both for BAU and High scenario, grew by 9% per year. The increase in NRE power plants capacity is very significant and in accordance with the government policy to encourage energy diversification on electric power generation. Total NRE power plants capacity have a total share more than 12% of the national generation capacity in 2012 for both scenarios and increased to 17% for BAU scenario and 14% for high scenario in 2035. Increased power generation capacity in the High scenario is met by coal power plants because large coal reserves in Indonesia. While the application of geothermal, hydropower, and other NRE power plants, in fact, still encounters many obstacles, such as expensive investment and operational costs that leads to inability compete with other types of plants. Nuclear power plant is estimated to enter the Jawa-Bali system in 2031 with a capacity of 1 GW, and increasing up to 2 GW in 2034.*

**Gambar 6.3 Perbandingan kapasitas nasional pembangkit listrik dari EBT dan energi fosil**  
**Figure 6.3 Comparison of national power plant capacity from NRE and fossil energy**



## 6.3 Proyeksi Produksi Listrik

### Projection of Electricity Production

Produksi listrik nasional selama kurun waktu 23 tahun (2012-2035), untuk skenario dasar, diperkirakan mengalami kenaikan hampir 5 kali atau terjadi pertumbuhan rata-rata sebesar 7,1% per tahun, dari 200 TWh pada tahun 2012 menjadi 976 TWh pada tahun 2035. Sedangkan pada skenario tinggi, produksi listrik tersebut akan tumbuh sebesar 8,6% atau naik mendekati 7 kali sehingga mencapai 1.328 TWh pada tahun 2035. Sepanjang rentang waktu 23 tahun, produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar batubara, untuk kedua skenario, makin mendominasi, tumbuh sebesar 9% per tahun mencapai 677 TWh tahun 2035 pada skenario dasar, dan 11% per tahun mencapai 998 TWh pada skenario tinggi., pada tahun 2035. Sedangkan produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar minyak turun sangat signifikan, dengan laju penurunan lebih dari 6% per tahun untuk kedua skenario. Pemanfaatan pembangkit berbahan bakar minyak ini umumnya di wilayah timur Indonesia. Adapun produksi listrik dari pembangkit berbasis EBT diprediksi tumbuh cukup baik, dengan laju pertumbuhan mendekati 10% per tahun, untuk kedua skenario.

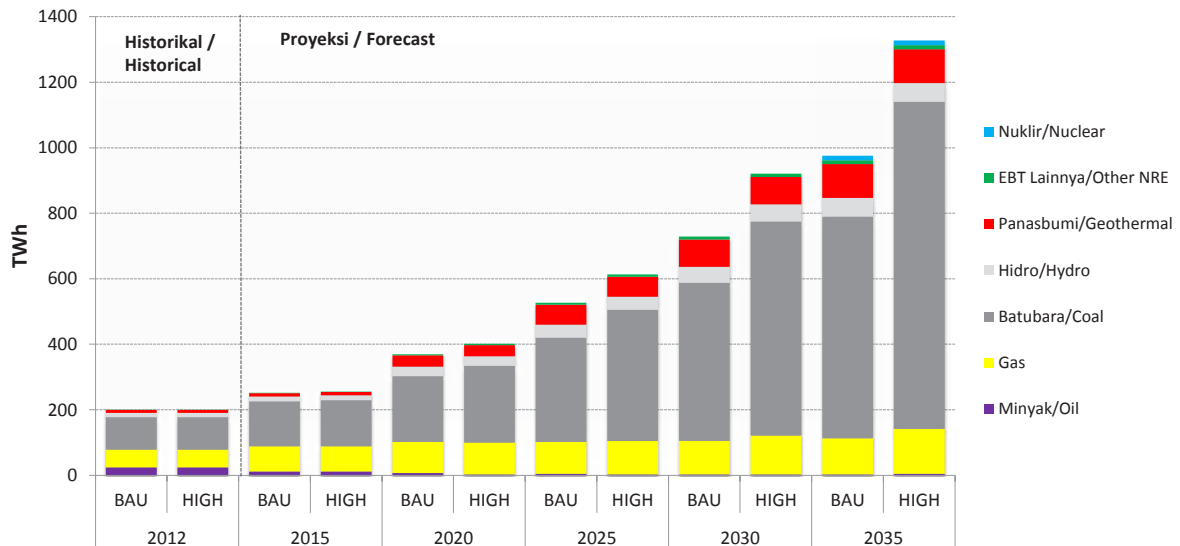
Selanjutnya, pada tahun 2012 PLN wilayah Kalimantan Barat mengimpor tenaga listrik dari Sarawak sebesar 0,3 TWh atau sebesar 16% dari keseluruhan produksi listrik di Kalimantan Barat, dan diprediksi tidak lebih dari 10% pada tahun 2020. Impor listrik ini harus dilakukan untuk meningkatkan keandalan sistem, karena beberapa mesin diesel sudah tua sehingga mengganggu pasokan tenaga listrik. Walaupun demikian pada tahun 2018 diprediksi Indonesia akan mengekspor listrik sebesar 4,38 TWh, pada kedua skenario, sebagai realisasi dari ASEAN power grid yang telah diratifikasi Pemerintah Indonesia.

*National electricity production during the period of 23 years (2012 to 2035), for BAU scenario, is estimated to increase by almost 5 times, or at an average growth rate of 7.1% per year, from 200 TWh (2012) to 976 TWh (2035). While in the high scenario, the electricity production grows by 8.6%, or increase nearly 7 times and reaches 1,326 TWh in 2035. During this period, coal-fired power plant dominates the production of electricity in both scenarios, growing at 9% per year to 677 TWh in 2035 for BAU scenario, and 11% per year to 995 TWh for high scenario. In other hand, production of electricity from oil-fired plants dropped significantly with rate of decline of more than 6% per year for both scenarios. Oil-fired power plants are mostly located in eastern Indonesia. The production of electricity from NRE power plant is projected to grow approximately 10% per year for both scenarios.*

*Furthermore, in 2012, PLN West Kalimantan imported electricity from Sarawak amounted to 0.3 TWh or 16% of total electricity production in West Kalimantan. It is predicted to decline to no higher than 10% by 2020. This import was carried out to improve system reliability due to the numbers of old diesel engine that can disrupts supply of electric power. However in the year 2018 Indonesia is predicted to export electricity of 4.38 TWh, in both scenarios, as a result from realization of the ASEAN power grid which has been ratified by the government.*



**Gambar 6.4 Produksi listrik nasional berdasarkan jenis pembangkit**  
**Figure 6.4 National electricity production by type**



Pada tahun 2012, persentase produksi listrik total pembangkit EBT adalah dikisaran 11% (22,4 TWh), kemudian meningkat menjadi 19% (186 TWh) pada skenario dasar, dan 14% (188 TWh) pada skenario tinggi di tahun 2035. Laju pertumbuhan produksi listrik berbasis EBT ini, untuk kedua skenario, adalah mendekati 10% per tahun. Khusus kontribusi produksi listrik dari EBT lainnya (PLTS, PLT bayu, PLT kelautan, PLT biomasa, dan PLT sampah) pada tahun dasar masih sangat kecil, hanya 0,1% atau sebesar 0,2 TWh. Pada tahun 2035 diperkirakan naik sangat signifikan menjadi 11,4 TWh (skenario dasar) dan 12,9 TWh (skenario tinggi). Sedangkan PLTN diprediksi mulai menghasilkan listrik tahun 2031 sebesar 7 TWh, dan naik 2 kali lipat pada tahun 2035.

*In 2012, percentage of total electricity production of NRE power plant is about 11% (22.4 TWh), then increased to 19% (186 TWh) in the BAU scenario, and 14% (189 TWh) in the high scenario in 2035. The growth rate of electricity production based on NRE, for both scenarios, is nearly 10% per year. Contribution of this electricity production in base year is still very small, only 0.1% or 0.2 TWh. In the year 2035, it is expected to rise significantly to 11.4 TWh (BAU scenario) and 12.9 TWh (high scenario). Furthermore nuclear power plant is predicted to begin generating electricity in 2031 amounted to 7 TWh and increases 2-fold by 2035.*

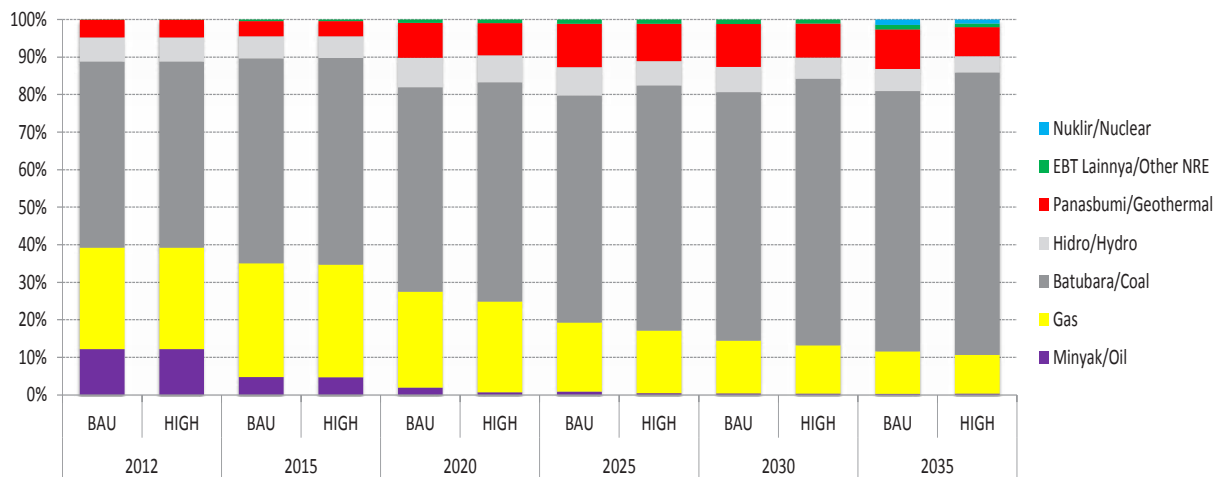


Kemudian, dari bahasan diatas terlihat bahwa untuk skenario tinggi, persentase EBT lebih rendah, karena pada skenario tersebut yang lebih diandalkan adalah PLTU batubara. Mengingat bahwa PLTU batubara ini relatif lebih mudah dibangun disertai dengan cadangan batubara yang masih besar. Selanjutnya, produksi listrik dari PLTU batubara tersebut selama rentang waktu 23 tahun ini diperkirakan tetap mendominasi dengan persentase 50% sampai dengan 75%. Sisanya diisi oleh pembangkit berbahan bakar gas (27% di tahun 2012 dan 10% di tahun 2035) serta minyak (12% di tahun dan 0,4% di tahun 2035).

*Compared to BAU scenario, the percentage of renewable energy in high scenario is lower, due to the high reliability of coal-fired power plant. Coal-fired power plant is relatively easy to be built and coal reserves are still sufficient. Furthermore, the production of electricity from coal-fired power plant over a span of 23 years is expected to continue to dominate with a percentage of 50% to 75%. The rest is filled by gas-fired plants (27% in 2012 and 10% in 2035) and oil-fired plants (12% in 2012 and 0.4% in 2035).*

**Gambar 6.5 Perbandingan pangsa produksi listrik dari EBT dan energi fosil**

**Figure 6.5 Comparison of electricity production share from NRE and fossil energy**



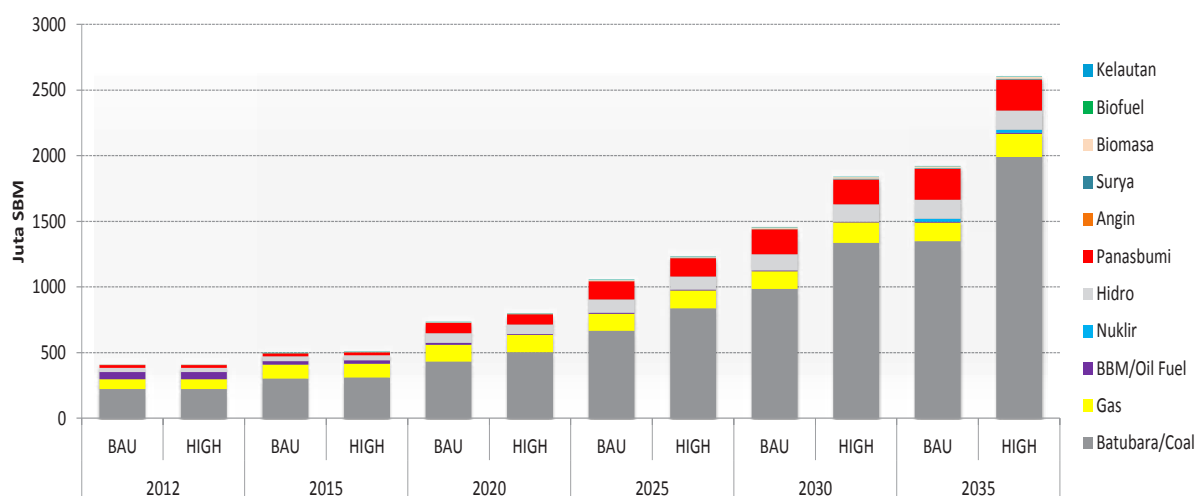
## 6.4 Proyeksi Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit

### Projection of Power Plant Fuel Consumption

Pada tahun 2012 penggunaan batubara mendominasi bahan bakar untuk pembangkit, dengan persentase lebih dari 50%, yaitu sekitar 222 juta SBM, kemudian diikuti oleh bahan bakar gas dan minyak dengan pangsa masing-masing sebesar 19% (75 juta SBM) dan 14% (55 juta SBM), sedangkan sisanya diisi oleh hidro (8%), panas bumi (5%), serta EBT lainnya (PLTS, PLT bayu, PLT biomasa) sebesar 0,1%. Pada tahun 2035 diproyeksikan penggunaan batubara akan makin mendominasi bahan bakar untuk pembangkit, dengan pangsa lebih dari 70% atau sebesar 1348 juta SBM untuk skenario dasar dan 1989 juta SBM untuk skenario tinggi. Untuk bahan bakar fosil lain, seperti gas, penggunaannya akan mencapai masing-masing 142 juta SBM untuk skenario dasar dan 176 juta SBM untuk skenario tinggi. Sedangkan penggunaan BBM hanya seperduapuluh dari penggunaan gas. Sisanya diisi oleh bahan bakar berbasis EBT, seperti panas bumi, air, matahari, angin, sampah, kelautan, biofuel dan biomasa. Pada tahun 2035 tersebut, pembangkit nuklir sudah beroperasi dengan pangsa dikisaran 1% (23 juta SBM) untuk kedua skenario.

*In 2012 the use of coal dominated fuel usage for power plant with a percentage of more than 50% which is about 222 million BOE. It is followed by gas and fuel oil with a share of respectively 19% (75 million BOE) and 14% (55 million BOE), while the rest is filled by hydro (8%), geothermal (5%), as well as other NRE (PV, wind, biomass) of 0.1%. In the year 2035 the projected coal usage still dominates with a share of more than 70% or a total of 1348 million BOE for the BAU scenario and 1982 million BOE for the high scenario. As usage of gas will reach 142 million BOE for the BAU scenario and 176 million BOE for the high scenario. The use of fuel oil is only one-twentieth of the use of gas. The rest is filled by NRE-based plants, such as geothermal, hydro, PV, wind, landfill, ocean, biofuels and biomass. In 2035, nuclear power plant will start to operate with a share of 1% (23 million BOE) for both scenarios.*

**Gambar 6.6 Konsumsi bahan bakar pembangkit listrik**  
**Figure 6.6 Power plant fuel consumption**

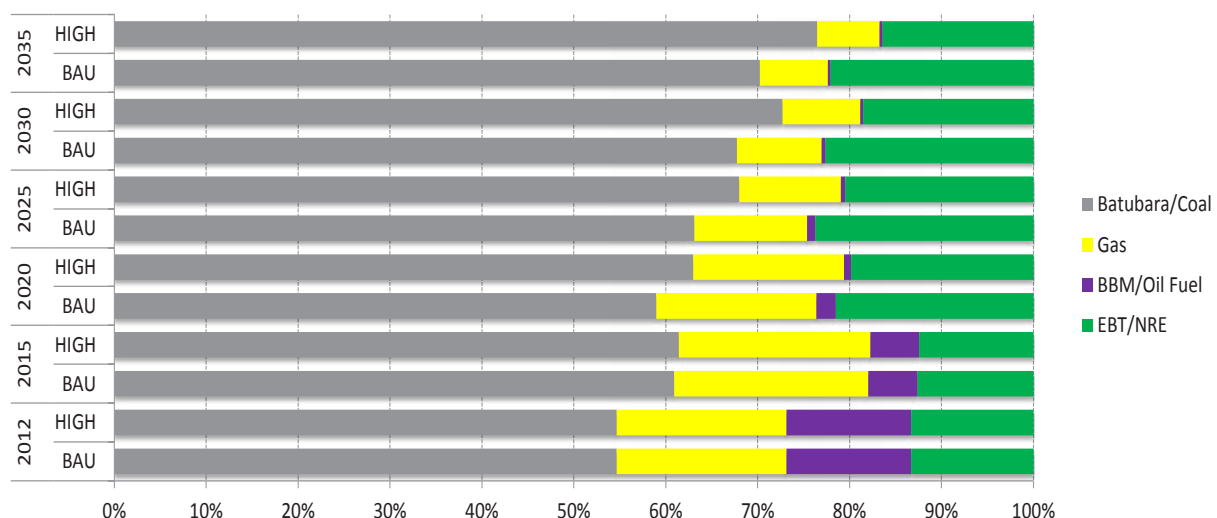


Pada proyeksi bauran bahan bakar pembangkit nasional selama rentang waktu 2012 sampai dengan 2035 terlihat bahwa pembangkit berbahan bakar batubara, baik skenario dasar maupun skenario tinggi, akan tetap mendominasi dengan pangsa antara 54%-70% (skenario dasar) dan 54%-76% (skenario tinggi). Sebaliknya pembangkit berbahan bakar minyak akan turun drastis, menjadi kurang dari 1% untuk kedua skenario tersebut. Sisanya diisi pembangkit berbahan bakar gas maupun pembangkit berbasis EBT. Untuk pembangkit berbahan bakar gas terlihat bahwa pangsaanya menurun cukup besar. Ini menunjukkan pasokan gas bumi pada pembangkit listrik kurang optimal. Khusus pembangkit panas bumi pemanfaatannya naik cukup signifikan, dari 5% tahun 2012 menjadi 12% (skenario dasar) dan 9% (skenario tinggi) untuk tahun 2035. Dari sisi pangsa, penggunaan panas bumi untuk skenario tinggi terlihat menurun, namun dari sisi besaran nilai relative sama dengan skenario dasar. Pada tahun 2035 juga diharapkan pemanfaatan EBT lainnya untuk pembangkit listrik, seperti matahari, sampah, biomasa, angin, serta kelautan sudah diterapkan, dan dapat memberikan kontribusi yang sangat signifikan.

*The projection of fuel mix for national power plant during 2012 – 2035 period shows that coal-fired plants will continue to dominate for both scenarios, with a share between 54%-70% (BAU scenario) and 54%-76% (high scenario). On the other hand, oil-fired power plant will decrease significantly to become less than 1% for both scenarios. The rest is filled with gas-fired plants and NRE-based power generation. The share of fuel consumption for gas-fired power plant is expected to decline. This shows that supply of natural gas in power generation is less than optimal. The use of geothermal power plant will rise significantly, from 5% in 2012 to 12% (BAU scenario) and 9% (high scenario) for 2035. In terms of share, the use of geothermal energy for high scenario will decrease, but in terms of magnitude it will relatively similar to that of the BAU scenario. By 2035, it is also expected that other NRE-based power plants such as solar, landfill, biomass, wind, and ocean will have significant contribution in power generation sector.*

**Gambar 6.7 Bauran bahan bakar pembangkit PLN dan IPP**

**Figure 6.7 Fuel mix for PLN and IPPs**

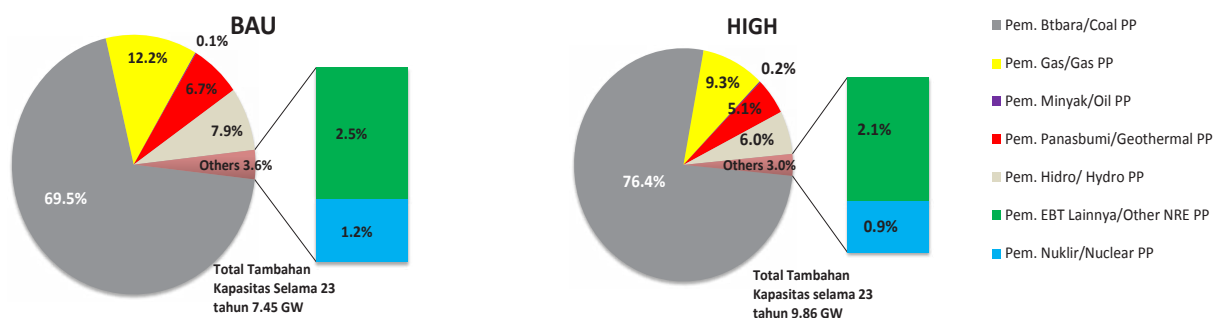


## 6.5 Tambahan Kapasitas Additional Capacity

PLTU batubara akan mendominasi tambahan kapasitas pembangkit listrik yang dibutuhkan selama rentang waktu 2012–2035, dengan pangsa sekitar 70% s.d. 76% atau total penambahan kapasitas sebesar 119 GW (skenario dasar) dan 173 GW (skenario tinggi). Sedangkan Pembangkit berbahan bakar gas, baik PLTGU maupun PLTG, akan memerlukan tambahan kapasitas total relatif tetap untuk kedua skenario, yaitu dikisaran 21 GW. Selanjutnya, pembangkit listrik berbasis EBT, seperti PLTP dan PLTA, selama kurun waktu 23 tahun tersebut berturut-turut diprediksi akan mempunyai tambahan kapasitas total sebesar 11,5 GW (5%-7%) dan 13,6 GW (6%-8%). Adapun pembangkit berbasis nuklir diperhitungkan akan masuk ke sistem ketenagalistrikan wilayah Jawa Bali, dengan tambahan kapasitas total mencapai 2 GW pada tahun 2035. Untuk pembangkit EBT lainnya, seperti PLTS, PLT biofuel, PLT bayu, PLT sampah, PLT biomasa, serta PLT kelautan, prakiraan tambahan kapasitas total adalah dikisaran 4,2 GW (skenario dasar) dan 4,8 GW (skenario tinggi). Kemudian, beberapa PLTD diproyeksikan masih dibangun di daerah terpencil, khususnya Indonesia bagian timur. Tambahan total kapasitas PLTD untuk kedua skenario tersebut sekitar 0,3 GW.

*Coal-fired power plant will dominate the additional capacity during 2012-2030, with a share of 70% to 76% or for total additional capacity of 119 GW (BAU scenario) and 173 GW (high scenario). Gas-fired power plants (gas combined cycle and gas turbine power plant) will require a total additional capacity of relatively fixed for two scenarios, which is about 21 GW. Furthermore, NRE power plant, such as geothermal and hydropower, for a period of 23 years is predicted to have a total additional capacity of 11,5 GW (5%-7%) and 13,6 GW (6%-8%). Meanwhile, other NRE power plants, e.g. PV, biofuel, wind, landfill, biomass, and ocean, will require a total additional capacity up to 4,2 GW (BAU scenario) and 4,8 GW (high scenario). Diesel power plants are still needed in some remote areas, especially in the eastern part of Indonesia. Total additional capacity of diesel will reach approximately 0,3 GW.*

**Gambar 6.8 Tambahan kapasitas pembangkit listrik nasional**  
**Figure 6.8 Additional power generation capacity nationwide**





## **Bab 7. Pengembangan Energi untuk Mendukung Program Substitusi BBM**

**Chapter 7. Energy Development in Supporting Fuel Substitution Program**

## 7.1 Prospek Biodiesel Sebagai Bahan Bakar Pengganti Solar

### Prospect of Biodiesel as Substitute for Diesel Oil

Salah satu upaya Pemerintah dalam Paket Kebijakan Ekonomi guna memperbaiki defisit transaksi berjalan dan nilai tukar rupiah terhadap valuta asing ialah menurunkan impor Bahan Bakar Minyak (BBM) impor dengan meningkatkan pemanfaatan Bahan Bakar Nabati (BBN) sebagai campuran BBM dalam biofuel. Pada akhir tahun 2013, kapasitas terpasang industri biodiesel telah mencapai 5,6 juta kl per tahun dari 25 produsen biodiesel yang telah memiliki izin usaha niaga BBN. Kapasitas sejumlah 4,5 juta kl per tahun di antaranya telah siap memproduksi. Sementara itu, produksi biodiesel telah mencapai sekitar 2,2 juta kl, dan yang dimanfaatkan di dalam negeri sebesar 1.050 ribu kl dan 1,2 juta kl diekspor. Produksi dan pemanfaatan biodiesel tersebut memang menunjukkan peningkatan setiap tahunnya, apalagi setelah pemerintah mulai meningkatkan target volume pencampuran biodiesel pada biosolar dari sebelumnya hanya 5% menjadi 7,5% pada awal 2012. Namun secara nasional pangsa biodiesel terhadap minyak solar pada tahun 2012 hanyalah 4%. Dibandingkan dengan kapasitas terpasang industri biodiesel nasional yang mencapai 5,6 juta kl per tahun, terlihat bahwa pemanfaatan biodiesel di dalam negeri masih sangat kecil dan memiliki peluang untuk dioptimalkan.

Pemerintah, dengan persetujuan DPR RI, telah mengalokasikan subsidi untuk pemanfaatan biodiesel di sektor transportasi PSO sebesar 3000 Rp./liter dan bioethanol 3500 Rp./liter pada APBN-P 2013 dan RAPBN 2014. Penentuan harga biosolar non PSO dilakukan dengan mekanisme pasar, sedangkan penentuan harga biosolar PSO dan PLN diperhitungkan melalui mekanisme subsidi.

*One of the Government efforts in the Economic Policy Package in order to improve the current account deficit and the exchange rate against foreign currencies is to increase utilization of biofuel as a mixture of petroleum fuel and consequently reduce the import. By the end of 2013, the installed capacity of biodiesel has reached 5.6 million kl per annum of 25 business licensed biodiesel producers with 4.5 million kl per annum of that capacity has been ready for production. Production of biodiesel reached around 2.2 million kl with 1.05 million kl is used for domestic and 1.2 million kl is exported. Production and use of biodiesel are increased every year, especially after the government began to increase the volume of biodiesel blending target on diesel fuel from only 5% to 7.5% in early 2012. Although national share of biodiesel to diesel oil in 2012 only 4%. Compared with the 5.6 million kl per annum of national biodiesel industry installed capacity, it is shown that the use of biodiesel in the country is still very small and opportunities for optimization is wide open.*

*Government, with approval of the House of Representatives, has allocated subsidies in the state budget of 2013 and Draft Budget 2014 on transport sector (Public Service Obligation/ PSO) which for biodiesel is 3,000 Rp./liter and bioethanol is 3,500 Rp./liter. The price of non-PSO biodiesel is determined by market mechanism, while on biodiesel for PSO and PLN established through the subsidy mechanism.*



Pemerintah mempercepat pemanfaatan biodiesel dengan meningkatkan target mandatori pemanfaatan biodiesel di seluruh sektor (transportasi PSO dan non PSO, industri, komersial, dan pembangkit listrik) melalui perubahan terhadap Peraturan Menteri ESDM 32/2008. dengan Peraturan Menteri ESDM 25/2013 dengan target mandatori yang lebih tinggi. Pada tahun 2015 target biosolar pada transportasi PSO dari 5% menjadi 10%, Industri dari 10% menjadi 20% dan listrik dari 15% menjadi 30%. Pada tahun 2014 ditargetkan substitusi mencapai 4 juta kl, sehingga dalam satu tahun ke depan diharapkan terjadi penurunan impor BBM jenis solar dengan penghematan devisa sebesar 3.1 juta dolar.

*The Government has accelerate the use of biodiesel through an increase in biodiesel mandatory targets in all sectors (PSO and non-PSO transportation, industrial, commercial, and power generation). The mandatory target is listed in MEMR Regulation 25/2013 which is the revision of MEMR Regulation 32/2008. By 2015 the target of biodiesel in PSO transportation increases from 5% to 10%, in industry rises from 10% to 20% and in power generation sector from 15% to 30%. In 2014, the diesel oil substitution is targeted to reach 4 million kl. Therefore the imports of diesel in next year is expected to decrease and save 3,1 million dollar of foreign revenue.*

Prosentase biodiesel B100 pada biosolar sebesar 2% (700 ribu k) pada tahun 2012, diperkirakan akan mencapai 31% (15 juta kl) pada tahun 2025 dan 33% (27,4 Juta kl) pada tahun 2035. dengan laju kenaikan rata-rata 6% per tahun.

*Percentage biodiesel (B100) in 2012 reached 2% (700 thousand kl) and will increase to 31% (15 million kl) in 2025 and 33% (27.4 million kl) in 2035 with the growth rate of 6% per annum.*

**Tabel 7.1 Mandatori dan realisasi pemanfaatan biodiesel**  
**Table 7.1 Mandatory and realization of biodiesel utilization**

| No. | Keterangan /Note                                                                                | Satuan /Unit | 2011       | 2012 *     | 2013       | 2014       |
|-----|-------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|------------|------------|------------|------------|
| a   | Solar/ADO                                                                                       | kl           | 14.560.000 | 15.730.000 | 15.880.000 | 14.135.000 |
| b   | Mandatori Biosolar / <i>Mandatory of Biodiesel</i>                                              | kl           | 1.297.000  | 1.641.000  | 2.800.000  | 4.000.000  |
| c   | <i>Target PSO (Public Service Obligation) Sektor Transportasi / PSO Transport Sector Target</i> | kl           | 590.000    | 694.440    | 1.202.260  | 1.560.000  |
| d   | Realisasi / <i>Realization</i>                                                                  | kl           | 358.812    | 669.398    | 1.050.000  |            |
| e   | Persentase / <i>Percentage</i><br>(e) = (d) / (c)                                               | %            | 60,75      | 96,39      | 87,36%     |            |

Sumber : Ditjen EBTKE, 2013b, PT. Pertamina Persero /

Source : Directorate General of NRE and Energy Conservation, 2013b, PT. Pertamina Persero

Keterangan / Note:

\*) Persentase pencampuran biodiesel pada solar sebesar 7,5% sejak tanggal 15 Februari 2012 / *Percentage of biodiesel blended to diesel oil is 7.5% start from February 15, 2012.*

\*\*) Realisasi hingga 30 September 2013. Sejak 1 September 2013, persentase pencampuran biodiesel pada solar ditingkatkan menjadi 10%. / *Realization up to September 30, 2013. By 1 September 2013, percentage of biodiesel blended to diesel oil is increased to 10%.*



Biodiesel dapat diproduksi dari berbagai sumber bahan baku. Di Indonesia jenis tanaman sebagai bahan baku produksi biodiesel ialah jarak pagar dan kelapa sawit, disamping itu beberapa jenis bahan baku lainnya juga mempunyai potensi yang cukup baik seperti kepuh (*sterculia foetida* L), kranji (*pongamia pinnata*), kosambi (*schleichera oleosa*), kemiri sunan (*reutalis trsperma*), bintaro (*cerbera manghas*), kelapa (*coconot*), berbagai kacang-kacangan dan ganggang (*algae*).

Dibandingkan berbagai sumber bahan baku untuk produksi biodiesel di masa mendatang, ganggang merupakan alternatif yang baik dilihat dari intensitas produksi dari biodiesel per hectare. Setiap hektar lahan budidaya alga mampu menghasilkan biodiesel sekitar 50 kl, sedangkan 1 hektar kelapa sawit hanya menghasilkan sekitar 5-6 kl.

Budidaya ganggang di laut Indonesia sangat potensial karena sebagian besar dasar laut cukup dangkal, sehingga diperoleh sinar matahari yang kuat. Di lain pihak, ganggang mampu menyerap CO<sub>2</sub> dengan baik, sehingga dapat menjadi solusi dalam rencana aksi mitigasi.

Dalam jangka menengah produksi biofuel generasi ke 2 akan dapat dikembangkan untuk mendukung program biofuel yaitu dengan memanfaatkan biomasa baik limbah, maupun selulose dari bermacam-macam sumber yang saat ini belum dimanfaatkan.

*Biodiesel can be produced from a variety sources of raw materials. In Indonesia, the main types of crops for biodiesel raw material are jatropha and palm oil. Other types of crops that also have potential are kepuh (*sterculia foetida* L), kranji (*pongamia pinnata*), kosambi (*schleichera oleosa*), kemiri sunan (*reutalis trsperma*), bintaro (*cerbera manghas*), coconut, legumes and algae.*

*Compared to various sources of raw materials, Algae is a good alternative concerning production intensity of biodiesel per hectare. Each hectare of algae is capable to produce biodiesel about 50 kl, while 1 hectare of palm oil only produces about 5-6 kl.*

*Marine algae cultivation in Indonesia is quite promising due to the shallow depth of most of Indonesian seas and resulting in high intensity of sunlight. On the other hand, algae can absorb CO<sub>2</sub> well, so it can also be a solution in the mitigation action plan.*

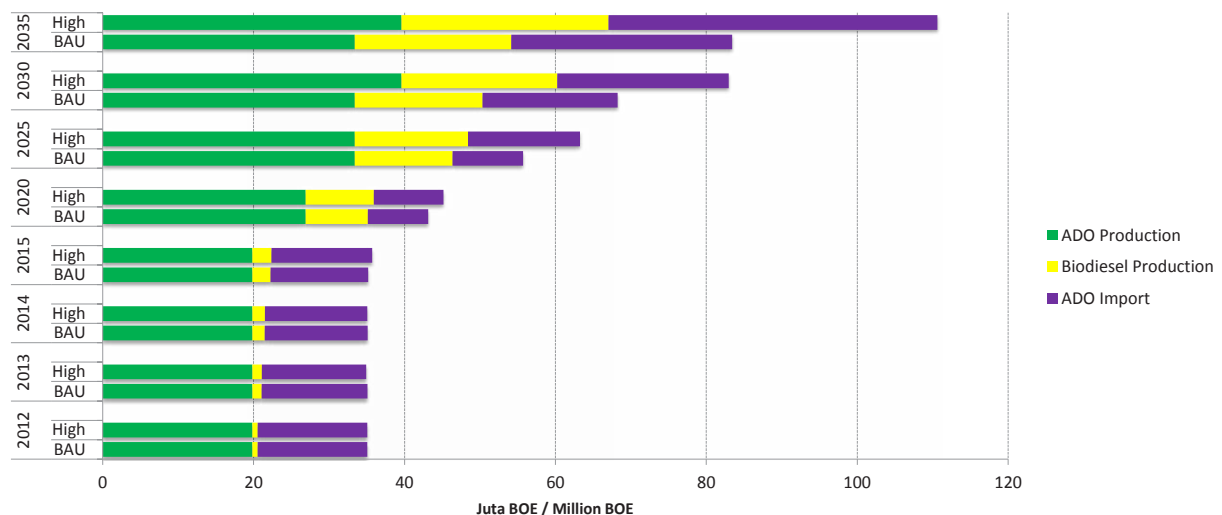
*Production of second generation biofuels that will be developed in the medium-term is to use both biomass waste and cellulose from various sources that are currently unutilized.*

Mengingat kondisi diatas, didukung ketersediaan sumber bahan baku biodiesel di Indonesia yang cukup beragam, maka target pemanfaatan biodiesel sebagai campuran dalam biosolar pada Peraturan Menteri Nomor 25 Tahun 2013 masih dapat dinaikkan untuk mengurangi ketergantungan akan bahan bakar minyak serta untuk meningkatkan ketahanan energi nasional.

*Given the above conditions, the target for biodiesel as a blending fuel in the MEMR Regulation No. 25 of 2013 still can be increased which leads to reducing fossil fuels dependence and to national energy security improvement.*

**Gambar 7.1 Produksi dan impor minyak solar dan biodiesel**

**Figure 7.1 Production and import HSD and biodiesel**



## 7.2 Prospek Pengembangan Perkebunan Energi Berbasis Kelapa Sawit / Development of Energy Plantation Based on Oil Palm Prospect

### 7.2.1 Struktur Harga Biodiesel dari Perkebunan Energi

Pemerintah telah mewajibkan industri yang mempunyai ijin niaga penyaluran BBM untuk mencampur solar dengan biodiesel sebesar 10% untuk saat ini, dan 20% pada tahun 2025. Pada kenyataannya, para pemegang ijin niaga terkadang kesulitan untuk mendapatkan biodiesel karena fluktuasi harga. Harga biodiesel selalu berfluktuasi seiring dengan perkembangan harga CPO dan harga tandan buah segar dari perkebunan.

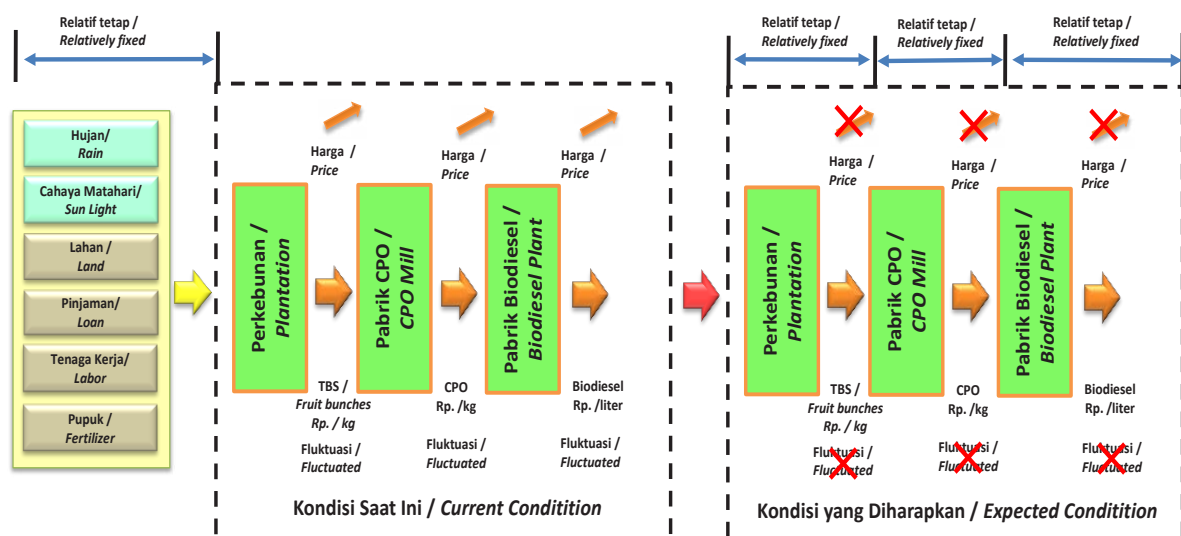
Untuk menghindari adanya gejolak harga dan kepastian pasokan, Pemerintah perlu membangun suatu perkebunan berbasis kelapa sawit yang didedikasikan khusus untuk menghasilkan energi. Dengan mengintegrasikan seluruh komponen produksi biodiesel sebagai satu kesatuan, maka kepastian harga dan pasokan dapat dijamin. Komponen pembentuk harga yang terdiri atas harga tanah, bunga bank, biaya tenaga kerja, dan harga pupuk dapat dikendalikan pemerintah.

### 7.2.1 Price Structure of Biodiesel from Energy Plantation

The government has required permits for industries that have commercial petroleum fuel distribution to blend diesel with biodiesel by 10% at present and 20% in 2025. Unfortunately the permit holders have difficulties on obtaining biodiesel due to its price fluctuations. The price fluctuation is in line with the development of palm oil price and the price of fresh fruit bunches from plantations.

To maintain the supply and to avoid price fluctuations, Government needs to establish a palm oil plantation dedicated exclusively to produce biodiesel. By integrating all components of biodiesel production then the price and supply can be guaranteed. Price determinant components consist of land prices, interest rates, labor costs, and the price of fertilizer that all can be controlled by the government.

**Gambar 7.2 Fluktuasi harga biodiesel dari perkebunan energi**  
**Figure 7.2 Price fluctuation of biodiesel from energy plantation**



## 7.2.2 Analisis Keekonomian

Cash cost biodiesel adalah harga dasar dari produksi biodiesel yang belum memperhitungkan keuntungan, depresiasi, dan pajak. Struktur harga pada Tabel 7.2 adalah harga pokok produksi optimal biodiesel, bila terintegrasi secara keseluruhan, mulai dari perkebunan sampai dengan pabrik biodiesel pada suatu lokasi yang merupakan satu entitas bisnis. Harga tersebut merupakan harga tahun 2012, yang apabila dilakukan koreksi inflasi maka akan ada sedikit kenaikan. Harga tersebut masih dibawah harga rata-rata minyak solar MOPS (*Mid Oil Plate's Singapore*) yang saat ini sekitar 8,000 Rp./liter.

## 7.2.2 Economic Analysis

*Cash cost of biodiesel is the base price of biodiesel production that excludes profits, depreciation, and taxes. The pricing structure in Table 7.2 is the optimal production cost of biodiesel. This stated price is in 2012 and there will be a slight increase with the inflation correction. This price is still below the average price of MOPS (Mid Oil Plate's Singapore) diesel oil which is currently around 8,000 Rp./liter.*

**Tabel 7.2 Struktur cash-cost biodiesel (2012)**  
**Table 7.2 Cash-cost structure of biodiesel (2012)**

| No. | Komponen / Component                                                    | Nilai / Value | Keterangan / Note                                                                                                                                                                                                                                                            |
|-----|-------------------------------------------------------------------------|---------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| [a] | Biaya produksi TBS / <i>Production cost of fruit branches</i>           | 2,090         | Rp./kg CPO<br>(rendemen 20%; pupuk, perawatan, pemanenan: .460 Rp./kg TBS) / (yield 20%, fertilizer, maintenance, harvesting: 460 Rp./kg fruit branches)                                                                                                                     |
| [b] | Biaya produksi PKS / <i>Production cost of palm oil mill</i>            | 885           | Rp./kg CPO<br>(transportasi, tenaga kerja, perawatan PKS) / (transport, labor, maintenance palm oil mill)                                                                                                                                                                    |
| [c] | Margin kapital PKS / <i>palm oil mill capital margin</i>                | 400           | Rp./kg CPO<br>(biaya investasi 120 miliar Rp., kapasitas 3x60 ton TBS/jam, 330 hari/th, 15 jam/hari, <i>payback period</i> = 5 th) / (investment cost 120 billion Rp., capacity 3x60 tons fruit branches/hour, 330 days/year, 15 hours/day, <i>payback period</i> = 5 years) |
| [d] | Biaya bahan baku CPO / <i>CPO raw cost</i><br>[a]+[b]+[c]               | 3,375         | Rp./kg CPO                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| [e] | Biaya bahan baku CPO / <i>CPO raw cost</i><br>[d] x 0.9                 | 3,040         | Rp./liter CPO                                                                                                                                                                                                                                                                |
| [f] | Margin kapital pabrik biodiesel / <i>biodiesel plant capital margin</i> | 300           | Rp./liter<br>(biaya investasi 230 miliar Rp., kapasitas 200 ribu kl/th, <i>payback period</i> = 5 th) / (investment cost 230 billion Rp., capacity of 200 thousand kl/year, <i>payback period</i> = 5 years)                                                                 |
| [g] | Biaya produksi biodiesel / <i>biodiesel production cost</i>             | 1,000         | Rp./liter                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| [h] | Harga jual biodiesel / <i>biodiesel selling price</i><br>[e]+[f]+[g]    | 4,340         | Rp./liter                                                                                                                                                                                                                                                                    |

Catatat / Note: CPO – crude palm oil; TBS – tandan buah segar / fruit branches; PKS – pabrik kelapa sawit / palm oil mill

Dengan harga minyak solar MOPS tersebut, maka masih ada margin keuntungan sebesar 3700 Rp./liter. Dengan mengasumsikan 1 hektar lahan dapat menghasilkan CPO 4 ton per tahun, atau apabila dikonversi menjadi biodiesel akan didapatkan 4.400 liter biodiesel, maka kita akan mendapatkan margin keuntungan 16.3 juta Rp./Ha/tahun. Sedangkan biaya investasi perkebunan diperkirakan sekitar 40 juta Rp./Ha. Dengan demikian maka terlihat bahwa usaha perkebunan energi ekonomis untuk dikembangkan.

*With MOPS price, there is still a profit margin for 3700 Rp./ Liter. Assuming 1 hectare of land can produce 4 tonnes of CPO per year, or equal to 4,400 liters of biodiesel, then the profit margin will reach 16.3 million Rp./Ha/year. The plantation investment costs estimated at around 40 million Rp./Ha. Thus it can be concluded that the energy plantation is economically viable.*

### 7.2.3 Pengembangan Perkebunan Energi 10 Juta Hektar

Saat ini budidaya kelapa sawit sebagai usaha perkebunan sudah mencapai luas 9 juta hektar dengan produksi sekitar 28 juta ton per tahun. Tanaman kelapa sawit sudah teruji dan sangat cocok dengan iklim di Indonesia. Apabila akan dikembangkan lebih luas lagi maka tidak akan banyak mengalami hambatan.

Dengan melihat keekonomian di atas, dan kecenderungan kenaikan harga minyak dunia, maka pengembangan perkebunan energi mempunyai prospek untuk dikembangkan seluas-luasnya. Data dari Kementerian Pertanian menyebutkan bahwa terdapat 7,3 juta hektar lahan yang telah diberikan ijin, namun dilerantarkan. Disamping itu masih ada 3,7 juta hektar lahan gambut yang dapat dikonversikan menjadi lahan pertanian. Apabila lahan dimanfaatkan sebesar 10 juta hektar untuk perkebunan energi, maka akan diperoleh bahan bakar nabati dengan jumlah yang signifikan dengan harga yang stabil. Lahan 10 juta hektar ini hanya seluas 5% dari luas NKRI yang 200 juta hektar, dan akan menghasilkan minyak CPO sebesar 40 juta ton per tahun atau setara dengan produksi bahan bakar minyak sebesar 750 ribu barel per hari.

### 7.2.3 Development of 10 Million Hectares of Energy Plantation

*Currently cultivation of oil palm plantations has reached 9 million hectares with a production of around 28 million tonnes per year. Palm oil plantations has been tested and is suitable to the climate in Indonesia.*

*By observing the economics and trend of world oil prices, the development of energy plantations have bright prospect. Data from the Ministry of Agriculture states that there are 7.3 million hectares of land that had been granted permission to be cultivated, but abandoned. In addition, there are 3.7 million hectares of wetlands that can be converted into agricultural land. If 10 million hectares are used for energy, it will obtain biofuel with significant amount and with stable price. 10 million hectares of land is only 5% of the total area of the Republic of Indonesia and can produce 40 million tons of palm oil per year, equivalent to 750 thousand barrels of fuel by per day.*

Supaya perkebunan energi ini efektif dan dapat menciptakan *multiplier effect* yang besar terhadap perekonomian nasional, maka harus menganut prinsip-prinsip di bawah ini:

*In order for this energy plantations to be effective and has a large multiplier effect on the national economy, it must adhere to the principles below:*

- Investasi perkebunan dilakukan oleh pemerintah atau BUMN
  - Investasi pabrik kelapa sawit, biodiesel, methanol atau biorefinery bisa dilakukan oleh swasta.
  - Perkebunan kelapa sawit diusahakan secara geografis berjauhan dari perkebunan kelapa sawit konvensional.
  - Pasar yang terpisah antara industri CPO yang sekarang ada dan industri biodiesel yang akan diciptakan.
  - Perkebunan dikelola sesuai prinsip-prinsip pembangunan yang berkesinambungan.
- *Investments on plantation made by the Government or state-owned enterprises*
  - *Investment on palm oil mill, biodiesel, methanol or biorefinery can be done by the private sector.*
  - *The cultivated oil palm plantations are geographically far apart from conventional oil palm plantations.*
  - *Markets are separated between existing CPO industry and the biodiesel industry to be created.*
  - *Plantations are managed according to the principles of sustainable development.*

**Gambar 7.3 Usulan distribusi dan luasan perkebunan energi**  
**Figure 7.3 Proposed of energy plantation distribution and area**



Catatan : [1], [2], [3], [4] lokasi potensial perkebunan energi /  
 Note: [1], [2], [3], [4] Potential location of energy plantations

## 7.3 Prospek CNG Sebagai Bahan Bakar Pengganti Bensin

### Prospect of CNG as Substitute Fuel for Gasoline

penjualan bensin subsidi dan 83% penjualan minyak solar subsidi pada tahun 2011 dialokasikan untuk memenuhi kebutuhan SPBU, khususnya kendaraan darat. Konsumsi bensin dan minyak solar untuk kendaraan darat dapat disubstitusi dengan menggunakan bahan bakar gas (BBG). Penggunaan BBG di kendaraan darat sudah dimulai sejak tahun 1987 dan mengalami pasang surut disebabkan oleh berbagai faktor, seperti jarak tempuh kendaraan lebih pendek, daya angkut berkurang, safety precautions lebih ketat, power kendaraan berkurang, kit konversi masih diimpor, jumlah SPBG terbatas, margin SPBG tidak menarik, waktu pengisian lebih lama, persepsi masyarakat yang keliru, bensin dan minyak solar masih disubsidi, harga jual BBG murah, dan bengkel BBG terbatas.

Dari berbagai kendala tersebut, jumlah SPBG yang terbatas dan harga jual BBG yang rendah merupakan faktor utama dari kurang optimalnya pemanfaatan BBG. Untuk itu, Kementerian ESDM telah menetapkan Permen ESDM 08/2014 yang menugaskan Badan Usaha untuk melaksanakan penyediaan dan pendistribusian BBG selama lima tahun. Penugasan kepada badan usaha dapat disertai dengan pembiayaan oleh negara. Harga jual gas bumi diatur dalam Keputusan Menteri ESDM 226.1.K/12/MEM/2013, yaitu minimum sama dengan harga keekonomian lapangan (plan of development - POD) dan maksimum sebesar 4,72 \$/MMBTU.

*approximately 97% of sales of petrol subsidy and 83% of sales of diesel oil subsidy in 2011 was allocated to meet the demand of gas stations. The consumption of gasoline and diesel oil for land vehicles can be substituted using CNG. The use of CNG in land vehicles has been started since 1987 and experienced the ups and downs caused by various factors, such as shorter vehicle mileage, reduced carrying capacity, more stringent safety precautions, reduced power vehicles, imported conversion kits, limited number of gas refueling stations, profit margins of the refueling station is not attractive due to low selling price of CNG, longer refueling time, subsidy on petrol and diesel, and the limited CNG workshop.*

*From these constraints, the limited number of gas refueling stations and low selling price of CNG are the major factor for the non-optimal utilization of BBG. To that end, the MEMR has determined Regulation 08/2014 that assigns enterprises to carry out the supply and distribution of gas fuel for five years. Assignment to the business entity may be accompanied by funding by the state. The selling price of natural gas is set in the MEMR Decree 226.1.K/12/MEM/2013, which is equal to the minimum economic price field (plan of development - POD) and a maximum of 4.72 \$/MMBTU.*



Badan usaha yang bergerak pada usaha pendistribusian gas bumi adalah PT Pertamina (Persero) dan PT PGN (Persero). Kedua BU ini adalah milik negara dan ditugaskan untuk penyediaan dan pendistribusian BBG, sesuai Kepmen 2435.K/15/MEM/2014 (Pertamina) dan Kepmen 2436.K/15/MEM/2014 (PGN). PT Pertamina (Persero) mendapat tugas untuk membangun dan mengoperasikan 22 SPBG dan 7 mobile refueling unit (RFU) beserta infrastruktur pendukungnya di Provinsi DKI Jakarta, Banten, Jawa Barat, dan Jawa Tengah pada tahun 2014. Penyediaan dan pendistribusian BBG juga termasuk 23 SPBG eksisting di Provinsi DKI Jakarta, Jawa Timur, Sumatera Selatan, dan Kalimantan Timur. Pembangunan 10 unit SPBG dan 7 RFU menggunakan anggaran negara (APBN) dan 12 unit SPBG menggunakan anggaran sendiri. Total alokasi gas bumi untuk memenuhi 25 unit SPBG dan 19 unit RFU selama tahun 2014 s.d. 2019 adalah 37,7 MMCFD.

PT PGN (Persero) ditugaskan untuk membangun dan mengoperasikan 12 SPBG dan 2 RFU beserta infrastruktur pendukungnya di Provinsi DKI Jakarta, Jawa Barat, Jawa Timur, Riau pada tahun 2014 termasuk penyediaan dan pendistribusian gas bumi untuk 1 SPBG dan 1 RFU eksisting di Provinsi DKI Jakarta. Alokasi gas bumi ke 13 SPBG dan 3 RFU selama tahun 2014 s.d 2019 adalah 10,5 MMCFD. Alokasi gas bumi ke PT Pertamina (Persero) dan PT PGN (Persero) dapat disesuaikan berdasarkan realisasi volume penyediaan dan pendistribusiannya.

Berdasarkan pengalaman penggunaan BBG untuk busway di DKI Jakarta diketahui bahwa konsumsi BBG adalah sebesar 9,89 MCFD/bus. Dengan total armada busway yang menggunakan BBG sebanyak 579 armada dan jarak tempuh rata-rata 278,10 km/hari, konsumsi BBG pada tahun 2013 sekitar 5,72 MMCFD. Dengan demikian, alokasi gas bumi ke kedua BUMN tersebut sebanyak 48,2 MMCFD diperkirakan hanya cukup memenuhi konsumsi BBG untuk 4.876 bus dalam setahun.

*Business enterprise engaged in natural gas distribution business is PT Pertamina (Persero) and PT PGN (Persero). Both are owned by the Government and assigned to manage the supply and distribution of CNG, according Decree 2435.K/15/MEM/2014 (Pertamina) and Decree 2436.K/15/MEM/2014 (PGN). PT Pertamina (Persero) has task to build and operate 22 gas refueling stations and 7 mobile refueling unit (RFU) and their supporting infrastructure in DKI Jakarta, Banten, West Java and Central Java in 2014. Supply and distribution of CNG also includes 23 existing gas refueling stations in DKI Jakarta, East Java, South Sumatra and East Kalimantan. Construction of 10 units gas refueling stations and 7 RFU using the state budget (APBN) and 12 units gas refueling stations using its own budget. The total allocation of natural gas to meet 25 units refueling stations and 19 units RFU during 2014 until 2019 is 37.7 MMCFD.*

*PT PGN (Persero) is assigned to build and operate 12 gas refueling stations and 2 RFU and its supporting infrastructure in DKI Jakarta, West Java, East Java, Riau in 2014 including the supply and distribution of natural gas to the existing 1 refueling station and 1 RFU in DKI Jakarta. Allocation of gas to the 13 refueling stations and 3 RFU during 2014 till 2019 is 10.5 MMCFD. Allocation of gas to PT Pertamina (Persero) and PT PGN (Persero) can be adjusted based on the actual volume of supply and distribution.*

*Based on the experience of the use of CNG for busway in Jakarta is known that the consumption of CNG is 9.89 MCFD/bus. With a total of 579 busway and the average mileage of 278.10 km/day, CNG consumption in 2013 reached approximately 5.72 MMCFD. Thus, the allocation of natural gas to both SOEs estimated as 48.2 MMCFD just enough to meet the CNG consumption of 4,876 buses in one year.*

Analisis pemanfaatan BBG untuk kendaraan darat secara umum mengalami berbagai kendala seperti diuraikan berikut.

- **Pasokan gas bumi**

Pasokan gas bumi untuk kendaraan darat sangat terbatas dalam neraca gas bumi disebabkan oleh kepastian pembelian gas bumi yang tidak jelas. Kepastian pembelian gas bumi hanya dapat terjadi apabila jenis kendaraan merupakan dedicated gas bumi. Kondisi ini mengakibatkan produsen atau distributor gas bumi lebih mengutamakan konsumen industri dan pembangkit listrik karena adanya jaminan pembelian gas bumi.

- **Harga gas bumi**

Harga jual gas bumi ditetapkan maksimal sebesar 4,72 \$/MMBTU dan minimal sebesar harga keekonomiannya (POD). Dengan harga maksimal dapat membuat produsen dan distributor gas bumi enggan melakukan pasokan gas bumi karena harganya lebih rendah dari nilai keekonomiannya.

- **Pengusaha SPBG**

Harga jual BBG ditetapkan dalam mata uang rupiah, yaitu sebesar Rp. 3.100/lsp, sedangkan harga pembelian gas bumi ditetapkan dalam mata uang USD. Perbedaan mata uang untuk pembelian gas bumi dan penjualan BBG dapat membuat pengusaha SPBG mengalami kerugian terutama pada saat terjadi pelemahan nilai tukar rupiah terhadap USD. Hal ini akan lebih diperparah oleh penjualan BBG yang tidak memenuhi target.

- **Konsumen**

Harga jual BBG 3.100 Rp./lsp dan investasi kit konversi 15 juta Rp./set serta harga bensin sebesar 6.500 Rp./liter, akan menguntungkan bagi konsumen pengguna kendaraan BBG dengan jarak tempuh minimal 40 km per hari dengan load factor dalam setahun sebesar 85%. Hal ini menunjukkan bahwa potensi pasar CNG cukup besar, namun seyogyanya pemanfaatan CNG lebih diarahkan kepada kendaraan umum karena merupakan sektor produktif ketimbang kendaraan pribadi yang bersifat konsumtif.

*Analysis of the use of CNG for land vehicles in general have various constraints as described below.*

- **Supply of natural gas**

*Supply of natural gas for land vehicles is very limited in the balance of natural gas. It caused by the uncertainty of natural gas purchases. Certainty in natural gas purchasing can only occur the vehicle is natural gas dedicated. These conditions resulted in the manufacturer and distributor of natural gas prefer industry and power plant as their consumer.*

- **The price of natural gas**

*The selling price of natural gas is set at a maximum of 4.72 \$/MMBTU and its economical price (POD) as the minimum. The maximum price makes natural gas producers and distributors reluctant to supply natural gas because it is lower than its economic value.*

- **Gas Refueling Station Proprietor**

*CNG selling price is specified in rupiah currency, i.e., Rp. 3,100/lsp, while the purchase price of natural gas is set in USD. The difference in currency in the purchase and sale of CNG gas can make refueling stations proprietor suffer losses, especially in times of rupiah weak exchange rate against USD. This will be compounded by the low sales of CNG that do not meet the target.*

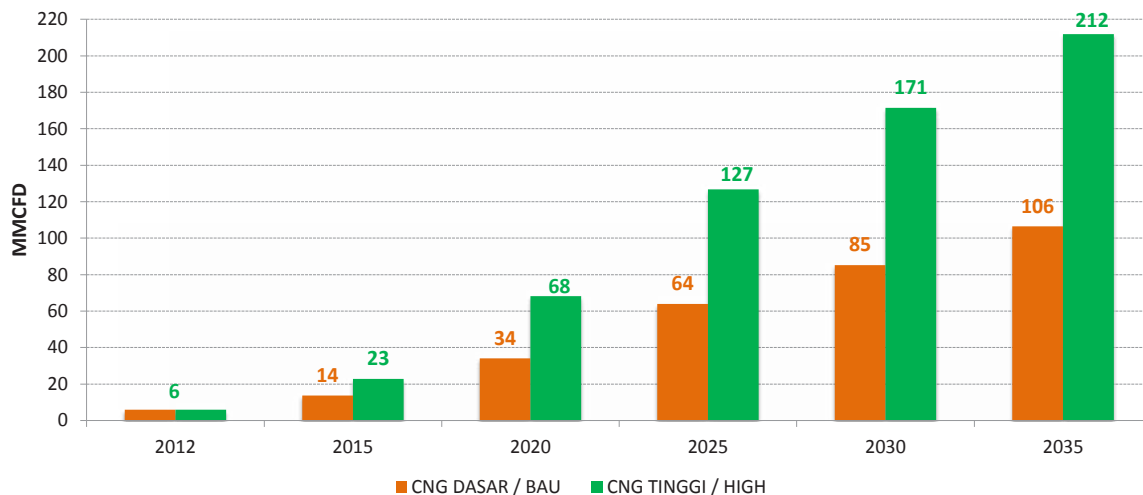
- **Consumers**

*Regarding the CNG selling price of 3,100 Rp./lsp and conversion kits investment of 15 million Rp./ set as well as the price of gasoline is 6,500 Rp./liter, consumers will benefit from CNG vehicles with mileage of at least 40 miles per day with a load factor of 85% in a year. This suggests that the CNG potential market is large enough, but its utilization should be directed to the public transport sector as it is a productive sector rather than the consumptive private vehicles.*

Mempertimbangkan berbagai kondisi tersebut, dalam OEI 2014, kebutuhan BBG untuk kendaraan darat selama tahun 2012 - 2035 diperkirakan meningkat sekitar 20 kali lipat untuk skenario dasar atau 40 kali lipat untuk skenario tinggi. Kebutuhan BBG pada tahun 2035 untuk memenuhi bus BBG sebanyak 10.350 bus (skenario dasar) dan 20.600 bus (skenario tinggi), dengan jarak tempuh rata-rata 278,10 km/hari. Kebutuhan BBG untuk kendaraan darat terhadap total kebutuhan gas nasional (tidak termasuk kebutuhan untuk proses) pada tahun 2035 mencapai 1,58% untuk skenario dasar dan 3,15% untuk Skenario Tinggi. Dengan kebutuhan BBG pada tahun 2035 sebesar 104 MMCFD untuk skenario dasar dan 206 MMCFD untuk skenario tinggi, diperlukan SPBG masing-masing sebanyak 142 unit (skenario dasar) dan 206 unit (skenario tinggi). Biaya pembangunan SPBG sekitar Rp, 30 miliar, belum termasuk harga tanah.

*Taking into account these conditions, CNG demand for land vehicles during the years 2012 to 2035 is expected to increase approximately 20-fold for the BAU scenario or 40-fold for the high scenario. The CNG demand by 2035 is to meet 10,350 buses (BAU scenario) and 20,600 buses (High scenario) with an average mileage of 278.10 km / day. CNG demand for land vehicles share to the total national gas demand (not including the demand for the process) in 2035 reached 1.58% for the BAU scenario and 3.15% for the High Scenario. With CNG demand in 2035 reaches 104 MMCFD and 206 MMCFD in BAU scenario and high scenario respectively, total gas refueling stations required are 142 units (BAU scenario) and 206 units (high scenario). Refueling station construction costs approximately USD 30 billion, not including the price of land.*

**Gambar 7.4 Kebutuhan Gas Bumi untuk Transportasi Jalan (MMCFD)**  
**Figure 7.4 Natural Gas Demand for Road Transportation (MMCFD)**



## 7.4 Prospek Pengembangan Bioethanol

### Prospect of Bioethanol Development

Pemerintah, dengan persetujuan DPR RI, telah mengalokasikan subsidi di sektor transportasi PSO untuk pemanfaatan biodiesel sebesar 3000 Rp./liter dan bioethanol 3500 Rp./liter pada APBN-P 2013 dan RAPBN 2014.

Sebagai implementasi Paket Pertama Kebijakan Ekonomi tersebut di atas, Pemerintah mempercepat pemanfaatan biodiesel dan bioethanol dengan target mandatori yang lebih tinggi melalui perubahan Peraturan Menteri ESDM 32/2008. dengan Peraturan Menteri ESDM 25/2013. Sesuai dengan peraturan menteri diatas, pada tahun 2025 target wajib pakai bioethanol (E100) pada transportasi PSO, Non PSO dan Industri dinaikkan dari 15% dinaikkan menjadi 20%, tetapi tahun 2015 untuk transportasi PSO justru diturunkan dari 5% menjadi 1%, sementara untuk transportasi Non PSO dan industri turun dari 10% menjadi 2%. Hal ini menunjukkan bahwa pemanfaatan bioethanol sebagai substitusi bensin masih dihadapkan pada berbagai kendala.

Sejak 2010 sampai sekarang wajib pemanfaatan bioethanol tidak dapat direalisasikan karena Indeks Harga Pasar (HIP) bioethanol masih tinggi sedangkan subsidi bioethanol sebesar Rp. 3500 per litter tidak cukup menarik bagi produsen bioethanol.

Saat ini, 8 produsen bioethanol telah memiliki izin usaha niaga BBN dengan kapasitas produksi bioethanol sebesar 416 ribu kl/tahun, dimana kapasitas sebesar 200 ribu kl/tahun siap untuk diproduksi.

*The Government, with the approval of the House of Representatives, has allocated subsidies on transport sector (PSO) for biodiesel by 3,000 Rp./liter and bioethanol by 3,500 Rp./liter in the state budget of 2013 and Draft Budget 2014.*

*As the implementation of the First Package of Economic Policy mentioned above, the Government accelerate the use of biodiesel and bioethanol with higher mandatory targets through changes of the MEMR Regulation 32/2008 by the MEMR Regulation 25/2013. In accordance the regulations above, in 2025 the mandatory target of bioethanol (E100) on PSO transport, Non-PSO transport, and Industry increase from 15% to 20%, but in 2015 the mandatory for PSO transport is reduced from 5% to 1%, while for non-PSO transport and industry is reduced from 10% to 2%. This suggests that the use of bioethanol as a gasoline substitute is still faced with many obstacles.*

*Since 2010 the mandatory of bioethanol utilization can not be realized due to the high Market Price Index of bioethanol while the bioethanol subsidy of Rp. 3500 per litter is not sufficiently attractive to the bioethanol producers.*

*Currently, there are 8 bioethanol producers that have had a business license with bioethanol production capacity of 416 thousand kl/year, of which 200 thousand kl/year of capacity is ready to be produced.*

**Tabel 7.3 Mandatori dan realisasi pemanfaatan bioethanol**

**Table 7.3 Mandatory and realization of Bioethanol utilization**

| Keterangan / Note                                  | Satuan/ Unit | 2011       | 2012       | 2013       | 2014       |
|----------------------------------------------------|--------------|------------|------------|------------|------------|
| Bensin bersubsidi / Subsidized Gasoline            | kl           | 25.530.000 | 28.340.000 | 29.260.000 | 32.320.000 |
| Mandatori Bioethanol / Mandatory of Bioethanol     | kl           | 694.000    | 968.000    | 1.167.000  | 1.334.000  |
| Target PSO (Public Service Obligation)/ PSO Target | kl           | 229.600    | 244.110    | 146.000    | 164.800    |
| Realisasi / Realization                            | kl           | -          | -          | -          | -          |
| Persentase / Percentage                            | %            | -          | -          | -          | -          |

Sumber : Ditjen EBTKE, 2013 dan PT. Pertamina Persero /

Source : Directorate General of NRE and Energy Conservation, 2013, and PT. Pertamina Persero.

Pada tahun 2012 konsumsi bensin dipenuhi oleh produksi dalam negeri sejumlah 70,7 juta BOE dan impor 113,6 juta BOE, maka pada tahun 2035 kebutuhan bensin untuk BAU skenario dipenuhi oleh produksi dalam negeri sebesar 169,3 juta BOE dan impor bensin sebesar 361,3 juta BOE, dan untuk skenario tinggi, kebutuhan dipenuhi oleh produksi sebesar 201,4 juta BOE dan impor sebesar 425,7 juta BOE.

Pada periode tahun 2012 sampai 2035 kebutuhan bensin dapat diperkirakan akan melonjak lebih dari 3 kali lipat. Sementara itu dengan upaya yang ada, bioethanol diperkirakan tidak akan mampu menggantikan bensin di masa mendatang. Seperti yang sudah disadari bersama, bahwa pengembangan bahan bakar nabati akan memberi berbagai manfaat bagi pembangunan nasional, antara lain peningkatan ketahanan energi nasional, memberikan cadangan energi nasional, pengembangan investasi dalam negeri, penciptaan lapangan kerja, pemberdayaan Usaha Mikro Kecil dan Menengah (UMKM) serta pengembangan usaha untuk efek pengurangan emisi gas rumah kaca (GRK). Oleh karena itu maka perlu disusun strategi dan kebijakan untuk mendorong pemanfaatan bahan bakar nabati sebagai pengganti BBM, khususnya bensin.

Bahan baku utama produksi bioethanol di Indonesia adalah molase atau tetes tebu. Bahan baku lain seperti ketela pohon, ubi jalar, nipah, sorgum dan lain-lain yang banyak dijumpai di Indonesia merupakan potensi yang dapat dikembangkan di masa mendatang.

Setiap hektar lahan tebu dapat menghasilkan 10 – 15 ton tetes tebu per hektar atau 766 – 1150 liter etanol grade bahan bakar. Luas tanaman tebu Indonesia tahun 2013 adalah 470.000 Ha atau potensi maksimum mencapai 3,6 juta kl etanol. Pengembangan bioethanol tanpa mengganggu keperluan selain energi dapat dilaksanakan dengan mencetak lahan baru atau mendayagunakan potensi dari sumber lainnya.

*In 2012, gasoline consumption fulfilled by domestic production reached 70.7 million BOE and imported gasoline reached 113.6 million BOE. In 2035, for the BAU scenario, gasoline demand is fulfilled by domestic production amounted to 169.3 million BOE and gasoline imports amounted to 361.3 million BOE. For the high scenario, the gasoline demand is fulfilled by production of 201.4 million BOE and imports amounted to 425.7 million BOE.*

*In the period 2012 through 2035, it can be estimated that gasoline demand will rise more than 3-fold. Meanwhile, with the existing efforts, bioethanol is predicted not be able to replace gasoline. As we are all aware, the development of biofuels will provide a variety of benefits for national development, among others increasing the national energy security, providing national energy reserves, developing domestic investment, creating job opportunities, empowerment of Micro, Small and Medium Enterprises (SMEs), and reducing greenhouse gas emissions (GHG). Therefore it is necessary to develop strategies and policies to encourage the use of biofuels as a substitute for fuel, especially gasoline.*

*The main raw material of bioethanol production in Indonesia is molasses, although other materials such as cassava, sweet potato, sorghum and others is also has potential to be developed in the future.*

*Each hectare of sugarcane can produce 10-15 tons molasses or 766-1150 liters of fuel grade ethanol. Indonesian sugarcane planted area in 2013 is 470,000 ha, or the maximum potential reached 3.6 million kl of ethanol per year. Development of bio-ethanol without disturbing the purposes other than energy can be implemented by printing new land or leverage the potential of other sources.*



Luas lahan sagu di Indonesia mencapai 1,2 juta Ha dengan potensi produksi sagu sekitar 5 juta ton pati kering. Dengan konsumsi sekitar 210 ribu ton atau 5% produksi dengan intensitas produksi 600 liter per ton pati, maka akan diperoleh potensi produksi bioethanol sebesar 2,85 juta kl. Sumber potensial lain ialah Nipah, Aren dan Lontar. Nipah yang merupakan tumbuhan tepi pantai dan merupakan tumbuhan utama pada hutan mangrove. Luas tanaman Nipah adalah sekitar 0,75 – 1,35 juta Ha atau sekitar 30% luas hutan Mangrove. Dari tanaman Nipah diperkirakan dapat diproduksi 750 ribu kl ethanol (25% produksi).

Masalah dalam pengembangan bioethanol ialah hasil produksinya merupakan produk makanan maupun obat-obatan, sehingga tetap sulit bersaing walaupun telah diberi subsidi harga sebesar 3500 Rp./liter pada APBN 2013 dan RAPBN 2014. Disamping itu, dengan harga ethanol di pasar internasional saat ini, besar subsidi tersebut belum dapat menarik minat bagi industri ethanol dalam negeri maupun investor.

Strategi yang dapat dipertimbangkan untuk penggunaan bioethanol sebagai pengganti bahan bakar bensin adalah:

- Menghapus atau mengurangi subsidi premium sampai bioethanol mencapai daya saing harga
- Meningkatkan subsidi untuk bioethanol, sementara di saat yang sama mengurangi subsidi premium.
- Melaksanakan budidaya berbagai jenis tanaman pada lahan yang dikhususkan untuk produksi bioethanol.

*Sago land area in Indonesia reached 1.2 million ha with a production potential of about 5 million tonnes of sago dry starch. With a consumption of about 210 thousand tons, or 5% of dry starch production, it will obtain bioethanol about 2,85 million kl. Another potential sources is Nipah, Palm and Lontar. Nipah is a coastal plant and it is the main plant in the mangrove forest. Nipah plant area is approximately 0.75 to 1.35 million hectares or about 30% Mangrove forest area. Nipah plantation is expected to produce 750 thousand kl ethanol (25% of production).*

*The main problem in the development of bioethanol is the competition between energy with food and drugs. So it is hard to compete despite the subsidized price of. 3500 Rp./ liter in the 2013 Budget and in the 2014 Proposed Budget. In addition, with the current price of ethanol in international market, these subsidies have not been able to attract the domestic ethanol industries and investors.*

*Strategies that may be considered are:*

- *Removing or reducing gasoline subsidies to achieve price competitiveness of bioethanol*
- *Increasing subsidies for bioethanol, while at the same time reducing the premium subsidy.*
- *Carry out the cultivation of various crops on land devoted for the production of bioethanol.*



## **Bab 8. Aspek Lingkungan**

**Chapter 8. Environmental Aspect**



## 8.1 Laporan Perkembangan Dua Tahunan Biennial Update Report

Indonesia berkomitmen untuk menurunkan emisi GRK sebesar 26% (dengan usaha sendiri) dan sebesar 41% (apabila mendapat dukungan internasional) dari tingkat baseline emisi pada tahun 2020. Dalam mencapai target penurunan emisi tersebut harus didukung oleh sistem pengukuran, pelaporan dan verifikasi (MRV) yang baik. Kebijakan yang terkait dengan komitmen tersebut tertuang dalam Peraturan Presiden No. 61 Tahun 2011 tentang Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca (RAN-GRK) dan Peraturan Presiden No 71 Tahun 2011 tentang Penyelenggaraan Inventarisasi GRK.

Negosiasi tentang MRV terus dilakukan dan sedang berlangsung dengan tiga komponen pembahasan yaitu:

- Laporan Perkembangan Dua Tahunan atau Biennial Update Report (BUR)
- Konsultasi dan Analisis Internasional atau International Consultations and Analysis (ICA), dan
- Inisiatif Pengukuran, Pelaporan dan Verifikasi atau Measurement, Reporting and Verification (MRV) dalam negeri.

Laporan Perkembangan Dua Tahunan (BUR) harus diserahkan oleh negara-negara berkembang setiap dua tahun dalam kerangka kerja internasional UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). Elemen-elemen kunci yang tercakup dalam BUR adalah:

- Update inventaris GRK nasional, termasuk laporan inventaris nasional;
- Informasi tentang tindakan-tindakan mitigasi, termasuk informasi tentang MRV dalam negeri; dan
- Kebutuhan dan dukungan yang diterima.

BUR yang pertama diharapkan dapat diserahkan pada bulan Desember 2014. ICA dilaksanakan berdasarkan BUR yang sudah diserahkan. Diharapkan bahwa ICA akan membantu dalam mengidentifikasi kebutuhan-kebutuhan negara dan juga memfasilitasi pembangunan kapasitas.

BUR juga perlu memasukkan informasi mengenai:

- Hambatan dan kesenjangan, kebutuhan pendanaan, alih teknologi, peningkatan kapasitas dan bantuan teknis yang diterima
- Bantuan teknologi yang diperlukan yang harus diusulkan oleh negara yang bersangkutan.

*Indonesia is committed to reduce GHG emissions by 26% (on their own) and by 41% (with international support) from emission baseline level in 2020. To achieve the targets all efforts should be supported by a good measurement, reporting and verification (MRV) system. Policies related to these commitments stipulated in Presidential Regulation No. 61 of 2011 on the National Action Plan for Greenhouse Gas Emission Reduction (RAN-GRK) and Presidential Decree No. 71 of 2011 on Implementation of GHG Inventory.*

*Negotiations on MRV has been being done discussed with three components of discussion, i.e:*

- *Biennial Update Report (BUR)*
- *International Consultations and Analysis (ICA)*
- *Measurement, Reporting and Verification (MRV)*

*Biennial Progress Report is to be submitted by developing countries to the UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). Key points embodied in BUR are:*

- *The national GHG inventory updates, including national inventory reports;*
- *Information on mitigation actions, including MRV; and*
- *The requirements and supports received.*

*First BUR is expected to be submitted in December 2014. ICA will be implemented based on the BUR and is expected to provide identification assistance in the requirement of reducing GHG as well as to facilitate the capacity building.*

*BUR also requires information on:*

- *Barriers and gaps, funding needs, technology transfer, capacity building, and technical assistance that is received.*
- *Technology assistance to be proposed by the countries concerned.*

## 8.2 Baseline Emisi GRK

### GHG Emission Baseline

Baseline emisi gas rumah kaca (GRK) adalah emisi GRK yang dihasilkan pada kondisi tidak adanya intervensi kebijakan dan pemanfaatan teknologi mitigasi. Dengan batasan tersebut, maka semua penambahan aktivitas pemanfaatan teknologi pembangkit listrik energi baru dan terbarukan, penggunaan teknologi PLTU bersih, penggunaan bahan bakar nabati (BBN), dan pemanfaatan teknologi efisiensi di sisi permintaan, terhadap tahun dasar 2012, dianggap sebagai aksi mitigasi. Penggunaan biomassa (kayu) sebagai energi non-komersil di sisi permintaan tidak dipertimbangkan.

Metodologi yang digunakan dalam menghitung emisi GRK berdasarkan IPCC tahun 2006 dengan menggunakan faktor emisi Tier-1. Emisi GRK merupakan perkalian antara konsumsi bahan bakar fosil (SBM) dengan faktor emisi (ton CO<sub>2</sub>e/SBM) yang dinyatakan dalam ton CO<sub>2</sub>e. Emisi GRK yang dipertimbangkan adalah akibat pembakaran bahan bakar fosil dan akibat emisi fugitif (produksi dan distribusi bahan bakar fosil). Tiga jenis emisi GRK yang dipertimbangkan adalah CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, dan N<sub>2</sub>O dengan potensi pemanasan global sebesar 21 kali emisi CO<sub>2</sub> untuk emisi CH<sub>4</sub> dan 310 untuk N<sub>2</sub>O hingga tahun 2012, serta sebesar 23 untuk emisi CH<sub>4</sub> dan 296 untuk N<sub>2</sub>O mulai tahun 2013.

*Greenhouse gas (GHG) emissions baseline is the GHG emission generated in the absence of policy intervention and the use of mitigation technologies. With these constraints, all additional activities such as new and renewable energy technology on power plant, clean coal power plant technology, biofuels, and the use of efficient technology are considered as mitigation actions. The use of biomass (firewood) is not considered.*

*The methodology used in calculating the GHG emissions is based on the IPCC-2006 with Tier-1 emission factor. GHG emissions are computed by multiplication between fossil fuel consumption (BOE) and the emission factor (ton CO<sub>2</sub>e /BOE) and are expressed in tons CO<sub>2</sub>e. GHG emissions that taken into account are the products from fossil fuels combustion and fugitive emissions (production and distribution of fossil fuels). Three types of GHG emissions considered are CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, and N<sub>2</sub>O with the global warming potential for CH<sub>4</sub> and N<sub>2</sub>O are respectively 21 and 310 times of CO<sub>2</sub> throughout 2012. The potential changed into 23 for CH<sub>4</sub> and 296 for N<sub>2</sub>O following the year 2013.*

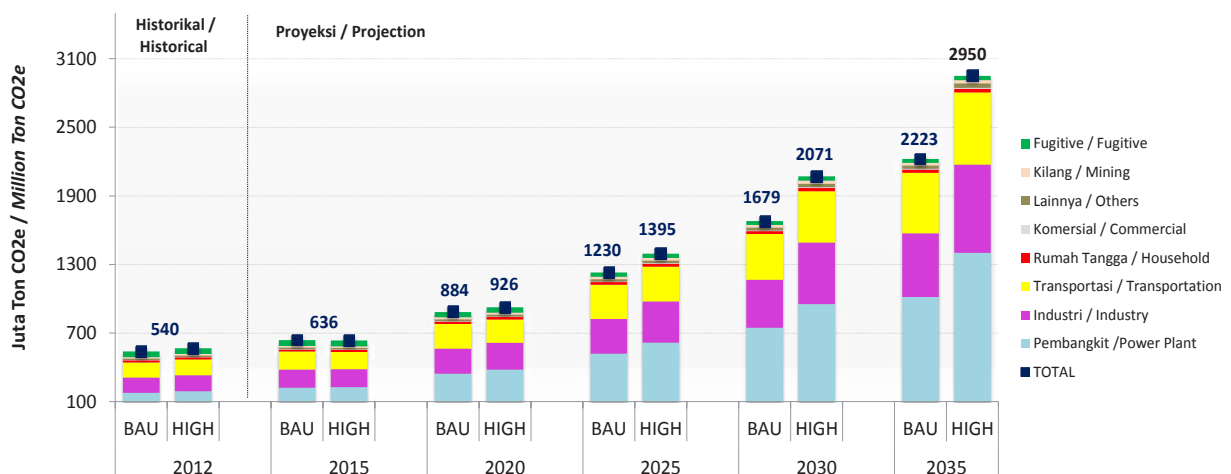
Total baseline emisi GRK untuk skenario dasar didominasi oleh pembakaran bahan bakar fosil. Emisi GRK pada tahun 2012 sebesar 540 juta ton CO<sub>2</sub>e dan meningkat mencapai 2.223 juta ton CO<sub>2</sub>e pada tahun 2035 (atau tumbuh rata-rata sebesar 5,5% per tahun). Penghasil emisi GRK terbesar adalah pembangkit listrik dari 177 juta ton CO<sub>2</sub>e (tahun 2012) menjadi 1.016 juta ton CO<sub>2</sub>e (tahun 2035), diikuti sektor industri, lainnya, rumah tangga, kilang minyak, dan komersial. Emisi fugitive dari produksi dan distribusi energi fosil menurun dari 50 juta ton CO<sub>2</sub>e pada tahun 2012 menjadi 33 juta ton CO<sub>2</sub>e tahun 2035.

Total baseline emisi GRK untuk skenario tinggi yang dihasilkan dari pembakaran bahan bakar fosil dan emisi fugitive meningkat dengan pertumbuhan sebesar 7,7% per tahun dan mencapai 2.950 juta ton CO<sub>2</sub>e pada tahun 2035. Tiga sektor penghasil emisi terbesar adalah sektor pembangkit, industri, dan transportasi dengan total emisi GRK masing-masing sebesar 1.402, 772 dan 631 juta ton CO<sub>2</sub>e pada tahun 2035. Pangsa emisi fugitive pada tahun 2035 mencapai 9,7%, disusul sektor rumah tangga (3,3%), kilang minyak (2,5%), lainnya (2,3%), dan komersial (0,7%). Emisi GRK di sektor komersial cukup rendah karena jenis energi yang digunakan mayoritas berupa energi listrik, yang emisinya termasuk dalam sektor pembangkit listrik.

*Total GHG emissions baseline for BAU scenario is dominated by fossil fuel combustion. GHG emissions in 2012 amounted to 540 million ton CO<sub>2</sub>e and increased to 2,223 million ton CO<sub>2</sub>e in 2035 (or grow with average of 5.5% per year). The biggest GHG emitters is power plants with 177 million ton CO<sub>2</sub>e (in 2012) and then rises to 1,016 million ton CO<sub>2</sub>e (in 2035), followed by the industrial sector, other sector, households sector, oil refineries, and commercial sector. Fugitive emissions decreased from 50 million ton CO<sub>2</sub>e in 2012 to 33 million ton CO<sub>2</sub>e in 2035.*

*Total GHG emissions baseline for high scenario increases with growth rate of 7.7% per year and reach 2,950 million ton CO<sub>2</sub>e in 2035. Three largest emitter sectors are power plant, industry, and transport sector with total GHG emission of 1402, 772, and 631 million ton CO<sub>2</sub>e respectively in 2035. Fugitive emission's share in 2035 reaches 9.7% followed by household (3.3%), oil refinery (2.5%), other (2.3%), and commercial sector (0.7%). GHG emissions in commercial sector are relative low due to the dominance of electricity in its energy usage. The emissions from electricity are already included in the power plant emissions.*

**Gambar 8.1 Perbandingan proyeksi baseline emisi GRK per sektor**  
**Figure 8.1 Comparison of GHG emission baseline projection by sector**



Baseline emisi GRK menurut jenis bahan bakar fosil (termasuk emisi fugitive) terutama dihasilkan oleh penggunaan, produksi dan pengangkutan batubara dengan laju pertumbuhan rata-rata 10,2% per tahun selama tahun 2012–2035, diikuti oleh minyak bumi dan BBM (5,7%), dan gas bumi (2,8%). Pangsa emisi GRK dari pemanfaatan batubara paling tinggi terutama karena pertumbuhan kebutuhan batubara di sektor pembangkit listrik sangat tinggi. Kontribusi emisi GRK akibat pemanfaatan dan produksi batubara terhadap total pada tahun 2035 mencapai 62% untuk skenario dasar dan 64% untuk skenario tinggi.

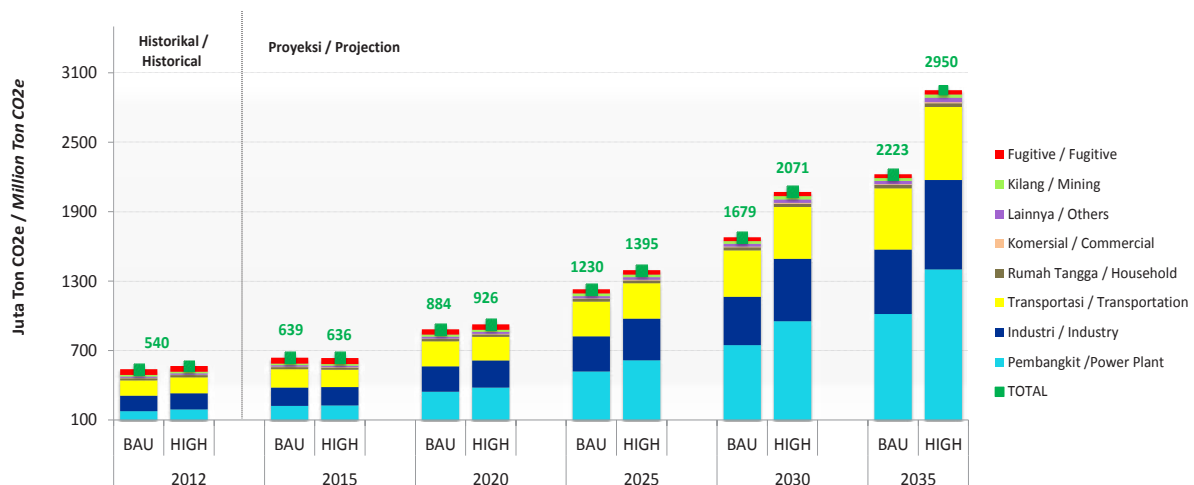
Kontribusi emisi GRK akibat pembakaran, produksi dan pengangkutan gas bumi terhadap total mencapai 8% untuk skenario dasar dan 7% untuk skenario tinggi. Emisi GRK dari gas bumi cukup rendah karena rendahnya pemanfaatan gas bumi yang disebabkan oleh terbatasnya infrastruktur gas nasional. Untuk itu, pemanfaatan energi akan diisi oleh penggunaan minyak bumi dan BBM. Kontribusi emisi GRK yang dihasilkan dari pemanfaatan minyak bumi dan BBM mencapai 30% untuk skenario dasar dan 29% untuk skenario tinggi.

*GHG emissions baseline by type of fossil fuel (including fugitive emission) is mainly produced by utilization, production and transportation of coal with an average growth rate of 10.2% per year during the 2012-2035, followed by crude oil and fuel (5.7%), and gas (2.8%). The highest share of GHG emissions is from coal utilization due to high growth of coal demand in the power plant sector. Its contribution to GHG emissions in 2035 reaches 62% for BAU scenario and 64% for the High scenario.*

*Contribution of GHG emissions from combustion, production and transportation of natural gas attains 8% for the BAU scenario and 7% for high scenario. This low share of GHG emissions is due to lower utilization of natural gas as national gas infrastructure is also limited. To that end, the energy demand is met by crude oil and petroleum fuel. The contribution of GHG emissions resulting from utilization of crude oil and petroleum fuel reach 30% for the BAU scenario and 29% for the high scenario.*

**Gambar 8.2 Perbandingan proyeksi baseline emisi GRK per jenis energi**

**Figure 8.2 Comparison of GHG emission baseline projection by fuel type**



## 8.3 Mitigasi Emisi GRK

### GHG Emission Mitigation

Proyeksi mitigasi emisi GRK untuk skenario dasar dihitung sesuai dengan proyeksi kebutuhan dan penyediaan energi yang diuraikan pada Bab 4 dan Bab 5. Hal ini berarti telah terjadi penambahan teknologi mitigasi, sehingga emisi GRK akan berkurang. Emisi GRK karena penambahan teknologi mitigasi untuk skenario dasar akan menyebabkan terjadi penurunan emisi menjadi 1.842 juta ton CO<sub>2</sub>e pada tahun 2035.

Pemanfaatan teknologi mitigasi tersebut mengakibatkan terjadinya penurunan emisi GRK sebanyak 380 juta ton CO<sub>2</sub>e pada tahun 2035 atau sekitar 17% terhadap baseline. Pada tahun 2035 sebesar 50% dari penurunan emisi GRK disumbang oleh pembangkit listrik. Sebagian besar dari mitigasi GRK pembangkit listrik berasal dari penambahan kapasitas PLTP sebesar 11,5 GW, disusul PLTA (10 GW), PLTN (2 GW), PLTU Biomasa (1.556 MW), dan lainnya.

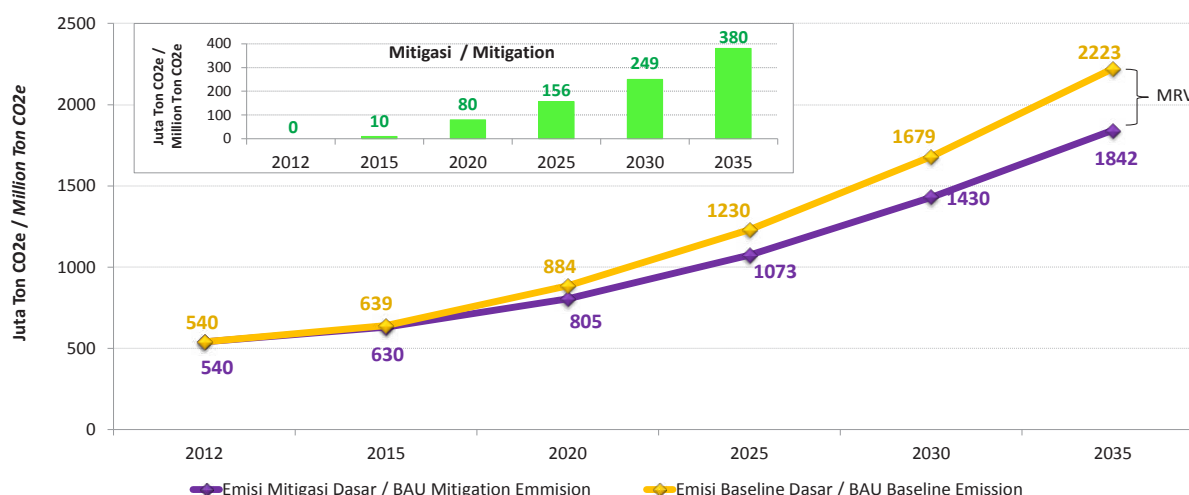
Kontribusi mitigasi terbesar kedua adalah sektor transportasi sebanyak 26% disusul sektor industri sebesar 21%, keduanya akibat pemanfaatan BBN dan teknologi efisien. Sisa mitigasi GRK lainnya ada di sisi permintaan terutama karena pemanfaatan teknologi yang efisien.

*Projected GHG emissions mitigation for BAU scenario is calculated in accordance with projections of energy demand and supply which are described in Chapter 4 and Chapter 5. Since there has been addition of mitigation technologies, GHG emission for BAU scenario decreases to 1842 million ton CO<sub>2</sub>e in 2035.*

*Application of these mitigation technologies leads reduction in GHG emission as much as 380 million ton CO<sub>2</sub>e in 2035, or about 17% of the baseline. In 2035, 50% of GHG emission reduction is contributed by power plants. Most of the power plant GHG mitigation occurred is due to the increasing of geothermal power plants capacity with 11.5 GW, followed by hydropower plant (10 GW), nuclear power plant (2 GW), and biomass power plant (1,556 MW).*

*The second largest contribution by sector to mitigation is the transport sector by 26% followed by the industrial sector by 21%, both due to the use of biofuels and efficient technology.*

**Gambar 8.3 Perbandingan proyeksi baseline dan mitigasi emisi GRK untuk skenario dasar**  
**Figure 8.3 Comparison of projected GHG emissions baseline and mitigation for BAU scenario**



Seperti pada skenario dasar, proyeksi mitigasi emisi GRK untuk skenario tinggi dihitung dengan mempertimbangkan proyeksi kebutuhan dan penyediaan energi. Mitigasi emisi GRK untuk skenario tinggi pada tahun 2035 mencapai 2.516 juta ton CO<sub>2</sub>e atau mencapai 15% terhadap baseline emisi GRK untuk skenario tinggi. Mitigasi emisi GRK pada tahun 2035 didominasi oleh pembangkit listrik (46%), industri (29%), transportasi (21%), sisanya dipenuhi oleh sektor-sektor yang lain.

Pada skenario tinggi, penambahan PLTP dan PLTN diasumsi sama dengan skenario dasar dan peningkatan kebutuhan listrik dipenuhi terutama menggunakan PLTU batubara. Pembangkit listrik energi terbarukan lainnya (biomasa, surya, sampah, dan biodiesel) tumbuh secara terbatas, sehingga kontribusi mitigasi GRK sektor pembangkit listrik mengalami penurunan dibanding skenario dasar.

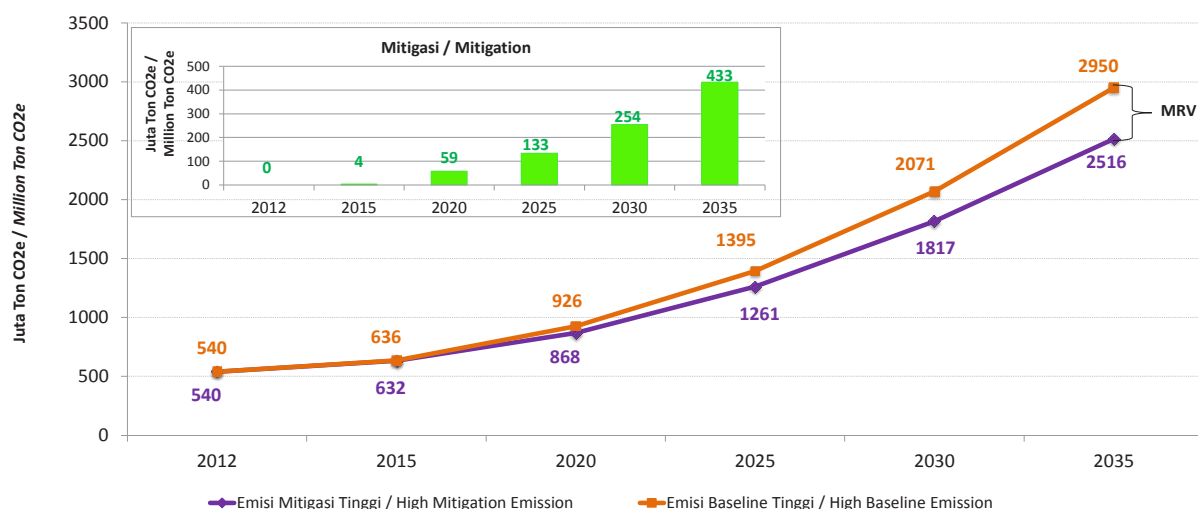
Pada skenario tinggi kebutuhan energi sektor transportasi tumbuh lebih pesat dibanding sektor industri, sehingga kontribusi mitigasi emisi GRK sektor transportasi mengalami peningkatan dibanding skenario dasar. Peningkatan ini terjadi karena adanya peningkatan kebutuhan minyak solar dan bensin yang akan diantisipasi oleh peningkatan kebutuhan biodiesel dan bioetanol.

*As in BAU scenario, projection of GHG emissions mitigation for High scenario also considers the projection of energy demand and supply. GHG emission mitigation for high scenario in 2035 reached 2,516 million tons CO<sub>2</sub>e or 15% of the baseline. Mitigation of GHG emissions in 2035 is dominated by electricity generation (46%), industry (29%), and transportation (21%).*

*High scenario assumes total number of geothermal and nuclear power plants are the same as BAU scenario and electricity demand is largely met by coal-fired power plant. Other renewable energy power plants (biomass, solar, waste, and biodiesel) grow on a limited basis. Therefore, contribution of GHG mitigation from power plant sector in this scenario is lower than BAU's.*

*GDP growth in High scenario causes energy demand of transport sector to rise more rapidly than industrial sector. Consequently the contribution of GHG emissions mitigation in transport sector is higher compared to BAU scenario. The increase in demand for diesel oil and gasoline leads to an increase in demand of biodiesel and bioethanol.*

**Gambar 8.4 Perbandingan proyeksi baseline dan mitigasi emisi GRK untuk skenario tinggi**  
**Figure 8.4 Comparison of projected GHG emissions baseline and mitigation for high scenario**





## 8.4 Pengukuran, Pelaporan dan Verifikasi

### Measurement, Reporting and Verification

Untuk melaksanakan ketentuan Pasal 6 ayat (2) Peraturan Presiden 71/2011, Menteri Lingkungan Hidup menetapkan Peraturan Menteri Lingkungan Hidup 15/2013 tentang Pengukuran, Pelaporan dan Verifikasi (MRV) untuk aksi mitigasi perubahan iklim.

Berdasarkan Gambar 8.3 dan Gambar 8.4 nampak bahwa hingga tahun 2035 terdapat berbagai aksi mitigasi yang diproyeksikan akan menurunkan emisi GRK sebanyak 380,3 juta ton CO<sub>2</sub>e untuk skenario dasar dan 482,8 juta ton CO<sub>2</sub>e untuk skenario tinggi terhadap emisi baseline.

Berbagai aksi mitigasi tersebut perlu dilakukan MRV untuk mendapatkan sertifikasi hasil capaian penurunan emisi GRK, sehingga dapat dimasukkan ke dalam Sistem Registrasi Nasional (SRN) yang berupa sistem tabulasi informasi untuk aksi mitigasi perubahan iklim di Indonesia serta capaiannya. Manfaat dari SRN adalah tersedianya informasi NAMA (Nationally Appropriate Mitigation Action) untuk mendapatkan pengakuan internasional, bantuan pendanaan, dan ketersediaan pendanaan NAMA.

Permen LH 15/2013 bertujuan untuk memberikan pedoman pelaksanaan MRV yang mencakup siapa penanggung jawab aksi, dimana aksi mitigasi terjadi, aksi mitigasi dilakukan oleh siapa, kapan dilakukan, dan bagaimana cara melakukan. Untuk itu, akan dibentuk komisi MRV nasional yang bertugas untuk menilai hasil MRV aksi mitigasi dan menyelenggarakan SRN. Komisi MRV nasional diketuai oleh Deputi LH yang bertanggung jawab di bidang perubahan iklim dan beranggotakan pejabat eselon I dari kementerian atau lembaga terkait. Sebelum memasuki proses penilaian pada Komisi MRV Nasional, penanggung jawab melakukan verifikasi terhadap capaian aksi mitigasi perubahan iklim yang telah dilakukan dengan menunjuk verifikator berlisensi (pihak ke tiga) yang ditetapkan oleh Kementerian LH.

*To implement the Article 6 paragraph (2) of Presidential Decree 71/2011, Minister of Environment (MoE) establishes Ministerial Regulation 15/2013 of Measurement, Reporting and Verification (MRV) for mitigation action on climate change.*

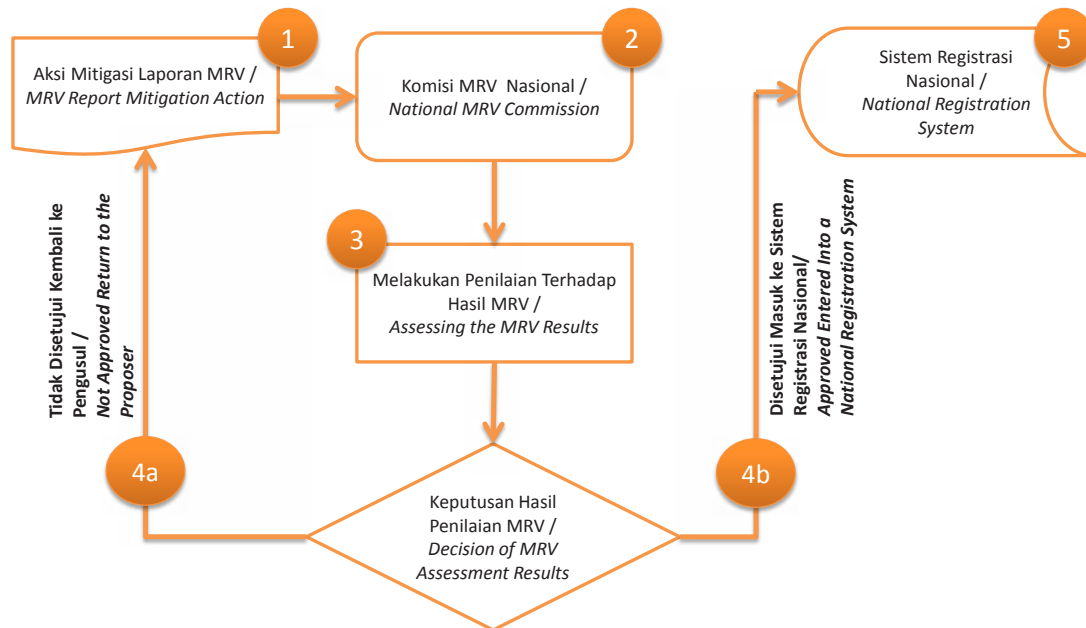
*Based on the Figure 8.3 and Figure 8.4, it appears that up to 2035 there are various mitigation actions that are projected to reduce GHG emissions as much 380,3 million ton CO<sub>2</sub>e for BAU scenario and 482,8 million ton CO<sub>2</sub>e for high scenario against baseline emissions.*

*MRV on various mitigation actions is necessary to obtain certification in GHG emission reduction, so it can be incorporated into the National Registration System (SRN). Data from SRN can be translated into NAMA (Nationally Appropriate Mitigation Actions) and then used to get international recognition and funding assistant.*

*MoE Regulation 15/2013 aims to provide guidelines for the implementation of MRV that includes the authority, location, subject, time, and procedures of mitigation. To that end, the national MRV commission will assess the MRV results and organizes SRN. National MRV commission is chaired by Deputy of Environment in climate change and consists of first echelon of ministries or related agencies. Before the assessment process takes place, verification on climate change mitigation achievement will be performed by a licensed vericator (third party) set by the MoE.*



**Gambar 8.5 Prosedur penilaian MRV**  
**Figure 8.5 MRV assessment procedure**



Sumber : Peraturan Menteri LH No 15 Tahun 2013 /  
 Source : Minister of Environment Regulation No. 15 of 2013

**Halaman kosong / *blank page***



## **Bab 9. Penutup**

**Chapter 9. Closing**

OEI 2014 ini membahas dua skenario pertumbuhan PDB yaitu skenario dasar dan skenario tinggi serta satu kasus yang merupakan bahasan khusus, yaitu pengembangan energi untuk mendukung program substitusi BBM. Pada skenario dasar pertumbuhan rata-rata PDB diasumsikan sebesar 6,2% per tahun pada skenario dasar sedangkan pada skenario tinggi pertumbuhan PDB sebesar 7,6% per tahun.

Pada skenario dasar pertumbuhan kebutuhan energi final sebesar 4,5% per tahun dalam kurun waktu 2012-2035, atau meningkat dari 1.079 juta SBM pada tahun 2012 menjadi 2.980 juta SBM pada tahun 2035. Sedangkan pada skenario tinggi pertumbuhan kebutuhan energi final sebesar 5,6% per tahun. Penggunaan bahan bakar minyak (BBM) mendominasi kebutuhan energi nasional karena teknologi berbasis BBM lebih efisien dan nyaman digunakan.

Total penyediaan energi primer untuk skenario dasar pada tahun 2012-2035 meningkat hampir 3 kali lipat dengan laju pertumbuhan rata-rata 4,7% per tahun, dari 1.542 juta SBM menjadi 4.475 juta SBM. Pertumbuhan PDB yang lebih besar menyebabkan total penyediaan energi pada skenario tinggi meningkat lebih tajam dengan pertumbuhan rata-rata 5,9% per tahun. Bauran energi tahun 2012 didominasi oleh minyak bumi dan akan bergeser ke batubara pada tahun 2035.

Keterbatasan sumber daya energi menyebabkan pada tahun 2033 produksi energi dalam negeri (fossil dan EBT) sudah tidak mampu lagi memenuhi konsumsi domestik dan Indonesia menjadi negara pengimpor energi untuk skenario dasar. Pada skenario tinggi menjadi net importir energi lebih cepat lagi yaitu pada tahun 2030 karena kebutuhan energinya lebih tinggi. Ketergantungan impor energi yang tinggi dapat membahayakan ketahanan energi nasional. Oleh karena itu upaya seperti diversifikasi energi, penambahan kilang, maupun investasi untuk eksplorasi dan eksploitasi mutlak diperlukan. Selain itu, kebijakan ekspor gas dan batubara perlu ditinjau ulang dalam rangka mengamankan pasokan energi domestic di kemudian hari.

*OEI 2014 discusses two GDP growth scenarios, BAU and High scenarios, as well as a special case on the energy development in supporting fuel substitution programs. GDP growth is assumed to increase 6.2% per year and 7.6% per year in BAU and High scenarios respectively.*

*Final energy demand in the BAU scenario grows 4.5% per year in the period 2012-2035, increases from 1,079 million BOE in 2012 to 2,980 million BOE in 2035. While on the High scenario, final energy demand grows 5.6% per year. The use of petroleum fuel dominates national energy demand as for petroleum fuel-based technology is more efficient and convenient to use.*

*Total primary energy supply for the BAU scenario in 2012-2035 increased almost 3-fold with an average growth rate of 4.7% per year, from 1,542 million BOE to 4,475 million BOE. The higher GDP growth in High scenario led total energy supply to increase more sharply with average growth of 5.9% per year. Energy mix in 2012 was dominated by petroleum and will be replaced by coal in 2035.*

*Limitation on energy resources caused domestic energy production (fossil and NRE) in 2033 (for BAU scenario) is no longer able to meet domestic demand and Indonesia becomes a net energy importer. In high scenario, this condition occurs faster which is in 2030 due to higher energy demand. High energy import dependence could harm national energy security. Therefore, efforts such as energy diversification, new refineries construction, as well as investments for exploration and exploitation are absolutely necessary. In addition, gas and coal export policies need to be reviewed in order to secure domestic energy supply.*

Salah satu upaya untuk mengurangi impor energi adalah pengembangan bahan bakar nabati (BBN). Indonesia sudah mempunyai pengalaman yang panjang dalam pengembangan perkebunan kelapa sawit. CPO merupakan hasil dari perkebunan kelapa sawit dan dapat dimanfaatkan sebagai bahan baku biodiesel. Tanaman kelapa sawit sudah teruji dan sangat cocok dengan iklim di Indonesia. Apabila akan dikembangkan lebih luas lagi maka tidak akan banyak mengalami hambatan. Pemerintah perlu mengoptimalkan pengembangan perkebunan berbasis kelapa sawit, melalui pengembangan secara terintegrasi mulai dari perkebunan sampai dengan pabrik biodiesel pada suatu lokasi yang merupakan satu entitas bisnis. Dengan skema pengembangan tersebut maka fluktuasi harga dari rantai bisnis bioenergi dapat dikendalikan. Apabila dapat mengembangkan perkebunan energi dengan luas 10 juta hektar maka akan diperoleh minyak CPO sebesar 40 juta ton per tahun atau setara dengan produksi bahan bakar minyak sebesar 750 ribu barel per hari.

Alternatif untuk mengurangi penggunaan BBM, disamping menggunakan BBN adalah dengan bahan bakar gas untuk sektor transportasi. Penggunaan BBG di kendaraan bermotor sudah dimulai sejak tahun 1987 dan mengalami pasang surut disebabkan oleh berbagai kendala teknis termasuk masih minimnya infrastruktur. Berbagai upaya untuk meminimalkan kendala tersebut terus dilakukan. Pemerintah telah membentuk badan usaha yang bergerak pada usaha pendistribusian gas bumi. Disamping itu, Stasiun Pengisian Bahan Bakar Gas (SPBG) dan mobile refueling unit (RFU) beserta infrastruktur pendukungnya terus dibangun dan dioperasikan dalam sebaran yang luas dan volume yang ditingkatkan untuk kemudahan dan kenyamanan konsumen dalam memperoleh gas sebagai bahan bakar untuk kendaraan mereka.

*One of the efforts to reduce energy imports is the development of biofuels. Indonesia has a lengthy experience in developing oil palm plantations. CPO is the result of oil palm plantations and can be used as raw material for biodiesel. Oil palm plantations have been tested and are suitable to Indonesia climate. There will be no major obstacles for the development of plantations. Government needs to optimize it through integrated development which covers from plantation to biodiesel plant and establishing business entity. As a result of the integrated development, price fluctuations of the business chain of bioenergy can be controlled. Ten million hectares of oil palm can produce 40 million CPO per year or equal to 750 thousand barrels of biodiesel per day.*

*To reduce petroleum fuel consumption, gas is one of alternative fuels for transport sector. The use of CNG in motor vehicles has been started since 1987 but has not significantly progressed due to various technical constraints and lack of infrastructures. To answer these challenges, government has established a business entity engaged in gas distribution. Government also continues to build CNG fueling stations and mobile refueling unit (RFU) along with their supporting infrastructure. These fueling stations are to be operated with wide area of distribution and large volume for consumer convenience.*

**Halaman kosong / *blank page***

# DAFTAR PUSTAKA

## REFERENCES

- Achiruddin, D. (2014) Energi Laut/Samudra, Universitas Darma Persada/METI, Jakarta, diakses melalui <http://www.kadin-indonesia.or.id> tanggal 10 September 2014.
- ADB (2013) Energy Outlook for Asia and the Pacific, Asian Development Bank, Metro Manila.
- APERC (2013) APEC Energy Demand and Supply Outlook, 5th Edition, Asia Pacific Energy Research Center, Tokyo.
- Bappenas (2012) Policy Paper: Keselarasan KEN dengan RUEN dan RUED, Badan Perencanaan Pembangunan Nasional, Jakarta.
- Bappenas (2013) Proyeksi Penduduk Indonesia 2010-2035, Badan Perencanaan Pembangunan Nasional bekerja sama dengan Badan Pusat Statistik dan United Nations Population Fund, Jakarta.
- BATAN (2014) Outlook Energi Nuklir Indonesia 2014, Draft Final, Badan Tenaga Nuklir Indonesia, Jakarta.
- BP (2014a) BP Energy Outlook 2035: January 2014, BP p.l.c., London.
- BP (2014b) BP Statistical Review of World Energy June 2014, BP p.l.c., London.
- BPPT (2009) Outlook Energi Indonesia 2009, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi, Jakarta.
- BPPT (2010) Outlook Energi Indonesia 2010, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi, Jakarta.
- BPPT (2011) Outlook Energi Indonesia 2011, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi, Jakarta.
- BPPT (2012) Outlook Energi Indonesia 2012, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi, Jakarta.
- BPPT (2013) Outlook Energi Indonesia 2013, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi, Jakarta.
- BPS (2013) Perkembangan Jumlah Kendaraan Bermotor Menurut Jenis Tahun 1987-2012, Badan Pusat Statistik, [www.bps.go.id](http://www.bps.go.id), Diakses 26-08-2014.
- CDIEMR (2012) Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2012, Center for Data and Information on Energy and Mineral Resources, Ministry of Energy and Mineral Resources, Jakarta.
- CDIEMR (2013) Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2013, Center for Data and Information on Energy and Mineral Resources, Ministry of Energy and Mineral Resources, Jakarta.
- DNPI (2012) Kajian Awal Penyusunan Kelembagaan MRV: Pilihan-Pilihan yang Memungkinkan Untuk Indonesia Berdasarkan Pengalaman Internasional, Dewan Nasional Perubahan Iklim Indonesia (DNPI) bekerja sama dengan Japan International Cooperation Agency (JICA), Jakarta.
- EC (2006) World Energy Technology Outlook - 2050, European Commission, Brussels.
- EIA (2014a) Annual Energy Outlook 2014 With Projections to 2040, U.S. Energy Information Administration, Washington, DC.
- EIA (2014b) Short-Term Energy Outlook, U.S. Energy Information Administration, Washington, DC.
- Ellis, J., Briner, G., Moarif, S. and Buchner, B. (2011) Frequent and Flexible: Options for Reporting Guidelines for Biennial Update Reports, OECD, Paris.
- ExxonMobil (2014) The Outlook for Energy: A View to 2040, Exxon Mobil, Texas.
- Frost & Sullivan (2011) Global Energy Mega Trends and Renewable Energy Outlook for Indonesia, Media Briefing, Frost & Sullivan, Jakarta.
- Frost & Sullivan (2012) 2012 Indonesia Oil & Gas Sector Outlook, Frost & Sullivan, Jakarta.
- IEA (2012) Technology Roadmap: Bioenergy for Heat and Power, International Energy Agency, Paris.
- IEA (2013a) Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia: Obstacles and Opportunities, International Energy Agency, Paris.



- IEA (2013b) Key World Energy Statistics, International Energy Agency, Paris.
- IEA (2013c) South East Asia Energy Outlook, International Energy Agency, Paris.
- IEA (2014a) Energy Policy Highlights, International Energy Agency, Paris.
- IEA (2014b) Special Report: World Energy Investment Outlook, International Energy Agency, Paris.
- IPCC (2006) 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Intergovernmental Panel on Climate Change, Kanagawa.
- IRENA (2012) IRENA Handbook on Renewable Energy NAMAs for Policy Makers and Project Developers, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2013) Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2014) REmap 2030: A Renewable Energy Roadmap, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Kementan (2013) Pertanian - Bioindustri Berkelanjutan: Solusi Pembangunan Indonesia Masa Depan, Dokumen Pendukung Konsep Strategi Induk Pembangunan Pertanian 2013-2045, Kementerian Pertanian, Jakarta.
- Kementerian Keuangan (2013) Data pokok APBN 2007-2013, Kementerian Keuangan, Jakarta.
- KESDM (2012a) Neraca Gas Bumi Indonesia 2012-2025, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- KESDM (2012b) Statistik Minyak dan Gas Bumi Tahun 2012, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- KESDM (2013a) Statistik EBTKE 2013, Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- KESDM (2013b) Statistik Ketenagalistrikan 2013, Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- KPMG (2014) Indonesia's Automotive Industry: Navigating 2014, KPMG International Cooperative.
- Oxford Economics (2010) Oil Price Outlook to 2030, Oxford Economics.
- Platts (2013) Insight: Global Energy Outlook 2014, McGraw Hill Financial. New York.
- PLN (2013) Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2013-2022, PT PLN (Persero), Jakarta.
- Practical Action (2014) Poor People's Energy Outlook 2014: Key Messages on Energy for Poverty Alleviation, Practical Action Publishing, Rugby, UK.
- Schwab, K. (2013) The Global Competitiveness Report 2013-2014, World Economic Forum, Switzerland.
- WEC (2014) 2014 World Energy Issues Monitor, World Energy Council, London.
- Zittel, W., Zerhusen, J., and Zerta, M. (2013) Fossil and Nuclear Fuels – the Supply Outlook, Energy Watch Group, Berlin.

## PHOTO CREDITS

"Pengadaan BKTB dan Armada Busway" by indopos.co.id  
"Industry1" by trak.in  
"Nabati-Minyak" by bisnis.com  
"Super Jumbo CNG Trailers" by weldship.com  
"Pengisian BBM" by beritadaerah.co.id  
"Hand Holding With Environment Cube" by Suwit Ritjaroon /FreeDigitalPhotos.net  
"Oil Barrels" by Renjith Krishnan /FreeDigitalPhotos.net  
"Transportasi" by v-images2.antarafoto.com  
"Electricity Markets and Policy" by eaei.lbl.gov  
"Oil Industry" by galaxyindustrial.net  
"Frame House 2" by exchange3d.com  
"26railbus" by solopos.com  
"Glass Hotel" by im01.thewallpapers.org  
"Construction3" by inddist.com  
"Oil Industry" by bahargroup.net  
"Lignite Mass For Use Fuel In Plant" by John Kasawa/FreeDigitalPhotos.net  
"Piping" by vekagroup.com  
"Sustainability" by Graur Codrin/FreeDigitalPhotos.net  
"Helicopter Pick Up Passenger On The Offshore Oil Rig" by Num Skyman /FreeDigitalPhotos.net  
"High Voltage Post" by creativedoxfoto/FreeDigitalPhotos.net  
"Bulb" by Janaka Dharmasena/FreeDigitalPhotos.net  
"Electric Pylons" by xedos4/FreeDigitalPhotos.net  
"Hydro Power Plant" by sosttoday.com  
"Green World Concept" by Kittisak/FreeDigitalPhotos.net  
"Globe" by OpenClips/pixabay.com

This publication is available on the WEB at:  
[www.bppt.go.id](http://www.bppt.go.id)

ISBN 978-602-1328-02-6



9 786021 328026