



SEKRETARIAT JENDERAL
DEWAN ENERGI NASIONAL

OUTLOOK

Energi Indonesia 2016

OUTLOOK ENERGI INDONESIA | 2016



DEWAN ENERGI NASIONAL
Sekretariat Jenderal

Jl. Jenderal Gatot Subroto Kav. 49 Lt. IV | Jakarta Selatan 12950-Indonesia
Telp: +62 21 5292 1621 | Fax : +62 21 5292 0190
sekretariat@den.go.id
www.den.go.id

ISSN 2527-3000



9 772527 300000

ISSN 2527-3000

OUTLOOK

Energi Indonesia 2016

KATA PENGANTAR

Dengan mengucapkan puji syukur kehadiran Allah SWT, Tuhan Yang Maha Esa, buku *Outlook Energi Indonesia (OEI) 2016* dapat kami sampaikan kepada para pemangku kepentingan, pemerhati energi dan masyarakat luas. Buku ini menggambarkan kondisi serta proyeksi kebutuhan dan penyediaan energi di Indonesia periode tahun 2016 hingga 2050 dengan menggunakan *baseline* data 2015.

Fokus dalam buku OEI 2016, antara lain terkait dengan optimalisasi pemanfaatan potensi energi baru dan terbarukan yang memiliki potensi besar, seperti tenaga air dan panas bumi. Khusus OEI pada edisi tahun 2016 ini, permodelan OEI dengan LEAP (*Long-range Energy Alternatives Planning Modelling*) disinergikan dengan model *Balmorel*, yang diterapkan khususnya ketika membahas aspek ketenagalistrikan.

Kondisi serta proyeksi kebutuhan dan penyediaan energi serta pengembangan infrastruktur dan investasi Kota Batam dibahas secara khusus sebagai contoh penerapan model tersebut pada suatu wilayah perkotaan.

OEI 2016 ini diharapkan dapat menjadi salah satu referensi yang digunakan oleh Pemerintah dan pihak lain yang membutuhkan tentang informasi perkiraan kebutuhan dan penyediaan energi Indonesia ke depan. Selain itu buku ini juga dapat memperkuat dan mendukung upaya penyusunan dan implementasi kebijakan dan pengembangan sektor energi di Indonesia.

Akhir kata, kami menyampaikan terima kasih dan penghargaan kepada semua pihak yang telah memberikan kontribusi dalam penyelesaian buku ini.

Jakarta, November 2016
Sekretaris Jenderal Dewan Energi Nasional

Satry Nugraha

OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2016

TIM PENYUSUN

Pengarah
I. Jonan

Penanggungjawab
Satry Nugraha

Tim Penyusun
Edi Prasodjo
Heri Nurzaman
Walujanto
Dian Rosdiana
Pandu Ismutadi
Cecilya Malik
Joko Santosa
Agus Nurrohm
Kartika Dewi Widiastuti
Sadmoko Hesti Pambudi
Jamaludin Lastiko Wibowo
Azhari Sauqi

Editor
Saleh Abdurrahman

UCAPAN TERIMA KASIH :

Kami mengucapkan terima kasih kepada para pihak yang telah memberikan masukan dan saran dalam penyusunan buku *Outlook Energi Indonesia*:

- Anggota Dewan Energi Nasional Unsur Pemangku Kepentingan,
- Wakil Tetap Anggota Dewan Energi Nasional dari Unsur Pemerintah,
- Kedutaan Besar Denmark (Soren Mensal Kristensen) dan *Danish Energy Agency* (Ole Emmik Sorensen) atas dukungannya dalam permodelan *Balmorel*, khususnya dalam penugasan/penempatan selama 6 bulan kepada konsultan Mr. Bjarne Bach dari *Ea Energy Analyses*.

DISCLOSURE

Publikasi ini disiapkan sebagai suatu cara analisis perencanaan dan pengembangan jangka panjang suatu sistem energi. Hal ini juga dapat dipandang sebagai indikator atau *pointer* tentang bagaimana target Kebijakan Energi Nasional dapat dicapai, sekalipun hal ini juga seyogyanya tidak dipandang sebagai suatu kebenaran yang pasti. Cara untuk mencapai target tidaklah melalui analisis semata, karena untuk ini bias dilakukan pendekatan dengan sejumlah cara dalam kebijakan-kebijakan, seperti tarif, subsidi, pajak, dan insentif.

Publikasi ini merupakan penugasan khusus dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM) kepada Setjen DEN dan, oleh karenanya, tidak serta merta merefleksikan pandangan dari DEN sebagai suatu lembaga, atau para anggota DEN sebagai pribadi. Penulis publikasi ini adalah staf atau karyawan Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional (Setjen DEN), serta beberapa tenaga ahli dari luar yang secara khusus membantu dalam penulisan publikasi ini, termasuk satu orang tenaga ahli dari Pemerintah Denmark.

DAFTAR SINGKATAN

ALT 1	: Alternatif 1
ALT 2	: Alternatif 2
APBN	: Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara
Balmorel	: Model optimisasi untuk memproyeksi permintaan dan penyediaan energi khususnya ketenagalistrikan dengan menggunakan pendekatan <i>least cost</i> (harga terendah)
Batam	: Kota Batam di Provinsi Kepulauan Riau (KEPRI)
BaU	: <i>Business as Usual</i>
BBG	: Bahan Bakar Gas
BBM	: Bahan Bakar Minyak
BBN	: Bahan Bakar Nabati
BOPD	: <i>Barrels of Oil per Day</i>
BOE	: <i>Barrel Oil Equivalent</i>
BPS	: Badan Pusat Statistik
BUMN	: Badan Usaha Milik Negara
CAV	: <i>Constant Air Volume</i>
CBM	: <i>Coal Bed Methane</i>
CFL	: <i>Compact Fluorescent Lamp</i>
CIS	: <i>Copper Indium Selenide</i>
CO ₂	: <i>Carbon Dioxide</i>
CRT	: <i>Cathode Ray Tube</i>
DAS	: Daerah Aliran Sungai
DEN	: Dewan Energi Nasional
DMO	: <i>Domestic Market Obligation</i>
EBT	: Energi Baru Terbarukan
EOR	: <i>Enhanced Oil Recovery</i>

ESDM	: Energi dan Sumber Daya Mineral	MMSCFD	: <i>Million Standard Cubic Feet per Day</i>
ET	: Energi Terbarukan	MRT	: <i>Mass Rapid Transit</i>
FIT	: <i>Feed in Tariff</i>	MTOE	: <i>Million Tonnes Oil Equivalent</i>
FL	: <i>Fluorescent Lamp</i>	MTPA	: <i>Million Ton per Annum</i>
FSRU	: <i>Floating Storage Regasification Unit</i>	MW	: <i>Mega Watt</i>
GW	: <i>Giga Watt</i>	MWh	: <i>Mega Watt hour</i>
GWh	: <i>Giga Watt hour</i>	ONWJ	: <i>Offshore North West Java</i>
IDD	: <i>Indonesian Deep Water Development</i>	PDB	: Produk Domestik Bruto
ICE	: <i>Internal Combustion Engine</i>	PDRB	: Produk Domestik Regional Bruto
IPCC	: <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>	PLN	: Perusahaan Listrik Negara
IPP	: <i>Independent Power Producer</i>	PLTA	: Pembangkit Listrik Tenaga Air
KBLI	: Klasifikasi Baku Lapangan Usaha Indonesia	PLT Bayu	: Pembangkit Listrik Tenaga Bayu
KEN	: Kebijakan Energi Nasional	PLT Biomasa	: Pembangkit Listrik Tenaga Biomasa
kl	: <i>Kilo liter</i>	PLTD	: Pembangkit Listrik Tenaga Diesel
kms	: Kilo meter sirkuit	PLTG	: Pembangkit Listrik Tenaga Gas
KPBU	: Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha	PLTGU	: Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap
KRL	: Kereta Rel Listrik	PLT Laut	: Pembangkit Listrik Tenaga Laut
kWh	: <i>Kilo Watt hour</i>	PLTMH	: Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro
LCD	: <i>Liquid Crystal Display</i>	PLTMG	: Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas
LEAP	: <i>Long-range Energy Alternatives Planning</i>	PLTS	: Pembangkit Listrik Tenaga Surya
LED	: <i>Light-Emitting Diode</i>	PLTP	: Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi
LNG	: <i>Liquified Natural Gas</i>	PLTU	: Pembangkit Listrik Tenaga Uap
LPG	: <i>Liquified Petroleum Gas</i>	PP	: Peraturan Pemerintah
LRT	: <i>Light Rail Transit</i>	PTSP	: Pelayanan Terpadu Satu Pintu
Migas	: Minyak dan Gas bumi	RAN-GRK	: Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca
MMSCF	: <i>Million Standard Cubic Feet</i>	RDMP	: <i>Refinery Development Master Plan</i>

DAFTAR ISI

RENSTRA	: Rencana Strategis
RFCC	: <i>Residual Fluid Catalytic Cracking</i>
RPJMN	: Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional
RRR	: <i>Reserve Replacement Ratio</i>
RUPTL	: Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik
RUKN	: Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional
SKK Migas	: Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi
TOE	: <i>Tonnes Oil Equivalent</i>
TWh	: <i>Tera Watt hour</i>
TSCF	: <i>Trillion Standard Cubic Feet</i>
VAV	: <i>Variable Air Volume</i>
VRF	: <i>Variable Refrigerant Flow</i>
VFD	: <i>Variable Frequency Drive</i>

KATA PENGANTAR	ii
UCAPAN TERIMA KASIH	iii
DISCLOSURE	iv
DAFTAR SINGKATAN	v
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv
RINGKASAN EKSEKUTIF	xvi

BAB 1 PENDAHULUAN	2
--------------------------	----------

BAB 2 METODOLOGI	4
2.1 Kerangka Analisis	4
2.2 Skenario Prakiraan Energi	5
2.3 Asumsi Pemodelan	7
2.3.1 Pertumbuhan Penduduk	7
2.3.2 Pertumbuhan Ekonomi	8
2.3.3 Teknologi	10
2.3.4 Harga Energi	10

BAB 3 KONDISI SAAT INI	16
3.1 Neraca Energi	16
3.2 Minyak Bumi	17
3.3 Gas	20
3.4 Batubara	23
3.5 Energi Baru dan Energi Terbarukan	28

BAB 4 OUTLOOK ENERGI	38
4.1 Kebutuhan Energi Final	38
4.1.1 Kebutuhan Energi Final Sektor Industri Non Energi	43
4.1.2 Kebutuhan Energi Final Sektor Transportasi	49
4.1.3 Kebutuhan Energi Final Sektor Rumah Tangga	54

4.1.4 Kebutuhan Energi Final Sektor Komersial	57
4.2 Penyediaan Energi Primer	60
4.3 Indikator Energi	64
4.4 Emisi Gas Rumah Kaca	68
4.5 Outlook Minyak	70
4.5.1 Kebutuhan Minyak Sektoral	70
4.5.2 Kilang Minyak	72
4.5.3 Penyediaan Energi Primer Minyak	75
4.5.4 Produksi Minyak Bumi	76
4.5.5 Infrastruktur Kilang Minyak	80
4.6 Outlook Gas	80
4.6.1 Kebutuhan Gas Sektoral	81
4.6.2 Kilang Gas	83
4.6.3 Penyediaan Energi Primer Gas	86
4.6.4 Produksi Gas Bumi	87
4.6.5 Infrastruktur Kilang Gas	89
4.7 Outlook Batubara	91
4.7.1 Kebutuhan Batubara Sektoral	92
4.7.2 Penyediaan Energi Primer Batubara	93
4.7.3 Produksi Batubara	94
4.8 Outlook Ketenagalistrikan	96
4.8.1 Permintaan Tenaga Listrik	96
4.8.2 Penyediaan Tenaga Listrik	100
4.8.3 Penambahan Kapasitas Pembangkit	104
4.8.4 Harga Listrik	108
4.8.5 Permintaan Bahan Bakar Pembangkit	109
4.8.6 Pembangkitan Tenaga Listrik Mingguan	111
4.9 Outlook Energi Baru Terbarukan	113
4.9.1 Penyediaan EBT	113
4.9.2 Kebutuhan Biodiesel dan Bioethanol	115
4.9.3 Permintaan EBT untuk Pembangkitan Listrik	115

BAB 5	OUTLOOK ENERGI KOTA BATAM	124
5.1	Kondisi Kependudukan	124
5.2	Kondisi Perekonomian	124
5.3	Perkembangan Sektor Energi	125
5.4	Proyeksi Sosial Ekonomi	126
5.4.1	Kependudukan	126
5.4.2	Pendapatan Domestik Regional Bruto (PDRB)	127
5.5	Proyeksi Kebutuhan Energi Final	127
5.5.1	Proyeksi Permintaan Energi per Sektor Pengguna	127
5.5.2	Proyeksi Kebutuhan Energi per Jenis Energi	129
5.5.3	Ketenagalistrikan	130
5.5.3.1	Kebutuhan dan Penyediaan	130
5.5.3.2	Penambahan Kapasitas dan Biaya	134
5.5.4	Pasokan Energi Primer	137
	DAFTAR PUSTAKA	xxii
	DEFINISI	xxiv

DAFTAR GAMBAR

Gambar

2.1	Kerangka Analisis Outlook Energi Indonesia 2016	4	4.11	Kebutuhan Energi Final Rumah Tangga Menurut Jenis Energi dan Skenario	55
2.2	Sinergi LEAP dan Balmorel	5	4.12	Upaya Konservasi dan Efisiensi Energi Sektor Rumah Tangga	57
2.3	Asumsi Pertumbuhan Penduduk dan Tingkat Urbanisasi	8	4.13	Kebutuhan Energi Final Komersial Menurut Jenis Energi dan Skenario	59
2.4	Asumsi Pertumbuhan PDB Tinggi dan Rendah	9	4.14	Upaya Konservasi dan Efisiensi Energi Sektor Rumah Tangga	60
2.5	Asumsi Harga Energi	11	4.15	Permintaan Energi Primer Menurut Skenario	61
3.1	Neraca Energi 2015	16	4.16	Bauran Energi Primer Menurut Jenis dan Skenario	62
3.2	Sumber Daya Minyak Bumi 2015	17	4.17	Intensitas Energi Primer Menurut Skenario	64
3.3	Perkembangan Produksi, Impor dan Ekspor Minyak Bumi	18	4.18	Laju Perubahan Intensitas Energi Primer Menurut Skenario	65
3.4	Sumber Daya Gas Bumi 2015	21	4.19	Elastisitas Energi Menurut Skenario	66
3.5	Perkembangan Produksi dan Ekspor Gas	22	4.20	Permintaan Energi Primer per Kapita Menurut Skenario	67
3.6	Perubahan Nilai Sumber Daya dan Cadangan Batubara Tahun 2010-2015	24	4.21	Kebutuhan Minyak Menurut Sektor dan Skenario	71
3.7	Cadangan Batubara Indonesia Status 2015	25	4.22	Asumsi Kapasitas Pengolahan Kilang Minyak	74
3.8	Realisasi Produksi dan Perkembangan Ekspor Batubara Tahun 2010-2015	26	4.23	Neraca Kilang Minyak	75
3.9	Peta Potensi Tenaga Air Skala Besar	30	4.24	Penyediaan Energi Primer Minyak	76
3.10	Peta Potensi Tenaga Angin	30	4.25	Lifting Minyak Bumi	77
3.11	Peta Lokasi Potensi Tenaga Surya	31	4.26	Asumsi Produksi Minyak Bumi	78
3.12	Peta Lokasi Potensi Tenaga Arus Laut	32	4.27	Neraca Minyak Bumi Skenario BaU	79
4.1	Kebutuhan Energi Final Menurut Skenario	39	4.28	Neraca Kilang Minyak 2015-2050	80
4.2	Kebutuhan Energi Final Menurut Jenis dan Skenario	42	4.29	Kebutuhan Gas Menurut Sektor dan Skenario	82
4.3	Kebutuhan Energi Final Menurut Sektor Pengguna	43	4.30	Asumsi Kapasitas Pengolahan Kilang LNG	84
4.4	Kebutuhan Energi Final Industri Menurut Jenis Energi dan Skenario	44	4.31	Neraca Kilang LNG	85
4.5	Pangsa Kebutuhan Energi Final Menurut Jenis Industri	46	4.32	Penyediaan Energi Primer Gas	87
4.6	Pangsa Kebutuhan Energi Final Industri Menurut Subsektor dan Skenario	47	4.33	Asumsi Produksi Gas Bumi Skenario Alternatif (ALT 1 dan ALT 2)	88
4.7	Upaya Konservasi dan Efisiensi Energi Sektor Industri	48	4.34	Neraca Gas Bumi	89
4.8	Kebutuhan Energi Final Sektor Transportasi Menurut Jenis dan Skenario	50	4.35	Perkiraan Kebutuhan Kapasitas Kilang LNG	90
4.9	Pangsa Energi Final Transportasi Menurut Moda dan Skenario	51	4.36	Perkiraan Kebutuhan Kapasitas Kilang LPG	91
4.10	Upaya Konservasi dan Efisiensi Energi Pada Sektor Transportasi	54	4.37	Permintaan Batubara Menurut Skenario dan Sektor	93
			4.38	Penyediaan Energi Primer Batubara	94
			4.39	Asumsi Produksi Batubara Menurut Skenario	95

4.40	Neraca Batubara	96
4.41	Permintaan Tenaga Listrik Menurut Skenario	97
4.42	Permintaan Tenaga Listrik Menurut Sektor	99
4.43	Produksi Tenaga Listrik Menurut Skenario dan Jenis Energi	100
4.44	Total Kapasitas Pembangkit Menurut Skenario dan Jenis Energi	103
4.45	Kebutuhan Tambahan Pembangkit Selama Periode Proyeksi	106
4.46	Kebutuhan Tambahan Pembangkit 2016-2019	107
4.47	Harga Listrik 2015-2050	109
4.48	Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit	110
4.49	Produksi Tenaga Listrik Minggu ke 22 tahun 2025	111
4.50	Produksi Tenaga Listrik Minggu ke 22 tahun 2050	112
4.51	Penyediaan EBT	114
4.52	Kebutuhan EBT Menurut Sektor dan Skenario	114
4.53	Perkembangan Kebutuhan Biodiesel Menurut Skenario	115
4.54	Perkembangan Kebutuhan Bioethanol Menurut Skenario	116
4.55	Persentase Produksi Pembangkit EBT	118
4.56	Penyediaan Kapasitas Pembangkit dari EBT	118
4.57	Kebutuhan Tambahan Pembangkit EBT 2016-2050	119
4.58	Kebutuhan Tambahan Pembangkit EBT 2016-2025	121
5.1	Proyeksi Jumlah Penduduk di Kota Batam	126
5.2	Proyeksi Kebutuhan Energi Final di Kota Batam Berdasarkan Sektor Pengguna	129
5.3	Proyeksi Kebutuhan Energi Final di Kota Batam Berdasarkan Jenis Energi	130
5.4	Proyeksi Kebutuhan Listrik di Kota Batam	131
5.5	Proyeksi Kapasitas Pembangkit Listrik di Kota Batam	133
5.6	Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Untuk Pembangkit Listrik di Kota Batam	135
5.7	Proyeksi Biaya Modal Untuk Pembangunan Pembangkit	136
5.8	Biaya Pembangunan Listrik di Kota Batam Berdasarkan Komponen Biaya	137
5.9	Bauran Energi Primer di Kota Batam	138

DAFTAR TABEL

Tabel

2.1	Asumsi Dasar dan Asumsi Tambahan	12
3.1	Produksi dan Impor BBM tahun 2010 s.d. 2015	20
3.2	Kualitas, Sumber Daya dan Cadangan Batubara 2015	24
3.3	Sumber Daya Energi Baru dan Energi Terbarukan	29
3.4	Feed in Tariff EBT Berdasarkan Jenis Energi	34
4.1	Kebutuhan Energi Final Transportasi Menurut Jenis dan Skenario (Juta TOE)	53
4.2	Proyeksi Penyediaan Energi Primer Menurut Jenis dan Skenario (Juta TOE)	62
4.3	Emisi Gas Rumah Kaca Menurut Skenario (juta Ton CO ₂)	68
4.4	Emisi Gas Rumah Kaca Per Kapita Menurut Skenario (Ton CO ₂ per Kapita)	69
4.5	Emisi Gas Rumah Kaca Setiap 1 juta rupiah PDB Konstan 2010 (Ton CO ₂ per juta rupiah) Menurut Skenario	69
4.6	Asumsi Kinerja Kilang Minyak Baru	73
4.7	Neraca LPG	86
4.8	Data Biaya dan Efisiensi berbagai Pembangkit Tenaga Listrik	102
5.1	Perkembangan Jumlah Penduduk Kota Batam	124
5.2	Perkembangan PDRB Kota Batam	125
5.3	PDRB dan Laju Pertumbuhannya di Kota Batam	127
5.4	Penambahan Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik di Kota Batam	134

RINGKASAN EKSEKUTIF

Outlook Energi Indonesia (OEI) 2016 memberikan gambaran kondisi dan proyeksi energi nasional selama kurun waktu 2016-2050. Gambaran kondisi dan proyeksi energi nasional dalam OEI 2016 mencakup realisasi, proyeksi kebutuhan dan penyediaan energi berdasarkan asumsi sosial, ekonomi dan perkembangan teknologi kedepan. OEI 2016 menggunakan data tahun 2015 sebagai tahun dasar.

Analisis kebutuhan dan penyediaan energi dilakukan berdasarkan hasil perhitungan model LEAP (*Long-range Energy Alternatives Planning System*) dan Balmore. LEAP adalah aplikasi pemodelan perencanaan energi untuk menganalisis energi dari kebutuhan hingga penyediaan secara terintegrasi. Sedangkan Balmore adalah aplikasi pemodelan perencanaan energi khusus untuk energi listrik terutama sisi penyediaan dengan pendekatan optimisasi.

OEI 2016 menggunakan 3 skenario untuk rentang periode proyeksi 2016 – 2050, yaitu Skenario *Business as Usual* (BAU), menggunakan asumsi dasar pertumbuhan Produk Domestik Bruto (PDB) moderat 5,6% per tahun, Skenario Alternatif 1 (ALT 1), menggunakan asumsi dasar pertumbuhan PDB moderat 5,6% dan penerapan teknologi energi baru terbarukan (EBT) dan teknologi hemat energi, dan Skenario Alternatif 2 (ALT 2), menggunakan asumsi pertumbuhan PDB tinggi 7,1% dan penerapan teknologi EBT dan teknologi hemat energi. Hasil permodelan Skenario BaU dan ALT 1 tidak dapat dibandingkan secara langsung dengan Skenario ALT 2 karena menggunakan asumsi pertumbuhan PDB yang berbeda.

Pertumbuhan penduduk, pertumbuhan ekonomi, harga energi dan perkembangan teknologi menjadi dasar asumsi dari ketiga skenario yang dikembangkan untuk memperoleh gambaran mengenai kebutuhan energi hingga tahun 2050. Selain keempat asumsi dasar tersebut, juga menggunakan beberapa asumsi tambahan terkait dengan beberapa kebijakan energi.

Selama periode proyeksi 2016 – 2050, harga untuk semua jenis energi diasumsikan cenderung meningkat dengan pertumbuhan yang tidak sama tergantung dari perkembangan harga masing-masing jenis energi saat ini.

Harga batubara diasumsikan meningkat 1,2% per tahun, gas bumi 0,9% per tahun, minyak solar dan minyak bakar 2,3% per tahun dan biomasa 1,2% per tahun.

Beberapa hasil analisis antara lain:

- Kebutuhan energi final nasional tahun 2025 sebesar 238,8 MTOE (BAU), 201,5 MTOE (ALT 1), dan 244 MTOE (ALT 2). Kebutuhan energi final 2050 sebesar 682,3 MTOE (BAU), 430,3 MTOE (ALT 1), dan 621 MTOE (ALT 2).
- Kebutuhan energi final BBM dan produk kilang lainnya tahun 2025 sebesar 101 juta TOE (BAU), 77 juta TOE (ALT 1), dan 89 juta TOE (ALT 2). Pada tahun 2050 sebesar 153 juta TOE (BAU), 126 juta TOE (ALT 1), dan 183 juta TOE (ALT 2).
- Kebutuhan energi final gas tahun 2025 sebesar 43 juta TOE (BAU), 43 juta TOE (ALT 1), dan 47 juta TOE (ALT 2). Tahun 2050 sebesar 96 juta TOE (BAU), 80 juta TOE (ALT 1), dan 111 juta TOE (ALT 2).
- Kebutuhan energi final batubara tahun 2025 sebesar 32 juta TOE (BAU), 20 juta TOE (ALT 1), dan 29 juta TOE (ALT 2). Tahun 2050 sebesar 86 juta TOE (BAU), 26 juta TOE (ALT 1), dan 36 juta TOE (ALT 2).
- Kebutuhan energi final EBT tahun 2025 sebesar 18 juta TOE (BAU), 23 juta TOE (ALT 1), dan 60 juta TOE (ALT 2). Tahun 2050 sebesar 48 juta TOE (BAU), 60 juta TOE (ALT 1), dan 85 juta TOE (ALT 2).
- Kebutuhan energi final listrik pada tahun 2025 sebesar 45 juta TOE (BAU), 38 juta TOE (ALT 1), dan 60 juta TOE (ALT 2). Tahun 2050 sebesar 193 juta TOE (BAU), 138 juta TOE (ALT 1), dan 200 juta TOE (ALT 2).
- Kebutuhan energi final sektor industri tahun 2025 sebesar 87 juta TOE (BAU), 72 juta TOE (ALT 1), dan 97 juta TOE (ALT 2). Tahun 2050 sebesar 266 juta TOE (BaU), 165 juta TOE (ALT 1) dan 239 juta TOE (ALT 2).
- Kebutuhan energi final sektor transportasi tahun 2025 sebesar 83 juta TOE (BAU), 69 juta TOE (ALT 1), dan 75 juta TOE (ALT 2). Tahun 2050 sebesar 228 juta TOE (BaU), 131 juta TOE (ALT 1) dan 180 juta TOE (ALT 2).

- Kebutuhan energi final sektor rumah tangga tahun 2025 sekitar 38 juta TOE (BAU), 35 juta TOE (ALT 1), dan 38 juta TOE (ALT 2). Tahun 2050 sebesar 97 juta TOE (BaU), 71 juta TOE (ALT 1) dan 97 juta TOE (ALT 2).
- Kebutuhan energi final sektor komersial tahun 2025 sebesar 11 juta TOE (BAU), 9 juta TOE (ALT 1), dan 11 juta TOE (ALT 2). Tahun 2050 sebesar 63 juta TOE (BaU), 35 juta TOE (ALT 1) dan 71 juta TOE (ALT 2).
- Penyediaan energi primer (tanpa biomasa tradisional) akan naik dari 195 juta TOE tahun 2015 menjadi 332 juta TOE (BAU), 294 juta TOE (ALT 1), dan 372 juta TOE (ALT 2) pada tahun 2025, kemudian pada tahun 2050 menjadi 1.041 juta TOE (BaU), 708 juta TOE (ALT 1), dan 1.011 juta TOE (ALT 2).
- Penyediaan energi primer minyak bumi meningkat dari tahun 2015 sebesar 72 juta TOE menjadi 110 juta TOE (BAU), 86 juta TOE (ALT 1), dan 97 juta TOE (ALT 2) tahun 2025. Kemudian meningkat menjadi 286 juta TOE (BAU), 144 juta TOE (ALT 1), dan 202 juta TOE pada tahun 2050.
- Penyediaan energi primer batubara meningkat dari tahun 2015 sebesar 65 juta TOE menjadi 105 juta TOE (BAU), 81 juta TOE (ALT 1), dan 109 juta TOE (ALT 2) pada tahun 2025. Kemudian meningkat menjadi 422 juta TOE (BAU), 176 juta TOE (ALT 1), dan 256 juta TOE pada tahun 2050.
- Penyediaan energi primer gas meningkat dari tahun 2015 sebesar 42 juta TOE menjadi 62 juta TOE (BAU), 67 juta TOE (ALT 1), dan 82 juta TOE (ALT 2) pada tahun 2025. Kemudian meningkat menjadi 192 juta TOE (BAU), 168 juta TOE (ALT 1), dan 239 juta TOE pada tahun 2050.
- Penyediaan energi primer EBT meningkat dari tahun 2015 sebesar 16 juta TOE menjadi 52 juta TOE (BAU), 60 juta TOE (ALT 1), dan 84 juta TOE (ALT 2) pada tahun 2025. Kemudian meningkat menjadi 141 juta TOE (BAU), 220 juta TOE (ALT 1), dan 314 juta TOE pada tahun 2050.
- Intensitas energi primer akan turun dari 22 TOE/miliar rupiah pada tahun 2015 menjadi 17 TOE/miliar rupiah (BaU) dan 12 TOE/miliar rupiah (ALT 1), serta 10 TOE/miliar rupiah (ALT 2) pada tahun 2050. Elastisitas energi untuk semua skenario masih di atas satu pada tahun 2015. Kemudian

sejak tahun 2025 elastisitas energi untuk skenario ALT 1 dan ALT 2 sudah berada di bawah nilai satu.

- Kebutuhan energi primer per kapita pada tahun 2025 sebesar 1,28 TOE/kapita (BAU), 1,09 TOE/kapita (ALT 1), 1,41 TOE/kapita (ALT 2). Kemudian pada tahun 2050 menurut skenario BaU, ALT 1 dan ALT 2 berturut-turut pada tahun 2025 dan 2050 adalah 1,28 dan 3,19 TOE/kapita (BaU), 1,09 dan 2,11 TOE/kapita (ALT 1) dan 1,41 dan 3,01 TOE/kapita (ALT 2) atau tumbuh 4,2% (BaU), 3,0% (ALT 1) dan 4,0% (ALT 2).
- Indonesia menargetkan penurunan emisi Gas Rumah Kaca (GRK) sebesar 29% dari kondisi BaU yang akan dicapai pada tahun 2030 atau 41% bila ada bantuan keuangan dari negara-negara maju. OEI 2016 memperlihatkan bahwa penurunan emisi ditahun 2030 mencapai 402 jutaTon CO₂ atau sekitar 33% (ALT 1) atau telah mencapai target tersebut di atas.
- Kapasitas pembangkit tenaga listrik pada tahun 2025 adalah sebesar 125 GW (BAU), 116 GW (ALT 1), dan 164 GW (ALT 2). Kemudian pada tahun 2050 sebesar 460 GW (BAU), 381 GW (ALT 1), dan 660 GW (ALT 2). Sedangkan produksi tenaga listrik pada tahun 2025 adalah sebesar 579 TWh (BAU), 495 TWh (ALT 1), dan 775 TWh (ALT 2). Kemudian pada tahun 2050 sebesar 2.492 TWh (BAU), 1.788 TWh (ALT 1), dan 2.585 TWh (ALT 2).

Penambahan kapasitas pembangkit selama periode 2016-2025 sekitar 90 GW (BAU), 81 GW (ALT 1), dan 128 GW (ALT 2). Sedangkan untuk periode 2016-2050 penambahan kapasitas pembangkit sebesar 455 GW (BaU), 374 GW (ALT 1), dan 650 GW (ALT 2).

Pengelolaan energi di Kota Batam dibahas secara khusus dengan pertimbangan Kota Batam mempunyai posisi strategis, karena bersebelahan dengan Selat Singapura dan Malaysia, serta telah dirancang sebagai kawasan industri. Sehingga, kebutuhan dan penyediaan energi di masa mendatang perlu mendapat perhatian.

Total penyediaan energi primer di Kota Batam diproyeksikan akan meningkat dari 8,3 juta BOE pada tahun 2015 menjadi 127,6 juta BOE pada tahun 2050 atau mengalami kenaikan sebesar 8,1% per tahun. Berdasarkan jenis energinya, pada tahun 2015, 4,4 juta BOE atau 53% berasal dari minyak, sedangkan gas dan batu bara masing-masing memberi kontribusi sebesar 21% dan 26%.

Permintaan energi final di Kota Batam diperkirakan akan meningkat rata-rata 6,3% per tahun, atau meningkat dari 5.839 ribu SBM (Setara Barel Minyak) pada tahun 2015 menjadi 50.308 ribu SBM pada tahun 2050. Pangsa terbesar permintaan energi final terjadi di sektor industri, dengan pangsa 38% (2015) dan meningkat menjadi 44% (2050).

Dari sisi penyediaan, produksi listrik meningkat dari 2,4 TWh pada tahun 2015 menjadi 26,5 TWh pada tahun 2050 atau tumbuh rata-rata 7,1% per tahun. Pembangkit berbahan bakar gas yang terdiri dari PLTG, PLTMG, dan PLTGU merupakan pembangkit yang paling banyak mensuplai kebutuhan listrik di Kota Batam saat ini, yaitu sebesar 52%. Namun mulai tahun 2020 akan diganti dengan PLTU Batubara dengan kontribusi sebesar 65%, dan akan meningkat menjadi 86% dari total penyediaan listrik pada tahun 2050. Kapasitas terpasang pembangkit listrik di Kota Batam akan meningkat dari 602 MW (2015) menjadi 4.995 MW (2050) atau naik dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 6,2% per tahun. PLTU Batubara akan mengalami peningkatan paling besar, yaitu dari 165 MW (2015) menjadi 3.612 MW (2050) atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata per tahun sebesar 9,2%. Sementara untuk pembangkit listrik berbasis gas akan meningkat rata-rata sebesar 4% per tahun, atau meningkat dari 367 MW (2015) menjadi 1.366 MW (2050).

Sekretariat Jenderal
Dewan Energi Nasional

OUTLOOK

Energi Indonesia 2016

BAB 1 PENDAHULUAN

BAB 1 / PENDAHULUAN

Buku *Outlook Energi Indonesia 2016* merupakan publikasi tahunan dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral yang secara rutin difasilitasi oleh Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional (DEN). Buku ini memberikan gambaran tentang kondisi energi nasional pada kurun waktu 2016-2050, mencakup proyeksi kebutuhan dan penyediaan energi primer serta energi final sesuai Skenario *Business as Usual* (BaU), Alternatif 1 (ALT 1) dan Alternatif 2 (ALT 2) yang dikembangkan dengan menggunakan pemodelan *Long-range Energy Alternative Planning System* (LEAP) dan *Baltimore System*.

Pada Sidang Paripurna DEN ke-3 tanggal 22 Juni 2016 yang dipimpin oleh Presiden Republik Indonesia, telah disepakati dan disetujui substansi Rancangan Peraturan Presiden (Perpres) tentang Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) sebagai acuan dalam pengembangan sektor energi di Indonesia. Dokumen RUEN diantaranya memuat proyeksi pasokan dan kebutuhan (*supply and demand*) energi hingga tahun 2050 dengan fokus pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT). Berdasarkan hasil kajian dari *International Monetary Fund* (IMF) dan *World Bank* tahun 2015, pertumbuhan ekonomi Indonesia hingga tahun 2020 tidak akan melebihi 6% per tahun atau lebih rendah dari asumsi pertumbuhan PDB menurut Kebijakan Energi Nasional (KEN).

Berdasarkan kondisi tersebut di atas, fokus utama yang dibahas dalam *Outlook Energi Indonesia 2016* adalah melakukan permodelan proyeksi dengan asumsi PDB sesuai kondisi yang sedang terjadi saat ini yaitu dengan menggunakan asumsi rata-rata 5,6% per tahun yang sesuai atau mendekati proyeksi Bank Indonesia (2015) serta asumsi PDB tinggi sesuai KEN sebesar 7,1% per tahun. Hal ini dimaksudkan untuk melihat perbedaan atau membandingkan pencapaian dan proyeksi yang dihasilkan dalam memenuhi kebutuhan energi hingga 2050. Pada edisi tahun ini juga dilakukan kajian khusus Kota Batam mengingat Kota Batam merupakan salah satu daerah perbatasan yang strategis yang perlu dipacu pembangunannya secara lebih cepat mengingat energi merupakan salah satu indikator dalam pembangunan ekonomi suatu wilayah.

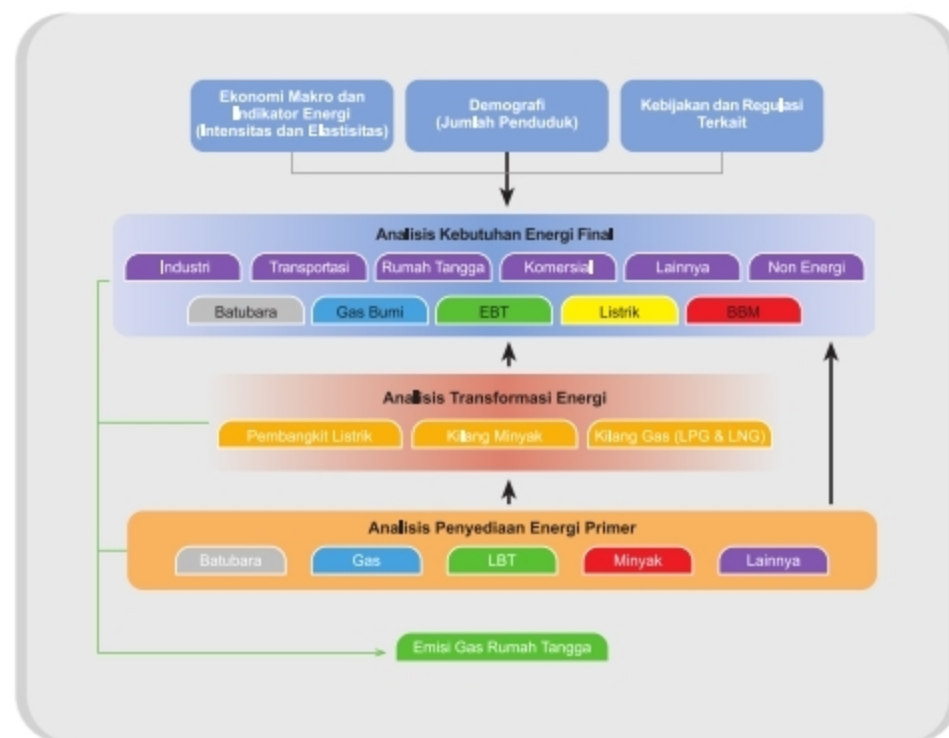
OUTLOOK
Energi Indonesia 2016

BAB 2 METODOLOGI

BAB 2 / METODOLOGI

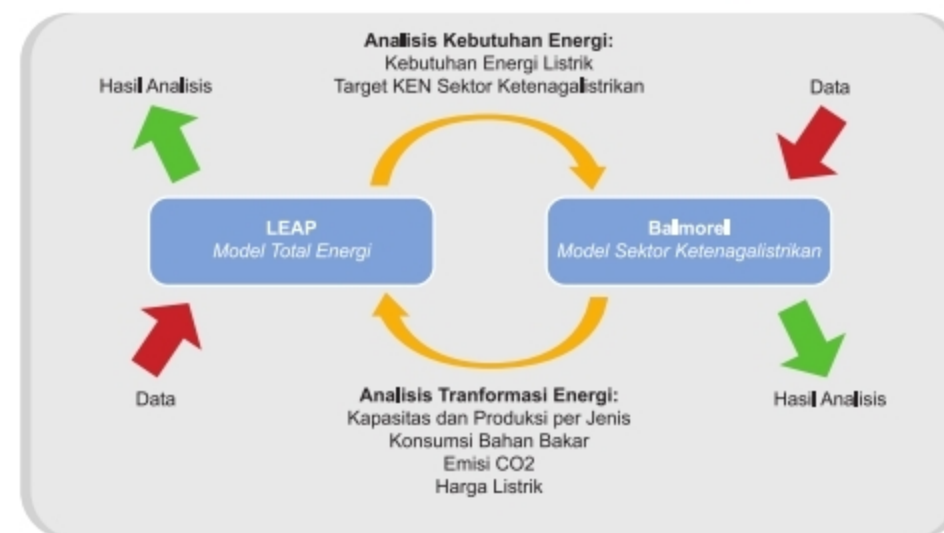
2.1 Kerangka Analisis

Analisis dibagi menjadi tiga tahapan yaitu analisis kebutuhan energi, transformasi energi dan penyediaan energi. Analisis didasarkan pada proyeksi atau prakiraan energi dari ketiga tahapan tersebut. Selain kondisi sektoral seperti aktivitas, teknologi, dan intensitas, di dalam melakukan proyeksi kebutuhan dan penyediaan energi diperlukan masukan terkait *roadmap*, rencana strategis (Renstra), regulasi energi yang berlaku maupun yang diberlakukan. Asumsi mengenai kondisi indikator ekonomi makro seperti pertumbuhan PDB, demografi, harga energi dan penetrasi teknologi juga diperlukan karena merupakan faktor pendorong dinamika atau proyeksi kebutuhan (*energy demand driver*) yang utama. Kerangka analisis *Outlook Energi Indonesia 2016* ditunjukkan oleh Gambar 2.1.



Gambar 2.1 Kerangka Analisis *Outlook Energi Indonesia 2016*

Analisis kebutuhan dan penyediaan energi dilakukan berdasarkan hasil perhitungan dari model LEAP dan Balmorel. LEAP adalah suatu model simulasi perencanaan energi yang mampu melakukan analisis energi dari kebutuhan hingga penyediaan secara terintegrasi, sedangkan Balmorel merupakan model optimisasi perencanaan sisi penyediaan energi yang khusus digunakan untuk ketenagalistrikan. Keterkaitan antara LEAP dan Balmorel dalam menghitung permintaan energi diberikan oleh gambar berikut ini.



Gambar 2.2 Sinergi LEAP dan Balmorel

2.2 Skenario Prakiraan Energi

Pemerintah telah menetapkan tiga sasaran utama didalam Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional (RPJMN) tahun 2015 – 2019. Pertama, Indonesia bisa keluar dari *middle income trap* dan menjadi negara berpenghasilan tinggi pada 2030. Untuk mencapai hal itu pertumbuhan ekonomi Indonesia harus tumbuh sekitar 6 – 8 persen per tahun. PDB per kapita sekitar US\$ 7.000, pengurangan angka kemiskinan 6 – 8 persen pada periode 2015 – 2019. Sasaran kedua adalah swasembada pangan dan ketiga adalah menciptakan ketahanan energi dengan meningkatkan peran energi terbarukan lebih besar.

Data Badan Pusat Statistik (BPS) menunjukkan pertumbuhan riil ekonomi Indonesia pada tahun 2014 dan 2015 adalah 5,02% dan 4,79% berdasarkan harga konstan 2010. Prediksi pertumbuhan ekonomi Indonesia tahun 2016 berkisar 5,1% atau masih di bawah 6% seperti yang ditetapkan dalam RPJMN 2015 – 2019. Hal ini menjadi salah satu pertimbangan dalam membuat skenario permintaan energi Indonesia jangka panjang karena secara statistik setiap pertumbuhan ekonomi selalu dibarengi dengan pertumbuhan permintaan energi.

Di dalam Outlook Energi Indonesia 2016 ini dikembangkan 3 skenario berdasarkan dua pertumbuhan ekonomi yang berbeda dengan rentang periode proyeksi 2016 – 2050.

Skenario pertama atau BaU menggunakan asumsi dasar pertumbuhan PDB moderat, sekitar 5,6% per tahun selama periode 2016 - 2050. Asumsi ini juga didasarkan pada hasil kajian dari IMF dan *World Bank* 2015, bahwa pertumbuhan ekonomi Indonesia hingga tahun 2020 tidak akan melebihi 6% per tahun.

Skenario kedua atau Alternatif 1 (ALT 1), menggunakan asumsi dasar yang sama untuk pertumbuhan PDB. Selain asumsi dasar tersebut, di dalam Skenario ALT 1 juga dilihat pengaruh dari penerapan teknologi EBT dan teknologi hemat energi yang diterapkan secara optimal terhadap permintaan energi kedepan khususnya energi fosil.

Skenario ketiga atau Alternatif 2 (ALT 2), menggunakan asumsi pertumbuhan PDB tinggi, yaitu rata-rata 7,1% per tahun berdasarkan KEN selama periode proyeksi 2016 – 2050, serta asumsi penerapan teknologi EBT dan teknologi hemat energi yang optimal. Skenario BaU dan ALT 1 tidak dapat dibandingkan secara langsung dengan skenario ALT 2 karena menggunakan asumsi pertumbuhan PDB yang berbeda. Penjelasan skenario dan asumsi yang digunakan secara lebih detail diberikan oleh subbab berikut ini.

Skenario dengan pertumbuhan PDB sebesar 6% bila dibandingkan dengan 5,6% tidak memberikan perbedaan hasil yang signifikan. Sebagai contoh, berdasarkan rata-rata pertumbuhan PDB 5,6% total pasokan energi primer pada tahun 2025 sebesar 340,1 MTOE, sedangkan berdasarkan pertumbuhan PDB 6% sebesar 341,4 MTOE atau hanya berbeda 0,4%.

2.3 Asumsi Pemodelan

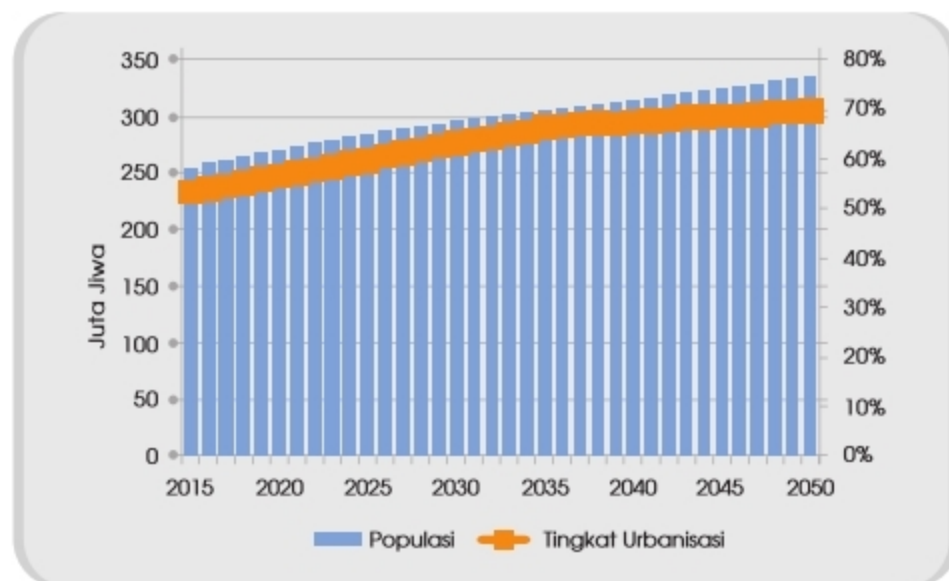
Faktor pendorong utama dari peningkatan kebutuhan energi yang dipertimbangkan dalam Outlook Energi Indonesia 2016 ini mencakup pertumbuhan penduduk, pertumbuhan ekonomi, harga energi dan perkembangan teknologi. Keempat hal tersebut menjadi asumsi dasar dari ketiga skenario yang dikembangkan untuk memperoleh gambaran mengenai kebutuhan energi hingga tahun 2050. Selain keempat hal tersebut, terdapat beberapa asumsi tambahan terkait dengan beberapa kebijakan energi yang akan membedakan satu skenario dengan skenario lainnya.

2.3.1 Pertumbuhan Penduduk

Perubahan populasi sangat mempengaruhi besar dan komposisi kebutuhan energi, baik langsung maupun akibat dari dampak yang ditimbulkannya terhadap perkembangan ekonomi.

Selama dua dekade terakhir, laju pertumbuhan penduduk Indonesia cenderung melambat seiring dengan peningkatan kesadaran masyarakat untuk menciptakan keluarga yang sejahtera dan terdidik. Berdasarkan publikasi proyeksi penduduk Indonesia tahun 2010 – 2035 (BPS) 2013, pertumbuhan penduduk Indonesia diasumsikan turun secara bertahap dari 1,38 % pada tahun 2010, lalu menjadi 1,19 % pada tahun 2015, 1,00% pada tahun 2020, 0,80% pada tahun 2025 dan 0,62% pada tahun 2030. Untuk tahun sesudahnya hingga 2050, laju pertumbuhan diasumsikan konstan 0,62% per tahun sehingga diperkirakan penduduk Indonesia akan meningkat menjadi 335 juta jiwa pada tahun 2050 dari kondisi tahun 2015 yang hanya 255 juta jiwa.

Karena pola penggunaan energi antara penduduk perkotaan dan perdesaan berbeda maka indikator tingkat urbanisasi menjadi sangat penting dalam mendapatkan hasil prakiraan energi yang lebih akurat. Tingkat urbanisasi juga mengikuti proyeksi yang dikeluarkan oleh BPS di mana pangsa penduduk perkotaan sebesar 53% pada tahun 2015 dan terus meningkat hingga mencapai 70% pada tahun 2050, yang artinya 70% penduduk Indonesia akan tinggal di perkotaan pada tahun 2050. Jumlah penduduk Indonesia pertahun selama periode 2015 – 2050 berikut tingkat urbanisasi perkotaan ditunjukkan oleh Gambar 2.3.



Gambar 2.3 Asumsi Pertumbuhan Penduduk dan Tingkat Urbanisasi

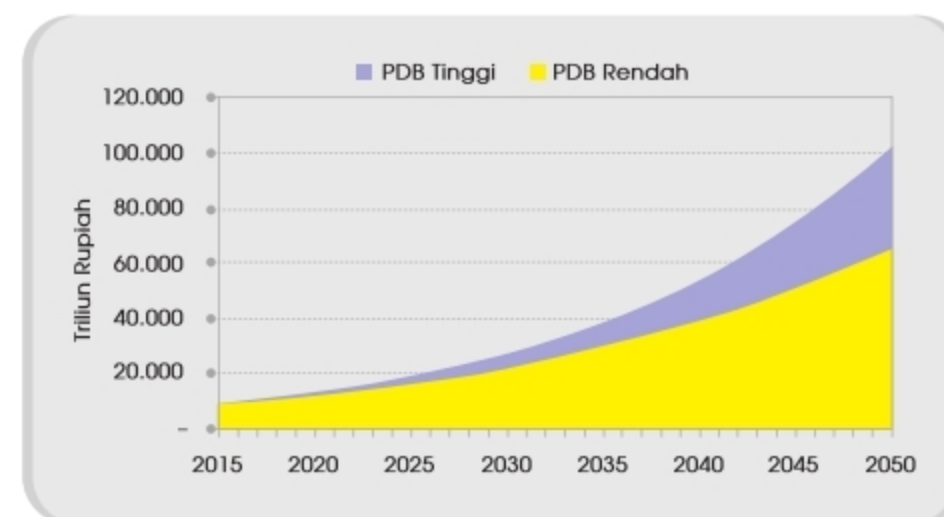
Jika diasumsikan bahwa jumlah anggota rumah tangga rata-rata 3,84 pada tahun 2015 dan kemudian secara bertahap turun menjadi 3,54 pada tahun 2050 maka jumlah rumah tangga akan tumbuh dari 66,5 juta rumah tangga menjadi 94,7 juta rumah tangga selama periode yang sama.

2.3.2 Pertumbuhan Ekonomi

Permintaan energi berkorelasi sangat kuat dengan aktivitas ekonomi. Asumsi pertumbuhan PDB akan sangat sensitif terhadap prakiraan energi dari ketiga skenario yang dikembangkan.

Pertumbuhan ekonomi Indonesia selama lima tahun terakhir cenderung melambat. Hal ini akibat dari melambatnya pertumbuhan ekonomi global, harga komoditas yang tetap rendah termasuk minyak, lemahnya perdagangan global, dan arus modal yang berkurang. Selain itu, melemahnya pertumbuhan investasi dan ekspor Indonesia juga ikut menyumbang terhadap kondisi perekonomian saat ini. Meskipun demikian pembelanjaan pasar domestik di Indonesia yang bertahan tinggi disamping komitmen Pemerintah untuk terus melakukan deregulasi ekonomi dan penyederhanaan perijinan investasi diharapkan akan mampu menopang pertumbuhan kedepan.

Kondisi ekonomi Indonesia dan global yang tidak menentu menjadi alasan mengapa *Outlook Energi Indonesia 2016* berdasarkan pada dua asumsi pertumbuhan PDB yang berbeda, pertumbuhan PDB moderat dan tinggi. Pertumbuhan PDB moderat diasumsikan rata-rata 5,6% per tahun selama periode proyeksi mengingat kondisi ekonomi saat ini. Sedangkan pertumbuhan PDB tinggi diasumsikan 7,1% per tahun sebagai usaha untuk melihat apakah target ekonomi dan energi didalam RPJMN 2015 – 2019 dan PP No.79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional bisa dicapai.



Gambar 2.4 Asumsi Pertumbuhan PDB Tinggi dan Rendah

Dengan asumsi pertumbuhan PDB rendah, PDB Indonesia pada tahun 2050 akan mencapai 61,360 triliun rupiah atau USD 6,825 Miliar, sedangkan untuk PDB tinggi akan mencapai 102,541 triliun rupiah atau USD 11,405 Miliar. PDB Indonesia pada tahun dasar 2015 adalah 8,976 triliun rupiah atau USD 998 Miliar dengan nilai kurs Rp 8.991 per USD. Semua nilai berdasarkan harga konstan 2010.

PDB per kapita merupakan salah satu indikator pembandingan kesejahteraan penduduk satu wilayah dengan wilayah lainnya. Dengan asumsi pertumbuhan PDB dan penduduk yang sudah dijelaskan sebelumnya, PDB per kapita Indonesia pada tahun 2050 akan naik menjadi Rp 183 juta atau USD 20,351

untuk pertumbuhan PDB rendah, sedangkan untuk pertumbuhan PDB tinggi akan menjadi Rp 306 juta atau USD 34.009 dari tingkat saat ini tahun 2015 sebesar Rp 34 juta atau USD 3.908.

2.3.3 Teknologi

Jenis teknologi energi yang dikembangkan dan digunakan, baik pada sisi permintaan maupun penyediaan, akan mempengaruhi keputusan investasi, biaya pasokan yang berbeda untuk tiap jenis energi serta tingkat dan komposisi permintaan energi masa depan. Oleh sebab itu, prakiraan energi pada *Outlook* energi ini cukup peka terhadap asumsi tingkat penetrasi suatu teknologi energi termasuk energi baru terbarukan (EBT) dan efisiensi energi. Asumsi ini berbeda untuk setiap jenis energi, sektor pengguna dan skenario dan didasarkan pada tingkat *proven* dan komersialisasi dari teknologi tersebut serta kebijakan yang mendukungnya.

Didalam *Outlook Energi Indonesia 2016* teknologi yang ada saat ini diprediksi akan terus berkembang di masa depan dengan biaya yang lebih rendah dan tingkat efisiensi yang lebih tinggi.

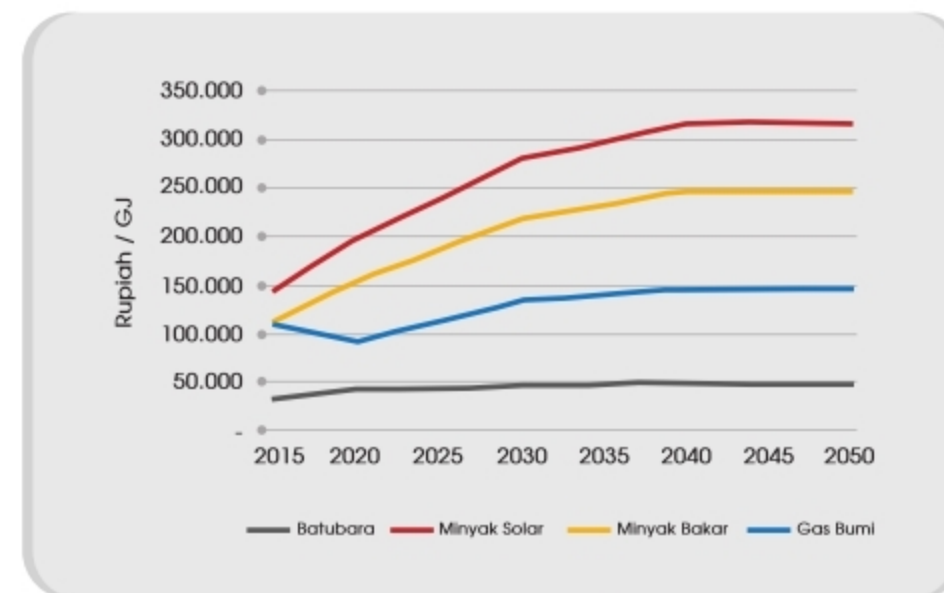
Beberapa teknologi cukup berperan dalam menentukan tingkat permintaan energi di masa depan seperti untuk teknologi pembangkit adalah pembangkit listrik EBT seperti surya, bayu, biomassa, hidro dan panas bumi. Untuk sektor transportasi meliputi mobil hibrid, listrik dan bahan bakar nabati (BBN). Teknologi efisiensi energi diterapkan pada semua sektor ekonomi meliputi sektor industri, rumah tangga, komersial dan juga transportasi. Dampak dari penerapan teknologi hemat energi terhadap permintaan energi cukup signifikan. Semua teknologi tersebut akan diulas lebih detail pada bab-bab selanjutnya.

2.3.4 Harga Energi

Harga energi merupakan faktor yang menentukan terhadap tren permintaan energi. Harga energi yang harus dibayarkan oleh konsumen akan mempengaruhi pilihan teknologi dan peralatan yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan energi. Dari sisi penyediaan, harga energi akan mempengaruhi keputusan produksi dan investasi dari teknologi terpilih.

Sejak pertengahan tahun 2014, harga minyak dan gas bumi turun tajam hingga lebih dari 60% akibat dari meningkatnya produksi bahan bakar alternatif seperti *tight oil*, *shale oil* dan *shale gas*. Sementara itu *Organization of Petroleum Exporting Countries* (OPEC) memutuskan untuk tidak mengurangi

tingkat produksinya. Beberapa pengamat memprediksi bahwa harga migas yang rendah tidak akan terlalu lama. Asumsi tren harga energi sangat bergantung pada faktor-faktor pada sisi kebutuhan. Selain itu, adanya kompetisi antara harga gas bumi dan batubara khususnya untuk pembangkit listrik juga mempengaruhi tren harga kedua jenis energi tersebut.



Gambar 2.5 Asumsi Harga Energi

Didalam *Outlook Energi Indonesia 2016*, harga energi diasumsikan sama untuk semua skenario. Dengan pertimbangan bahwa energi masih menjadi komoditas strategis, selama periode proyeksi harga untuk semua jenis energi diasumsikan cenderung meningkat dengan pertumbuhan yang tidak sama tergantung dari perkembangan harga masing-masing jenis energi saat ini. Berdasarkan *South East Asia Energy Outlook* oleh *International Energy Agency* (IEA) tahun 2015, harga batubara diasumsikan meningkat 1,2% per tahun, gas bumi 0,9% per tahun, minyak solar dan minyak bakar 2,3% per tahun dan biomassa 1,2% per tahun selama periode proyeksi 2015 – 2050.

Tabel 2.1 berikut ini menampilkan asumsi dasar dan tambahan secara lebih lengkap yang digunakan didalam *Outlook Energi Indonesia 2016* untuk semua skenario.

Tabel 2.1: Asumsi Dasar dan Asumsi Tambahan

No	Skenario BaU	Skenario Alternatif 1	Skenario Alternatif 2
Asumsi Dasar			
1	Pertumbuhan PDB moderat 5,6% per tahun	Pertumbuhan PDB moderat 5,6% per tahun	Pertumbuhan PDB tinggi 7,1% per tahun
2	Tidak ada suatu terobosan teknologi baru. Program konservasi dan efisiensi energi dijalankan sesuai dengan tren yang ada	Penetrasi teknologi hemat energi berdasarkan pada teknologi yang sudah ada saat ini dan <i>proven</i> dengan tingkat penetrasi 75%	
3	Harga energi mengalami peningkatan untuk masing-masing jenis energi sebagai berikut: <ul style="list-style-type: none">• batubara 1,2% per tahun,• gas bumi 0,9% per tahun, dan• minyak solar dan minyak bakar 2,3% per tahun.		
4	Pertumbuhan penduduk berdasarkan hasil kajian proyeksi penduduk Indonesia dari BPS		
Asumsi Tambahan			
5	Asumsi sumber daya atau cadangan energi: <ul style="list-style-type: none">• Minyak dan gas bumi, 100% cadangan dan 50% sumber daya• Batubara, 80% cadangan dan 30% sumber daya• Panas bumi, 60% sumber daya, hanya temperatur menengah dan tinggi (> 150oC)• Hidro, 60% sumber daya• Limbah biomasa, 60% sumber daya• Bahan bakar nabati (BBN), 60% sumber daya• Surya, 10% sumber daya• Bayu, 10% sumber daya (kecepatan di atas 4 m/s)• Laut, 10% sumber daya		
6	Rasio Elektrifikasi mencapai 100% pada tahun 2020		
7	Kandungan BBN sebagai campuran BBM (biosolar dan biopremium) hingga tahun 2050 mengikuti <i>blueprint</i> dan <i>roadmap</i> Pengembangan BBN yang sudah ditetapkan Pemerintah, antara lain biodiesel hingga 30%, bioetanol hingga 20%.		

No	Skenario BaU	Skenario Alternatif 1	Skenario Alternatif 2
8	Penggunaan minyak tanah di rumah tangga hanya sampai tahun 2018 dan digantikan oleh LPG, gas bumi, listrik, biomasa, <i>dimethyl ether</i> dan biogas		
9	Tidak ada perubahan yang mendasar terkait kebijakan serta pola produksi dan konsumsi energi yang sudah ada	Upaya penghematan energi yang merefleksikan penerapan kebijakan atau regulasi tentang konservasi dan efisiensi energi yang agresif	
10	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2016-2025 digunakan sebagai <i>baseline</i> dalam perhitungan penambahan kapasitas pembangkit listrik untuk semua skenario mulai tahun 2015 sampai dengan 2025. Selain itu ditambah dengan perhitungan model berdasarkan optimasi harga terendah (<i>least cost optimization</i>).		
11	Pemanfaatan biosolar di industri mengikuti tren yang ada	Pengembangan pembangkit EBT mempertimbangkan semua kebijakan/program Pemerintah dan target-target yang telah ditetapkan termasuk Renstra, roadmap, KEN dan RUEN	
12	Pemanfaatan biosolar di industri mengikuti tren yang ada	Pada tahun 2050, pangsa pemanfaatan biosolar di industri mencapai rata-rata 20%	
13	Pemanfaatan biosolar dan biopremium di transportasi mengikuti tren yang ada	Pada tahun 2050, pangsa pemanfaatan biosolar dan biopremium mencapai rata-rata 80% terhadap kebutuhan total di sektor transportasi	
14	Penggunaan BBG di sektor transportasi mengikuti tren yang ada	Pada tahun 2050, pangsa pemanfaatan BBG mencapai rata-rata 20% di sektor transportasi	
15	Pemanfaatan gasifikasi batubara untuk industri pupuk belum ada	Mulai tahun 2018, gas dari proses gasifikasi batubara digunakan di industri pupuk	

No	Skenario BaU	Skenario Alternatif 1	Skenario Alternatif 2
16	Pemanfaatan bioavtur belum ada	Mulai tahun 2018, bioavtur digunakan di transportasi udara	
17	Tidak ada perubahan pola dalam penggunaan moda transportasi	Terjadi perpindahan moda transportasi hingga 15% dari total produksi angkutan pada tahun 2050 dari mobil penumpang dan sepeda motor ke bus dan kereta dan dari angkutan barang truk ke kereta	
18	Kapasitas kilang minyak hingga 2025 disesuaikan dengan <i>roadmap</i> Pemerintah (Pertamina) dan sesudahnya diasumsikan meningkat dua kali lipat hingga tahun 2050		
19	Produksi gas bumi diasumsikan menurun rata-rata 0,7% per tahun hingga tahun 2050 dari tingkat produksi saat ini		
20	Produksi minyak bumi diasumsikan turun sebesar 2,2% per tahun hingga tahun 2050		
21	Produksi batubara meningkat rata-rata 2,5% per tahun hingga tahun 2050	Produksi batubara diusahakan konstan pada tingkat 400 juta Ton namun diasumsikan meningkat apabila konsumsi domestik melampaui produksi	
22	Kebutuhan energi tanpa memperhitungkan biomasa tradisional		

OUTLOOK

Energi Indonesia 2016

BAB 3 KONDISI SAAT INI

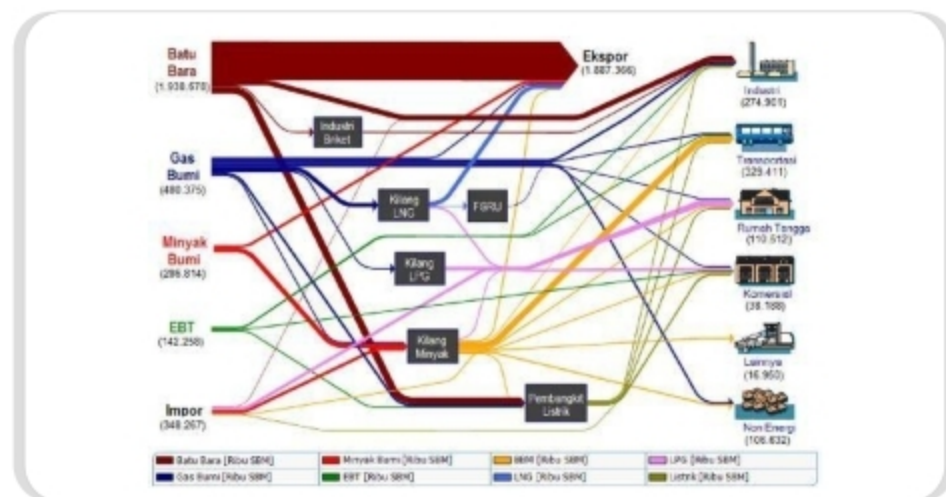
BAB 3 / KONDISI SAAT INI

3.1 Neraca Energi

Neraca energi adalah gambaran kondisi kesetimbangan antara sisi penyediaan energi dan sisi kebutuhan energi sektoral. Neraca energi tergambarkan di dalam sistem energi yang mencakup mulai dari produksi, konversi dan transportasi/distribusi sampai kepada pengguna akhir.

Total produksi energi primer (batubara, gas bumi, minyak bumi dan EBT) Indonesia tahun 2015 adalah 2.848.025 ribu SBM dimana sekitar 1.887.366 ribu SBM diekspor ke luar negeri. Pada tahun yang sama Indonesia harus mengimpor energi sebesar 348.267 ribu SBM. Sebagian besar ekspor adalah batubara dan sebagian besar impor adalah minyak bumi, BBM dan LPG. Dari kondisi tersebut bisa diperoleh bahwa penyediaan energi primer Indonesia tahun 2015 adalah 1.308.926 ribu SBM termasuk perubahan stok (tanpa biomasa tradisional). Ekspor energi Indonesia pada tahun 2015 mencapai 66% dari produksi total energi atau lebih dari setengah. Sedangkan impor energi mencapai 27% dari penyediaan energi primer total pada periode yang sama atau hampir sepertiga.

Total kebutuhan energi sektoral tahun 2015 adalah 876.594 ribu SBM (tanpa biomasa tradisional). Sektor transportasi merupakan pengguna terbesar kemudian disusul industri dan non energi, rumah tangga, komersial dan sektor lainnya. Kondisi neraca energi Indonesia tahun 2015 diberikan oleh Gambar 3.1.



Sumber: Diolah dari Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia (HEESI) 2016

Gambar 3.1 Neraca Energi 2015

3.2 Minyak Bumi

Cadangan minyak bumi nasional per 1 Januari 2015, baik berupa cadangan terbukti maupun cadangan potensial mengalami penurunan 1,2% jika dibandingkan tahun sebelumnya. Cadangan potensial minyak pada tahun 2015 sebanyak 3,70 miliar barel, sedangkan cadangan terbukti sebanyak 3,60 miliar barel.

Sebaran cadangan minyak bumi sebagian besar terdapat di wilayah Sumatera sebesar 66,15% dari total cadangan minyak bumi nasional atau sebanyak 4,83 miliar barel. Sedangkan Jawa dan Kalimantan masing-masing memiliki cadangan minyak bumi 1,78 miliar barel dan 0,52 miliar barel. Sisanya 0,15 miliar barel terdapat di daerah Papua, Maluku, dan Sulawesi (Gambar 3.2).



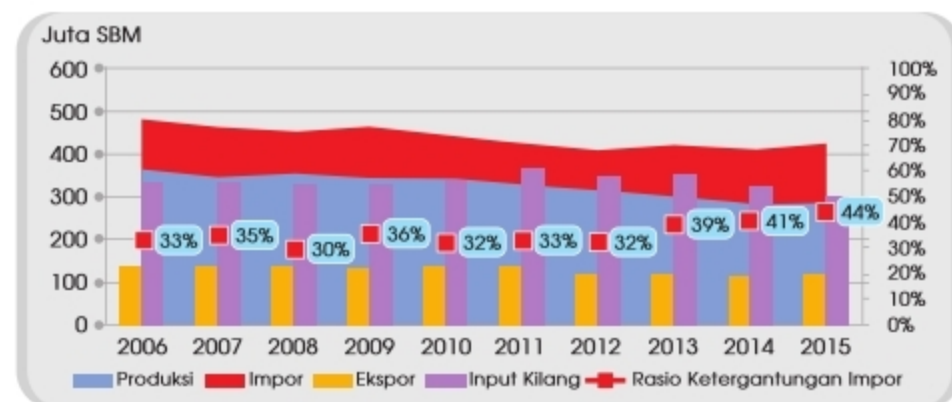
Sumber: Ditjen Migas, 2015

Gambar 3.2 Sumber Daya Minyak Bumi 2015

Pada tahun 2015, berdasarkan rancangan RUEN terdapat tambahan potensi cadangan migas sebesar 5,2 miliar barel berasal dari *discovery*, yang dapat dipertimbangkan sebagai penambahan dalam cadangan migas tahun 2016 dan potensi sumber daya migas sebesar 16,6 miliar barel dari kegiatan eksplorasi awal, namun membutuhkan pengujian lebih lanjut.

Adapun pangsa cadangan minyak bumi Indonesia hanya sekitar 0,2% dari total cadangan minyak bumi dunia. Di lain sisi, laju konsumsi BBM sebagai produk hasil olahan terus mengalami peningkatan. Sedangkan perkembangan produksi minyak bumi selama 10 tahun terakhir menunjukkan kecenderungan menurun, yaitu dari 287,30 juta barel atau sekitar 800 ribu barel per hari pada tahun 2006 dan menjadi sekitar 251,87 juta barel (sekitar 690 ribu barel per hari) di tahun 2015. Penurunan produksi tersebut disebabkan oleh sumur-sumur produksi minyak bumi yang umumnya sudah tua, sementara produksi sumur baru relatif masih terbatas. Sejak tahun 2010-2014, laju penemuan cadangan dibandingkan dengan produksi atau *Reserve Replacement Ratio* (RRR) sekitar 50%, artinya Indonesia lebih banyak memproduksi minyak bumi dibandingkan menemukan cadangan minyak. Belum ada penemuan cadangan minyak besar lagi selain dari lapangan Banyu-Urip Blok Cepu.

Peningkatan konsumsi BBM di dalam negeri dan penurunan produksi minyak bumi telah menyebabkan ekspor minyak bumi menurun, sebaliknya impor minyak bumi dan BBM terus meningkat. Kondisi tersebut terlihat dari kenaikan rasio ketergantungan impor, dimana rasio ketergantungan impor rata-rata meningkat dari 35% pada tahun 2007 menjadi 44% di tahun 2015. Hal ini mengindikasikan bahwa Indonesia rentan terhadap perubahan kondisi global yang dapat berpengaruh pada ketahanan energi nasional sebagai akibat dari tingginya ketergantungan pasokan dari luar (Gambar 3.3).



Sumber: Kementerian ESDM, diolah oleh Setjen DEN, 2016
Catatan: Rasio Ketergantungan Impor = Impor dibagi pasokan domestik (Produksi+Impor-Ekspor)

Gambar 3.3 Perkembangan Produksi, Impor dan Ekspor Minyak Bumi

Konsumsi BBM yang terus meningkat sebagai dampak dari pertumbuhan ekonomi dan pertambahan penduduk, sementara produksi minyak mentah dalam negeri terus mengalami penurunan dan kapasitas kilang yang stagnan menyebabkan impor minyak mentah dan BBM terus meningkat, sehingga pembangunan kilang BBM merupakan solusi yang tidak dapat dihindari.

Pada akhir tahun 2015, Pemerintah melakukan revisi PP No 79 tahun 2010 mengenai Biaya Operasi yang dapat dikembalikan (*Cost recovery*) dan Perlakuan Pajak di Bidang Usaha Hulu Migas. Revisi dilakukan lantaran posisi kegiatan eksplorasi di sektor hulu migas di tanah air dari sisi efisiensi, jumlah sumur, dan biaya melakukan eksplorasi masih belum kompetitif dibandingkan negara lain. Dari tahun 2011-2014, jumlah wilayah kerja yang diminati investor cenderung mengalami penurunan walaupun dalam periode tersebut harga minyak rata-rata bertahan pada angka di atas 100 US\$/bbl karena ketidakpastian memperoleh kembali modal yang sudah dibelanjakan pada masa eksplorasi tersebut.

Terdapat beberapa pokok perubahan dalam revisi PP tersebut yang tujuannya untuk membuat kegiatan sektor hulu migas menjadi lebih menarik. Poin pertama terkait fasilitas perpajakan di masa eksplorasi yaitu PPN Impor, Bea Masuk, PPN Dalam Negeri dan PBB akan termasuk di dalam fasilitas yang ditanggung Pemerintah di masa eksplorasi. Poin kedua terkait pembebasan PPh Pematangan atas pembebanan Biaya Operasional Fasilitas Bersama (*Cost Sharing*) oleh kontraktor dalam rangka pemanfaatan Barang Milik Negara. Selanjutnya, ada kejelasan fasilitas-fasilitas *non fiscal* seperti *investment credit*, depresiasi yang dipercepat serta *DMO Holiday*. Dan poin terakhir terkait bagi hasil penerimaan yaitu menggunakan rezim *Sliding Scale*, di mana Pemerintah akan mendapatkan bagi hasil lebih apabila harga minyak meningkat secara signifikan.

Selain itu, pada tahun 2015 kebutuhan LPG dalam negeri 60,2% diperoleh dari impor. Suksesnya program konversi *kerosene* ke LPG menyebabkan konsumsi LPG domestik naik drastis, sementara pasokan dan kilang LPG dalam negeri terbatas. Kondisi ini harus diantisipasi karena subsidi LPG 3 kg semakin besar mengingat harga jual saat ini sebesar Rp. 4.250 per kg

dan Pemerintah memberikan subsidi sekitar Rp. 5.750 per kg. Subsidi LPG 3 kg tahun 2015 mencapai sekitar Rp. 28,27 triliun atau turun dibandingkan subsidi 2014 sebesar Rp. 50 triliun.

Kebutuhan BBM nasional dipenuhi dari produksi nasional dan impor. Produksi BBM sebesar 235,7 juta barel tahun 2010 dan menjadi 248,8 juta barel tahun 2015, sedangkan impor berfluktuasi dari 163,8 juta barel tahun 2010 menjadi 175,4 juta barel tahun 2015 (Tabel 3.1).

Tabel 3.1 Produksi dan Impor BBM tahun 2010 s.d. 2015

Tahun	Produksi BBM (Juta Barel)		Impor BBM (Juta Barel)
	BBM	Non BBM	
2010	235,7	85,8	163,6
2011	237,1	104,2	195,9
2012	240,3	111,9	201,1
2013	237,5	85,2	205,6
2014	245,5	97,1	209,0
2015	248,8	80,68	175,4

Sumber: Kementerian ESDM, 2016

3.3. Gas

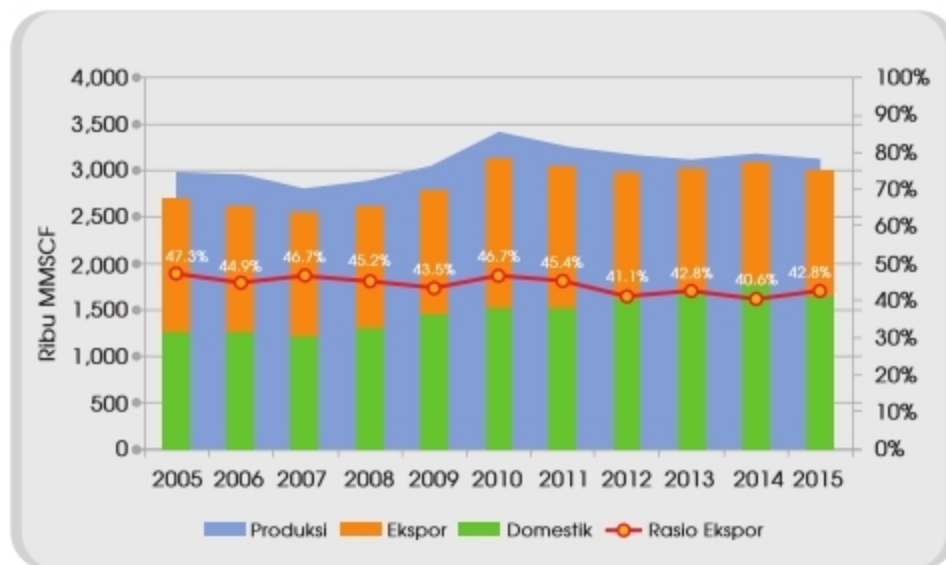
Cadangan gas bumi nasional tersebar di seluruh wilayah Indonesia. Total cadangan gas bumi pada tahun 2015 sebesar 150,39 TSCF, di mana cadangan terbukti berkisar 101,54 TSCF, sedangkan cadangan potensial berkisar 48,85 TSCF (Gambar 3.4).



Sumber: Ditjen Migas, 2015

Gambar 3.4 Sumber Daya Gas Bumi 2015

Dibandingkan dengan tahun sebelumnya, cadangan gas bumi nasional mengalami peningkatan berkisar 1,36% atau sebanyak 2,03 TSCF pada tahun 2014. Produksi gas bumi selama sepuluh tahun terakhir relatif fluktuatif, dengan rata-rata produksi sekitar 3,39 juta MMSCF per tahun. Sebagian produksi gas bumi digunakan untuk memenuhi kebutuhan sektor industri, pembangkit listrik, gas kota, *gas lift and reinjection* dan *own use*. Selain digunakan untuk memenuhi kebutuhan domestik, gas bumi juga dijadikan sebagai komoditi ekspor dalam bentuk LNG dan gas pipa. Selama sepuluh tahun terakhir, angka ekspor gas bumi (melalui pipa maupun LNG) hampir mencapai separuh dari total produksi atau kurang lebih sama dengan konsumsi gas domestik (Gambar 3.5).



Sumber: Kementerian ESDM, diolah oleh Setjen DEN, 2016
Catatan: Rasio Ekspor = Ekspor dibagi Produksi

Gambar 3.5 Perkembangan Produksi dan Ekspor Gas

Produksi LPG pada tahun 2015 sebesar 2,27 juta ton, yang terdiri dari kilang gas sebesar 1,6 juta ton dan kilang minyak sebesar 0,6 juta ton. Dibandingkan dengan tahun sebelumnya, total produksi LPG mengalami penurunan sekitar 4,61% atau sekitar 104 ribu ton.

Pemanfaatan penggunaan gas domestik di tahun 2015 menunjukkan adanya penurunan yang disebabkan oleh perlambatan ekonomi Indonesia. Rendahnya pemanfaatan gas bumi domestik terutama disebabkan daya beli harga domestik belum mencapai nilai keekonomian sehingga pemanfaatan gas bumi lebih diprioritaskan untuk memenuhi kontrak ekspor. Selain itu, pengembangan sumber gas baru jauh dari pusat pengguna dan pengembangan infrastruktur yang masih minim mengakibatkan distribusi gas mengalami kendala besar.

Pada tanggal 7 Oktober 2015, Pemerintah mengeluarkan Paket Kebijakan Ekonomi tahap III yang bertujuan untuk menekan biaya dalam upaya

memperbaiki iklim usaha dan mempermudah perizinan usaha. Salah satu isi dari Paket Kebijakan Ekonomi tersebut adalah penurunan harga gas untuk pabrik dari lapangan gas baru ditetapkan sesuai dengan kemampuan daya beli industri pupuk, yakni sebesar US\$ 7 mmbtu. Sedangkan harga gas untuk industri lainnya (seperti petrokimia, keramik, dsb) akan diturunkan sesuai dengan kemampuan industri masing-masing. Penurunan harga gas dimungkinkan dengan melakukan efisiensi di delapan sistem distribusi gas serta pengurangan penerimaan negara, atau PNB gas. Penurunan harga gas ini tidak akan mempengaruhi besaran penerimaan yang menjadi bagian perusahaan gas Kontrak Kerja Sama.

Presiden Joko Widodo pada tanggal 3 Mei 2016, telah menandatangani Peraturan Presiden Nomor 40 Tahun 2016 tentang Penetapan Harga Gas Bumi yang isinya mengatur tentang penetapan harga gas bumi di hulu dan harga gas bumi di industri tertentu sebagai upaya untuk mendorong percepatan pertumbuhan ekonomi dan peningkatan daya saing industri nasional. Berdasarkan Perpres tersebut, apabila harga gas bumi lebih tinggi dari US\$ 6 dollar per mmbtu, Menteri ESDM dapat menetapkan harga gas bumi tertentu bagi industri yang bergerak di bidang industri pupuk, industri petrokimia, industri *oleochemical*, industri baja, industri keramik, industri kaca dan industri sarung tangan.

3.4 Batubara

Produksi batubara Indonesia diperkirakan akan terus meningkat, tidak hanya untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri (domestik), tetapi juga untuk memenuhi permintaan luar negeri (ekspor). Sumber daya batubara Indonesia sampai dengan tahun 2015 adalah sebesar 127 miliar ton batubara, sedangkan cadangan batubara sebesar 32,3 miliar ton. Sumber daya dan cadangan batubara didominasi oleh batubara kalori rendah sampai sedang, sedangkan batubara kalori tinggi sampai sangat tinggi memiliki jumlah yang sangat terbatas (Tabel 3.2).

Tabel 3.2 Kualitas, Sumber Daya dan Cadangan Batubara 2015

Kualitas	Sumber Daya (Juta Ton)					Jumlah %	Cadangan (Juta Ton)		Total
	Hipotenik	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total		Terkira	Terbukti	
Kalori Rendah	1.979	9.650	10.432	12.259	34.320	27.11%	6.204	3.272	9.475
Kalori Sedang	16.882	22.413	17.441	24.286	81.023	63.99%	16.486	3.858	20.344
Kalori Tinggi	889	2.804	2.186	3.243	9.123	7.21%	545	974	1.520
Kalori Sangat Tinggi	14	1.276	394	459	2.144	1.69%	762	163	925
Total	19,764	36,144	30,454	40,248	126,609	100%	23,996	8,268	32,264

Sumber: Kementerian ESDM, 2015

Catatan:

Kualitas berdasarkan kelas nilai kalori (Keppres No. 13 Tahun 2000 diperbaharui dengan PP No. 45 Tahun 2003)

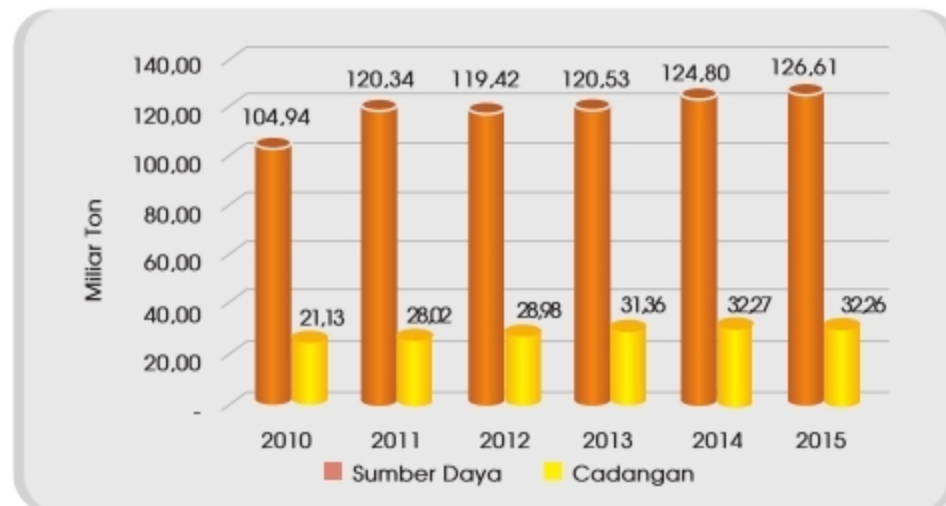
a. Kalori Rendah < 5100 kal/gr

b. Kalori Sedang 5100 – 6100 kal/gr

c. Kalori Tinggi > 6100 – 7100 kal/gr

d. Kalori Sangat Tinggi > 7100 kal/gr

Apabila dibandingkan dengan neraca tahun 2014, terdapat kenaikan sumber daya batubara sebesar 1,8 miliar ton, sedangkan cadangan batubara pada tahun 2015 mengalami penurunan sebesar 5,33 juta ton (Gambar 3.6).



Sumber: HEESI, 2016

Gambar 3.6 Perubahan Nilai Sumber Daya dan Cadangan Batubara Tahun 2010-2015

Penurunan jumlah sumber daya dan cadangan ini dikarenakan berkurangnya kegiatan eksplorasi dan produksi batubara karena harga jual batubara tidak dapat menutupi biaya produksi dan berkurangnya permintaan batubara dunia, khususnya Cina. Dari total sumber daya dan cadangan tersebut, sekitar 50% berada di pulau Sumatera, 49,5% di pulau Kalimantan, dan sisanya tersebar di pulau lain (Gambar 3.7).



Sumber: Badan Geologi KESDM, 2015

Gambar 3.7 Cadangan Batubara Indonesia Status 2015

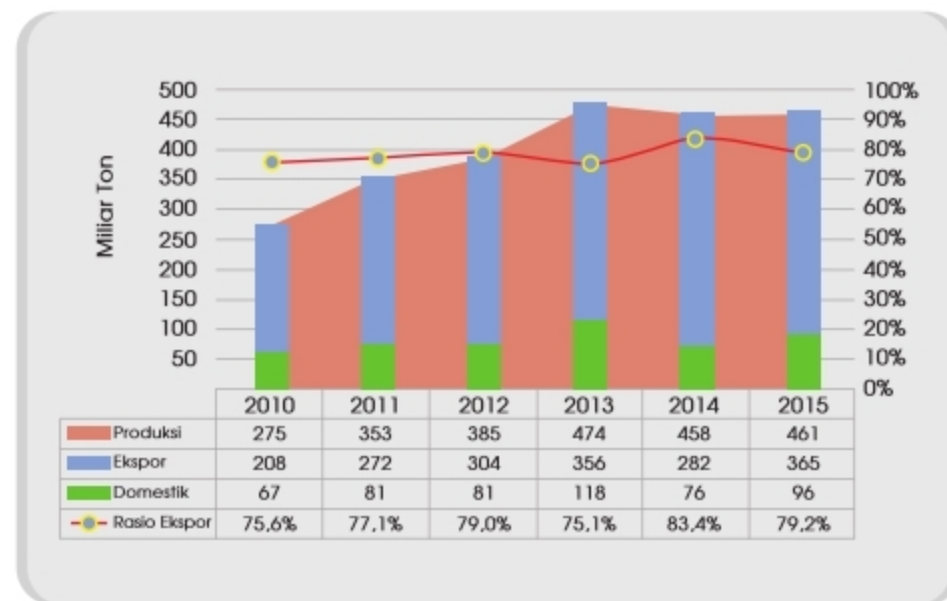
Lokasi produksi batubara hampir seluruhnya berada di Kalimantan sementara pengguna batubara kebanyakan berada di Jawa sehingga memerlukan infrastruktur berupa pelabuhan, penyimpanan batubara (*stockpile*) dan sarana pengangkutan melalui darat terutama kereta api.

Perkembangan produksi batubara pada tahun 2010-2013 mengalami peningkatan yang cukup pesat, dengan kenaikan produksi rata-rata 20,18% pertahun. Realisasi produksi batubara pada tahun 2014 mengalami penurunan akibat faktor harga yang rendah dengan total produksi sebesar 458 juta ton, dan selanjutnya pada tahun 2015 sedikit meningkat yaitu sebesar 461 juta ton.

Produksi batubara nasional tentunya tidak lepas dari permintaan dalam negeri (domestik) dan luar negeri (ekspor) yang terus meningkat. Indonesia menempati

posisi ke-3 produsen utama batubara dunia setelah Cina dan USA berdasarkan *BP Statistical Review of World Energy 2015*. Dari total ekspor batubara Indonesia, sebagian besar ke India dan Cina.

Total produksi batubara nasional, porsi ekspor batubara di atas 75% dan sisanya dipasarkan di dalam negeri. Hal ini menunjukkan bahwa batubara yang diproduksi dominan di ekspor ke luar negeri dan serapan penggunaan batubara di dalam negeri masih kecil dibandingkan produksinya (Gambar 3.8).



Sumber: Kementerian ESDM, 2015.

Gambar 3.8 Realisasi Produksi dan Perkembangan Ekspor Batubara Tahun 2010-2015

Pemanfaatan batubara di dalam negeri meliputi penggunaan di PLTU, industri besi dan baja, industri semen, industri kertas, dan industri lainnya. Tercatat pada tahun 2015 dari seluruh konsumsi batubara dalam negeri sebesar 70 juta ton (80,72%) digunakan oleh PLTU. Disamping itu, kondisi harga BBM yang tinggi, dan sumber daya batubara Indonesia yang melimpah, menuntut

industri yang selama ini menggunakan bahan bakar minyak beralih menggunakan batubara.

Rencana pembangunan pembangkit listrik dan berkembangnya industri, mengindikasikan permintaan batubara dalam negeri akan semakin meningkat. Demikian pula halnya dengan permintaan batubara dari negara-negara pengimpor. Terkait hal tersebut, Pemerintah mengeluarkan kebijakan energi yang dituangkan dalam Peraturan Presiden (Perpres) No. 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional yang berisi tentang strategi untuk menjamin keamanan pasokan energi nasional secara berkelanjutan dan pemanfaatan energi secara efisien, serta terwujudnya bauran energi yang optimal sampai dengan tahun 2050. Dalam kebijakan bauran energi nasional 2025, pemakaian batubara diharapkan mencapai 30% dan pada tahun 2050 sebesar 25%.

Disamping itu, Pemerintah mengeluarkan peraturan yang digunakan sebagai landasan di dalam instrumen kebijakan perusahaan batubara, antara lain yaitu:

1. Undang-Undang No. 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara.
2. Peraturan Pemerintah No. 77 Tahun 2014 Tentang Perubahan Ketiga Atas Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2010 Tentang Pelaksanaan Kegiatan Usaha Pertambangan Mineral Dan Batubara.
3. Peraturan Menteri ESDM No 34 Tahun 2009 tentang Pengutamaan Pemasokan Kebutuhan Mineral dan Batubara untuk Kepentingan Dalam Negeri.

UU No 4 Tahun 2009 tentang Minerba sebagai turunan UUD 1945 ini merupakan hasil dari respon terhadap berbagai tuntutan untuk menyempurnakan peraturan perundang-undangan di bidang pertambangan. Substansi UU No 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara berusaha menggunakan arah baru kebijakan tata kelola pertambangan (mineral dan batubara) yang mengakomodasikan prinsip kepentingan nasional, kemanfaatan untuk masyarakat, jaminan berusaha, desentralisasi pengelolaan dan pengelolaan pertambangan yang baik (*good mining practice*) untuk mencapai pertambangan yang berkelanjutan (*sustainable mining*).

Sedangkan Permen ESDM No. 34 Tahun 2009, merupakan kebijakan *Domestic Market Obligation* (DMO) yang mewajibkan kepada perusahaan pertambangan batubara untuk terlebih dahulu menjual dan mengutamakan batubara kepada pengguna dalam negeri, baru kemudian dapat melakukan ekspor.

Hakikat peraturan perundangan di sektor batubara adalah pengelolaan energi dan sumber daya mineral Indonesia ditujukan bagi kedaulatan, kemandirian dan ketahanan energi serta peningkatan nilai tambah pertambangan. Adapun beberapa kebijakan batubara yaitu:

1. Prioritas pemanfaatan batubara sebagai sumber energi domestik.
2. Konservasi dan pertambangan sesuai kaidah yang baik dengan memperhatikan lingkungan hidup.
3. Peningkatan kegiatan eksplorasi batubara untuk tambang terbuka dan tambang bawah tanah.
4. Penetapan Harga Patokan Batubara terutama untuk penggunaan batubara di dalam negeri.
5. Pembangunan infrastruktur batubara mendukung jaminan pasokan dan cadangan penyangga batubara.
6. Peningkatan nilai tambah batubara.
7. Peningkatan kemampuan teknologi penambangan dan pemanfaatan batubara.

3.5 Energi Baru dan Energi Terbarukan

a. Potensi Energi Baru dan Terbarukan

Berkurangnya potensi energi fosil terutama minyak dan gas bumi, mendorong Pemerintah untuk menjadikan EBT sebagai prioritas utama untuk menjaga ketahanan dan kemandirian energi, mengingat potensi EBT sangat besar untuk dapat menjadi andalan dalam penyediaan energi nasional di masa mendatang. Potensi energi baru terbarukan (EBT) di Indonesia saat ini belum dimanfaatkan secara maksimal. Salah satu peraturan yang mengatur pengembangan EBT di masa mendatang adalah PP No. 79 tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional. Untuk mendukung pengembangan EBT di Indonesia, diperlukan pemetaan potensi EBT yang ada di Indonesia. Sampai dengan tahun 2015, sumberdaya EBT tampak seperti Tabel 3.3

Tabel 3.3 Sumber Daya Energi Baru dan Energi Terbarukan

Jenis Energi	Sumber Daya	Kapasitas Terpasang	Pemanfaatan %
Tenaga Air	94,476 MW ¹⁾	5,024 MW ¹⁾	5,3%
Panas Bumi	29.544 MW ¹⁾	1.403,5 MW ¹⁾	4,8%
Bioenergi	32.000 MW dan 200.000 bpd BBN ⁴⁾	1,740,4 MW ⁴⁾	5,4%
Surya	4,80 kWh/m ² /day ~207,9 GW ¹⁾	78,5 MW ¹⁾	
Angin dan Hybrid	3-6 m/s ~60 GW ¹⁾	3,1 MW ¹⁾	
Energi Laut	61 GW ²⁾ Gelombang: 1.995 MW ⁴⁾ Panas Laut (OTEC): 41.001 MW ⁴⁾ Arus Laut: 17.989 MW ⁴⁾	0,01 MW ³⁾	
Shale Gas	574 TSCF ⁴⁾		
Coal Bed Methane (CBM)	456,7 TSCF ⁴⁾		

Catatan:

1) Angka potensi dari Draft RUEN, 2016

2) Data Ratifikasi antara ESDM dan Asosiasi Energi Laut Indonesia (ASELI), 2014

3) Purwarupa Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT), 2010

4) DJ EBTKE, 2014

Potensi Tenaga Air untuk Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) dan Pembangkit Listrik Tenaga Mini/Mikro Hidro (PLTMH) tersebar di Indonesia dengan total perkiraan sampai 75.000 MW, sementara pemanfaatannya masih sekitar 11% dari total potensi (Gambar 3.9).



Sumber: Ditjen EBTKE KESDM, 2015

Gambar 3.9 Peta Potensi Tenaga Air Skala Besar

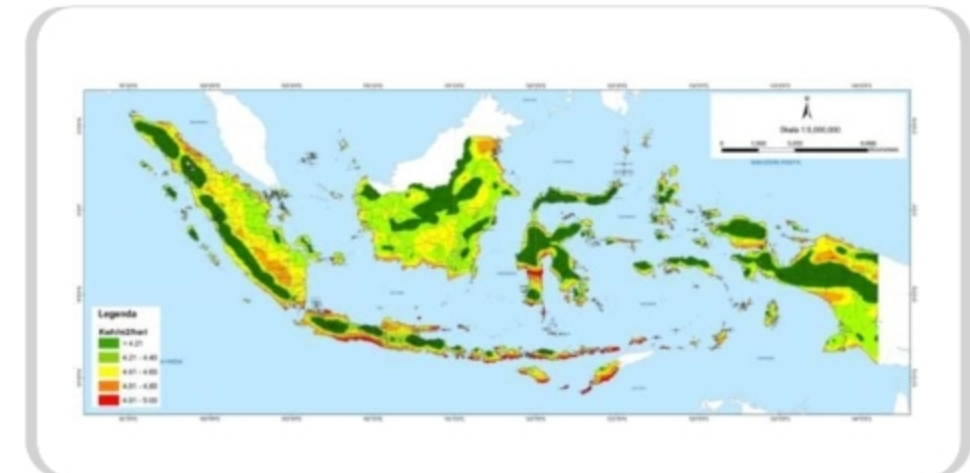
Potensi Energi Angin, yang sudah dilakukan studi pendahuluan tersebar di pulau Jawa dan Sulawesi sekitar 950 MW. Pada tahun 2014, Puslitbangtek KEBTKE juga telah menyelesaikan peta potensi energi angin di Indonesia (Gambar 3.10).



Sumber: Puslitbang KEBTKE, 2014

Gambar 3.10 Peta Potensi Tenaga Angin

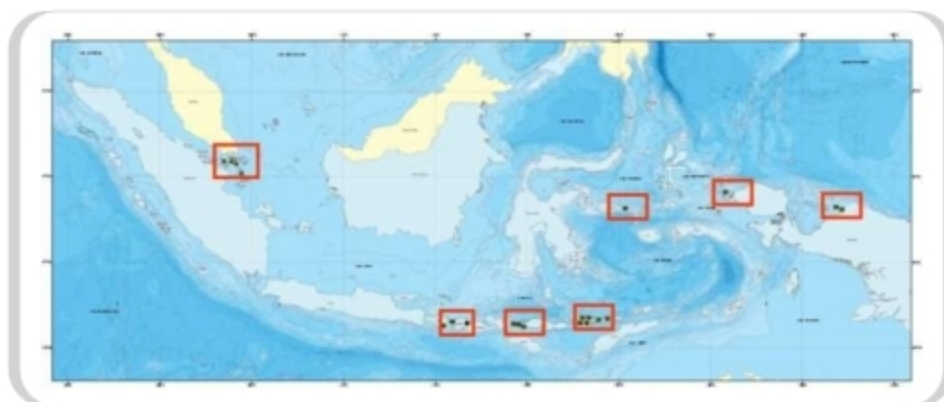
Potensi surya, Sumber daya energi surya Indonesia dapat dikelompokkan berdasarkan wilayah yaitu kawasan barat dan timur Indonesia. Sumber daya energi surya kawasan barat Indonesia ($4,5 \text{ kWh/m}^2.\text{hari}$) dengan variasi bulanan sekitar 10%, dan kawasan timur Indonesia $5,1 \text{ kWh/m}^2.\text{hari}$ dengan variasi bulanan sekitar 9% serta rata-rata Indonesia $4,8 \text{ kWh/m}^2.\text{hari}$ dengan variasi bulanan sekitar 9%. Potensi energi panas matahari di Indonesia sekitar $4,8 \text{ kWh/m}^2.\text{hari}$ atau setara dengan 112 ribu GWp. Potensi sumber daya energi surya Indonesia terlihat pada Gambar 3.11.



Sumber: Ditjen EBTKE KESDM, 2015

Gambar 3.11 Peta Lokasi Potensi Tenaga Surya

Potensi Arus Laut, Berdasarkan penelitian Puslitbang KEBTKE ESDM tahun 2014, teridentifikasi peta potensi energi arus laut di 10 selat berpotensi yaitu di Selat Riau, Selat Sunda, Selat Toyapakeh, Selat Lombok, Selat Alas, Selat Molo, Selat Larantuka, Selat Pantar, Selat Boleng, dan Selat Mansuar Raja Ampat. Berdasarkan peta tersebut, potensi dan sumber daya energi laut yaitu potensi energi arus laut praktis sebesar 17,9 GW; energi gelombang potensi praktis sebesar 1,9 GW, dan potensi panas laut praktis sebesar 41 GW. Potensi lokasi sumber tenaga arus laut Indonesia sebagaimana pada Gambar 3.12.



Sumber: Asosiasi Energi Laut Indonesia (ASELI), 2

Gambar 3.12 Peta Lokasi Potensi Tenaga Arus Laut

Potensi bioenergi, potensi bioenergi di Indonesia sangat besar dan beragam. Berdasarkan publikasi Ditjen EBTKE, KESDM tahun 2015, sumber daya bioenergi mencapai 32,6 GW untuk pemanfaatan pada pembangkit dan sekitar 200 ribu bpd bahan bakar nabati.

b. Pemanfaatan Energi Baru dan Terbarukan

Pemanfaatan energi yang bersumber dari EBT sebagian besar untuk ketenagalistrikan, sedangkan sebagian lainnya (BBN, Biogas dan Biomasa) digunakan untuk keperluan rumah tangga, komersial dan industri yang penggunaannya dapat mengurangi konsumsi energi fosil.

Sampai dengan tahun 2015, kapasitas terpasang terbesar dari pembangkit energi terbarukan (ET) berasal dari pemanfaatan tenaga air sekitar 8,1 GW terdiri termasuk pembangkit tenaga air skala mini dan mikro, selanjutnya tenaga biomasa sekitar 1,7 GW (di luar biomassa tradisional), mayoritas pengembangan (94%) berada di lokasi terpencil (*off-grid*). Pengembangan panas bumi saat ini mencapai 1,4 GW atau sekitar 5% dari total sumber daya.

Berdasarkan data Ditjen EBTKE KESDM tahun 2015, pemanfaatan bioenergi untuk pembangkit listrik sebesar 1,7 GW termasuk substitusi diesel dengan BBN pada PLTD sebesar 28 MW. Pemanfaatan BBN pada sektor non ketenagalistrikan baru terbatas pada jenis biodiesel mencapai 2,2 juta kL

dengan komposisi 90% pada BBM PSO dan sisanya pada BBM non-PSO. Sedangkan pemanfaatan potensi ET lainnya (surya, angin dan laut) masih sangat kecil dan tersebar di seluruh wilayah Indonesia. Minimnya pemanfaatan ET untuk ketenagalistrikan akibat masih tingginya harga produksi pembangkit ET, sehingga sulit bersaing dengan pembangkit fosil terutama batubara, kendala izin penggunaan lahan, proses negosiasi harga listrik, pusat permintaan (*demand*) yang jauh dari lokasi, dan kurangnya dukungan industri dalam negeri terkait pembangkit dan komponen pembangkit energi terbarukan.

Pemanfaatan energi baru seperti *Coal Bed Methane* (CBM) dan *Shale Gas* masih belum berjalan signifikan. Berdasarkan penelitian Ditjen Migas dan *Advance Resources International, Inc.* pada tahun 2003, sumber daya CBM Indonesia diindikasikan sekitar 456,7 TSCF. Sejak ditandatanganinya Kontrak Kerja Sama (KKS) CBM yang pertama di Indonesia pada tanggal 27 Mei 2008 sampai dengan Maret 2015, total jumlah kontrak CBM yang telah ditandatangani sebanyak 54 kontrak. Sedangkan untuk pengembangan *shale gas* berdasarkan hasil survei potensi yang dilakukan oleh Badan Geologi mencatat sumber daya *shale gas* pada cekungan sedimen utama Indonesia sebesar 574 TSCF, tersebar di Sumatera, Kalimantan, Jawa dan Papua.

c. Kebijakan Pendukung EBT

Untuk mendorong pemanfaatan EBT, Pemerintah telah menyusun Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) yang akan segera diterbitkan yang mengatur mengenai sinkronisasi kebijakan terkait dengan pemanfaatan energi terutama dengan rencana pembangunan wilayah industri, penyederhanaan perizinan dan pemberlakuan sistem pelayanan terpadu satu pintu (PTSP), koordinasi dengan Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan terkait pinjam pakai lahan dan izin penggunaan lahan tertentu, dukungan pembiayaan negara dan perbankan nasional serta peningkatan dukungan industri nasional dengan mekanisme tertentu.

Ditjen EBTKE KESDM juga telah memberlakukan beberapa kebijakan utama guna mempercepat pengembangan EBT diantaranya:

Feed in Tariff (FiT), adalah mekanisme kebijakan penerapan harga beli listrik dari pembangkit EBT oleh PT PLN, besaran tarif berbeda-beda pada masing-masing jenis energi. Daftar besaran FiT ditunjukkan dalam Tabel 3.4.

Tabel 3.4 Feed in Tariff EBT Berdasarkan Jenis Energi

NO	JENIS PEMBANGKIT																																																			
1	PLTS Permen ESDM Nomor 1 / Tahun 2013 25 sen USD/kWh 30 sen USD/kWh (TKDN sekurangnya 40%)																																																			
2	PLT BIOGAS DAN BIOMASSA Permen ESDM Nomor 27 Tahun 2014 Biomassa : Rp. 1.150/kWh: tegangan menengah Rp. 1.1500/kWh: tegangan rendah Biogas : Rp. 1.050/kWh: tegangan menengah Rp. 1.150/kWh: tegangan rendah																																																			
3	PLT SAMPAH KOTA Permen ESDM Nomor 19 Tahun 2013 Zero Waste : Rp. 1.450/kWh: tegangan menengah Rp. 1.798/kWh: tegangan rendah Landfill : Rp. 1.250/kWh: tegangan menengah Rp. 1.598/kWh: tegangan rendah																																																			
4	PLTA Permen ESDM Nomor 19 Tahun 2015 Ajiran/Terjunan Air Sungai : Tegangan Menengah: 12 sen USD (tahun ke 1 s.d 8) 7,5 sen USD (tahun ke 9 s.d 20) Tegangan Rendah: 14,4 sen USD (tahun ke 1 s.d 8) 9 sen USD (tahun ke 9 s.d 20) Waduk existing : Tegangan Menengah: 10,8 sen USD (tahun ke 1 s.d 8) 6,75 sen USD (tahun ke 9 s.d 20) Tegangan Rendah: 13 sen USD (tahun ke 1 s.d 8) 8,1 sen USD (tahun ke 9 s.d 20) PLTA (s.d 10 MW): Penyesuaian harga dari Permen ESDM No. 22 Tahun 2014 Tegangan Menengah: 10,8 sen USD (tahun ke 1 s.d 8) 6,75 sen USD (tahun ke 9 s.d 20) Tegangan Rendah: 13 sen USD (tahun ke 1 s.d 8) 8,1 sen USD (tahun ke 9 s.d 20)																																																			
4	PLTP Pemen ESDM Nomor 17 Tahun 2014 <table><tr><th rowspan="2">TAHUN COD</th><th colspan="3">HARGA PATOKAN TERTINGGI (sen USD/kWh)</th></tr><tr><th>Wilayah I</th><th>Wilayah II</th><th>Wilayah III</th></tr><tr><td>2015</td><td>11,8</td><td>17,0</td><td>25,4</td></tr><tr><td>2016</td><td>12,2</td><td>17,6</td><td>26,0</td></tr><tr><td>2017</td><td>12,6</td><td>18,2</td><td>26,2</td></tr><tr><td>2018</td><td>13,0</td><td>18,8</td><td>26,6</td></tr><tr><td>2019</td><td>13,4</td><td>19,4</td><td>27,0</td></tr><tr><td>2020</td><td>13,8</td><td>20,0</td><td>27,4</td></tr><tr><td>2021</td><td>14,2</td><td>20,6</td><td>27,8</td></tr><tr><td>2022</td><td>14,6</td><td>21,3</td><td>28,3</td></tr><tr><td>2023</td><td>15,0</td><td>21,9</td><td>28,7</td></tr><tr><td>2024</td><td>15,5</td><td>22,6</td><td>29,2</td></tr><tr><td>2025</td><td>15,9</td><td>23,3</td><td>29,6</td></tr></table> <div>PEMBAGIAN WILAYAH: Wilayah I : Wilayah Sumatera, Jawa dan Bali Wilayah II : Wilayah Sulawesi, NTB, NTT, Kalimantan, Maluku, Papua dan Kalimantan; Wilayah III : Wilayah yang berada pada Wilayah I atau Wilayah II tetapi sistem transmisinya terisolasi, pemenuhan kebutuhan listriknya sebagian besar diperoleh dari pembangkit listrik dengan bahan bakar minyak.</div>	TAHUN COD	HARGA PATOKAN TERTINGGI (sen USD/kWh)			Wilayah I	Wilayah II	Wilayah III	2015	11,8	17,0	25,4	2016	12,2	17,6	26,0	2017	12,6	18,2	26,2	2018	13,0	18,8	26,6	2019	13,4	19,4	27,0	2020	13,8	20,0	27,4	2021	14,2	20,6	27,8	2022	14,6	21,3	28,3	2023	15,0	21,9	28,7	2024	15,5	22,6	29,2	2025	15,9	23,3	29,6
TAHUN COD	HARGA PATOKAN TERTINGGI (sen USD/kWh)																																																			
	Wilayah I	Wilayah II	Wilayah III																																																	
2015	11,8	17,0	25,4																																																	
2016	12,2	17,6	26,0																																																	
2017	12,6	18,2	26,2																																																	
2018	13,0	18,8	26,6																																																	
2019	13,4	19,4	27,0																																																	
2020	13,8	20,0	27,4																																																	
2021	14,2	20,6	27,8																																																	
2022	14,6	21,3	28,3																																																	
2023	15,0	21,9	28,7																																																	
2024	15,5	22,6	29,2																																																	
2025	15,9	23,3	29,6																																																	

Sumber: Ditjen EBTKE KESDM, 2015

Meskipun mekanisme FiT telah diberlakukan sejak lama, namun dalam prakteknya mengalami kendala akibat belum ada mekanisme yang jelas terkait dengan jaminan hukum kepada BUMN, dalam hal ini PLN, untuk pembelian di atas harga rata-rata dan mekanisme terkait beban kemahalan biaya listrik. Untuk itu, Pemerintah sedang mengkaji pembentukan badan usaha tersendiri dengan penugasan khusus terkait pembelian ET sesuai dengan FiT, serta mekanisme subsidi atas selisih harga tersebut.

- **Peningkatan Porsi Biofuel**, Penerapan mandatori BBN dan menghimpun dana dari pabrik kelapa sawit (PKS) melalui skema Badan Layanan Umum.
- **Peningkatan Rasio Elektrifikasi Wilayah Off-grid**, peningkatan rasio elektrifikasi di wilayah off-grid melalui pembangunan pembangkit listrik tenaga energi terbarukan (PLT ET).
- **Negoisasi Ulang Harga Setelah Eksplorasi dan Feasibility Study (FS) untuk proyek mangkrak**, salah satu faktor penyebab mangkraknya proyek pengembangan EBT karena harga listrik hasil lelang rendah atau tidak ekonomis, maka dikeluarkan Permen No. 17/2014 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari PLTP dan Uap Panas Bumi untuk PLTP oleh PT. Perusahaan Listrik Negara (PT. PLN), dengan memberikan kepastian bahwa setelah eksplorasi dan FS dapat melakukan negosiasi untuk mencapai keekonomian.
- **Upaya pengembangan shale gas**, telah diterbitkan Permen ESDM No. 5/2012 tentang Tata Cara Penetapan dan Penawaran Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi Non Konvensional.
- **Penugasan kepada BUMN/BLU**, untuk daerah terpencil atau WKP Panas Bumi yang tidak menarik dapat dioptimalkan/dimanfaatkan dengan menugaskan BUMN atau BLU (UU No. 21/2014 tentang Panas Bumi).

OUTLOOK
Energi Indonesia 2016

BAB 4
***OUTLOOK* ENERGI**

BAB 4 / OUTLOOK ENERGI

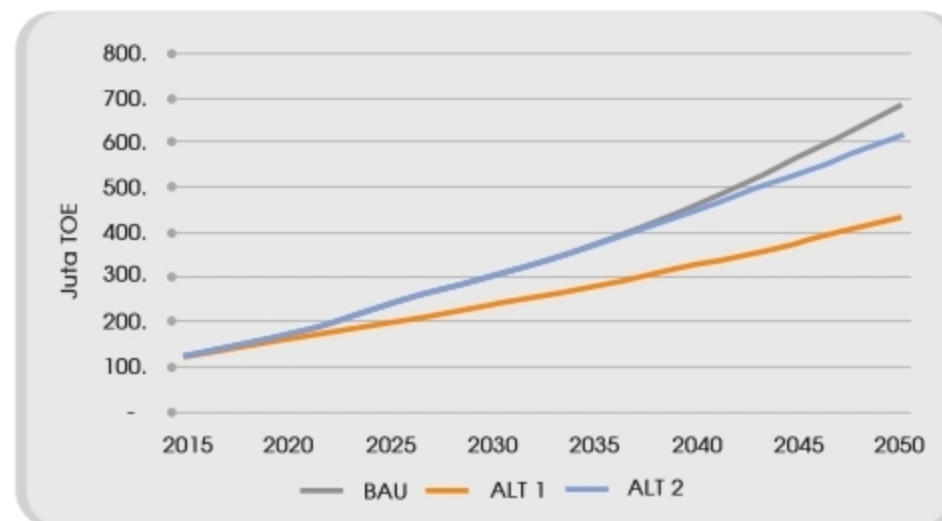
Sebagaimana dijelaskan pada Bab 2, *Outlook Energi Indonesia* disusun tanpa memperhitungkan pemakaian biomasa tradisional (biomasa sektor rumah tangga). Biomasa yang digunakan sebagai bahan bakar sektor industri dan untuk pembangkitan listrik tetap diperhitungkan dalam penyusunan *Outlook Energi Indonesia 2016*.

4.1 Kebutuhan Energi Final

Berdasarkan asumsi pertumbuhan PDB moderat 5,6% per tahun selama periode 2015-2050 dan pertumbuhan penduduk rata-rata sebesar 0,8% per tahun, diperkirakan kebutuhan energi final nasional akan mencapai 238,8 MTOE pada tahun 2025 untuk skenario BaU. Kebutuhan pada tahun 2025 tersebut menunjukkan peningkatan sekitar 1,8 kali lipat dengan rata-rata pertumbuhan tahunan sebesar 6,4% dibandingkan dengan konsumsi energi final pada tahun 2015 (128,8 MTOE). Kebutuhan energi final akan semakin meningkat dan mencapai 682,3 MTOE pada tahun 2050. Rata-rata pertumbuhan kebutuhan energi selama periode 2015-2050 adalah sekitar 4,9% per tahun.

Kebutuhan energi final pada skenario ALT 1 tetap meningkat tetapi dengan laju pertumbuhan yang lebih rendah di banding pada skenario BaU. Pada skenario ALT 1 terdapat upaya konservasi dan lainnya sesuai dengan KEN, maka kebutuhan berbagai jenis energi akan tetap meningkat tetapi dengan laju pertumbuhan rata-rata yang lebih lambat. Kebutuhan energi final pada skenario ALT 1 akan menjadi 201,5 MTOE pada tahun 2025 dan 430,3 MTOE pada tahun 2050 dengan laju rata-rata sebesar 3,5% per tahun selama periode 2015-2050. Selisih kebutuhan energi antara Skenario ALT 1 dan skenario BaU merupakan potensi penghematan energi (*energy saving potential*) akibat adanya usaha-usaha konservasi energi di berbagai sektor pengguna energi akhir (*end-user*) yang mencakup sektor industri, transportasi, rumah tangga, komersial, dan sektor lainnya serta penggunaan sebagai non-energi seperti bahan baku, aditif, reduktor, dan pelumas. Potensi penghematan kebutuhan energi nasional pada tahun 2025 sebesar 16% sedangkan pada tahun 2050 sebesar 37%, berdasarkan perhitungan sisi kebutuhan energi.

Berdasarkan perhitungan pada skenario ALT 2, yaitu dengan asumsi pertumbuhan PDB rata-rata 7,1% per tahun, diperoleh bahwa kebutuhan energi final akan mencapai 244 MTOE pada tahun 2025 dan 621 MTOE pada tahun 2050 (Gambar 4.1). Kebutuhan energi final skenario ALT 2 tidak jauh berbeda dengan kebutuhan energi pada skenario BaU, namun dalam skenario ALT 2 persentase penggunaan EBT lebih besar. Hal ini menunjukkan bahwa kondisi ALT 2 masih memerlukan usaha penghematan energi yang lebih besar untuk mencapai kondisi ALT 1. Laju pertumbuhan rata-rata kebutuhan energi skenario ALT 2 adalah sebesar 4,6% per tahun.



Gambar 4.1 Kebutuhan Energi Final Menurut Skenario

Kebutuhan energi final BBM dan produk kilang lainnya untuk skenario BaU sebesar 101 juta TOE tahun 2025 dan 260 juta TOE tahun 2050, atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata selama periode proyeksi sebesar 2,7% per tahun. Kebutuhan energi final BBM dan produk kilang lainnya untuk skenario ALT 1 sebesar 98 juta TOE tahun 2025 dan 126 juta TOE tahun 2050. Sedangkan untuk skenario ALT 2, kebutuhan energi final BBM dan produk kilang lainnya sebesar 124 juta TOE tahun 2025 dan 183 juta TOE tahun 2050.

Pada kondisi ALT 2 yaitu dengan pertumbuhan PDB tinggi, kebutuhan BBM dan produk kilang akan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 3,8% per tahun selama periode proyeksi. Dengan menggunakan ALT 2 yaitu pada PDB tinggi, perlu usaha-usaha konservasi yang lebih dari yang ada pada KEN apabila ingin tercapai tingkat kebutuhan yang sama dengan skenario ALT 1, maka pertumbuhan kebutuhan berbagai jenis energinya akan lebih pesat daripada skenario ALT 1 dan beberapa bahkan lebih pesat dari skenario BaU. Laju pertumbuhan rata-rata kebutuhan BBM dan produk kilang lainnya pada skenario ALT 2 adalah sebesar 3,8% per tahun.

Kebutuhan energi final gas untuk skenario BaU sebesar 43 juta TOE tahun 2025 dan 61 juta TOE tahun 2050. Untuk skenario ALT 1 sebesar 43 juta TOE tahun 2015 dan 80 juta TOE tahun 2050. Sedangkan untuk skenario ALT 2 sebesar 47 juta TOE tahun 2025 dan 111 juta TOE tahun 2050.

Seperti halnya dengan minyak, gas bumi berpotensi besar untuk dimanfaatkan di sektor industri, rumah tangga, dan komersial. Karena selain relatif murah, gas merupakan energi yang bersih. Dari sisi lingkungan, gas merupakan pilihan utama disamping EBT. Permintaan gas akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 3,9% per tahun untuk skenario BaU, 3,4% per tahun untuk skenario ALT 1 dan 4,2% untuk skenario ALT 2.

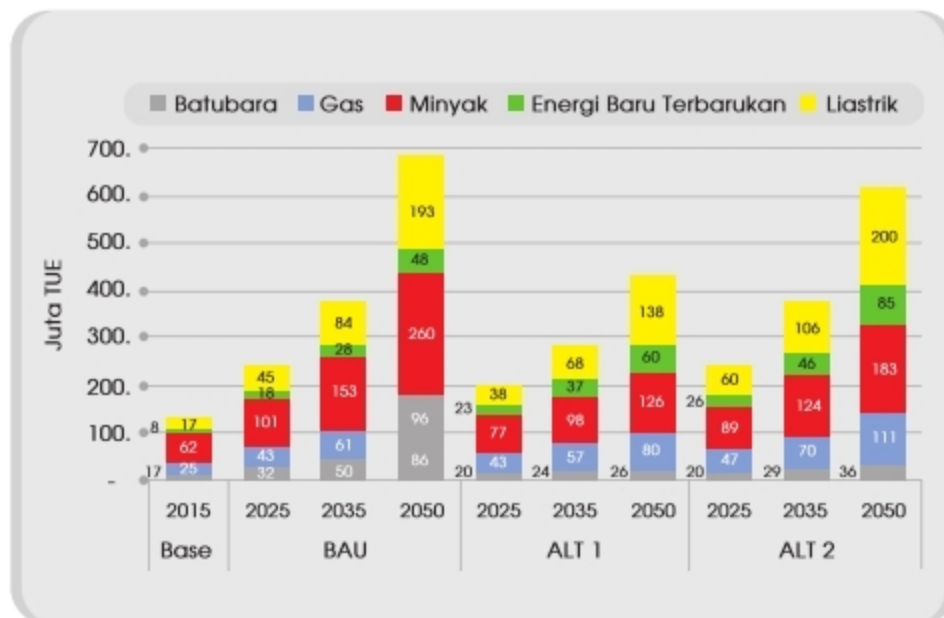
Kebutuhan gas pada sektor industri digunakan sebagai sumber energi untuk boiler atau sebagai sumber energi untuk tungku, khususnya untuk industri yang secara konvensional memerlukan gas bumi, seperti industri keramik, industri kaca/gelas, dan lainnya.

Selama rentang waktu proyeksi, permintaan batubara diperkirakan akan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 4,8% per tahun (skenario BaU), dimana pada tahun 2025 kebutuhan batubara mencapai 32 juta TOE dan meningkat menjadi 86 juta TOE pada tahun 2050. Sedangkan pada skenario ALT 1 dan ALT 2, pertumbuhan kebutuhan batubara rata-rata sebesar 1,2% (ALT 1) dan 2,2% (ALT 2) dimana pada tahun 2025 kebutuhan batubara mencapai 20 juta TOE (ALT 1 dan ALT 2) dan terus meningkat hingga mencapai 26 juta TOE (ALT 1) dan 36 juta TOE (ALT 2) di tahun 2050.

Kebutuhan batubara terkait erat dengan pemanfaatan batubara pada sektor industri terutama digunakan sebagai sumber energi untuk tungku, seperti industri semen, dan lainnya.

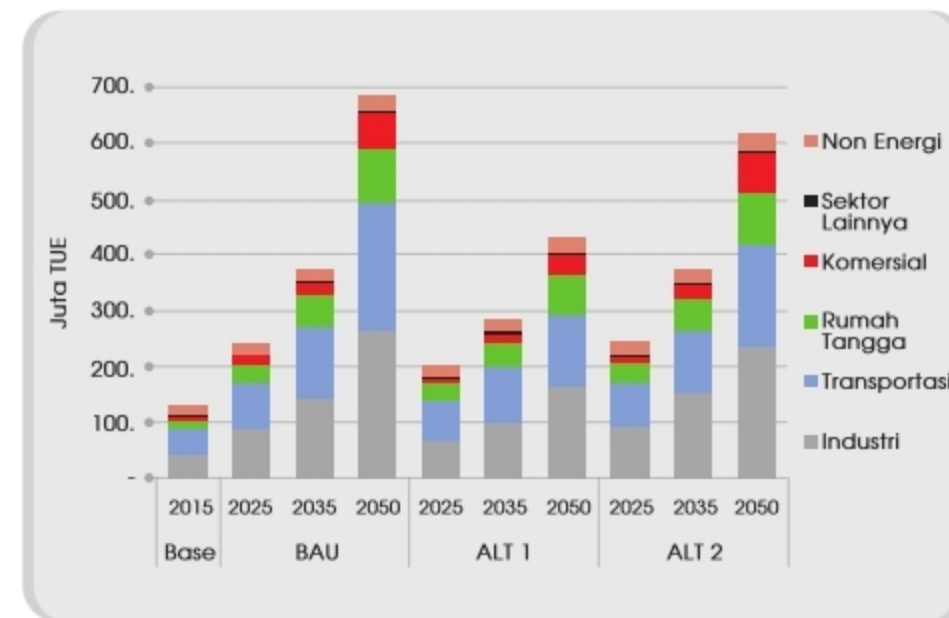
Sementara untuk EBT, walaupun konsumsinya masih rendah namun mengalami peningkatan yang cukup tinggi. Selama rentang waktu proyeksi, kebutuhan EBT pada skenario BaU diproyeksikan mengalami peningkatan dengan laju pertumbuhan sebesar 5,1% per tahun, yang mengakibatkan pada tahun 2025 kebutuhan EBT mencapai 18 Juta TOE dan meningkat di tahun 2050 hingga mencapai 48 Juta TOE. Sedangkan pada skenario ALT 1, pertumbuhan permintaan EBT mencapai rata-rata sebesar 5,8% per tahun, dimana pada tahun 2025 kebutuhan EBT mencapai 23 Juta TOE dan meningkat menjadi sebesar 60 Juta TOE. Pada skenario ALT 2, EBT juga akan meningkat tajam hingga 26 juta TOE pada tahun 2025 dan 85 juta TOE atau tumbuh dengan laju sebesar 6,9% per tahun.

Selanjutnya, permintaan energi final lainnya yang diperkirakan akan tinggi dimasa mendatang adalah tenaga listrik. Pada skenario BaU, pangsa kebutuhan listrik terhadap total kebutuhan energi pada tahun 2025 mencapai 19% (45 Juta TOE) dan pada tahun 2050 meningkat menjadi 28% (193 Juta TOE) atau mengalami pertumbuhan rata-rata 7,1% per tahun. Sedangkan menurut skenario ALT 1 dan ALT 2, pangsa konsumsi listrik juga mengalami peningkatan dimana pada tahun 2025 pangsa listrik mencapai 19% atau 38 Juta TOE (ALT 1) dan 25% atau 60 juta TOE (ALT 2) kemudian tahun 2050 naik menjadi 32% atau 138 Juta TOE (ALT 1) dan 33% atau 200 juta TOE (ALT 2) dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 6,1% (ALT 1) dan 7,2% (ALT 2) per tahun. Tingginya kebutuhan listrik diakibatkan oleh tingginya target rasio elektrifikasi yang pada tahun 2020 sebesar 100%, dan pergeseran pola hidup masyarakat sejalan dengan peningkatan kemampuan ekonomi dan kemajuan teknologi. Kebutuhan energi final menurut jenis dan skenario dapat dilihat pada Gambar 4.2.



Gambar 4.2 Kebutuhan Energi Final Menurut Jenis dan Skenario

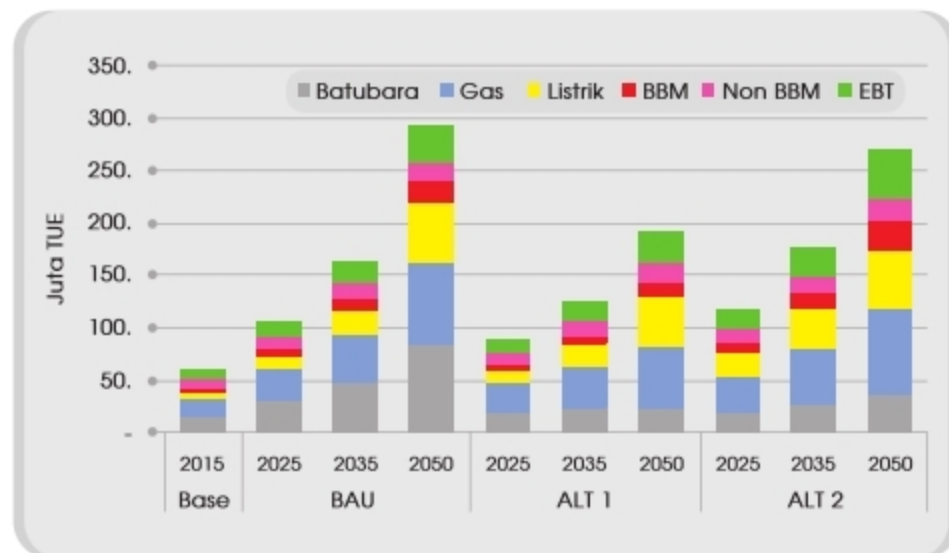
Berdasarkan sektor pengguna energi, kebutuhan energi final nasional hingga tahun 2025 masih akan didominasi oleh sektor transportasi dan industri sebagaimana kondisi pada tahun 2015. Setelah tahun 2025, sektor industri akan mendominasi kebutuhan energi final nasional sejalan dengan peningkatan aktifitas industri dan perlambatan aktifitas kendaraan pribadi akibat adanya perpindahan moda ke transportasi masa. Pangsa dari sektor transportasi dan industri di atas terhadap kebutuhan energi nasional adalah sekitar 70% selama periode proyeksi. Sisanya merupakan konsumsi dari sektor rumah tangga, komersial dan sektor lainnya termasuk pemakaian sebagai bahan baku, sebagai reduktor, pelumas, aditif maupun pemakaian non-energi lainnya. Pada skenario BaU, pangsa kebutuhan energi sektor rumah tangga dan komersial meningkat dari sekitar 16% pada tahun 2015 menjadi sekitar 23% - 25% pada tahun 2050 (Gambar 4.3).



Gambar 4.3 Kebutuhan Energi Final Menurut Sektor Pengguna

4.1.1 Kebutuhan Energi Final Sektor Industri Non Energi

Sektor industri merupakan sektor pengguna gas yang cukup besar. Kebutuhan energi final sektor industri tahun 2050 mencapai 292 juta TOE (BaU), 191 juta TOE (ALT 1) dan 269 (ALT 2) atau tumbuh untuk skenario BaU 5%, ALT 1 3% dan ALT 2 4% dari konsumsi 2015 sebesar 60 juta TOE. Kebutuhan yang berbeda untuk setiap skenario dipengaruhi oleh tingkat pertumbuhan PDB yang berbeda dan akibat dari penerapan diversifikasi, konservasi dan efisiensi energi. Selain gas, industri juga menggunakan batubara, listrik, BBM dan EBT sebagai bahan bakar dan bahan baku. Untuk skenario BaU, pangsa batubara 29%, gas 27%, listrik 19%, BBM 7%, non BBM 6% dan EBT 11% tahun 2050. Pangsa EBT yang cukup tinggi pada skenario BaU karena penggunaan biomassa di industri saat ini sudah cukup tinggi (Gambar 4.4).



Gambar 4.4 Kebutuhan Energi Final Industri Menurut Jenis Energi dan Skenario

Untuk skenario ALT 1, pangsa pada tahun 2050 berubah menjadi batubara 13%, gas 30%, listrik 26%, BBM 6%, non BBM 12%, dan EBT 15%. Untuk skenario ALT 2, pangsa batubara 13%, gas 31%, listrik 21%, BBM 9%, Non BBM 8% dan EBT 17%. Pada kedua skenario alternatif peran gas, listrik dan EBT cukup dominan.

Kebijakan baru terkait dengan pemenuhan kebutuhan gas di industri adalah kebijakan harga gas. Berdasarkan Peraturan Presiden (Perpres) No 40 tahun 2016 tentang Penetapan Harga Gas Bumi, harga gas bumi untuk sektor tertentu bisa diturunkan asalkan memenuhi dua syarat, yaitu tidak dapat memenuhi keekonomian industri pengguna gas bumi, serta harga gas bumi lebih tinggi dari USD6 per MMBTU. Perpres 40/2016 menyebutkan harga gas ditetapkan dengan mempertimbangkan keekonomian lapangan, harga di pasar internasional dan domestik, daya beli konsumen dalam negeri, dan nilai tambah dari pemanfaatan gas. Alokasi gas murah yang semula untuk tujuh sektor, diusulkan ditambah menjadi 10 sektor industri. Kesepuluh sektor

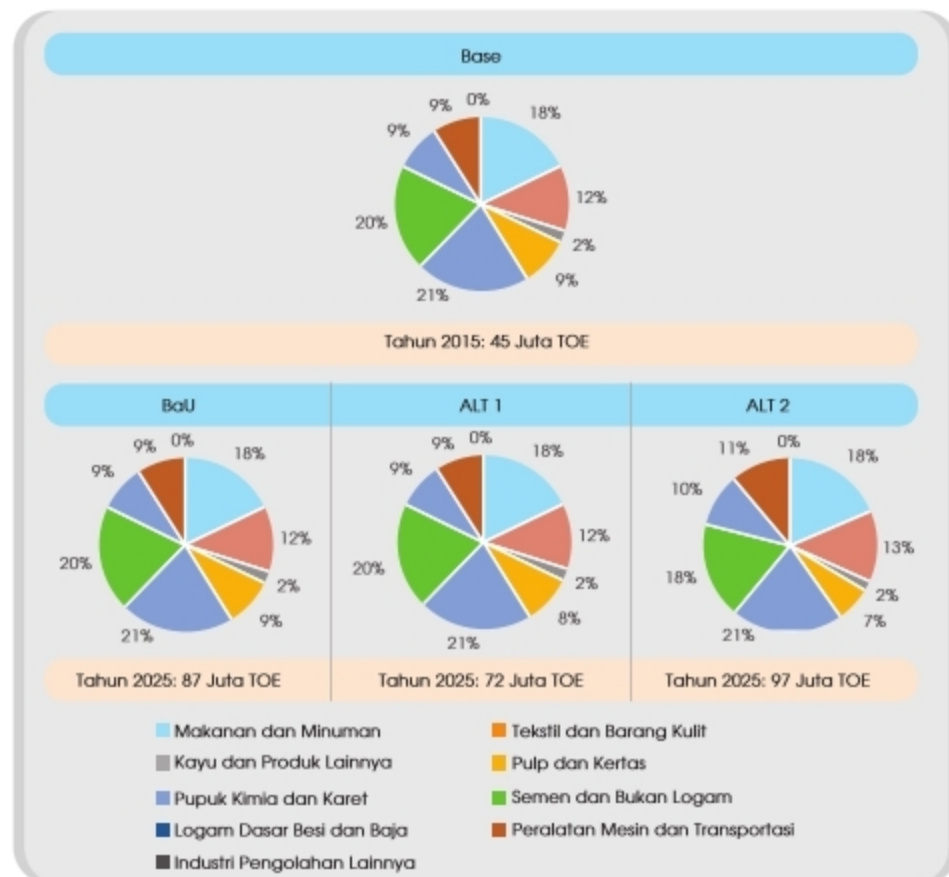
industri tersebut adalah industri pupuk, industri petrokimia, industri oleokimia, industri baja/ logam lainnya, industri keramik, industri kaca, industri ban dan sarung tangan karet, industri bubur kertas (*pulp*) dan kertas, industri makanan dan minuman, serta industri tekstil dan alas kaki.

Pada skenario ALT 1 dan ALT 2 kebutuhan listrik mengalami kenaikan paling tinggi dibandingkan jenis energi lain dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 6% dan 7% per tahun, gas bumi 4% dan 5%, batubara (termasuk briket) 1% dan 2 %, sedangkan energi lainnya seperti BBM mengalami penurunan 2–6% per tahun.

Penggunaan EBT pada sektor industri hanya terbatas pada biodiesel dan biomasa komersial. Biodiesel menggantikan minyak solar yang selama ini masih cukup tinggi penggunaannya. Pada skenario ALT 1 dan ALT 2, EBT akan meningkat 4% dan 6% per tahun mencapai 28 dan 46 juta TOE pada tahun 2050.

Aktivitas energi untuk sektor industri didasarkan pada nilai PDB sektor industri. Untuk menyederhanakan pemodelan, jumlah sub sektor industri diperkecil, dari 24 subsektor industri sesuai dengan KBLI (Klasifikasi Baku Lapangan Usaha Indonesia) 2009 yang dikeluarkan oleh BPS, menjadi hanya 9 sub sektor industri sesuai dengan data PDB sektor industri pengolahan

Jika dilihat tingkat kebutuhan energi final pada tahun 2015, sektor industri bisa dibagi menjadi 3 kelompok. Kelompok pertama sebagai kelompok pengguna energi tinggi adalah industri makanan dan minuman, pupuk kimia dan karet serta semen dan bukan logam dengan pangsa 59%. Selanjutnya, kelompok pengguna energi menengah, yaitu industri tekstil dan barang kulit, pulp dan kertas, logam dasar besi dan baja, dan peralatan mesin dan transportasi dengan pangsa 39%. Untuk kelompok pengguna energi rendah seperti kayu dan industri pengolahan lainnya memiliki pangsa sekitar 2%. Pangsa Untuk skenario BaU, ALT 1 dan ALT 2 pada tahun 2025 dan 2050 tidak jauh berbeda. Proyeksi pangsa kebutuhan energi final sektor industri menurut jenis industri ditunjukkan pada Gambar 4.5.

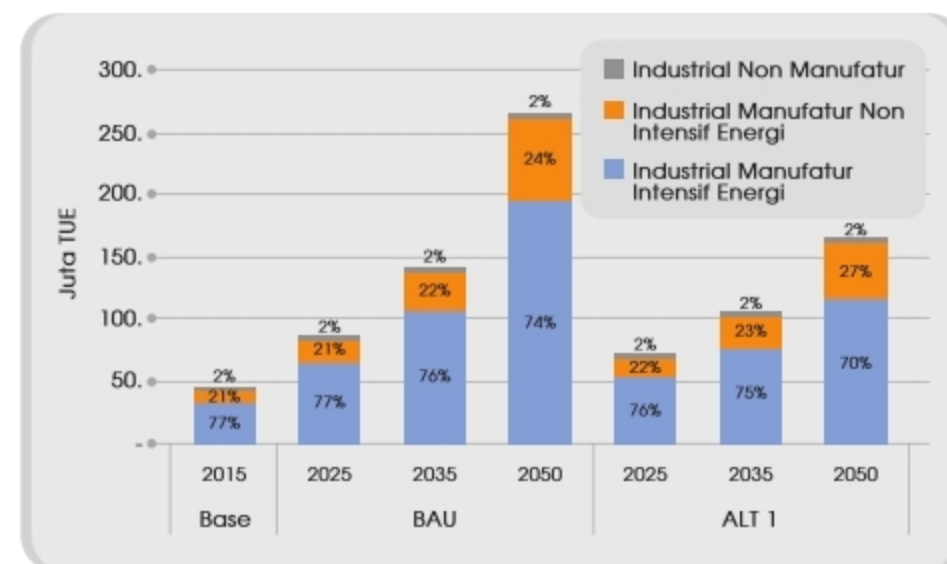


Gambar 4.5 Pangsa Kebutuhan Energi Final Menurut Jenis Industri

Jika dilihat dari tingkat lahap atau intensif energi per unit maka sektor industri bisa dibagi menjadi tiga klasifikasi:

- Industri manufaktur intensif energi: makanan dan minuman, pulp dan kertas, pupuk kimia dan karet, semen dan bukan logam serta logam dasar besi dan baja
- Industri manufaktur non intensif energi: tekstil dan barang kulit, peralatan mesin dan transportasi dan industri pengolahan lainnya
- Industri bukan manufaktur: kayu dan hasil hutan lainnya

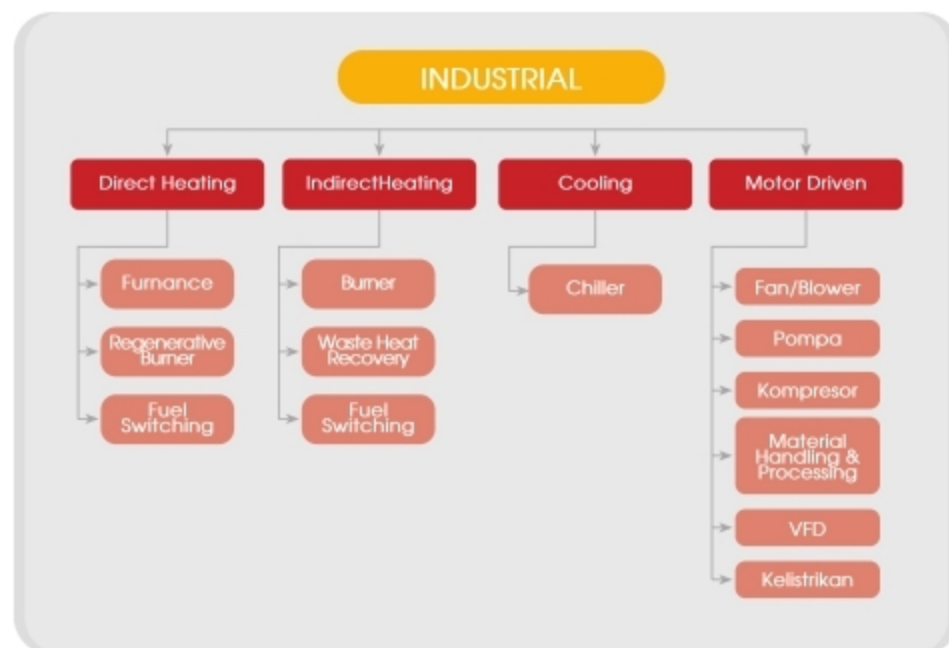
Kebutuhan energi industri masih didominasi industri intensif energi. Meskipun demikian pangsa industri manufaktur intensif energi untuk skenario ALT 1 mengalami penurunan dibandingkan dengan skenario BaU akibat dari usaha-usaha efisiensi terhadap industri manufaktur intensif energi. Sebaliknya pangsa industri manufaktur non intensif energi meningkat akibat dari ekspansi dari sektor industri peralatan mesin dan transportasi yang tidak begitu lahap/rakus energi. Kondisi serupa terjadi pada skenario ALT 2 (Gambar 4.6).



Gambar 4.6 Pangsa Kebutuhan Energi Final Industri Menurut Subsektor dan Skenario

Secara garis besar teknologi peralatan pemanfaat energi di industri bisa digolongkan menjadi empat jenis teknologi proses. Keempat teknologi tersebut adalah:

- *Indirect process heating;*
- *Direct process heating;*
- *Process cooling;*
- *Machine drives/Motor driven;*



Gambar 4.7 Upaya Konservasi dan Efisiensi Energi Sektor Industri

Gambar 4.7 menampilkan upaya-upaya konservasi dan efisiensi energi pada sektor industri dalam rangka membuat proyeksi kebutuhan energi untuk skenario alternatif. Upaya *fuel switching* di sektor industri diarahkan pada optimalisasi penggunaan batubara, gas bumi dan bahan bakar nabati sebagai pengganti BBM.

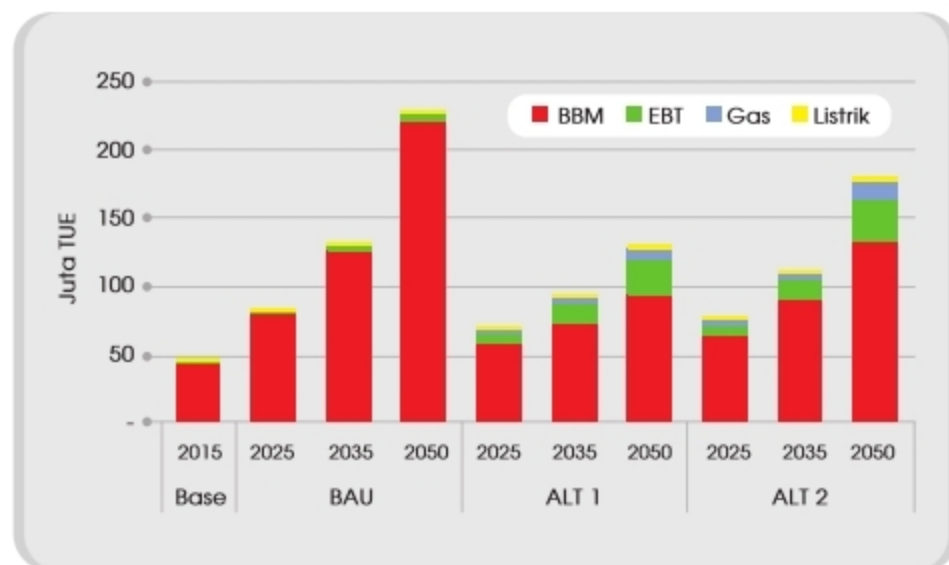
Peluang penerapan teknologi hemat energi pada *furnace* atau tungku dan *boiler* seperti *regenerative burner/reheating furnace* dan *waste heat recovery boiler* untuk semua jenis industri cukup besar. Teknologi *variable frequency drive* (VFD) memberikan penghematan energi yang cukup signifikan pada motor-motor penggerak. Penggunaan *capacitor bank* menghasilkan faktor daya yang lebih baik pada sistem tenaga listrik sehingga lebih menghemat energi listrik.

4.1.2 Kebutuhan Energi Final Sektor Transportasi

Kebutuhan energi final pada sektor transportasi masih didominasi oleh BBM dengan pangsa 96%, sisanya diisi oleh EBT (Biodiesel) dengan pangsa 4%, gas atau BGG yang hanya ada di beberapa kota besar seperti Jakarta, Surabaya, Palembang, dan Medan sebesar 0,1% dan listrik untuk Kereta Rel Listrik (KRL) sebesar 0,04%. Untuk mengurangi ketergantungan terhadap BBM yang semakin besar, beberapa upaya telah dilakukan untuk menggantikan BBM dengan BBN, BGG dan listrik serta upaya peningkatan efisiensi di sektor transportasi melalui penggunaan kendaraan hemat energi, perpindahan moda, perbaikan infrastruktur transportasi dan manajemen lalu lintas. Teknologi kendaraan bermotor berbahan bakar BBM masih sulit digantikan oleh teknologi dengan bahan bakar alternatif lainnya. BBN seperti biodiesel dan bioethanol telah menjadi bahan bakar campuran dalam BBM seiring dengan pelaksanaan mandatori BBN. Pemerintah sudah menetapkan penerapan BBN pada berbagai sektor termasuk sektor transportasi dimana kandungan biodiesel dalam minyak solar ditargetkan meningkat bertahap hingga mencapai 30% dan kandungan bioethanol dalam premium meningkat hingga 20% pada tahun 2025.

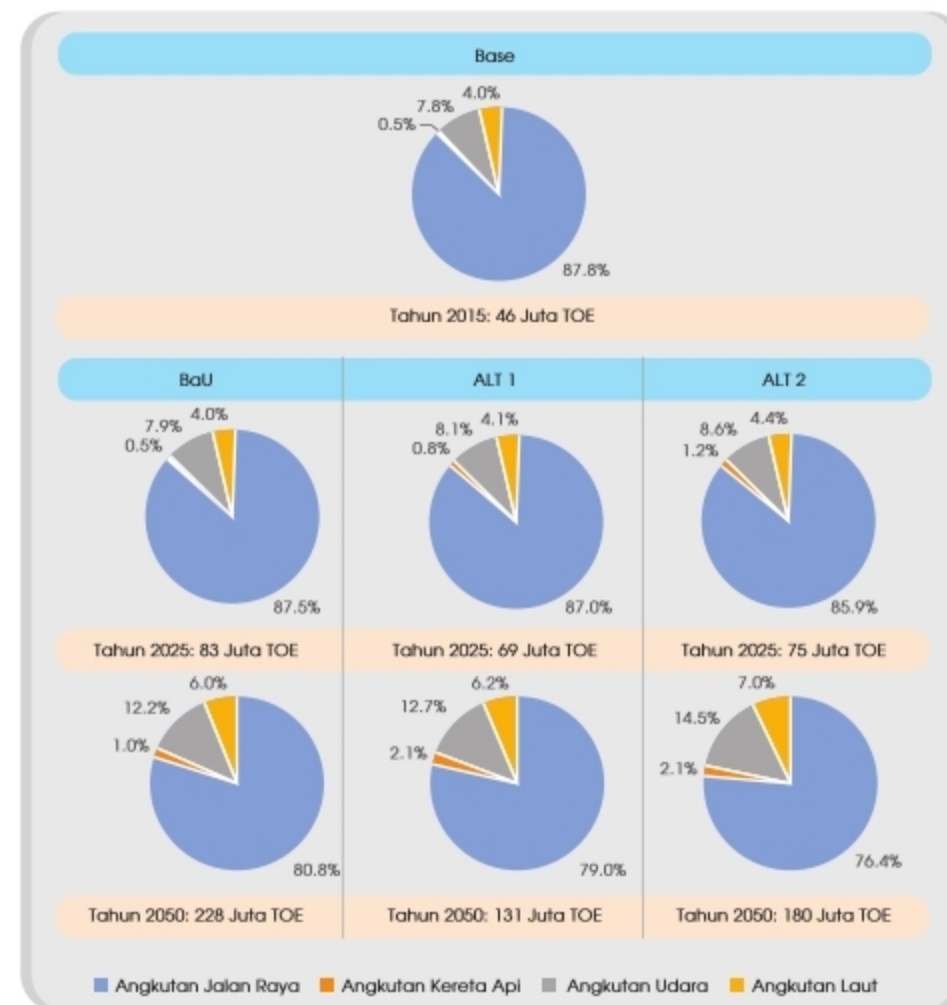
Tanpa adanya upaya diversifikasi dan efisiensi energi yang agresif pada skenario BaU, kebutuhan energi final sektor transportasi akan tumbuh 5% per tahun atau dari 46 juta TOE saat ini meningkat menjadi 228 juta TOE pada tahun 2050. Pangsa BBM juga akan meningkat menjadi 97%.

Menurut skenario ALT 1 dan ALT 2, kebutuhan energi final sektor transportasi pada tahun 2050 mencapai 131 juta TOE dan 180 juta TOE atau tumbuh 3% dan 4% per tahun. Kebutuhan energi final skenario ALT 1 lebih rendah karena asumsi pertumbuhan PDB skenario ALT 1 lebih rendah. Akibat dari pemanfaatan kendaraan hemat energi serta perpindahan moda, perbaikan infrastruktur transportasi dan manajemen lalu lintas, kebutuhan energi final kedua skenario alternatif lebih rendah dari skenario BaU. Perkembangan kebutuhan BBM, EBT, BGG dan listrik pada sektor transportasi tampak pada Gambar 4.8.



Gambar 4.8 Kebutuhan Energi Final Sektor Transportasi Menurut Jenis dan Skenario

Selanjutnya, pangsa BBM pada kedua skenario ALT 1 dan ALT 2 turun cukup signifikan menjadi 72% dan 74% pada tahun 2050 meskipun kebutuhannya meningkat menjadi 94 juta TOE dan 133 juta TOE, naik dari 44 juta TOE saat ini. Pangsa EBT akan meningkat seiring dengan peningkatan kebutuhan premium dan minyak solar, serta peningkatan target mandatori BBN. Pada tahun 2050 kebutuhan EBT yang mencakup biodiesel dan bioethanol untuk skenario ALT 1 dan ALT 2 mencapai masing-masing sekitar 26 dan 32 juta TOE atau naik dari 2 juta TOE pada tahun 2015. Adapun kebutuhan listrik terutama untuk angkutan kereta api diperkirakan tumbuh dari 0,02 juta TOE di tahun 2015 hingga 2 TOE (skenario ALT 1) dan 3 juta TOE (skenario ALT 2) pada tahun 2050 karena adanya pengembangan infrastruktur kelistrikan. Saat ini kebutuhan BBG baru mencapai 0,03 juta TOE. Kebutuhan BBG pada sektor transportasi akan meningkat hingga mencapai kisaran 9 juta TOE dan 13 juta TOE pada tahun 2050 untuk masing skenario ALT 1 dan ALT 2.



Gambar 4.9 Pangsa Energi Final Transportasi Menurut Moda dan Skenario

Berdasarkan jenis moda transportasi, kebutuhan energi final sektor transportasi sebagian besar dikonsumsi oleh angkutan jalan raya yang mencakup mobil penumpang, bus, truk dan sepeda motor. Akibat dari kebijakan perpindahan pengendara moda transportasi mobil dan sepeda motor menjadi penumpang

bus dan kereta penumpang termasuk KRL serta perpindahan angkutan barang dari truk ke kereta barang, pangsa angkutan jalan raya pada kedua skenario alternatif menjadi lebih kecil (lihat Gambar 4.9). Pemerintah telah berkomitmen untuk meningkatkan angkutan laut dan kereta api dalam rangka menekan biaya distribusi barang yang tinggi saat ini. Perpindahan moda transportasi dari mobil penumpang dan sepeda motor ke kereta listrik dan MRT (*Mass Rapid Transport*) menyebabkan permintaan angkutan kereta khususnya di perkotaan akan melonjak tinggi.

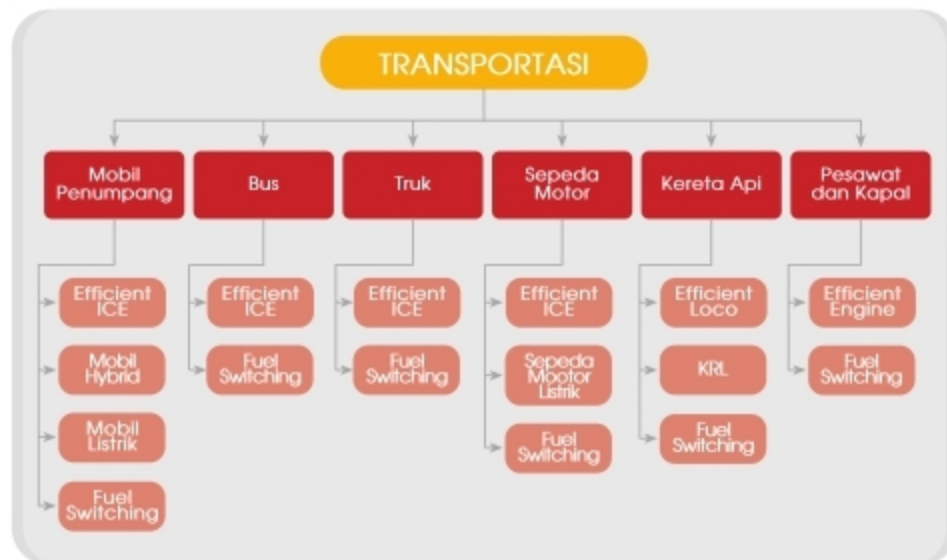
Penurunan peran angkutan jalan raya akibat dari intensitas energi mobil penumpang dan sepeda motor lebih tinggi daripada bus atau KRL. Untuk angkutan barang, intensitas energi truk lebih tinggi dari kereta api barang. Aktivitas moda transportasi dibedakan atas penumpang dan barang yang didasarkan pada produksi angkutan atau energi *useful* (energi yang sebenarnya digunakan oleh penumpang dan barang). Aktivitas penumpang menggunakan satuan jumlah penumpang-km dan aktivitas barang menggunakan satuan ton-km. Hal ini diperlukan untuk memudahkan dalam melakukan upaya konservasi dan efisiensi energi seperti perpindahan moda transportasi pada skenario ALT 1 dan ALT 2.

Dilihat dari pertumbuhan secara umum, laju peningkatan kebutuhan energi tertinggi di sektor transportasi terjadi pada angkutan kereta, pesawat udara dan laut dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 5 - 9% per tahun hingga 2050. Sedangkan untuk angkutan jalan raya hanya rata-rata 1 – 5% per tahun. Meskipun pertumbuhan angkutan kereta dan laut sangat tinggi, namun jika dilihat pangsa kebutuhan energinya masih rendah, total kedua moda hanya menyumbang kurang dari 10% pada tahun 2050 untuk semua skenario.

Tabel 4.1 Kebutuhan Energi Final Transportasi Menurut Jenis dan Skenario (Juta TOE)

	Base		BaU			ALT 1					ALT 2			
	2015	2025	2035	2050	Growth	2025	2035	2050	Growth	2025	2035	2050	Growth	
Mobil Penumpang	13,7	25,6	40,8	77,3	5%	20,2	28,2	43,4	3%	23,0	37,1	68,2	5%	
Bus	4,0	6,4	9,5	16,3	4%	5,6	7,5	11,0	3%	6,1	9,0	14,8	4%	
Truk	10,9	15,8	21,4	32,4	3%	13,3	15,3	17,8	1%	14,2	17,5	22,2	2%	
Sepeda Motor	11,5	25,2	39,8	58,4	5%	21,1	27,8	31,1	3%	21,4	28,6	32,7	3%	
Kereta Penumpang	0,1	0,3	0,6	1,5	7%	0,1	0,4	1,3	7%	0,4	1,0	1,9	8%	
Kereta Barang	0,1	0,2	0,3	0,8	6%	0,4	0,8	1,4	8%	0,4	0,9	1,9	9%	
Pesawat Penumpang	3,4	6,4	11,7	26,9	6%	5,4	8,6	16,0	4%	6,3	11,4	25,3	6%	
Pesawat Barang	0,1	0,2	0,4	0,9	6%	0,2	0,3	0,5	5%	0,2	0,4	0,8	6%	
Kapal Penumpang	0,0	0,0	0,1	0,1	7%	0,0	0,0	0,1	5%	0,0	0,1	0,1	7%	
Kapal Barang	1,8	3,3	6,0	13,5	6%	2,8	4,4	8,0	4%	3,3	5,8	12,5	6%	
Total	45,7	83,3	130,4	228,1	5%	69,2	93,2	130,7	3%	75,5	111,8	180,5	4%	

Seperti telah dijelaskan sebelumnya, kedua skenario ALT 1 dan ALT 2 menitikberatkan pada optimalisasi penggunaan bahan bakar gas (BBG) dan bahan bakar nabati (BBN) seperti biosolar, biopremium dan bioavtur untuk menggantikan BBM konvensional seperti premium, minyak solar dan avtur (*fuel switching*). Selain *fuel switching*, juga penetrasi beberapa teknologi kendaraan hemat energi dimodelkan lebih agresif akibat dari kebijakan yang mendukung. Secara lebih lengkap, upaya konservasi dan efisiensi energi yang diterapkan pada kedua skenario ALT 1 dan ALT 2 ditampilkan pada Gambar 4.10

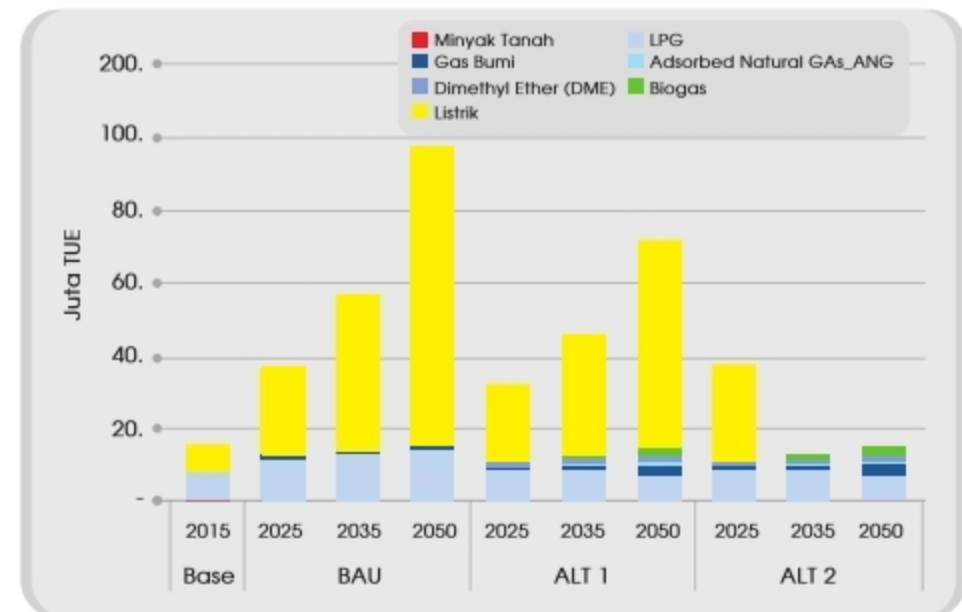


Gambar 4.10 Upaya Konservasi dan Efisiensi Energi Pada Sektor Transportasi

4.1.3 Kebutuhan Energi Final Sektor Rumah Tangga

Selain sektor ketenagalistrikan dan industri, pengguna gas yang cukup besar adalah sektor rumah tangga. Berdasarkan pola konsumsi energi, kebutuhan energi sektor rumah tangga dibedakan atas rumah tangga perkotaan dan perdesaan. Kebutuhan energi pada sektor rumah tangga dibedakan atas memasak, penerangan, AC, *refrigerator*, TV dan peralatan lainnya seperti *rice cooker*, pompa, *fan*, mesin cuci dan sebagainya. Tidak semua keluarga mempunyai semua kebutuhan energi tersebut, khususnya terkait dengan kebutuhan listrik.

Rasio elektrifikasi Indonesia saat ini masih sekitar 87%. Sesuai dengan kebijakan yang ada, pada tahun 2020, diharapkan rasio elektrifikasi telah mencapai hampir 100%. Konversi minyak tanah ke LPG akan mencapai 100% pada tahun 2018.



Gambar 4.11 Kebutuhan Energi Final Rumah Tangga Menurut Jenis Energi dan Skenario

Skenario BaU, ALT 1 dan ALT 2 memproyeksikan kebutuhan energi final di sektor rumah tangga selama periode 2015-2050 akan mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar masing-masing 5%, 4% dan 5% per tahun atau meningkat dari 15 juta TOE menjadi 97, 71 dan 91 juta TOE di tahun 2050. Selama periode proyeksi, kebutuhan sektor rumah tangga akan terus didominasi oleh listrik yang mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar 7% (BaU), 6% (ALT 1) dan 7% (ALT 2). Pangsa kebutuhan listrik pada tahun 2015 sebesar 49% meningkat menjadi 84% (BaU), 79% (ALT 1), dan 84% (ALT 2) pada tahun 2050.

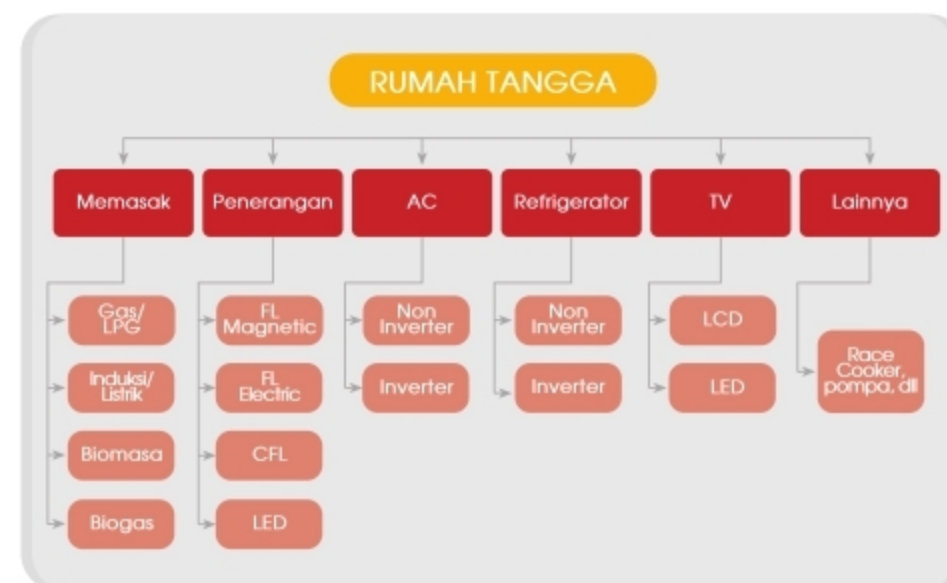
Peran LPG pada sektor rumah tangga diprediksi masih mengalami peningkatan meskipun sudah mulai tergantikan oleh gas bumi, biogas dan *dimethyl ether*. Pada skenario BaU, peningkatan kebutuhan LPG rata-rata sebesar 2% per tahun, sedangkan pangsa LPG pada tahun 2015 sebesar 47% turun menjadi 15% pada tahun 2050.

Pada skenario ALT 1 dan ALT 2, kebutuhan LPG relatif konstan. Pada dua skenario alternatif ini, energi lainnya yang dikonsumsi di sektor rumah tangga seperti gas bumi, adsorbed natural gas, biogas dan *dimethyl ether* mulai menggantikan sebagian kebutuhan LPG. Namun, kontribusi jenis energi ini masih kecil yaitu baru mencapai 10% (ALT 1) dan 8% (ALT 2) di tahun 2050, meskipun laju pertumbuhan gas bumi mencapai 8% dan biogas 6% per tahun. Kebutuhan *dimethyl ether* yang merupakan jenis energi alternatif yang baru untuk kebutuhan memasak diperkirakan pada tahun 2050 mencapai 1 juta TOE. *Dimethyl ether* yang akan dikembangkan di Indonesia direncanakan berasal dari gas bumi.

Gas bumi untuk memenuhi kebutuhan domestik akan dipasok dari sumber-sumber gas dalam negeri. Namun, ke depan sumber daya gas makin terbatas sehingga kebutuhan gas harus dipenuhi dengan impor dalam bentuk LNG. Dalam bahasan ini, kontrak ekspor LNG yang sudah ada diasumsikan akan terus berlanjut, namun untuk lapangan-lapangan gas baru akan diprioritaskan untuk memenuhi pasar dalam negeri sesuai dengan amanat UU No. 21 tahun 2002 tentang Minyak dan Gas Bumi.

Di dalam *Outlook* ini, teknologi pencahayaan untuk sektor rumah tangga yang diikutsertakan adalah lampu *fluorescent lamp* (FL) dengan ballast magnetik dan elektrik, *compact fluorescent lamp* (CFL) dan LED. Lampu CFL mempunyai konsumsi energi yang rendah sekitar 25–50% dari lampu pijar. Sedangkan lampu LED mempunyai konsumsi 80% lebih rendah daripada lampu pijar. Penggunaan AC untuk pendinginan ruangan pada sektor rumah tangga masih terbatas pada rumah tangga yang mempunyai penghasilan menengah keatas. Sebagian besar rumah tangga masih menggunakan AC *Split Standard* dan secara bertahap penggunaan AC *Split Inverter* yang mempunyai teknologi lebih hemat energi mulai bertambah. Jenis TV dan refrigerator yang dimiliki rumah tangga saat ini masih menggunakan teknologi lama yakni TV *cathode ray tube* (CRT) atau *liquid crystal display* (LCD) dan refrigerator *non inverter* yang boros dalam penggunaan energi. Diperkirakan pertumbuhan penggunaan TV LED dan refrigerator *inverter* yang hemat energi akan cukup tinggi dengan adanya kebijakan yang mendukung penggunaan teknologi tersebut.

Setiap teknologi mempunyai aktivitas penetrasi yang berbeda sesuai dengan skenarionya. Aktivitas sektor rumah tangga didasarkan pada jumlah rumah tangga yang dibagi dalam rumah tangga perkotaan, rumah tangga perdesaan terlistriki dan rumah tangga perdesaan belum terlistriki. Secara lebih lengkap upaya-upaya konservasi dan efisiensi energi sektor rumah tangga diberikan oleh Gambar 4.12.



Gambar 4.12 Upaya Konservasi dan Efisiensi Energi Sektor Rumah Tangga

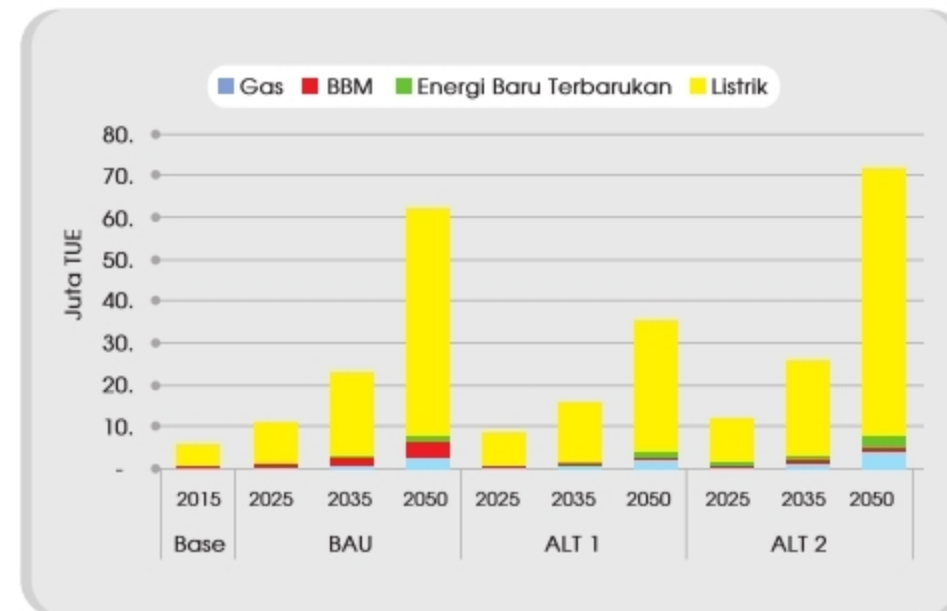
4.1.4. Kebutuhan Energi Final Sektor Komersial

Pertumbuhan kebutuhan energi sektor komersial diperkirakan akan terus meningkat menjadi 11 juta TOE pada tahun 2025 dan 63 juta TOE pada tahun 2050 atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 7% per tahun untuk skenario BaU. Jenis energi yang mendominasi kebutuhan di sektor ini adalah listrik. Untuk skenario BaU, pangsa kebutuhan listrik pada tahun 2025 mencapai 83% dari total kebutuhan sektor ini dan meningkat menjadi 87% di tahun 2050 dengan laju pertumbuhan sebesar 8% per tahun. Untuk skenario ALT 1 pangsa kebutuhan listrik sebesar 83% pada tahun

2025 dan 86% pada tahun 2050 dengan laju pertumbuhan 6% per tahun. Untuk skenario ALT 2, pangsa listrik lebih tinggi menjadi 86% (2025) dan 88% (2050) atau tumbuh 8% per tahun.

Adapun pangsa kebutuhan minyak yang dalam hal ini adalah BBM hanya tinggal sebesar 8% pada tahun 2025 dan 6% pada tahun 2050 untuk skenario BaU dengan pertumbuhan sebesar 6% pertahun. Sedangkan untuk skenario ALT 1 dan ALT 2 pangsa minyak solar tinggal 4% pada tahun 2025 dan turun menjadi 1% pada tahun 2050 dengan pertumbuhan rata-rata sebesar -1% (ALT 1) dan 1% (ALT 2) per tahun. Sementara jenis energi lain, seperti gas dan LPG memiliki pangsa kebutuhan relatif tidak lebih dari 7% (BaU), 8% (ALT 1) dan 7% (ALT 2). Peran EBT untuk sektor komersial tidak terlalu menonjol karena pada umumnya pasokan listrik berasal dari perusahaan utilitas lain seperti PLN. Penerapan teknologi smart building untuk utilitas seperti PV rooftop, energy storage dan pembangkit listrik skala kecil lainnya seperti micro turbin cogeneration, fuel cell belum dimodelkan dalam outlook ini. Penggunaan EBT pada sektor komersial ini hanya sebatas pada bahan bakar nabati. Pangsa EBT untuk masing-masing skenario pada tahun 2025 dan 2050 adalah 3% dan 2% (BaU), 4% dan 5% (ALT 1) serta sama 4% (ALT 2).

Dengan diterapkannya teknologi hemat energi, maka kebutuhan energi dapat diturunkan sebesar 22% pada tahun 2025, sedangkan pada tahun 2050 sebesar 43% pada skenario ALT 1 apabila dibandingkan dengan skenario BaU. Besarnya penyediaan dan infrastruktur kelistrikan telah mendorong sektor komersial untuk mengalihkan kebutuhannya ke jenis listrik. Proyeksi kebutuhan energi final sektor komersial menurut jenis energinya ditunjukkan pada Gambar 4.13



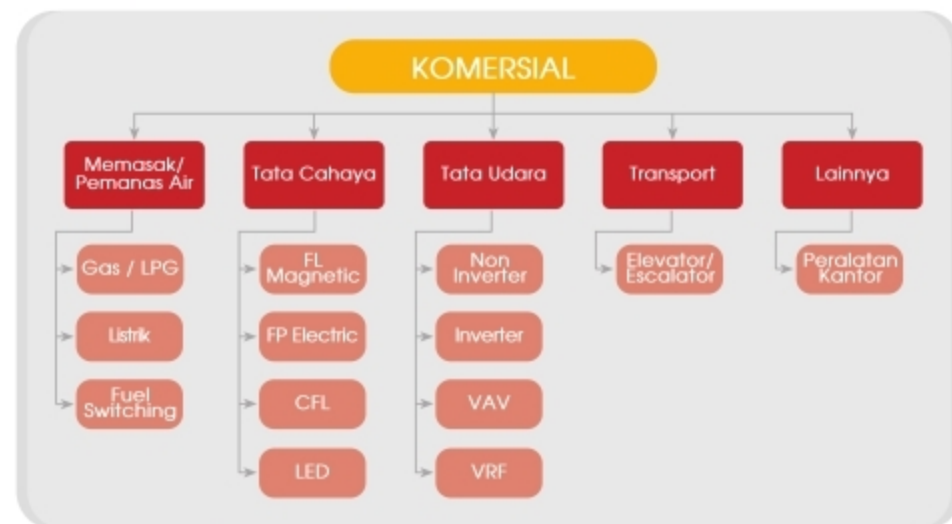
Gambar 4.13 Kebutuhan Energi Final Komersial Menurut Jenis Energi dan Skenario

Teknologi pada sektor komersial pada umumnya merupakan teknologi yang diaplikasikan pada bangunan komersial antara lain seperti pendingin ruangan, lampu penerangan, peralatan kantor, elevator dan peralatan listrik lainnya. Dalam outlook ini, permintaan energi sektor komersial dibedakan antara peralatan *thermal* (contoh pada hotel, dan restoran) dan listrik, serta dibedakan juga antara swasta dan Pemerintah. Tingkat aktivitas sektor komersial diukur dengan luas bangunan yang dihitung dengan menggunakan pendekatan dan asumsi akibat dari data yang tidak lengkap atau tidak ada sama sekali. Diasumsikan bahwa listrik dikonsumsi Pemerintah dan swasta sedangkan non listrik (BBM, gas dan LPG) hanya dikonsumsi swasta. Peralatan sektor komersial yang mengkonsumsi energi non listrik antara lain boiler atau pemanas air dan peralatan dapur. Sektor swasta meliputi perkantoran, sekolah, hotel, mall, rumah sakit, dan kantor swasta lainnya.

Teknologi pengguna listrik pada sektor komersial bisa dibagi menjadi 4 kelompok:

- Tata udara (AC);
- Tata cahaya (Lampu);
- Transport (Elevator);
- Lainnya (peralatan kantor, pantry dll).

Beberapa teknologi hemat energi yang diterapkan pada sektor komersial ditampilkan lebih lengkap pada Gambar 4.14. Pada tata cahaya, selain lampu FL jenis T5 dan T8 yang hemat energi, digunakan juga lampu CFL dan LED seperti pada bangunan residensial. Teknologi tata udara di perkantoran besar menggunakan system *Variable air Volume* (VAV) yang lebih hemat energi daripada *Constant Air Volume* (CAV). Selain itu, juga digunakan teknologi *Variable Refrigerant Flow* (VRF) untuk sistem tata udara pada bangunan komersial.

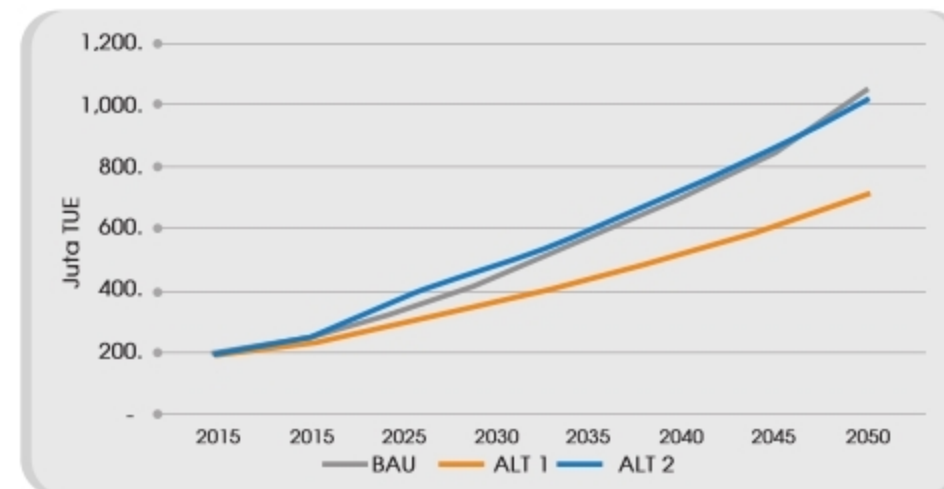


Gambar 4.14 Upaya Konservasi dan Efisiensi Energi Sektor Rumah Tangga

4.2. Penyediaan Energi Primer

Dengan asumsi bahwa pertumbuhan PDB Indonesia meningkat dari 5,6% (BaU) dan 7,1% per tahun pada periode 2015–2050 dan jumlah penduduk

melonjak dari 252 juta saat ini menjadi 335 juta pada tahun 2050, permintaan energi primer (tanpa biomasa tradisional) akan naik dari 195 juta TOE menjadi 1.041 juta TOE (BaU), 708 juta TOE (ALT 1) dan 1.011 juta TOE (ALT 2) untuk periode 2015–2050 atau tumbuh masing-masing 4,9%, 3,8% dan 4,8% per tahun. Penghematan energi primer pada Skenario ALT 1 dibandingkan dengan BaU pada tahun 2025 mencapai 39 juta TOE atau sekitar 16% dan mencapai 333 juta TOE atau 32% pada tahun 2050. Akibat dari penerapan teknologi efisiensi, perpindahan moda transportasi dan diversifikasi energi menyebabkan pertumbuhan permintaan energi primer Skenario ALT 1 lebih rendah (Gambar 4.15).



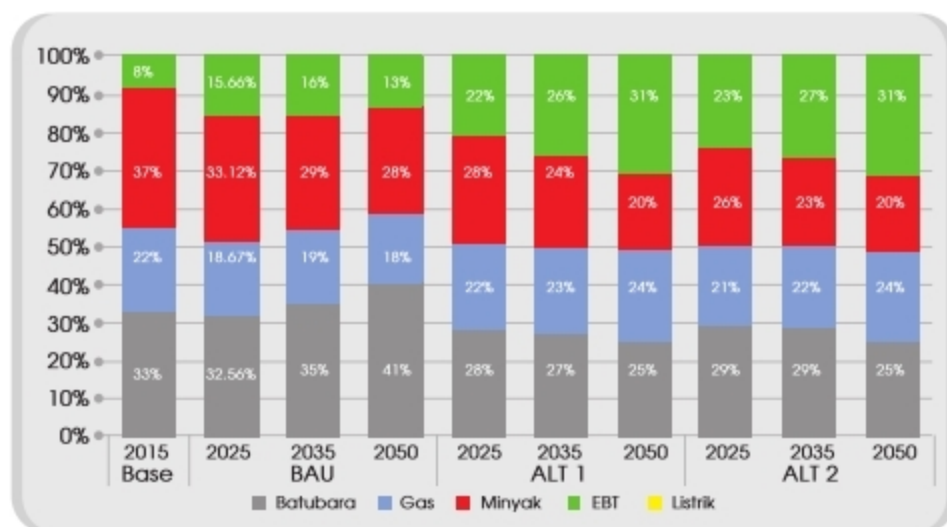
Gambar 4.15 Permintaan Energi Primer Menurut Skenario

Indonesia dan beberapa negara Asia lainnya merupakan negara-negara emerging economies. Hal ini merupakan faktor pendorong pertumbuhan permintaan energi primer yang tinggi hingga beberapa tahun ke depan. Beberapa tahun terakhir Pemerintah telah mulai mencabut beberapa subsidi energi seperti premium, solar dan listrik untuk golongan rumah tangga mampu. Peningkatan aktivitas ekonomi diperkirakan tidak akan terpengaruh oleh kenaikan harga BBM dan listrik tersebut, sehingga permintaan energi tetap meningkat, khususnya permintaan energi fosil seperti batubara, gas dan

minyak. Ketiga jenis energi fosil ini masih menjadi pilihan utama dalam memenuhi permintaan energi nasional hingga tahun 2050, baik untuk skenario BaU, ALT 1 dan ALT 2. Proyeksi perkembangan penyediaan energi primer per jenis energi menurut skenario BaU, ALT 1 dan ALT 2 ditunjukkan pada Tabel 4.2 dan Gambar 4.16.

Tabel 4.2 Proyeksi Penyediaan Energi Primer Menurut Jenis dan Skenario (Juta TOE)

	Base	BaU			ALT 1			ALT 2		
	2015	2025	2050	Growth	2025	2050	Growth	2025	2050	Growth
Batubara	65	108	422	5,5%	81	176	2,9%	109	256	4,0%
Gas	42	62	192	4,4%	67	168	4,0%	82	239	5,1%
Minyak	72	110	286	4,0%	86	144	2,0%	97	202	3,0%
EBT	16	52	141	6,4%	60	220	7,8%	84	314	8,9%
Jumlah	195	332	1.041		294	708		372	1.011	



Gambar 4.16 Bauran Energi Primer Menurut Jenis dan Skenario

Pangsa batubara termasuk briket untuk skenario BaU akan meningkat dari 33% pada 2015 menjadi 41% pada 2050 atau tumbuh 5,5% per tahun dari 65 juta TOE menjadi 422 juta TOE selama periode 2015-2050. Adanya kebijakan Pemerintah untuk mengoptimalkan penggunaan batubara di dalam negeri telah meningkatkan permintaan batubara untuk industri dan pembangkit listrik. Pangsa gas yang mencakup gas bumi, LPG dan LNG akan turun dari 22% pada 2015 menjadi 19% dan 18% pada tahun 2025 dan 2050. Meskipun pangsa gas turun, permintaan gas naik dari 42 juta TOE pada 2015 menjadi 62 juta TOE pada 2025 dan 192 juta TOE pada 2050 atau tumbuh 4,4% per tahun. Seperti batubara, dalam skenario BaU, kebijakan Pemerintah untuk mengutamakan kebutuhan domestik dibandingkan ekspor gas bumi dan LNG dengan membangun infrastruktur gas nasional telah memberikan dampak pada peningkatan permintaan gas domestik.

Pangsa minyak yang terdiri minyak bumi dan BBM akan turun dari 37% pada 2015 menjadi 33% pada 2025 dan 28% pada 2050. Meskipun pangsa gas turun, permintaan minyak tetap naik dari 72 juta TOE menjadi 110 juta TOE pada 2025 dan 286 juta TOE pada 2050 atau tumbuh 4,0% per tahun. Belum semua penggunaan minyak dapat digantikan dengan energi lainnya khususnya EBT, sehingga permintaan minyak masa mendatang diperkirakan masih akan terus meningkat sejalan dengan pertumbuhan ekonomi dan penduduk. Pangsa EBT (air, panas bumi, BBN, angin, surya, biogas) juga meningkat dari 8% menjadi 16% pada 2025 dan turun menjadi 13% pada 2050. Energi baru terbarukan yang akan tumbuh cukup pesat adalah bahan bakar cair seperti BBN dan pembangkit EBT seperti panas bumi, air dan biomassa (termasuk limbah atau sampah). Selama kurun waktu 2015-2050, permintaan EBT skenario BaU naik 6,4% per tahun.

Pada skenario ALT 1 dan ALT 2 penyediaan energi fosil seperti minyak, batubara, dan gas masih menjadi pilihan utama dalam memenuhi kebutuhan energi nasional. Meskipun demikian pada kedua skenario ini telah terjadi peningkatan pangsa EBT yang cukup signifikan akibat dari pemanfaatan EBT untuk pembangkit listrik dan penggunaan BBN pada sektor industri, transportasi, komersial, dan rumah tangga yang lebih agresif mengingat potensi EBT di Indonesia yang sangat besar. Permintaan EBT pada tahun 2015 masih berkisar 16 juta TOE. Pada tahun 2025, besarnya pasokan EBT pada skenario

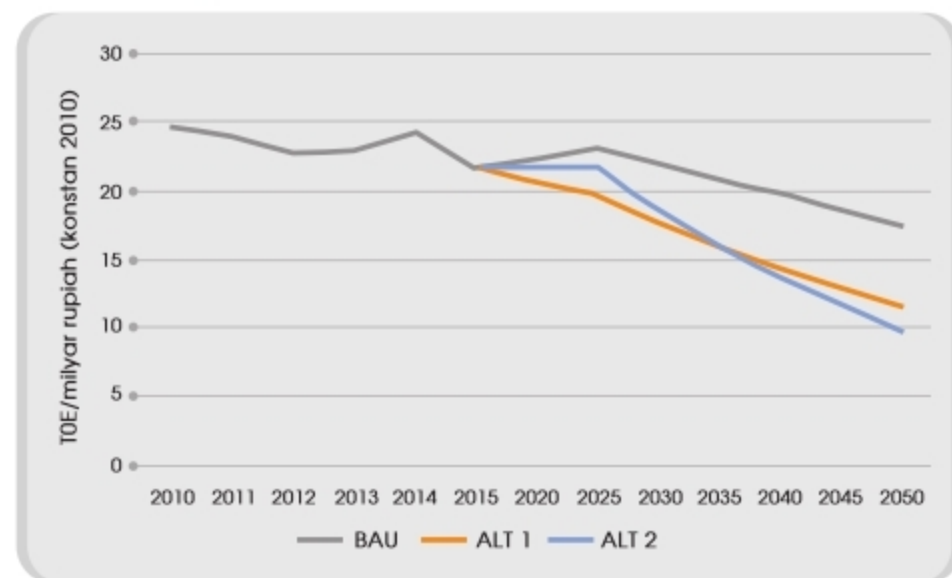
ALT 1 dan skenario ALT 2, secara berurutan adalah sebesar 60 juta TOE dan 84 juta TOE atau tumbuh masing-masing 7,8% dan 8,9% per tahun hingga tahun 2050 menjadi 220 juta TOE dan 314 juta TOE.

Pangsa EBT meningkat dari 8% pada 2015 menjadi 22% (skenario ALT 1) atau 23% (skenario ALT 2) pada 2025 dan 31% (skenario ALT 1 dan ALT 2) pada 2050.

4.3 Indikator Energi

Intensitas Energi Primer

Pertumbuhan permintaan energi primer selama lima tahun terakhir lebih cepat dibandingkan pertumbuhan PDB Indonesia. Akibatnya dengan harga konstan 2010, intensitas energi primer cenderung meningkat dari 25 TOE/miliar rupiah pada 2010 menjadi 22 TOE/miliar rupiah pada tahun 2015 (Gambar 4.17).

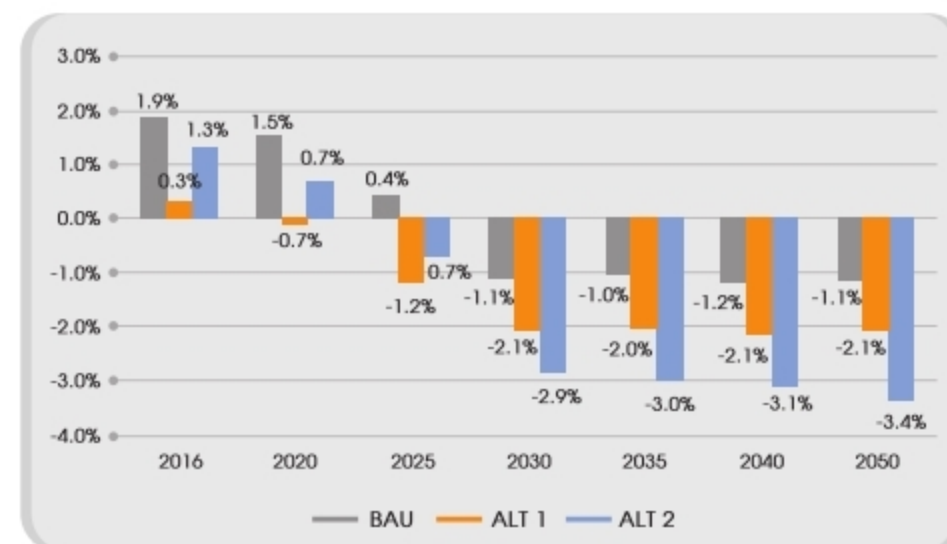


Gambar 4.17 Intensitas Energi Primer Menurut Skenario

Dengan asumsi dasar bahwa PDB Indonesia meningkat dari 8,9 triliun rupiah pada 2015 menjadi 61,36 triliun rupiah (konstan 2010) pada tahun 2050, maka intensitas energi primer akan turun dari 22 TOE/miliar rupiah pada

tahun 2015 menjadi 17 TOE/miliar rupiah (BaU) dan 12 TOE/miliar rupiah (ALT 1) pada tahun 2050. Untuk skenario ALT 2 dengan tingkat pertumbuhan PDB tinggi, intensitas energi primer akan turun menjadi 10 TOE/miliar rupiah. Pada skenario BaU, intensitas energi primer sempat meningkat hingga tahun 2025 dan setelah itu turun hingga 2050. Peningkatan terjadi akibat usaha pencapaian target rasio elektrifikasi hingga 100% pada tahun 2020 dan pertumbuhan penduduk yang masih tinggi serta usaha efisiensi dan konservasi energi yang belum agresif telah memacu permintaan energi primer yang tinggi.

Untuk skenario ALT 1 dan ALT 2, adanya kebijakan yang mendukung upaya penghematan dan konservasi energi yang lebih agresif dibandingkan skenario BaU, akan menyebabkan intensitas energi primer turun dengan laju -1,2% per tahun (ALT 1) atau -0,7% per tahun (ALT 2) pada tahun 2025 dan terus turun hingga -2,1% per tahun (ALT 1) atau -3,4% per tahun (ALT 2) pada tahun 2050. Gambar 4.18 menunjukkan laju pertumbuhan intensitas energi primer untuk skenario BaU, ALT 1 dan ALT 2. Pada skenario BaU, hingga tahun 2025, intensitas energi primer masih tumbuh positif, setelah itu mengalami pertumbuhan negatif hingga -1,1% pada tahun 2030 hingga 2050.



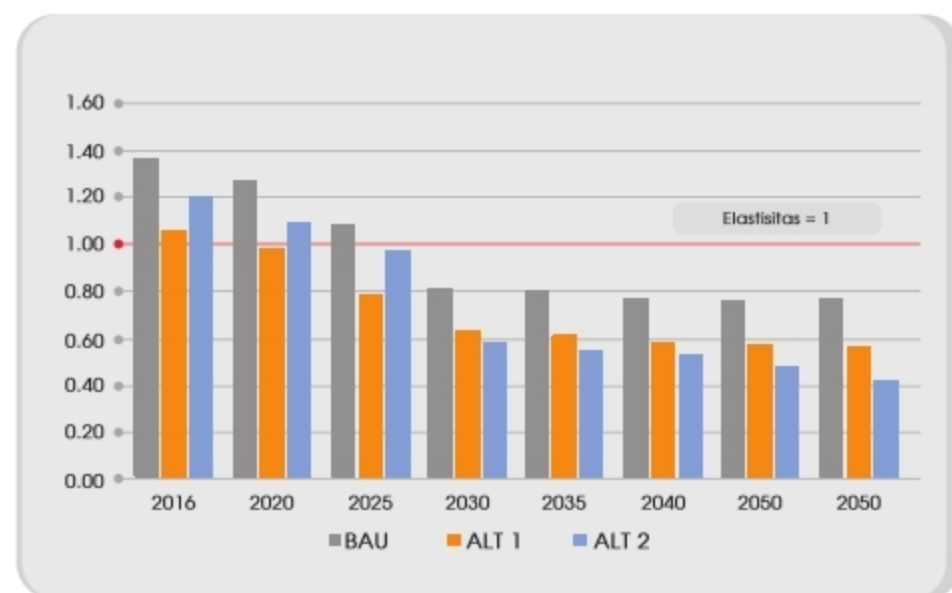
Gambar 4.18 Laju Perubahan Intensitas Energi Primer Menurut Skenario

Sesuai target yang tercantum di dalam KEN bahwa intensitas energi turun 1% per tahun bisa dicapai pada tahun 2025 untuk skenario ALT 1 dan tahun 2030 untuk skenario ALT 2.

Elastisitas Energi Primer

Elastisitas energi adalah suatu istilah yang digunakan dengan mengacu pada intensitas energi dari produk domestik bruto. Elastisitas energi adalah perubahan persentase konsumsi energi terhadap perubahan PDB nasional untuk mencapai elastisitas dibawah nilai satu sesuai target di dalam KEN.

Elastisitas energi untuk semua skenario masih di atas satu pada tahun 2015, bahkan untuk skenario BaU hingga tahun 2025 masih juga di atas satu. Elastisitas energi untuk skenario ALT 1 dan ALT 2 sejak tahun 2025 sudah berada di bawah nilai satu. Hal ini merupakan dampak dari penerapan teknologi hemat energi pada kedua skenario tersebut. Elastisitas energi di bawah satu pada tahun 2025 adalah salah satu target capaian yang diamanatkan KEN (Gambar 4.19).

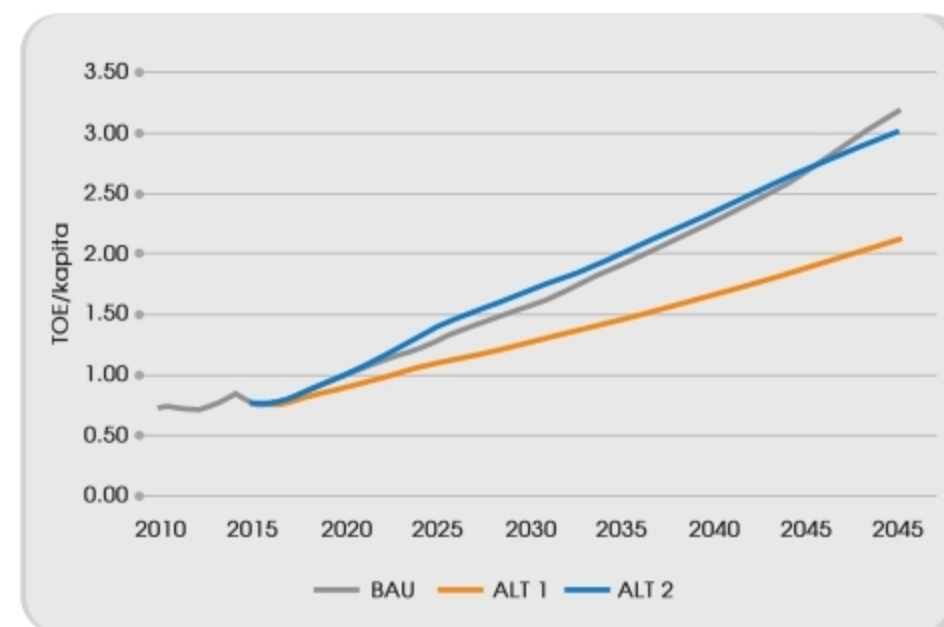


Gambar 4.19 Elastisitas Energi Menurut Skenario

Konsumsi Energi Primer Per Kapita

Selama lima tahun terakhir, konsumsi energi primer per kapita Indonesia selalu meningkat dari 0,71 TOE/kapita pada tahun 2010 menjadi 0,76 TOE/kapita pada tahun 2015 atau tumbuh 1,5% per tahun. Pada periode 2015 – 2050, permintaan energi primer mencapai 1.069 juta TOE (skenario BaU), 709 juta TOE (skenario ALT 1) dan 1.011 juta TOE (skenario ALT 2).

Dari hasil proyeksi tersebut, kebutuhan energi primer per kapita menurut skenario BaU, ALT 1 dan ALT 2 berturut-turut pada tahun 2025 dan 2050 adalah 1,28 dan 3,19 TOE/kapita (BaU), 1,09 dan 2,11 TOE/kapita (ALT 1) dan 1,41 dan 3,01 TOE/kapita (ALT 2) atau tumbuh 4,2% (BaU), 3,0% (ALT 1) dan 4,0% (ALT 2). Perkembangan kebutuhan energi primer per kapita ditunjukkan oleh Gambar 4.20.



Gambar 4.20 Permintaan Energi Primer per Kapita Menurut Skenario

4.4 Emisi Gas Rumah Kaca

Peningkatan populasi dan taraf hidup masyarakat akan diikuti dengan peningkatan kebutuhan energi, sehingga jika tidak diikuti dengan pemilihan jenis bahan bakar yang berkadar karbon rendah, penggunaan teknologi yang efisien, dan ramah lingkungan, akan berdampak pada tingginya laju pertumbuhan emisi CO₂ yang dihasilkan dari pembakaran sumber energi. Pelepasan emisi CO₂ yang dihasilkan dari pembakaran energi di sektor komersial, rumah tangga, industri, transportasi, pembangkit listrik dan lainnya ke atmosfer dalam jumlah tertentu akan berdampak terhadap pemanasan global. Untuk mengurangi penyebab pemanasan global dapat dilakukan melalui peningkatan efisiensi teknologi energi dan pemanfaatan sumber energi yang kandungan karbonnya rendah. Dalam hal ini emisi CO₂ dihitung berdasarkan metodologi IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), 2006.

Indonesia menargetkan penurunan emisi Gas Rumah Kaca (GRK) sebesar 29% dari kondisi BaU yang akan dicapai pada tahun 2030 atau 41% bila ada bantuan keuangan dari negara-negara maju.

Berdasarkan dokumen Rencana Aksi Nasional-Gas Rumah Kaca (RAN-GRK), target penurunan emisi yang terkait dengan sektor energi adalah sebesar 39 juta Ton CO₂ (target penurunan emisi 26%). Hasil proyeksi OEI ini memperlihatkan bahwa penurunan emisi ditahun 2030 mencapai 402 juta Ton CO₂ atau sekitar 33% (ALT 1). Hasil proyeksi ini lebih tinggi bila dibandingkan target dari RAN-GRK untuk sektor energi. Emisi GRK menurut skenario ditunjukkan pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Emisi Gas Rumah Kaca Menurut Skenario (juta Ton CO₂)

Skenario	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
BaU	484	678	948	1,201	1,508	1,876	2,334	2,886
ALT 1	484	601	687	799	922	1,052	1,201	1,360
ALT 2	484	700	888	1,063	1,261	1,477	1,704	1,928
Penurunan ALT 1	-	77	260	402	586	823	1,133	1,526
% Penurunan ALT 1	0%	11%	27%	33%	39%	44%	49%	53%

Indikator yang dapat menggambarkan besarnya emisi CO₂ di suatu negara adalah memperkirakan hubungan antara besarnya emisi CO₂ dengan penduduk dan ekonomi. Penduduk Indonesia diperkirakan akan meningkat rata-rata 0,8% per tahun sehingga total penduduk Indonesia tahun 2050 mencapai sekitar 335,3 juta jiwa. Dengan demikian, emisi CO₂ per penduduk (Ton/kapita) akan tumbuh dari 1,89 Ton CO₂/kapita pada tahun 2015 menjadi 8,61 Ton CO₂/kapita (BaU), 4,06 Ton CO₂/kapita (ALT 1) dan 5,75 Ton CO₂/kapita (ALT 1) pada tahun 2050, atau meningkat antara 2–4 kali lipat selama 35 tahun ke depan.

Tabel 4.4 Emisi Gas Rumah Kaca Per Kapita Menurut Skenario (Ton CO₂ per Kapita)

Skenario	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
BaU	1,89	2,50	3,33	4,05	4,93	5,95	7,18	8,61
ALT 1	1,89	2,22	2,41	2,70	3,02	3,34	3,69	4,06
ALT 2	1,89	2,58	3,12	3,59	4,13	4,69	5,24	5,75

Pertumbuhan PDB nasional diperkirakan rata-rata 5,6% per tahun untuk skenario BaU dan ALT 1 dan 7,1% per tahun untuk skenario ALT 2. Dengan prediksi ini, setiap 1 unit PDB nasional (juta rupiah) menghasilkan emisi CO₂ sebanyak 0,05 Ton pada tahun 2015 dan menjadi sekitar 0,02 Ton (ALT 1 dan ALT 2) pada tahun 2050. Penurunan emisi CO₂/GDP menunjukkan kecenderungan bahwa energi lebih dimanfaatkan sebagai komoditi produktif daripada komoditi konsumtif. Emisi gas rumah kaca per kapita untuk skenario BaU relatif konstan.

Tabel 4.5 Emisi Gas Rumah Kaca Setiap 1 juta rupiah PDB Konstan 2010 (Ton CO₂ per juta rupiah) Menurut Skenario

Skenario	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
BaU	0,05	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05
ALT 1	0,05	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,02
ALT 2	0,05	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02

4.5 Outlook Minyak

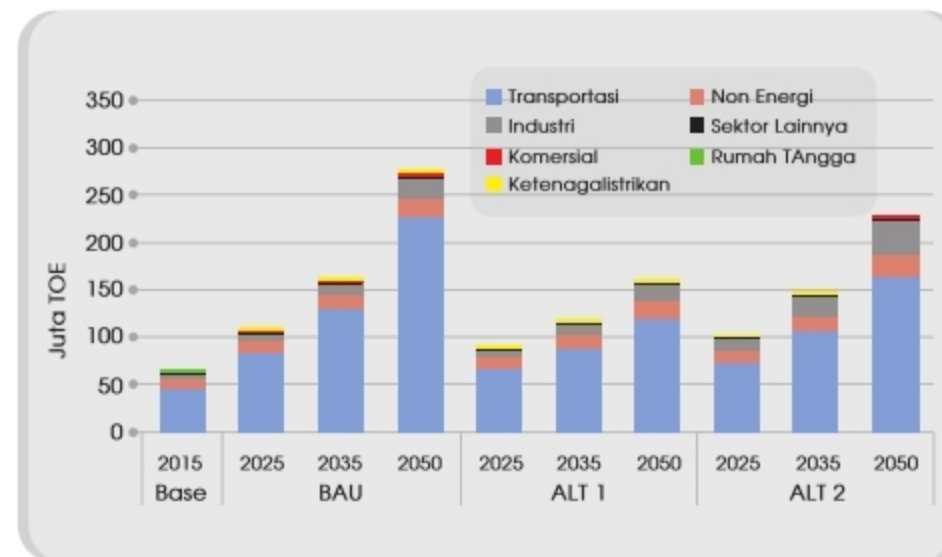
Didalam *Outlook* minyak ini, kita ingin melihat dampak dari kebijakan penggunaan EBT termasuk bahan bakar nabati (BBN), gas dan batubara serta penerapan teknologi hemat energi terhadap permintaan minyak seperti minyak bumi dan produk kilang di semua sektor pengguna mencakup sektor kelistrikan, industri, transportasi, rumah tangga, komersial dan lainnya. Ketergantungan Indonesia pada minyak saat ini masih tinggi. Kontribusi minyak pada tahun 2015 terhadap bauran energi primer masih cukup tinggi sekitar 42% meskipun pemerintah sudah berusaha melakukan diversifikasi dan konservasi energi di semua sektor pengguna.

Penurunan produksi minyak Indonesia dibarengi dengan permintaan domestik yang meningkat khususnya BBM telah mengubah Indonesia menjadi *net oil importer* sejak tahun 2004 hingga saat ini. Kapasitas penyulingan minyak juga tidak mengalami peningkatan selama satu dekade terakhir menyebabkan impor produk kilang seperti BBM Indonesia semakin besar.

4.5.1 Kebutuhan Minyak Sektoral

Kebijakan Pemerintah merupakan faktor yang penting dalam menentukan tren kebutuhan minyak jangka panjang, selain faktor lainnya seperti aktivitas ekonomi, populasi, harga dan teknologi. Semua faktor ini saling terkait. Pertumbuhan ekonomi dan populasi terus mendorong kebutuhan terhadap mobilitas dan angkutan, tetapi teknologi dan harga bahan bakar mempengaruhi bagaimana jasa angkutan disediakan. Bahan bakar berbasis minyak masih mendominasi energi transportasi saat ini meskipun hal ini bisa berubah karena penggunaan teknologi baru seperti kendaraan berbahan bakar BBN, BBG dan kendaraan hemat energi bisa mengurangi laju penggunaan energi meskipun kebutuhan mobilitas tetap meningkat tinggi. Penggunaan minyak pada sektor lain seperti ketenagalistrikan, industri, komersial dan rumah tangga juga dipengaruhi oleh pertumbuhan ekonomi dan populasi hanya saja disini kompetisi antar jenis energi memainkan peran yang lebih besar.

Dari total pasokan minyak saat ini tahun 2015, 70% digunakan oleh sektor transportasi, 23% industri dan non energi, 4% sektor lainnya, 3% ketenagalistrikan, sedangkan komersial dan rumah tangga masing-masing 1% (Gambar 4.21).



Gambar 4.21 Kebutuhan Minyak Menurut Sektor dan Skenario

Menurut skenario BaU, permintaan minyak untuk sektor transportasi khususnya BBM akan meningkat 5% per tahun atau dari 46 juta TOE pada tahun 2015 menjadi 228 juta TOE pada tahun 2050, industri dan non energi meningkat 2% atau dari 11 menjadi 19 juta TOE, ketenagalistrikan -14% (turun 14% per tahun) atau dari 1,6 menjadi 0,01 juta TOE, komersial tumbuh 5% atau dari 0,5 menjadi 4 juta TOE, dan lainnya tumbuh 0,2% atau dari 2 menjadi 3 juta TOE pada periode yang sama. Kebijakan yang kurang agresif terhadap penggunaan kendaraan hemat energi dan bahan bakar alternatif seperti BBN dan BBG mengakibatkan dominasi minyak pada sektor transportasi akan meningkat menjadi 83% pada tahun 2050. Penggunaan minyak seperti minyak tanah pada sektor rumah tangga akan berakhir pada tahun 2020, digantikan oleh LPG, gas bumi dan listrik.

Skenario ALT 1 dan ALT 2 memberikan pertumbuhan kebutuhan minyak yang lebih rendah akibat penerapan teknologi hemat energi dan bahan bakar fosil lainnya seperti batubara dan gas bumi serta bahan bakar alternatif seperti BBN, BBG, biogas, *dimethyl ether* (DME) pada beberapa sector seperti transportasi, industri, rumah tangga dan tidak terkecuali sektor ketenagalistrikan.

Di dalam buku *Outlook Energi Indonesia 2016* ini diasumsikan bahwa kebijakan pengembangan pembangkit listrik non minyak seperti batubara, gas dan pembangkit EBT serta usaha diversifikasi bahan bakar pada beberapa jenis pembangkit lebih optimal. Dari kedua skenario tersebut, kebutuhan minyak pada sektor transportasi diperkirakan mencapai masing-masing 120 dan 165 juta TOE, industri dan non energi 36 dan 59 juta TOE, ketenagalistrikan 0,01 dan 0 juta TOE, komersial masing-masing 0,4 dan 1 juta TOE, dan sektor lainnya masing-masing 2 juta TOE pada tahun 2050.

Tidak berbeda dengan skenario BaU, hingga tahun 2050, penggunaan minyak pada sektor transportasi masih belum bisa digantikan sepenuhnya oleh energi lainnya. Meskipun pangsa tidak setinggi BaU, sektor transportasi pada skenario ALT 1 dan ALT 2 masih mendominasi penggunaan minyak dibandingkan sektor-sektor lainnya. Pangsa sektor transportasi tahun 2050 pada skenario ALT 1 dan ALT 2 adalah 76% dan 73%.

Sektor kedua terbesar pengguna minyak adalah sektor industri dan non energi. Minyak jenis BBM digunakan sebagai energi dan minyak jenis non BBM digunakan sebagai bahan baku industri khususnya industri petrokimia. Produksi kilang jenis non BBM masih belum mampu mencukupi kebutuhan bahan baku industri petrokimia sehingga sebagian masih harus diimpor. Saat ini sedang dilakukan revitalisasi peningkatan kapasitas beberapa kilang di Indonesia yang merupakan bagian dari *Refining Development Master Plan* (RDMP) dan *Grass Root Refinery* (GRR) atau Proyek Langit Biru yang sedang dilaksanakan oleh Pemerintah. Salah satu yang sudah selesai adalah *RCC Off gas to Propylene Project* (ROPP) di *Refinery Unit VI Balongan* yang salah satu produknya adalah propylene. Sebagai informasi, propylene adalah suatu produk kilang yang pada proses berikutnya bisa digunakan sebagai bahan baku industri petrokimia berupa *polypropylene*. *Polypropylene* adalah bahan baku plastik yang kebutuhannya semakin meningkat.

4.5.2 Kilang Minyak

Sejak kilang minyak Balongan di Jabar dan Kasim di Papua beroperasi tahun 1994 dan 1997, Indonesia sudah tidak lagi membangun kilang baru

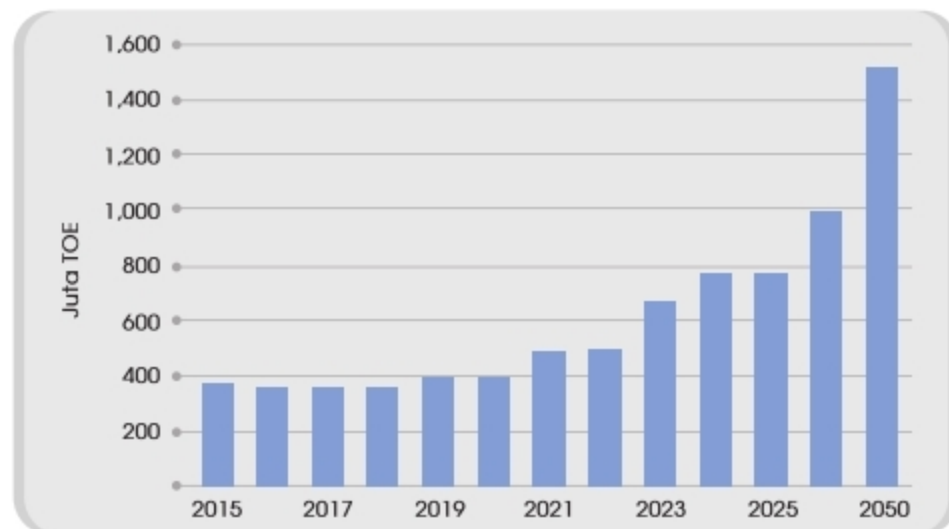
hingga saat ini. Akibatnya tahun 2004 Indonesia mulai menjadi negara *net importer* minyak.

Pada era Pemerintah saat ini, pembangunan kilang menjadi salah satu proyek strategis nasional yang tertuang dalam Peraturan Presiden (Perpres) Nomor 146 Tahun 2015 sebagai payung hukum percepatan pembangunan kilang. Adapun kilang akan direvitalisasi adalah kilang Cilacap, kilang Balikpapan, kilang Balongan dan kilang Dumai melalui Proyek RDMP. Sedangkan pembangunan kilang baru dilakukan di Tuban dan Bontang melalui Proyek GRR.

Penambahan kapasitas kilang minyak bumi diproyeksikan akan meningkat dari 1,17 juta barel per hari saat ini menjadi 2 juta barel per hari pada tahun 2025 berdasarkan rencana Proyek RDMP dan GRR yang kemudian diproyeksikan akan meningkat dua kali lipat pada tahun 2050. Kondisi ini diasumsikan sama untuk semua skenario. Kilang baru tersebut diarahkan untuk memenuhi kebutuhan BBM khususnya pertamax dengan biaya distribusi BBM yang optimal, sehingga kilang minyak bumi baru diprioritaskan dibangun pada wilayah dengan kebutuhan BBM tinggi. Kilang minyak baru yang akan dibangun akan ramah lingkungan karena merupakan bagian dari Proyek Langit Biru dan mempunyai kinerja yang lebih tinggi daripada kilang yang ada sekarang (Tabel 4.6 dan Gambar 4.22).

Tabel 4.6 Asumsi Kinerja Kilang Minyak Baru

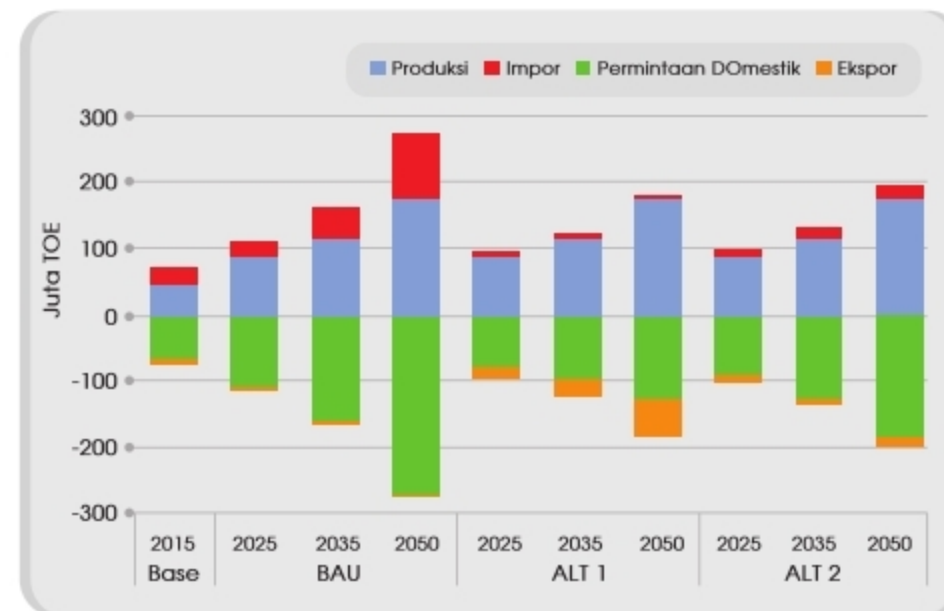
	Kilang Minyak Saat Ini (2015)	Kilang Minyak Baru
Kemampuan pengolahan kilang (<i>Capacity Utilization</i>) (minyak bumi, gas/kondensat dan produk kilang lainnya)	88% (dari kapasitas input kilang)	95% (dari kapasitas input kilang)
Kemampuan pengolahan minyak bumi	72% (dari kapasitas input kilang)	80% (dari kapasitas input kilang)
Efisiensi kilang (<i>Yield</i>)	92 %	100 %



Gambar 4.22 Asumsi Kapasitas Pengolahan Kilang Minyak

Peningkatan kebutuhan BBM (premium, avtur, minyak solar/diesel, minyak bakar) dan produk kilang yang lain (non BBM) pada skenario BaU cukup tinggi dimana pada tahun 2025 mencapai 133 juta TOE dan pada tahun 2050 mencapai 269 juta TOE. Akibatnya, impor BBM dan non BBM selama kurun waktu 2015–2050 mengalami peningkatan. Laju peningkatan impor BBM dan non BBM selama kurun waktu tersebut adalah 4% per tahun. Penambahan kapasitas kilang baru masih belum bisa meredam laju impor BBM dan non BBM pada skenario BaU.

Pada skenario ALT 1, akibat dari pertumbuhan PDB yang rendah, kebutuhan akan BBM dan non BBM tidak terlalu tinggi, sekitar 78 juta TOE pada tahun 2025 dan 128 juta TOE pada tahun 2050. Penurunan permintaan BBM dan non BBM domestik juga akibat dari program diversifikasi seperti penggunaan BBN dan BBG pada sektor transportasi, konversi minyak tanah ke LPG pada sektor rumah tangga, serta program efisiensi energi pada semua sektor. Pada skenario ini, impor bisa diminimalkan dan hanya terjadi pada produk kilang non BBM dan LPG, bahkan mulai tahun 2025 semua jenis BBM seperti minyak tanah, minyak bakar, minyak diesel, minyak solar, avtur dan premium bisa diekspor akibat kelebihan pasokan (Gambar 4.23)



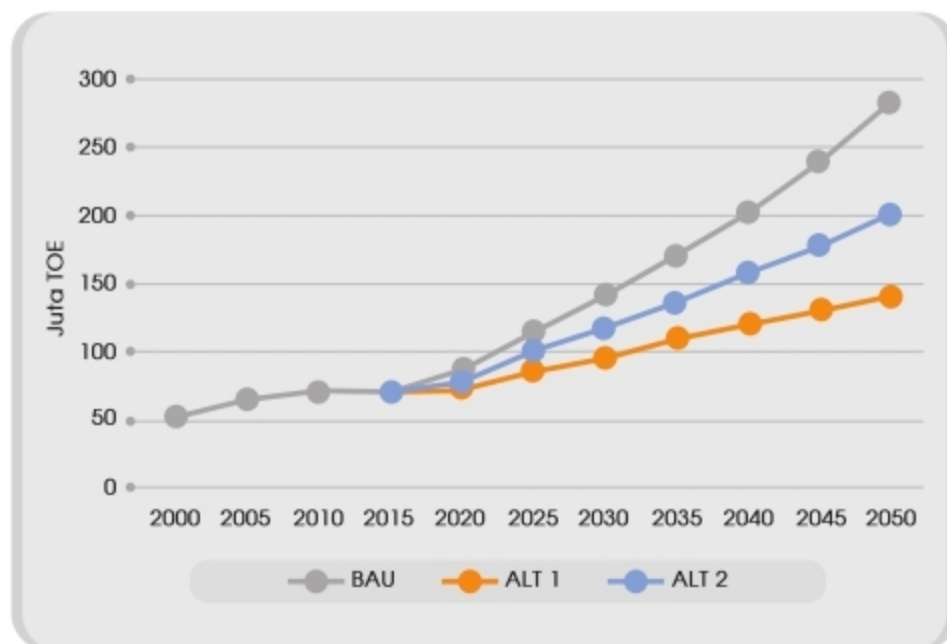
Gambar 4.23 Neraca Kilang Minyak

Pada skenario ALT 2, kebutuhan BBM dan non BBM lebih tinggi daripada skenario ALT 1 karena asumsi pertumbuhan PDB yang lebih tinggi dan penerapan program diversifikasi dan efisiensi energi. Tingkat ekspor dan impor pada skenario ini masih sebanding hingga tahun 2050 akibat dari peningkatan kapasitas kilang. Kebutuhan BBM dan non BBM pada skenario ALT 2 pada tahun 2025 mencapai 92 juta TOE dan pada tahun 2050 mencapai 186 juta TOE. Kebutuhan BBM dan non BBM saat ini berkisar 67 juta TOE.

4.5.3 Penyediaan Energi Primer Minyak

Minyak masih menjadi sumber energi utama, meskipun pangsa minyak bumi relatif menurun seiring dengan meningkatnya pasokan batubara dan gas. Kondisi cadangan dan kemampuan produksi minyak mentah dalam negeri harus menjadi perhatian Pemerintah dalam membuat suatu kebijakan. Jika tidak ada kebijakan pembatasan penggunaan minyak bumi, maka menurut skenario BaU penyediaan energi primer minyak Indonesia yang mencakup minyak bumi, BBM dan produk kilang lainnya akan melonjak dari 72 juta TOE pada tahun 2015 menjadi 284 juta TOE pada tahun 2050 atau tumbuh

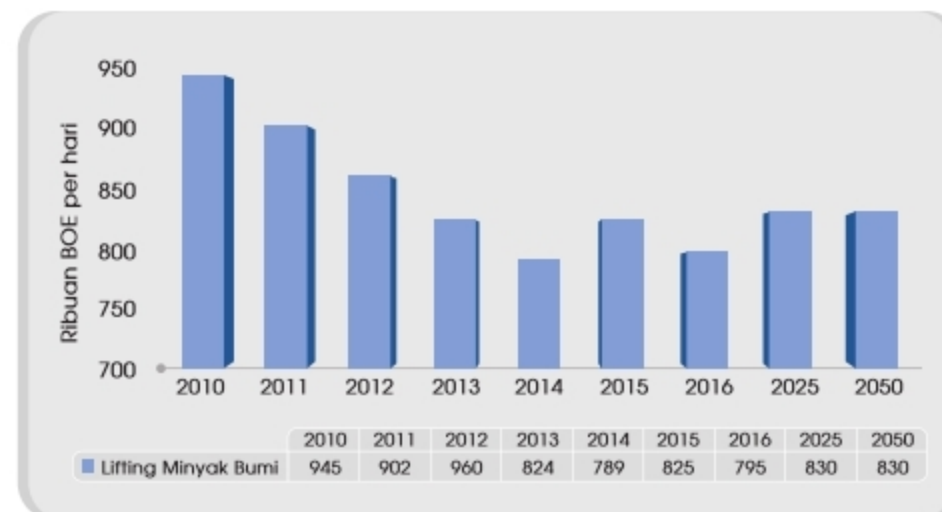
4% per tahun. Dengan adanya suatu kebijakan konservasi dan efisiensi energi serta penggunaan bahan bakar nabati (BBN) pada sektor industri, transportasi dan komersial, laju permintaan minyak pada skenario ALT 1 dan ALT 2 akan menjadi masing-masing 2% dan 3%, atau penyediannya akan naik menjadi 144 juta TOE dan 202 juta TOE pada periode yang sama.



Gambar 4.24 Penyediaan Energi Primer Minyak

4.5.4 Produksi Minyak Bumi

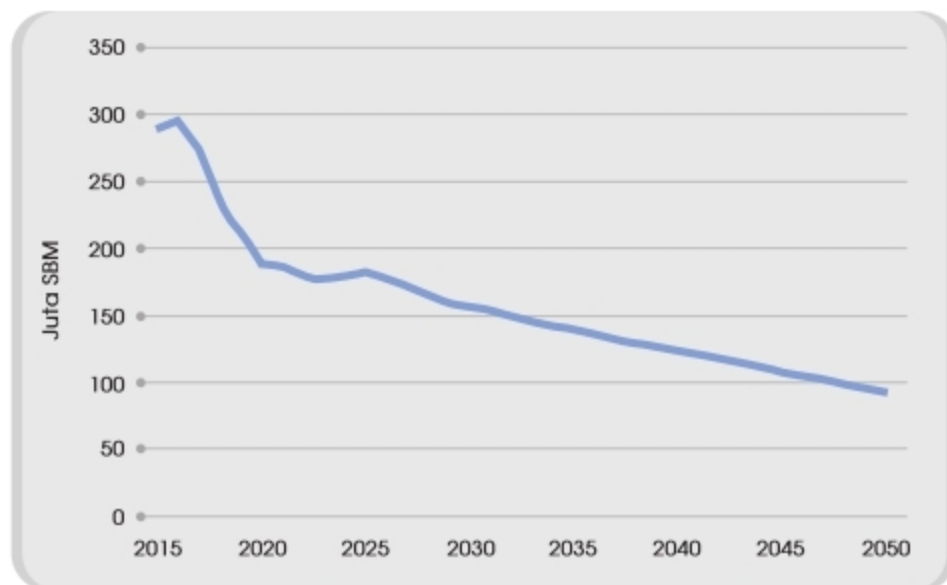
Minyak bumi merupakan komoditas strategis karena merupakan bahan baku untuk memproduksi bahan bakar minyak (BBM) dan produk-produk petrokimia lainnya yang sangat dibutuhkan dalam aktivitas perekonomian suatu negara. Outlook Energi Indonesia 2016 mengasumsikan produksi minyak bumi mencapai 40 juta TOE (295 juta barel) per tahun hingga tahun 2050. Produksi tersebut setara dengan 795 ribu barel per hari. *Lifting* minyak bumi yang diasumsikan untuk OEI 2016 lebih rendah mengingat adanya *natural declining rate* yang tajam (sekitar 10%-20%) dari cadangan migas (Gambar 4.25).



Gambar 4.25 Lifting Minyak Bumi

Guna menekan *natural declining rate*, maka diperlukan rasio penggantian cadangan migas, atau *Reserve Replacement Ratio* (RRR) dengan nilai lebih besar dari satu. Selama ini, aktivitas eksplorasi untuk meningkatkan cadangan belum mampu menghasilkan temuan cadangan yang sebanding dengan angka produksi, sehingga nilai RRR migas sampai dengan saat ini masih di bawah satu. Pada tahun 2015, RRR minyak bumi baru mencapai 50%, hal ini berarti untuk 100 barel minyak bumi yang diproduksi, hanya bisa ditemukan cadangan 55 barel.

Kondisi industri perminyakan Indonesia saat ini tidak secerah industri energi lainnya seperti gas bumi atau batubara. Sejak mencapai puncak pada tahun 1995 dengan produksi sekitar 1,624 juta barrel per hari, produksi minyak bumi terus mengalami penurunan hingga saat ini. Produksi minyak bumi tahun 2015 hanya tinggal 786 ribu barrel per hari, kurang dari 50% dari tingkat produksi tahun 1995. Produksi tersebut berasal dari sumur-sumur minyak yang sudah tua. Seperti telah disebutkan sebelumnya bahwa melemahnya investasi di Indonesia juga terjadi di industri perminyakan sehingga menyebabkan berkurangnya aktivitas eksplorasi untuk menemukan sumber-sumber minyak baru (Gambar 4.26).

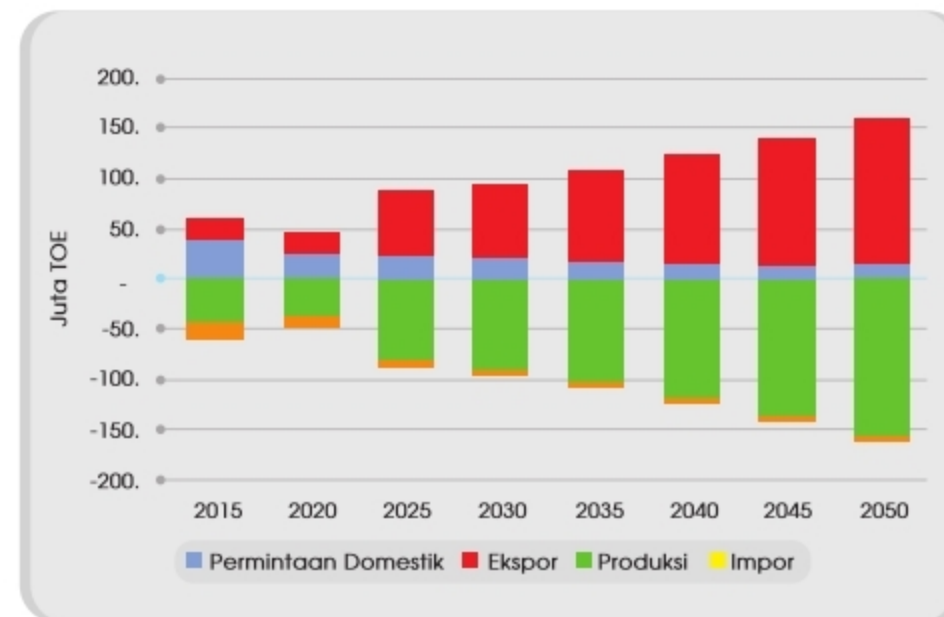


Gambar 4.26 Asumsi Produksi Minyak Bumi

Meskipun begitu masih ada harapan untuk mempertahankan produksi minyak bumi dari beberapa lapangan minyak baru seperti lapangan Banyu Urip, Bukit Tua dan Matindok. Potensi produksi puncak dari lapangan Banyu Urip sekitar 165.000 barrel per hari (BPH), Bukit Tua sekitar 20.000 BPH dan Matindok sekitar 500 BPH. Produksi minyak dari tiga lapangan tersebut diharapkan bisa menutup penurunan produksi alamiah (*decline rate*) dari lapangan-lapangan yang eksisting yang rata-rata bisa mencapai 20%-30%. Sekitar 60% dari potensi ladang minyak baru Indonesia berlokasi di laut dalam yang membutuhkan teknologi maju dan investasi modal yang besar untuk memulai produksi.

Produksi minyak bumi untuk semua skenario diproyeksikan mengalami penurunan dengan laju 3% per tahun hingga tinggal 93 juta BOE atau 13 juta TOE pada tahun 2050 dari tingkat sekarang sebesar 290 juta SBM atau 40 juta TOE. Dengan kondisi input kilang minyak meningkat secara bertahap sesuai kapasitas kilang hingga 157 juta TOE pada tahun 2050, maka impor minyak mentah Indonesia akan meningkat mencapai 146 juta TOE pada tahun 2050 atau tumbuh 6% per tahun. Ekspor minyak mentah masih akan berlanjut selama

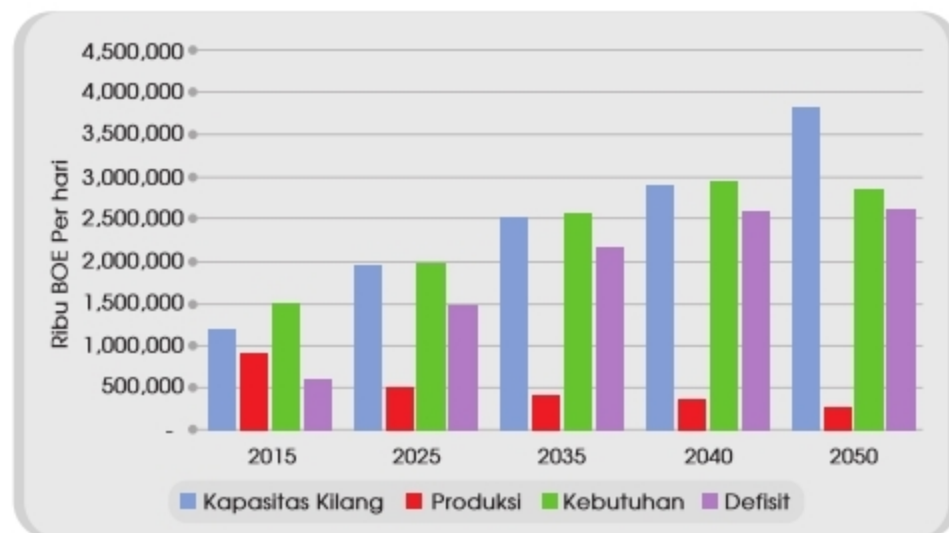
periode proyeksi meskipun semakin turun hingga tinggal 2 juta TOE pada tahun 2050 seiring dengan kemampuan produksi minyak bumi yang juga turun. Kecenderungan neraca minyak bumi untuk semua skenario ditunjukkan oleh Gambar 4.27.



Gambar 4.27 Neraca Minyak Bumi Skenario BaU

4.5.5 Infrastruktur Kilang Minyak

Kapasitas produksi kilang minyak untuk memenuhi kebutuhan BBM dan produk kilang lainnya diproyeksikan tumbuh 3% per tahun selama periode proyeksi mencapai 1,9 juta BOE per hari pada tahun 2025 dan sekitar 3,8 juta BOE per hari pada tahun 2050 (Gambar 4.28).



Gambar 4.28 Neraca Kilang Minyak 2015-2050

Pemerintah telah merencanakan pembangunan kilang minyak (*grassroot*) berkapasitas 300 ribu *barell oil per day* (bopd) dengan skema Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha (KPBU) di Bontang yang ditargetkan selesai tahun 2019. Nilai proyek kilang *grassroot* yang akan dibangun di Bontang sebesar USD 10 miliar. Selain itu, Pertamina merencanakan pengembangan kilang minyak yang tercantum dalam *Refinery Development Master Plan* (RDMP) serta pemasangan *Residual Fluid Catalytic Cracking* (RFCC) di kilang Cilacap untuk meningkatkan produk BBM sekitar 2 juta kl per tahun.

4.6 Outlook Gas

Gas merupakan jenis energi fosil yang mempunyai kandungan karbon paling rendah. Gas merupakan jenis energi fosil yang paling cepat perkembangannya.

Kebijakan untuk mengurangi emisi karbon memberikan dampak pengurangan terhadap kebutuhan yang tidak sebesar energi fosil lainnya sehingga dipilih sebagai alternatif pengganti minyak atau batubara.

Sumber daya dan cadangan energi gas bumi juga cukup besar, tidak terkecuali Indonesia. Selain sumber daya, produksi yang besar memberikan kontribusi terhadap posisi gas yang kompetitif diantara sumber energi lainnya khususnya. Gas bumi tetap sebagai bahan bakar kunci untuk sektor ketenagalistrikan, kilang dan industri. Pada sektor ketenagalistrikan, gas bumi merupakan pilihan menarik karena memberikan efisiensi pembangkitan yang tinggi, khususnya pada pembangkit jenis PLTGU.

4.6.1 Kebutuhan Gas Sektoral

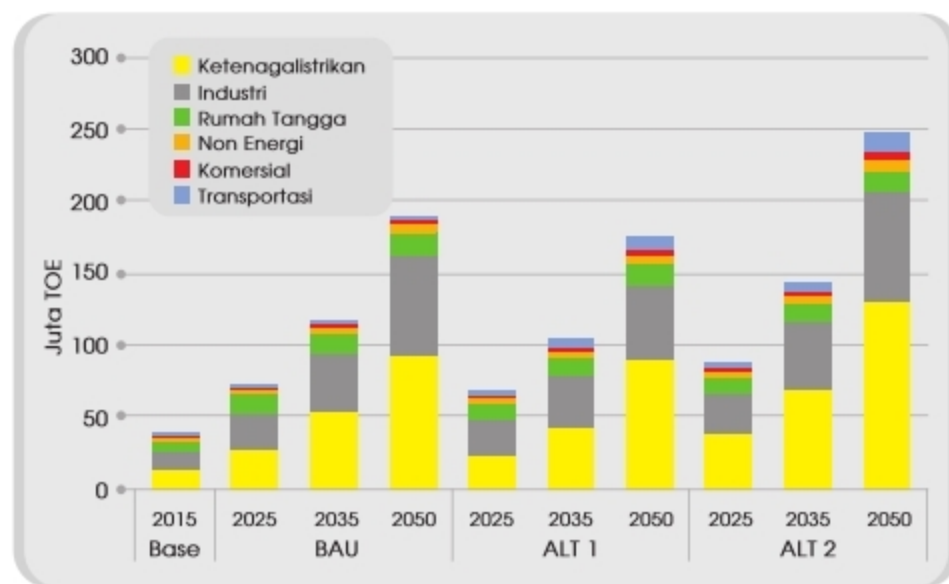
Selama periode 2015–2050, pasokan gas nasional terutama diperuntukkan untuk memenuhi permintaan gas di sektor industri (sebagai bahan bakar *boiler*, *furnace*, *captive power* (kogenerasi), dan sebagai *feedstock*). Sektor ketenagalistrikan juga membutuhkan gas dalam jumlah relatif besar untuk memenuhi kebutuhan PLTG sewaktu beban puncak dan PLTGU sewaktu beban menengah atau dasar.

Menurut skenario BaU, permintaan gas untuk sektor ketenagalistrikan akan meningkat 6% per tahun atau dari 13 menjadi 92 juta TOE pada tahun 2050, industri dan non energi 4% per tahun atau dari 17 menjadi 77 juta TOE, transportasi 5% per tahun atau dari 0,03 menjadi 0,2 juta TOE, komersial 6% per tahun atau dari 0,4 menjadi 3 juta TOE, dan rumah tangga 2% per tahun atau dari 7 menjadi 15 juta TOE pada periode yang sama. Permintaan gas bumi untuk kilang yang mencakup kilang minyak, LPG dan LNG meningkat 1% per tahun.

Skenario ALT 1 dan ALT 2 secara umum memberikan pertumbuhan yang lebih tinggi dengan skenario BaU untuk sektor tertentu akibat komitmen Pemerintah untuk mengutamakan penggunaan gas di dalam negeri. Dari kedua skenario tersebut, kebutuhan gas pada sektor ketenagalistrikan diperkirakan akan mencapai masing-masing 90 dan 130 juta TOE atau tumbuh masing-masing 6% dan 7%, industri dan non energi 59 dan 85 juta TOE atau tumbuh 4% dan

5%, transportasi 9 dan 13 juta TOE atau tumbuh 17% dan 18%, komersial 3 dan 5 juta TOE atau tumbuh 6% dan 7% dan rumah tangga masing-masing 15 juta TOE pada tahun 2050 atau tumbuh masing-masing 2%.

Untuk kondisi saat ini tahun 2015 pangsa kebutuhan industri dan non energi yang paling besar sekitar 46%, ketenagalistrikan 34%, rumah tangga 19% (didalam *Outlook* ini LPG dimasukkan sebagai gas karena sebagian besar berasal dari gas bumi), komersial 1% dan transportasi 0,1% (Gambar 4.29).



Gambar 4.29 Kebutuhan Gas Menurut Sektor dan Skenario

Prioritas penggunaan gas dalam negeri diarahkan untuk memenuhi kebutuhan industri dan non energi serta pembangkit. Pangsa sektoral pada tahun 2050, ketenagalistrikan meningkat menjadi 49% (BaU), 52% (ALT 1) dan 53% (ALT 2), industri dan non energi naik menjadi 41% (BaU), 33% (ALT 1) dan 34% (ALT 2), transportasi meningkat tajam 0,1% (BaU), 5% (ALT 1) dan 5% (ALT 2). Beda dengan sektor-sektor lainnya, rumah tangga turun menjadi 8% (BaU), 8% (ALT 1), dan 6% (ALT 2).

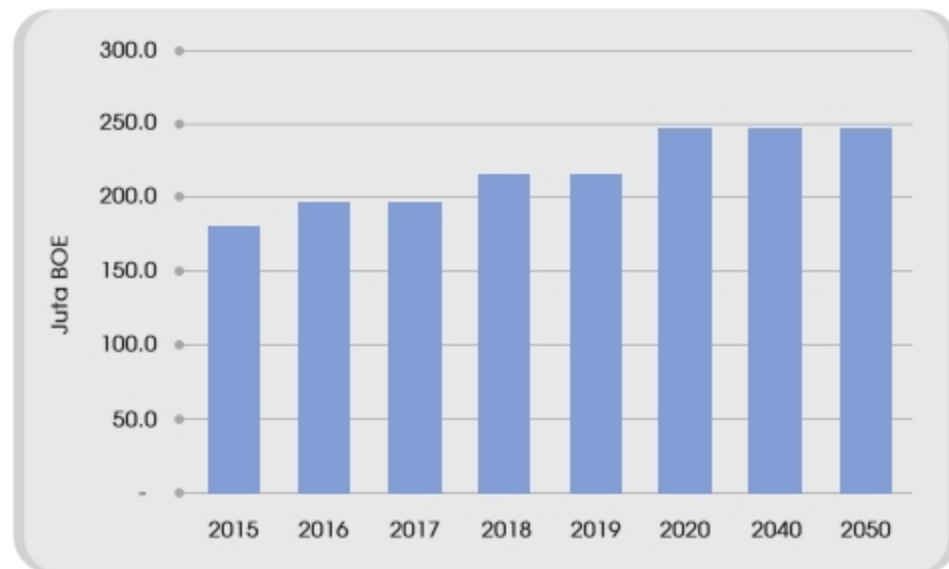
Kebijakan untuk mengembangkan BBG sebagai bahan bakar transportasi membuat kebutuhan gas bumi untuk sektor transportasi meningkat cukup tinggi, khususnya pada skenario ALT 1 dan ALT 2. Pasokan gas untuk sektor transportasi sangat terbatas karena akan diserap oleh sektor industri dan pembangkit listrik. Dengan demikian, perlu keberpihakan yang maksimal agar pemanfaatan gas pada sektor transportasi dapat berjalan sesuai dengan berbagai program yang sudah dicanangkan. Pengembangan infrastruktur SPBG (Stasiun Pengisian Bahan Bakar Gas) serta ketersediaan suku cadang *kit converter* juga merupakan hal yang krusial untuk mendukung penggunaan BBG di transportasi. Belum ada kebijakan baru terkait penggunaan BBG di transportasi. Hingga saat ini masih mengacu pada Peraturan Presiden Nomor 64 Tahun 2012 tentang Penyediaan, Pendistribusian dan Penetapan Harga Bahan Bakar Gas Untuk Transportasi Jalan.

4.6.2 Kilang Gas

Gas bumi juga dimanfaatkan sebagai input kilang minyak, kilang LPG dan kilang LNG di mana produknya adalah LPG dan LNG. Saat ini sebagian besar LNG diekspor, hanya sebagian kecil yang diperuntukkan untuk konsumen dalam negeri. Penyerapan gas dalam bentuk *Liquidified Natural Gas* (LNG) untuk nasional dinilai masih belum optimal karena masih terhambatnya ketersediaan infrastruktur serta belum maksimalnya penyerapan oleh fasilitas yang sudah ada. Untuk mendukung pemanfaatan LNG di Indonesia, perlu dibangun lagi Regasification Unit dari yang sudah ada sekarang dan yang sedang dalam tahapan penyelesaian proyek.

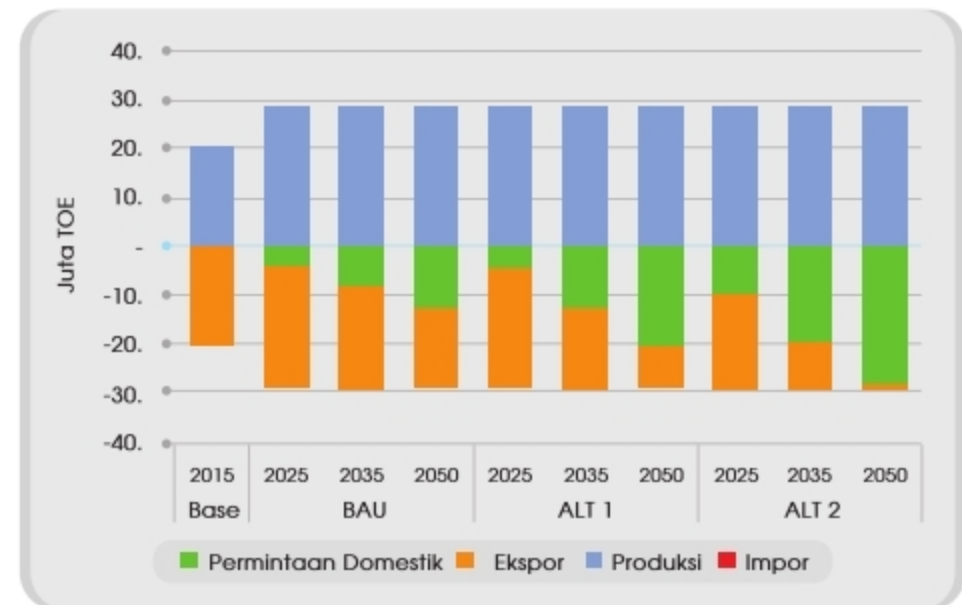
Kilang LNG

Kapasitas terpasang kilang LNG saat ini adalah 44,2 juta ton per tahun dari tiga kilang LNG yang sudah ada dan yang baru LNG Donggi Senoro. Produksi LNG tahun 2015 adalah 182 juta BOE atau 20 juta TOE. Sesuai dengan rencana pemerintah, kapasitas kilang LNG didalam *Outlook* ini diproyeksikan meningkat menjadi 29 juta TOE hingga tahun 2050, termasuk kilang Masela dan Tangguh Train 3 (Gambar 4.30).



Gambar 4.30 Asumsi Kapasitas Pengolahan Kilang LNG

Pada skenario BaU, kebutuhan LNG domestik tidak besar sehingga ekspor LNG masih dimungkinkan hingga tahun 2050. Pada skenario ALT 1 dan ALT 2, produksi LNG lebih diprioritaskan untuk memenuhi kebutuhan gas dalam negeri seperti industri dan pembangkit listrik sehingga penurunan ekspor LNG terlihat cukup signifikan. Kebutuhan LNG domestik tahun 2050 diperkirakan akan meningkat menjadi 13 juta TOE (BaU), 21 juta TOE (ALT 2) dan 28 juta TOE (ALT 2). Kondisi ini mengharuskan pengembangan Regasification Unit yang lebih banyak lagi terutama untuk Pulau Jawa. Pemenuhan kebutuhan gas bumi dengan LNG tentu saja harus didukung oleh kebijakan harga LNG yang kompetitif mengingat harga LNG akan lebih mahal daripada gas bumi yang disalurkan melalui pipa (Gambar 4.33).



Gambar 4.31 Neraca Kilang LNG

Kilang LPG

Adanya program percepatan pemanfaatan LPG pada sektor rumah tangga menyebabkan pemanfaatan LPG pada ketiga skenario BaU, ALT 1 dan ALT 2 diperkirakan terus meningkat. Peningkatan kebutuhan LPG menyebabkan impor LPG turut meningkat, karena kemampuan produksi LPG dari kilang minyak tidak disesuaikan dengan tingkat kebutuhan LPG di mana kemampuan kilang LPG dan LNG dalam memproduksi LPG terbatas. Produksi LPG saat ini sebesar 2,9 juta TOE dan meningkat hingga 5,9 juta TOE pada tahun 2050 akibat dari tambahan produksi LPG dari pengembangan kilang minyak dan kilang LNG. Kebutuhan LPG diperkirakan akan meningkat dengan laju 2% (BaU), 0,5% (ALT 1) dan 1% (ALT 2) per tahun pada tahun 2050. Permintaan ini mengakibatkan impor LPG meningkat untuk skenario BaU, tetapi menurun untuk skenario alternatif ALT 1 dan ALT 2 akibat dari kebutuhan yang tidak setinggi skenario BaU dan bertambahnya produksi LPG dari kilang minyak dan kilang LNG yang baru. Dalam *Outlook* ini kapasitas produksi kilang LPG diasumsikan konstan.

Tabel 4.7 Neraca LPG

(Juta TOE)

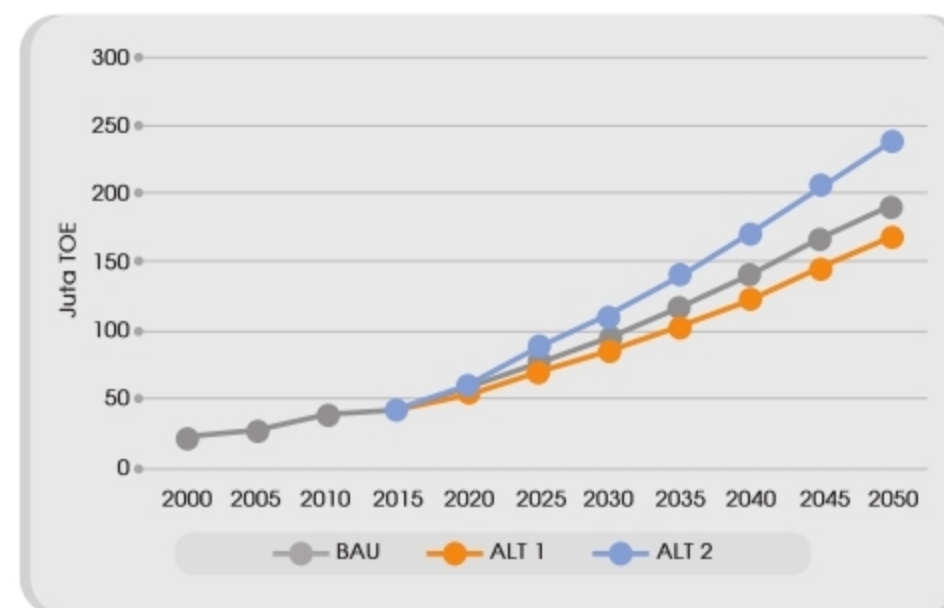
	Base	BaU			ALT 1			ALT 2		
	2015	2025	2035	2050	2025	2035	2050	2025	2035	2050
Produksi (Kilang Minyak, LNG dan LPG)	2,9	4,5	4,9	5,9	4,5	4,9	5,9	4,5	4,9	5,9
Kebutuhan	7,5	12,3	3,9	6,7	9,2	9,2	8,9	9,3	9,4	9,7
Impor	4,6	7,8	8,9	10,8	4,7	4,2	3,0	4,8	4,5	3,8

4.6.3 Penyediaan Energi Primer Gas

Saat ini, gas merupakan jenis energi primer utama ketiga di Indonesia, setelah minyak dan batubara. Pasokan gas berasal dari lapangan minyak dan gas dalam negeri serta dari impor. Beberapa tahun terakhir, produksi gas bumi sebagian besar dimanfaatkan untuk ekspor dalam bentuk LNG dan gas pipa. Namun, dengan meningkatnya penggunaan gas bumi pada sektor industri, rumah tangga, komersial, transportasi dan ketenagalistrikan, maka permintaan gas bumi domestik diperkirakan akan terus meningkat. Dalam rangka meningkatkan jaminan keamanan pasokan energi domestik di masa datang, pasokan gas bumi akan diutamakan untuk kepentingan dalam negeri daripada ekspor. Untuk itu, ekspor LNG dan gas bumi akan dilakukan setelah memenuhi komitmen saat ini dan mempertimbangkan *Domestic Market Obligation* (DMO). Dengan demikian, tersedianya infrastruktur gas merupakan kata kunci dalam meningkatkan pasokan gas domestik di kemudian hari.

Berdasarkan skenario BaU, pada periode 2015–2050 penyediaan energi primer gas tumbuh rata-rata 4,4% per tahun, dari 42 juta TOE tahun 2015 menjadi 192 juta TOE tahun 2050. Untuk skenario ALT 1, penyediaan gas diperkirakan akan lebih rendah akibat dari konservasi dan efisiensi energi dimana laju pertumbuhannya 4% atau meningkat menjadi 168 juta TOE, lebih rendah dibandingkan dengan skenario BaU. Menurut skenario ALT 2 penyediaan gas diperkirakan akan tumbuh rata-rata 5,1% per tahun menjadi 239 juta TOE tahun 2050, lebih tinggi dari BaU akibat dari pertumbuhan PDB yang jauh lebih

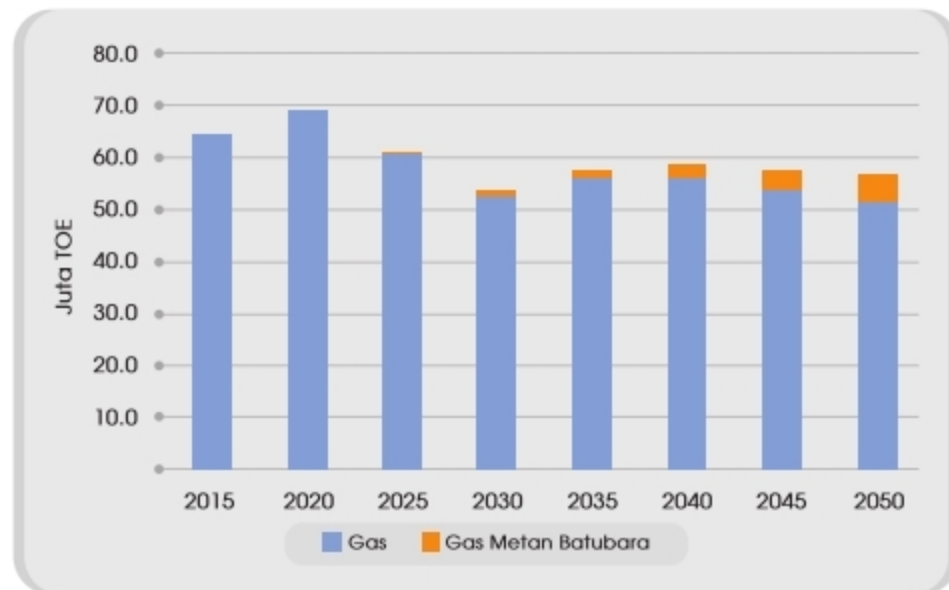
tinggi meskipun juga sudah dilakukan usaha-usaha konservasi dan efisiensi energi (Gambar 4.32).



Gambar 4.32 Penyediaan Energi Primer Gas

4.6.4 Produksi Gas Bumi

Kondisi produksi gas bumi Indonesia lebih baik dari minyak bumi. Selama 5 tahun terakhir, produksi gas Indonesia masih meningkat dengan laju 0,2% per tahun. Meskipun demikian, kemampuan produksi gas bumi khususnya untuk lapangan yang sudah tua diperkirakan akan semakin menurun. Lapangan gas baru seperti Tangguh, Kepodang, Ketapang, IDD Cekungan Kutai, Jangkrik Muara Bakau, Matindok Donggi Senoro serta Abadi Masella diharapkan mampu mengurangi laju penurunan produksi gas bumi Indonesia. Untuk semua skenario BaU, ALT 1 dan ALT 2, produksi gas bumi diasumsikan turun dengan laju rata-rata 0,6% per tahun. Meskipun masih kecil, pada skenario ALT 1 dan ALT 2 ada tambahan produksi gas bumi yang dihasilkan dari CBM (*Coal Bed Methane* / Gas Metan Batubara) mulai tahun 2020.

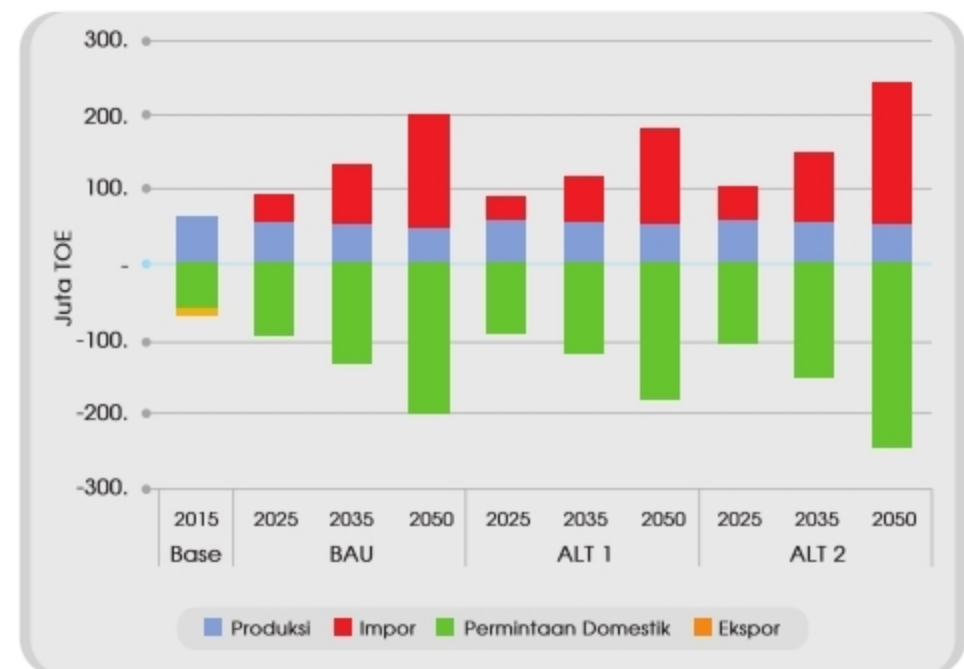


Gambar 4.33 Asumsi Produksi Gas Bumi Skenario Alternatif (ALT 1 dan ALT 2)

Gambar 4.34 menunjukkan hasil simulasi proyeksi kebutuhan, produksi, ekspor dan impor gas menurut skenario BaU, ALT 1 dan ALT 2. Dari asumsi dasar, kemampuan produksi gas dalam negeri meningkat 0,2% per tahun. Untuk memenuhi permintaan dalam negeri yang meningkat hingga 198 juta TOE (BaU), 180 juta TOE (ALT 1) dan 243 juta TOE (ALT 2) pada tahun 2050 dari tingkat sekarang 58 juta TOE diperlukan tambahan pasokan gas dari impor gas bumi/LNG. Diperkirakan mulai tahun 2020, Indonesia sudah mengimpor gas bumi dalam bentuk LNG sebesar 10 juta TOE untuk skenario BaU dan ALT 1 dan 13 juta TOE untuk skenario ALT 2 dan terus meningkat hingga tahun 2050. Diperlukan upaya yang serius untuk segera mengembangkan wilayah produksi gas bumi yang baru agar bisa mengendalikan laju impor gas. Saat ini dari seluruh wilayah produksi gas, terdapat sepuluh wilayah yang masih diandalkan produksinya yaitu Total E&P Indonesia, BP Berau LTD, ConocoPhillips (Grissik LTD), PT Pertamina EP, JOB Pertamina-Medco Tomori Sulawesi, ConocoPhillips Indonesia INC. LTD

(Natuna Sea Blok B), Kangean Energy Indonesia LTD, Vico, Premier Oil Natuna SEABV, Pertamina Hulu Energi ONWJ LTD. Selain lapangan tersebut, terdapat beberapa lapangan baru yang dikembangkan agar tingkat *lifting* gas ke depan bisa tetap terjaga.

Pengembangan gas alternatif seperti *shale* gas bisa dipertimbangkan mengingat potensi di Indonesia cukup besar.

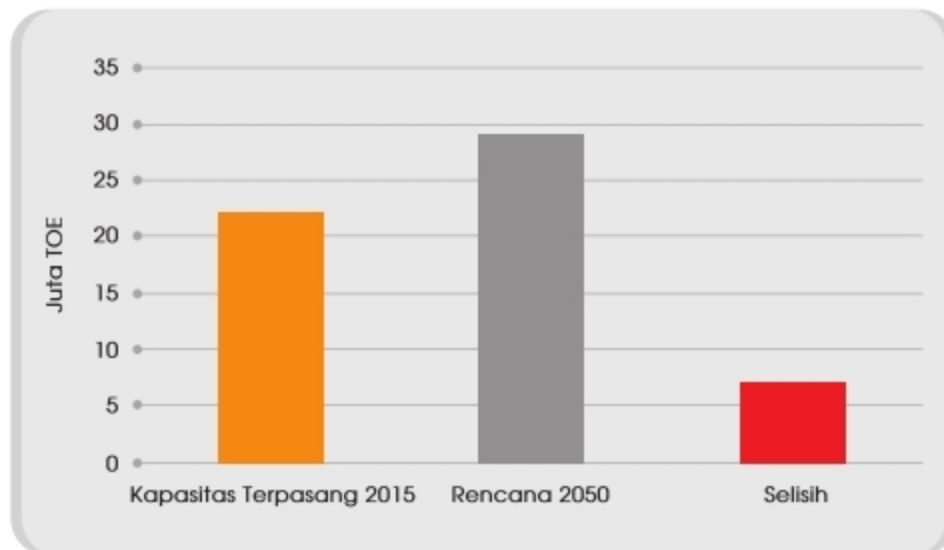


Gambar 4.34 Neraca Gas Bumi

4.6.5 Infrastruktur Kilang Gas

Perkiraan Kebutuhan Kapasitas Kilang LNG

Kebutuhan LNG domestik tahun 2050 diperkirakan akan meningkat. Maka kondisi ini butuh pengembangan kilang LNG dan perlunya dukungan kebijakan harga LNG yang kompetitif mengingat harga LNG akan lebih mahal daripada gas bumi yang disalurkan melalui pipa.

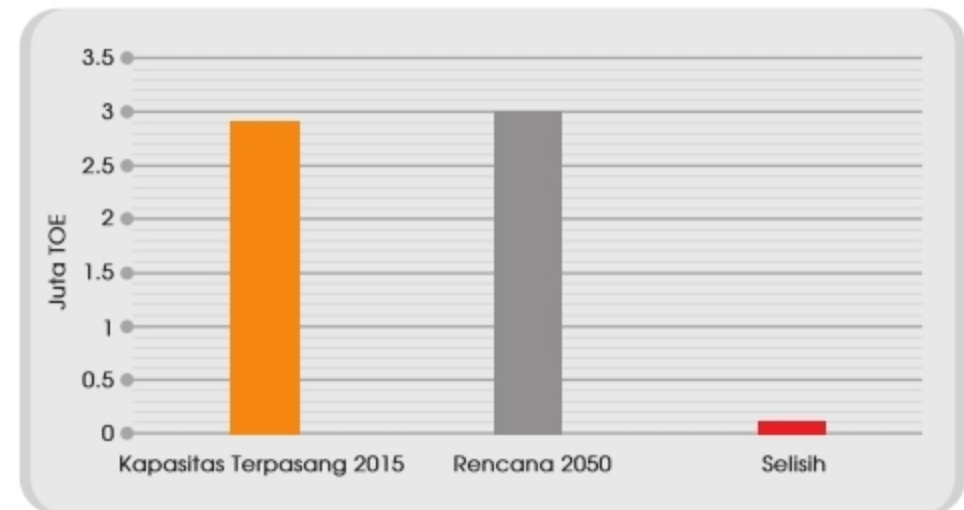


Gambar 4.35 Perkiraan Kebutuhan Kapasitas Kilang LNG

Pada Gambar 4.37 terlihat bahwa kapasitas terpasang kilang LNG saat ini adalah 22 juta TOE, dan diproyeksikan akan meningkat menjadi 29 juta TOE di tahun 2050. Untuk mencapainya diperlukan tambahan kapasitas kilang LNG dari kilang Donggi Senoro dan kilang South Sulawesi sebesar 6,3 juta ton per tahun (MTPA).

Perkiraan Kebutuhan Kapasitas Kilang LPG

Program percepatan pemanfaatan LPG di sektor rumah tangga mengakibatkan peningkatan kebutuhan LPG. Namun kemampuan produksi kilang LPG dan LNG terbatas, hal ini menyebabkan adanya peningkatan impor LPG dan perlunya penambahan kapasitas kilang LPG.



Gambar 4.36 Perkiraan Kebutuhan Kapasitas Kilang LPG

Pada Gambar 4.36 terlihat bahwa kapasitas terpasang kilang LPG saat ini adalah 2,9 juta TOE, dan diproyeksikan akan meningkat menjadi 3,02 juta TOE di tahun 2050. Untuk mencapainya diperlukan tambahan kapasitas kilang LPG sebesar 268 ribu BOE per tahun pada tahun 2016, dan 268,61 ribu BOE per tahun pada tahun 2017.

4.7 Outlook Batubara

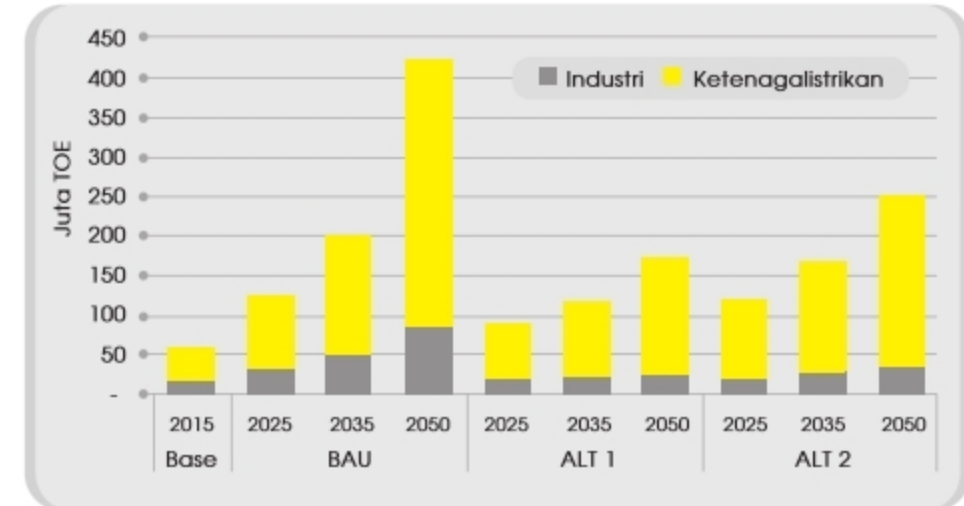
Batubara akan menjadi andalan energi nasional di kemudian hari, baik untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri maupun sebagai komoditi ekspor. Batubara selama ini dimanfaatkan sebagai bahan bakar pembangkit listrik, industri, dan diproses menjadi briket untuk keperluan memasak. Mengingat batubara merupakan jenis energi dengan harga yang relatif murah, maka perlu dilakukan pengendalian pemanfaatan batubara sebagai bahan bakar pembangkit listrik dan industri, antara lain dengan penggunaan teknologi pemanfaatan batubara yang efisien dan ramah lingkungan.

4.7.1 Kebutuhan Batubara Sektoral

Saat ini pengguna batubara hanya terbatas pada sektor industri dan ketenagalistrikan. Kebutuhan batubara di ketenagalistrikan sekitar 41 juta TOE atau sekitar dua setengah kali kebutuhan batubara pada sektor industri. Penggunaan batubara pada sektor industri diperkirakan akan meningkat dari 17 juta TOE saat ini menjadi 86 juta TOE (BaU), 26 juta TOE (ALT 1) dan 36 juta TOE (ALT 2) pada tahun 2050 atau tumbuh 5% (BaU), 1% (ALT 1) dan 2% (ALT 2) per tahun.

Pada sektor ketenagalistrikan, penggunaan batubara untuk beban dasar PLTU Batubara mengakibatkan permintaan batubara naik dari 41 juta TOE saat ini menjadi 336 juta TOE (BaU), 146 juta TOE (ALT 1) dan 214 juta TOE (ALT 2) pada tahun 2050 atau meningkat dengan laju 6% (BaU), 4% (ALT 1) dan 5% (ALT 2). Sedangkan, pemanfaatan batubara sebagai bahan baku briket masih cukup kecil apabila dibandingkan dengan sektor industri dan ketenagalistrikan. Kebutuhan briket pada tahun 2050 diperkirakan hanya mencapai 40 ribu TOE (BaU), 22 ribu TOE (ALT 1) dan 33 ribu TOE (ALT 2).

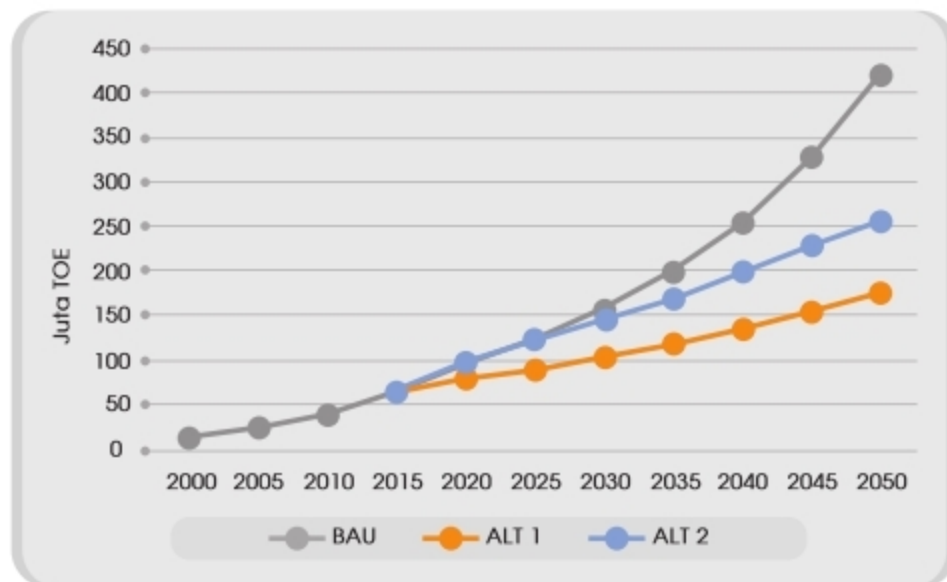
Pada skenario alternatif, pengguna batubara terbesar adalah industri semen dan bukan logam di mana selama periode proyeksi 2015–2050 tumbuh sebesar 3% per tahun dengan pangsa yang berkembang dari 36% menjadi 41%. Pengguna terbesar kedua adalah industri tekstil dan pakaian yang juga tumbuh 3% per tahun dengan pangsa meningkat dari sekitar 19% menjadi 23%. Berikutnya adalah industri pupuk, kimia dan karet yang tumbuh 2,5% per tahun dengan pangsa yang relatif konstan yaitu sekitar 17%. Penggunaan batubara di industri pupuk kedepan akan diarahkan sebagai bahan baku dimana batubara akan diubah menjadi gas melalui proses gasifikasi. Pengguna batubara lainnya yang relatif lebih kecil adalah industri makanan dan minuman, industri pulp dan kertas, industri logam dasar besi dan baja, industri peralatan mesin dan transportasi dan industri pengolahan lainnya yang memerlukan pasokan



Gambar 4.37 Permintaan Batubara Menurut Skenario dan Sektor

4.7.2 Penyediaan Energi Primer Batubara

Berdasarkan skenario BaU, penyediaan energi primer batubara 2015–2050 akan meningkat rata-rata sebesar 6% per tahun dari 65 juta TOE pada tahun 2015 menjadi 422 juta TOE pada tahun 2050. Pasokan batubara masa mendatang pada skenario BaU berangsur-angsur akan menggantikan minyak bumi, sehingga pangsa batubara diperkirakan akan meningkat dari 33% pada tahun 2015 menjadi 39% pada tahun 2050. Pada skenario ALT 1 dan ALT 2, peningkatan permintaan batubara jauh lebih kecil dari skenario BaU. Pada tahun 2050, permintaan batubara akan tumbuh 3% (ALT 1) dan 4% (ALT 2) per tahun. Pada skenario ALT 1 dan ALT 2, peran EBT lebih ditingkatkan, sehingga permintaan batubara pada skenario alternatif tersebut hanya mencapai 176 juta TOE (ALT 1) dan 256 juta TOE (ALT 2) pada tahun 2050 (Gambar 4.42).



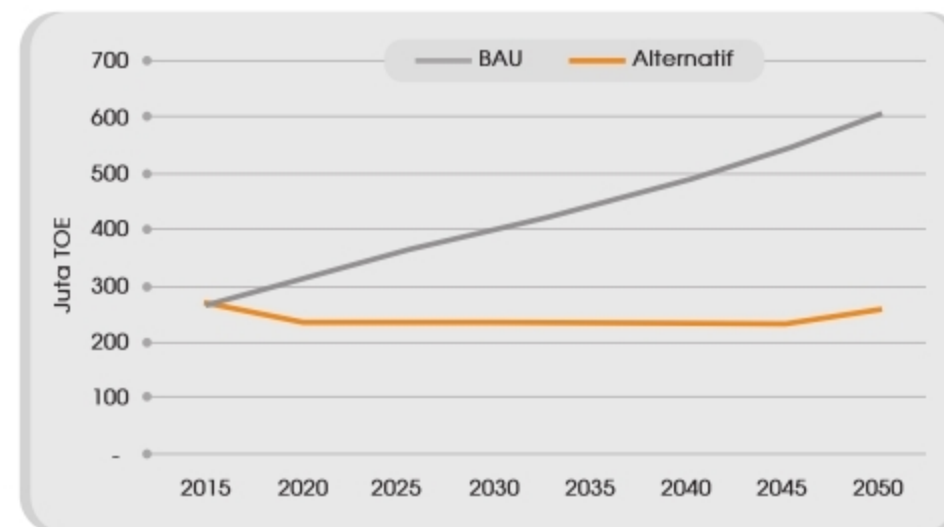
Gambar 4.38 Penyediaan Energi Primer Batubara

4.7.3 Produksi Batubara

Produksi batubara pada tahun 2015 adalah sebanyak 461 juta ton. Sebagian besar batubara yang diproduksi adalah untuk tujuan ekspor. Dengan dikeluarkannya peraturan tentang DMO, Pemerintah mewajibkan perusahaan pertambangan batubara untuk terlebih dahulu menjual dan mengutamakan batubara kepada pengguna dalam negeri, kemudian dapat melakukan ekspor.

Dengan peningkatan DMO secara signifikan dan penurunan ekspor, Pemerintah berencana untuk mengendalikan produksi batubara menjadi 400 juta ton pada tahun 2019 (Skenario ALT 1 dan ALT 2). Asumsi ini dijadikan dasar dalam Outlook Energi Indonesia 2016 untuk mempertahankan produksi batubara tetap di tingkat 400 juta per tahun hingga tahun 2050. Dengan mempertahankan produksi pada tingkat tersebut, maka defisit batubara akan mulai meningkat sejak tahun 2046 hingga tahun 2050. Sedangkan skenario BaU, produksi batubara meningkat hingga 1.033 juta ton pada tahun 2025 atau meningkat 2,3% per tahun.

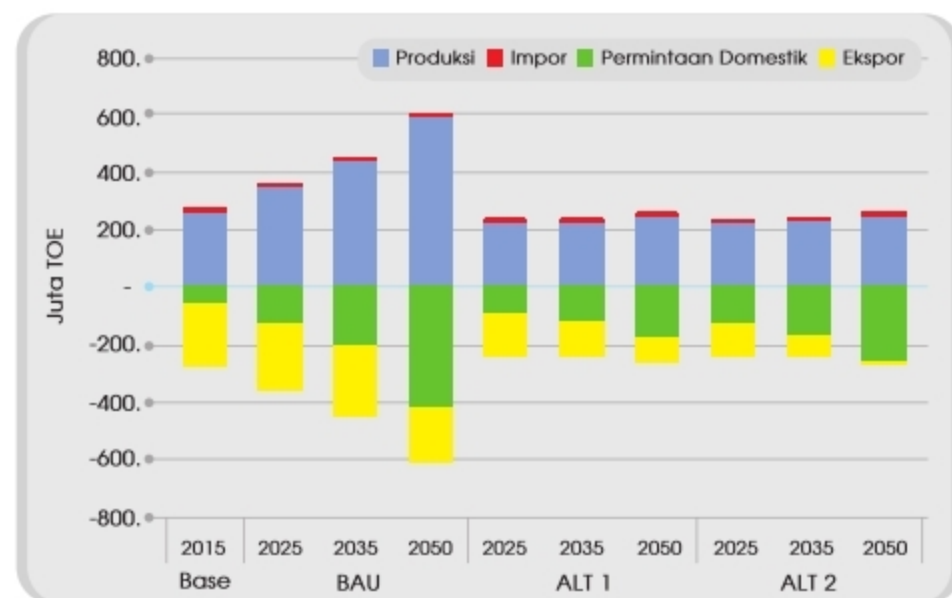
Seperti telah dijelaskan pada bab sebelumnya asumsi produksi batubara dibedakan antara skenario BaU dan Alternatif. Pada skenario BaU, produksi batubara meningkat sekitar 2,5% per tahun, sedangkan pada skenario Alternatif (ALT 1 dan ALT 2) produksi batubara dijaga konstan 400 juta ton (235 juta TOE) atau mengikuti permintaan domestik jika sudah melebihi batas tersebut.



Gambar 4.39 Asumsi Produksi Batubara Menurut Skenario

Untuk mempertahankan tingkat ekspor dan memenuhi permintaan yang sangat besar dari PLTU batubara pada skenario BaU, diproyeksikan produksi batubara steam coal naik menjadi 603 juta TOE per tahun hingga tahun 2050. Kebutuhan batubara untuk skenario BaU diperkirakan akan meningkat hingga 422 juta TOE pada tahun 2050 atau meningkat 6% per tahun. Pengembangan PLT EBT dan penerapan teknologi hemat energi pada sektor industri dalam skenario alternatif, menyebabkan permintaan batubara domestik turun lebih dari 60% dari skenario BaU menjadi hanya 176 juta TOE (ALT 1) dan 256 juta TOE (ALT 2) pada tahun 2050, sehingga pasokan batubara bisa dikendalikan pada tingkat 255 juta ton di tahun 2050. Kebijakan produksi batubara pada skenario ALT 1 dan ALT 2 yaitu mengendalikan tingkat produksi batubara di tingkat ekspor yang mulai dialihkan untuk memenuhi kebutuhan domestik. Impor

batubara sampai saat ini sangat kecil karena hanya digunakan untuk keperluan khusus seperti reduktor di industri metalurgi. Permintaan batubara dalam negeri digunakan untuk energi final di sektor industri dan energi primer untuk pembangkit listrik. Laju ekspor batubara pada skenario BaU masih cukup tinggi sedangkan untuk skenario Alternatif mengecil karena pembatasan produksi. Gambar 4.40 memperlihatkan perkembangan produksi, ekspor dan impor batubara menurut skenario BaU, ALT 1 dan ALT 2.



Gambar 4.40 Neraca Batubara

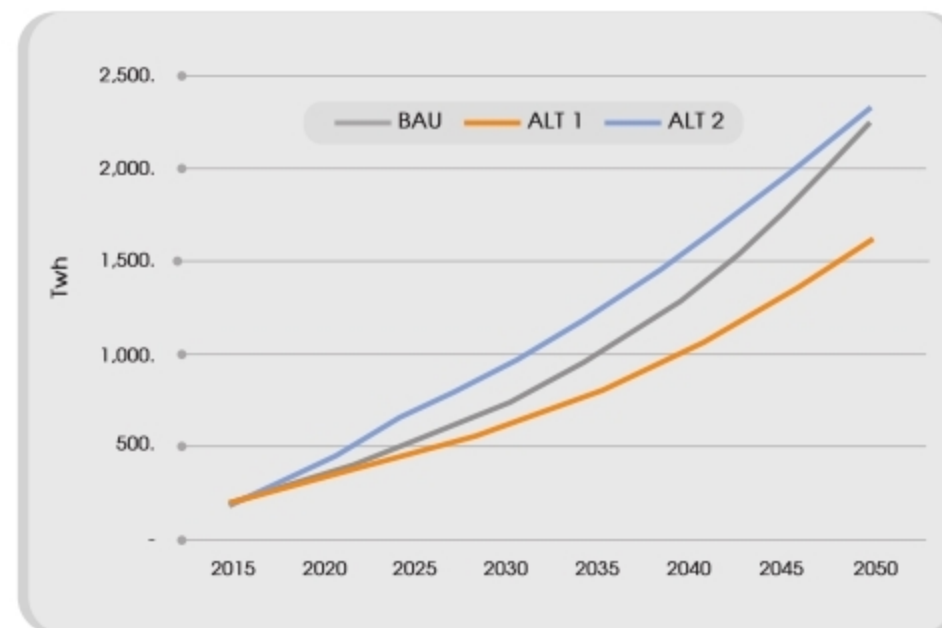
4.8 Outlook Ketenagalistrikan

4.8.1 Permintaan Tenaga Listrik

Sebagaimana tercantum pada bab Kondisi Saat Ini, konsumsi tenaga listrik di sektor final sebesar 200 TWh pada tahun 2015. Permintaan tenaga listrik akan terus tumbuh sejalan dengan pertumbuhan ekonomi dan pertambahan penduduk. Pada kondisi BaU, pertumbuhan permintaan tenaga listrik diproyeksikan mencapai sekitar 520 TWh pada tahun 2025 dan 2.200 TWh pada tahun 2050. Laju pertumbuhan permintaan tenaga listrik rata-rata sebesar 7,1% per tahun selama periode 2015-2050.

Pada kondisi skenario ALT 1 dimana sudah ada usaha-usaha konservasi dan lainnya untuk tercapai sasaran bauran KEN, permintaan tenaga listrik diproyeksikan akan tetap meningkat tetapi dengan laju pertumbuhan yang lebih lambat dari skenario BAU, yaitu rata-rata 6,1% per tahun. Hal ini menunjukkan adanya potensi penghematan permintaan tenaga listrik sebesar 14% pada tahun 2025 dan 28% pada tahun 2050.

Pada kondisi skenario ALT 2 permintaan tenaga listrik akan tumbuh dengan laju rata-rata tahunnya sebesar 7,2%. Hal ini menunjukkan bahwa dengan pertumbuhan PDB yang lebih tinggi daripada kondisi BaU maka akan menghasilkan permintaan tenaga listrik yang lebih tinggi. Sehingga perlu usaha-usaha tambahan untuk mencapai tingkat permintaan tenaga listrik yang sama dengan skenario BAU maupun skenario ALT 1. Gambar 4.41 menunjukkan proyeksi permintaan tenaga listrik dari skenario BAU, ALT 1, dan ALT 2.

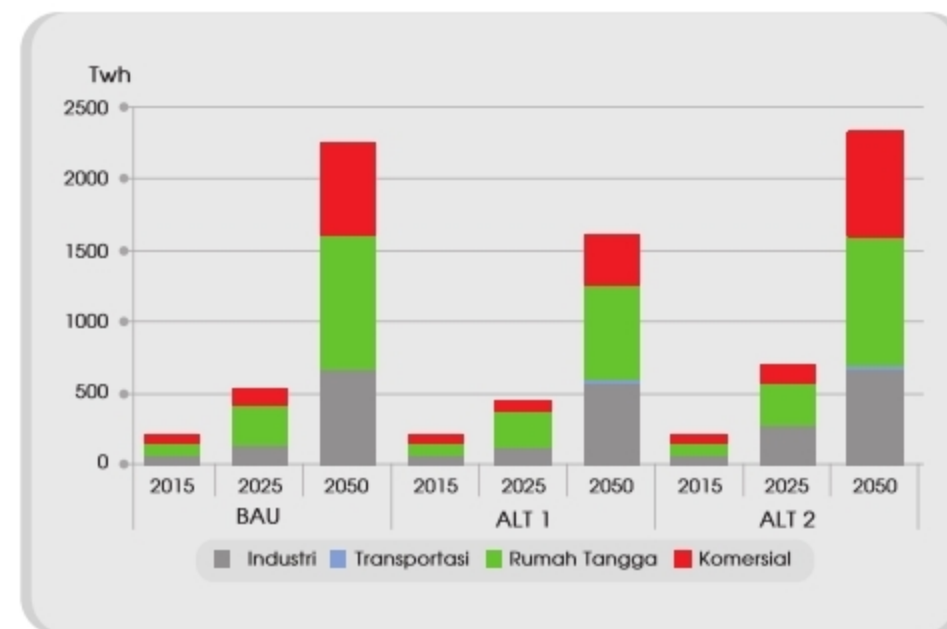


Gambar 4.41 Permintaan Tenaga Listrik Menurut Skenario

Elastisitas permintaan tenaga listrik terhadap PDB selama periode proyeksi adalah sekitar 1,3 untuk skenario BaU dan 1,1 untuk skenario ALT 1. Jika pertumbuhan PDB lebih tinggi tetapi menerapkan usaha-usaha konservasi dan lainnya untuk mencapai sasaran KEN (ALT 2), maka elastisitas permintaan tenaga listrik akan sebesar 1,0. Hasil di atas menunjukkan bahwa selama periode proyeksi pertumbuhan permintaan tenaga listrik masih sama atau lebih pesat dari pertumbuhan PDB. Di negara maju, elastisitasnya rata-rata berada di angka 0,5 yang menunjukkan pertumbuhannya dua kali lebih tinggi dari pertumbuhan konsumsi listrik.

Dilihat dari permintaan per kapitanya, maka dalam kondisi BAU, hasil proyeksi menunjukkan permintaan tenaga listrik akan sekitar 1.850 kWh/kapita di tahun 2025 dan hampir mencapai 6.700 kWh/kapita pada tahun 2050. Untuk skenario ALT 1, permintaan tenaga listrik akan sekitar 1.600 kWh/kapita pada tahun 2025 dan 4.800 kWh per kapita pada tahun 2050. Untuk skenario ALT 2, maka permintaan tenaga listrik per kapita akan sekitar 2.500 kWh pada tahun 2025 dan sekitar 7.000 kWh pada tahun 2050. Hasil di atas menunjukkan bahwa permintaan tenaga listrik per kapita dengan pertumbuhan PDB yang lebih rendah dari yang diproyeksikan dalam PP No. 79/2014 tentang KEN (skenario ALT 1) akan menjadi 36% lebih rendah dari skenario ALT 2 di tahun 2025 dan 77% lebih rendah di tahun 2050.

Berdasarkan sektor pemakai final, rumah tangga mendominasi permintaan tenaga listrik selama periode 2015-2025. Namun pangsaanya mengalami penurunan karena permintaan di sektor lainnya tumbuh lebih pesat dari rumah tangga. Pangsa permintaan tenaga listrik sektor rumah tangga menurun dari sekitar 44% pada tahun 2015 menjadi 42% pada tahun 2050 untuk skenario BAU; 41% untuk skenario ALT 1, dan 38% untuk skenario ALT 2 (Gambar 4.42).



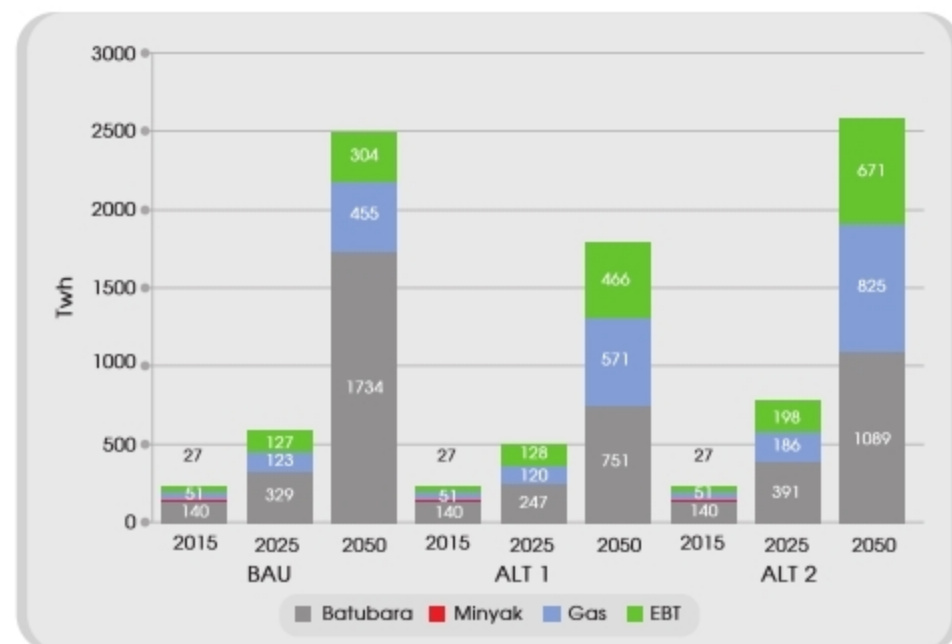
Gambar 4.42 Permintaan Tenaga listrik Menurut Sektor

Permintaan tenaga listrik sektor industri merupakan kedua terbesar setelah sektor rumah tangga. Diproyeksikan permintaan tenaga listrik sektor industri akan mencapai sekitar 660 TWh di tahun 2050 untuk skenario BaU dan ALT 2 serta 570 TWh untuk skenario ALT 1. Permintaan tenaga listrik sektor komersial juga akan meningkat selama periode proyeksi dengan semakin bertambahnya bangunan komersial seperti hotel, perkantoran dan bangunan mall. Laju pertumbuhan permintaan tenaga listrik sektor komersial akan lebih pesat daripada sektor industri pada skenario BaU dan ALT 2. Pada skenario ALT 1, walaupun memasukkan usaha-usaha konservasi yang sama dengan skenario ALT 2, tingkat permintaan tenaga listriknya akan lebih rendah karena asumsi pertumbuhan PDB lebih lambat. Permintaan tenaga listrik sektor transportasi juga diproyeksikan sesuai dengan rencana peningkatan jaringan kereta api listrik di dalam kota besar serta pembangunan kereta api cepat antar kota.

4.8.2 Penyediaan Tenaga Listrik

Produksi Listrik

Dalam rangka memenuhi permintaan tenaga listrik selama periode proyeksi, diasumsikan bahwa kerugian dalam transmisi dan distribusi akan sebesar 10%. Dengan demikian produksi tenaga listrik diperkirakan meningkat menjadi sekitar 2.500 TWh pada tahun 2050 untuk skenario BaU, 1.800 TWh untuk skenario ALT 1, dan 2.600 TWh untuk skenario ALT 2, yaitu 10% di atas permintaan tenaga listrik. Produksi tenaga listrik menurut jenis energinya dapat dilihat pada Gambar 4.43.



Gambar 4.43 Produksi Tenaga Listrik Menurut Skenario dan Jenis Energi

Jenis energi dikelompokkan sebagai berbahan bakar batubara, minyak, gas dan EBT. Produksi tenaga listrik berbahan bakar batubara merupakan dominan di semua skenario. Dominasi pembangkit listrik berbahan bakar batubara terbesar pada skenario BaU sedangkan pada skenario ALT 1 dan ALT 2

walaupun dominan, pangsaanya lebih rendah daripada skenario BaU. Hal ini karena pada skenario ALT 1 dan ALT 2 juga mencakup usaha-usaha untuk mencapai sasaran bauran KEN termasuk peningkatan pemanfaatan energi baru dan terbarukan.

Pangsa produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar EBT pada tahun 2050 mencapai 304 TWh (12 %) pada skenario BaU sedangkan pada skenario ALT 1 dan ALT 2 masing-masing mencapai 466 TWh (26%) dan 671 TWh (26%). Pembangkit EBT yang dipertimbangkan adalah PLT_Biomassa, PLT_Limbah Pabrik (*mill waste*), PLT_Sampah, PLTA (*reservoir*), PLTM dan PLTMH (*run-off river*), PLTS, PLT_Bayu dan PLTP (temperatur medium dan tinggi). Rincian pembangkit EBT akan dibahas pada bab EBT.

Produksi tenaga listrik dari pembangkit berbahan bakar minyak sangat kecil. Pangsaanya dari total produksi tenaga listrik di bawah 0,1% selama periode proyeksi. Hal ini sejalan dengan rencana tidak akan dibangunnya pembangkit baru berbahan bakar minyak dan substitusi pembangkit diesel dengan energi baru dan terbarukan terutama di daerah terpencil dan pulau-pulau luar.

Sisa dari tenaga listrik yang diproduksi berasal dari pembangkit berbahan bakar gas dengan pangsa sekitar 23% pada tahun 2015. Pada skenario BaU, pangsa produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar gas akan menjadi 21% pada tahun 2025 dan 18% pada tahun 2050. Hal ini disebabkan lebih lambatnya laju pertumbuhan produksi tenaga listrik dari pembangkit gas dibanding dengan pembangkit batubara. Pada skenario ALT 1 dan ALT 2, hal ini berbeda karena dimasukkannya usaha-usaha untuk mencapai sasaran bauran KEN. Sehingga pangsa produksi tenaga listrik berbahan bakar gas mengalami peningkatan menjadi 24% pada tahun 2025 dan 32% pada tahun 2050 untuk skenario ALT 1 dan skenario ALT 2.

Kapasitas Pembangkit

Pemilihan jenis pembangkit untuk memproduksi tenaga listrik selama periode proyeksi didasarkan pada prinsip biaya penyediaan listrik terendah (*least cost*) atau yang "*cost effective*". Biaya penyediaan terendah dicapai dengan meminimalkan "*net present value*" semua biaya penyediaan listrik yang terdiri

dari biaya investasi, biaya bahan bakar, serta biaya operasi dan pemeliharaan. Prinsip ini serupa dengan yang diterapkan PT PLN dalam penyusunan RUPTL selama ini. Perbedaannya dalam OEI 2016, prinsip tersebut berlaku dengan juga mengakomodasi rencana penambahan kapasitas seperti yang tertuang dalam RUPTL 2016-2025 sebagai dasar perhitungan (*baseline*).

Tabel 4.8 menunjukkan asumsi biaya dan efisiensi yang digunakan dalam model Balmorel. Asumsi tersebut merupakan rata-rata dari berbagai teknologi yang tercantum dalam database teknologi *International Energy Agency* (IEA), *World Energy Outlook* (WEO) 2015.

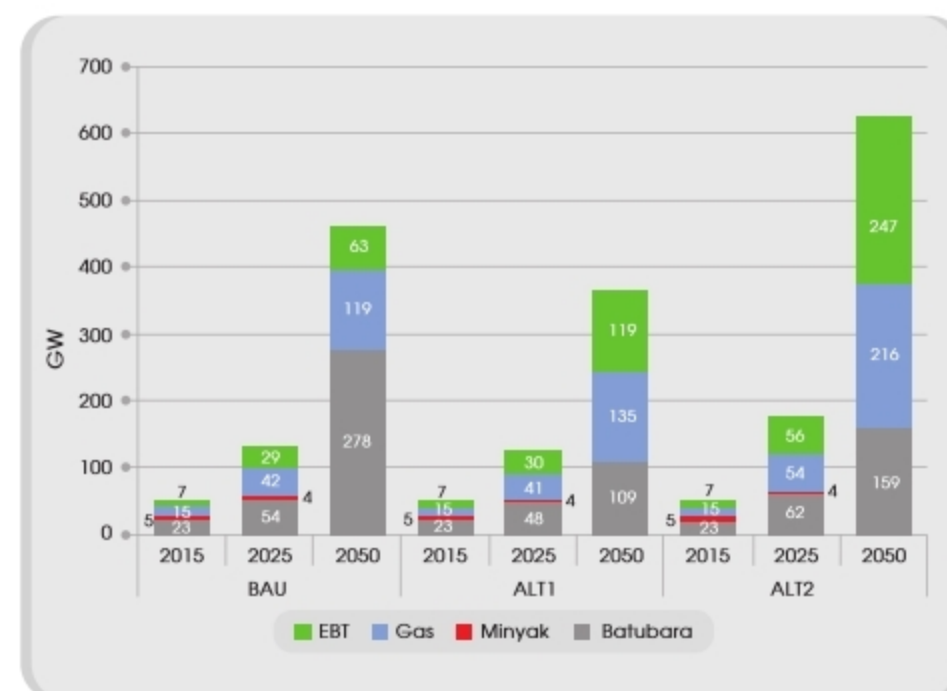
Tabel 4.8 Data Biaya dan Efisiensi berbagai Pembangkit Tenaga Listrik

Jenis Pembangkit	Biaya Investasi (ribu USD/MW)	Biaya Tetap O&M (ribu USD/MW)	Biaya Variabel O & M (USD/MWh)	Efisiensi Bahan Bakar	Availability/ Capacity Factor
PLT Biomasa	2,300	97	6,5	32%	80%
PLTU Batubara	1,000	35	3,8	34%	72%
PLTU Batubara SC	1,200	48	3,8	38%	80%
PLTU Batubara					80%
USC	1,400	56	3,8	42%	
PLTD	400	28	3,8	37%	80%
PLTMG	400	28	3,8	42%	80%
PLTG	400	20	3,8	34%	80%
PLTGU	700	25	3,8	55%	80%
PLTP	2,300	40	0,7	25%	80%
PLTA	2,300	54	3,8	25%	41%
PLTM	3,100	61	3,8	25%	46%
PS	1,000	54	3,8	95%	80%
PLTS	1,800	23	0,4	25%	15-19%
PLTB	1,400	37	0,8	25%	15-40%

Pada skenario BaU, pemenuhan permintaan tenaga listrik akan terutama bersumber dari pembangkit berbahan bakar batubara. Total kapasitas terpasang pembangkit berbahan bakar batubara akan mencapai 54 GW pada tahun 2025 dan 278 GW pada tahun 2050. Pembangkit berbahan bakar gas maupun pembangkit berbahan bakar EBT akan sama besar kontribusinya dalam total produksi tenaga listrik tahun 2025. Namun total kapasitas

terpasangnya akan berbeda yaitu sekitar 42 GW untuk pembangkit berbahan bakar gas dan 29 GW untuk pembangkit EBT. Kapasitas pembangkit berbahan bakar minyak akan sebesar 4 GW.

Total kapasitas keseluruhan pembangkit akan sekitar 130 GW pada tahun 2025. Pada tahun 2050, total kapasitas keseluruhan pembangkit meningkat menjadi 460 GW dimana lebih dari setengahnya (60%) merupakan kapasitas pembangkit batubara. Sekitar 119 GW merupakan pembangkit berbahan bakar gas dan sisanya (63 GW) merupakan total kapasitas pembangkit EBT. Total kapasitas pembangkit berbahan bakar minyak hanya tinggal sekitar 31 MW karena memang diasumsikan tidak ada penambahan kapasitas pembangkit minyak baru setelah tahun 2020 terkecuali di wilayah terpencil dan pulau-pulau terluar (Gambar 4.44)



Gambar 4.44 Total Kapasitas Pembangkit Menurut Skenario dan Jenis Energi

Pada skenario ALT 1, permintaan tenaga listrik akan lebih rendah dari skenario BaU karena adanya usaha-usaha untuk konservasi dan lainnya untuk mencapai sasaran bauran KEN. Oleh karena itu, total kapasitas pembangkit untuk memproduksi tenaga listrik juga akan lebih rendah, yaitu sekitar 123 GW di tahun 2025 dan 364 GW di tahun 2050. Sekitar 48 GW dari total kapasitas tahun 2025 (39%) merupakan kapasitas pembangkit berbahan bakar batubara. Sedangkan sisanya merupakan kapasitas pembangkit gas (41 GW), pembangkit EBT (30 GW) dan pembangkit berbahan bakar minyak (4 GW). Pada tahun 2050, permintaan tenaga listrik akan terpenuhi terutama dari pembangkit berbahan gas dengan total kapasitas 135 GW dan pembangkit EBT (119 GW). Sisanya adalah pembangkit berbahan bakar batubara dengan total kapasitas 109 GW. Pembangkit minyak sangat kecil kapasitasnya, sekitar 28 MW.

Skenario ALT 2 memiliki asumsi pencapaian bauran KEN yang sama dengan skenario ALT 1, namun dengan pertumbuhan PDB yang lebih tinggi. Sebagai akibatnya, permintaan kebutuhan tenaga listrik akan lebih besar dari skenario ALT 1 tetapi peranan pembangkit batubara dalam memproduksi tenaga listrik akan lebih rendah supaya tercapai sasaran EBT dalam bauran KEN. Total kapasitas semua pembangkit tenaga listrik akan sekitar 177 GW pada tahun 2025 dan kapasitas pembangkit batubara adalah 62 GW (35%). Total kapasitas pembangkit gas akan sebesar 54 GW sedangkan pembangkit EBT sebesar 56 GW dan pembangkit minyak sebesar 4 GW. Pada tahun 2050, total kapasitas keseluruhan pembangkit akan mencapai sekitar 622 GW dimana total kapasitas pembangkit EBT mencapai 247 GW (40%), pembangkit gas 216 GW (35%) dan pembangkit batubara sekitar 159 GW (25%).

4.8.3 Penambahan Kapasitas Pembangkit

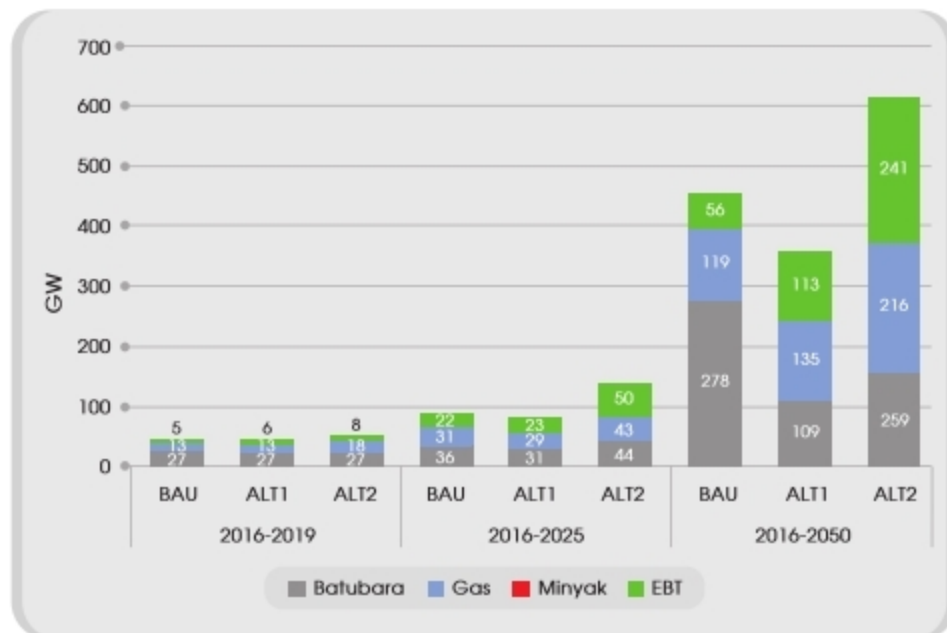
Pembangunan sarana pembangkitan tenaga listrik serta jaringan transisi dan distribusinya memerlukan dana investasi yang tidak sedikit. Bagian sebelumnya menunjukkan besaran total kapasitas terpasang pembangkit selama periode proyeksi. Sebagian dari kapasitas terpasang merupakan kapasitas pembangkit yang sudah beroperasi di tahun 2015 sedangkan sisanya adalah kapasitas terpasang pembangkit baru. Perlu diingat bahwa tidak semua kapasitas

terpasang pembangkit yang beroperasi pada tahun 2015 akan tetap tersedia di akhir tahun proyeksi. Sehingga perlu dihitung kapasitas *residual* dari pembangkit-pembangkit tersebut selama periode proyeksi. Pada umumnya *lifetime* dari pembangkit baru diasumsikan sekitar 30 tahun.

Penambahan Pembangkit Selama Periode Proyeksi

Berdasarkan hasil dari model Balmorel, total penambahan kapasitas pembangkit selama kurun waktu 2016-2050 akan sekitar 454 GW pada kondisi BaU. Sekitar 61% dari total penambahan kapasitas tersebut akan berasal dari pembangkit berbahan bakar batubara sedangkan porsi dari pembangkit berbahan bakar gas adalah sekitar 26%. Sisanya hampir semuanya dari pembangkit EBT. Sebagian kecil sekali dari PLTD untuk memenuhi permintaan tenaga listrik di wilayah perbatasan, pulau-pulau luar dan daerah terpencil.

Pada kondisi ALT 1 dimana permintaan listrik lebih rendah maka penambahan kapasitas pembangkitnya cukup sekitar 358 GW. Namun karena skenario ini mencakup juga usaha-usaha untuk mencapai bauran KEN, maka tambahan kapasitas dari pembangkit batubara akan lebih rendah dari pada pembangkit berbahan bakar gas maupun EBT. Pada kondisi ALT 2 yang mirip dengan ALT 1 tetapi dengan pertumbuhan PDB tinggi, maka total penambahan kapasitasnya akan mencapai sekitar 616 GW dimana sekitar (39%) berupa penambahan pembangkit EBT dan 35% pembangkit gas. Pembangkit batubara hanya akan bertambah kapasitasnya sekitar 159 GW selama periode proyeksi. Penambahan kapasitas pembangkit selama periode proyeksi tercantum pada Gambar 4.48.



Gambar 4.45 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Selama Periode Proyeksi

Apabila hanya mempertimbangkan periode 2016-2025, maka penambahan kapasitas pembangkit akan sekitar 90 GW untuk skenario BaU, 83 GW untuk skenario ALT 1, dan 137 GW untuk skenario ALT 2.

Penambahan Pembangkit Selama Periode 2016-2019

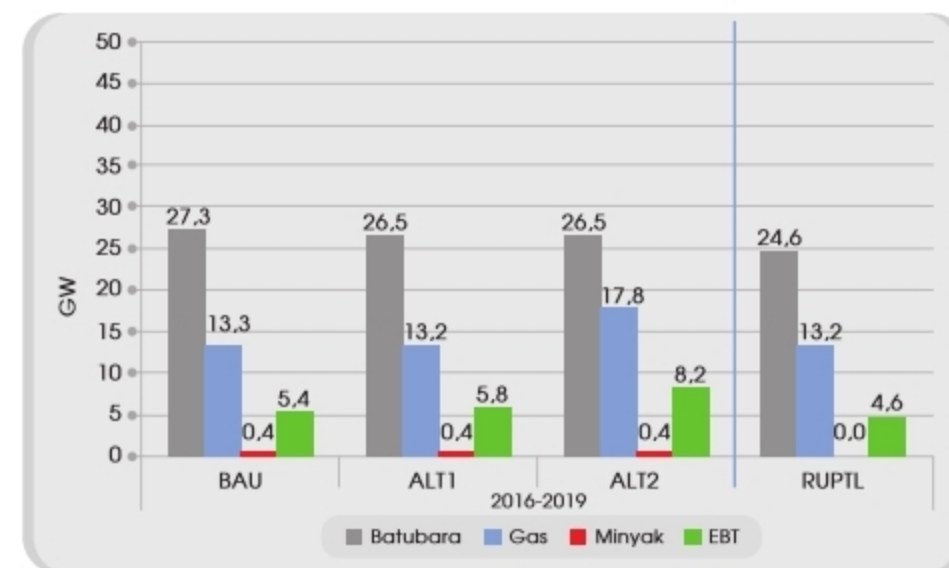
Untuk jangka waktu periode 2016-2019, penambahan kapasitas pembangkit akan sekitar 46,4 GW untuk skenario BaU, 45,9 GW untuk skenario ALT 1, dan 52,9 GW untuk skenario ALT 2. Dari hasil tersebut diperkirakan bahwa total kapasitas pembangkit akan mencapai sekitar 96 GW pada akhir 2019 dari 50 GW pada tahun 2015 untuk skenario BAU dan ALT1. Sedangkan untuk skenario ALT 2, total kapasitas pembangkit akan meningkat menjadi sekitar 103 GW.

Dalam Renstra ESDM 2014-2019, total kapasitas pembangkit pada akhir 2019 akan mencapai 96,5 GW dari 53 GW pada tahun 2014. Hal ini menunjukkan penambahan kapasitas sebesar 42,9 GW selama periode

2015-2019. Dimana 35,5 GW merupakan proyek baru dan 7,4 GW merupakan proyek yg sedang berjalan. Dalam RUPTL 2016-2025, penambahan kapasitas pembangkit hingga 2019 akan sebesar 42,61 GW. Dengan total kapasitas pembangkit pada tahun 2015 sebesar 48 GW maka penambahan sekitar 43 GW tersebut akan menjadikan kapasitas pembangkit nasional sebesar 91 GW.

Penambahan kapasitas dalam OEI 2016 untuk skenario BaU dan ALT 1 tidak jauh berbeda dengan Renstra ESDM 2014-2019 dan sedikit lebih tinggi dari RUPTL 2016-2019. Sebagaimana dijelaskan sebelumnya adanya perbedaan OEI 2016 tersebut karena adanya perbedaan proyeksi kebutuhan tenaga listrik yang dalam OEI 2016 mencapai 310 TWh pada tahun 2019 untuk skenario BaU dan 294 TWh untuk skenario ALT 1 sedangkan dalam RUPTL 2016-2015 adalah sebesar 292 TWh.

Rincian penambahan kapasitas pembangkit sampai dengan 2019 menurut jenis pembangkit untuk setiap skenario dan RUPTL 2016-2025 dapat dilihat pada Gambar 4.46.



Gambar 4.46 Kebutuhan Tambahan Pembangkit 2016-2019

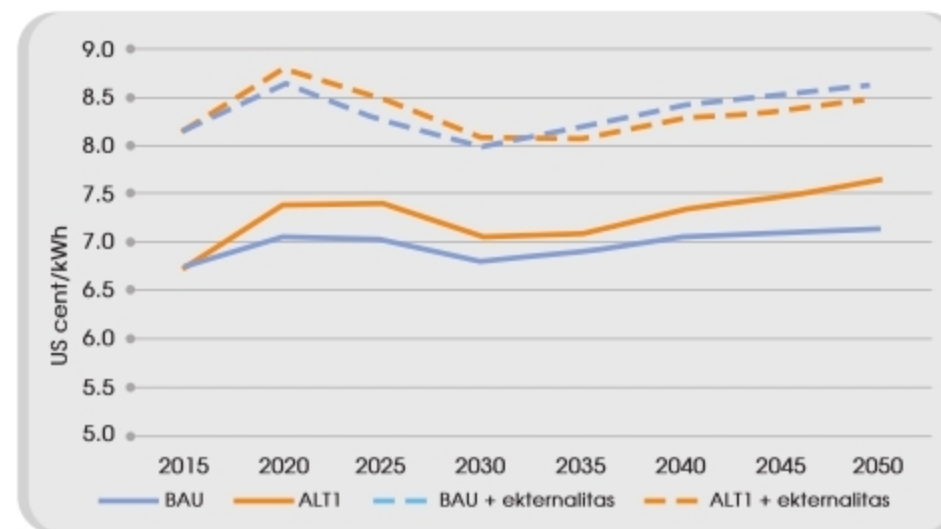
Sebagaimana terlihat di atas, penambahan pembangkit terbesar adalah pembangkit berbahan bakar batubara yang diikuti dengan pembangkit berbahan bakar gas dan pembangkit berbahan bakar EBT. Diantara skenario BaU dan ALT 1, penambahan pembangkit batubara lebih besar pada BaU sedangkan penambahan pembangkit EBT lebih besar pada ALT1. Hal ini sesuai dengan sudah adanya usaha pencapaian bauran KEN dalam skenario ALT 1 dibanding dengan BaU. Antara skenario ALT 1 dan ALT 2, penambahan kapasitasnya lebih tinggi pada ALT 2 karena asumsi GDP yang lebih tinggi daripada ALT1 sehingga kebutuhan tenaga listriknya juga lebih tinggi namun dengan pencapaian target KEN yang sama.

4.8.4 Harga Listrik

Harga yang ditampilkan adalah perkiraan harga listrik yang mampu dibayar oleh masyarakat. Namun hal tersebut tidak harus menjadi acuan bagi konsumen (rumah tangga, industri, dan lainnya). Alasannya adalah adanya pertimbangan pajak dan subsidi listrik, bahan bakar, emisi dan lainnya. Eksternalitas diantaranya biaya polusi lokal yang berdampak pada kesehatan masyarakat. Dapat diartikan, bahwa emisi lokal akan mengakibatkan orang lebih mudah jatuh sakit, adanya biaya rumah sakit dan berkurangnya masa produktif. Biaya eksternalitas tersebut merupakan biaya yang harus ditanggung oleh masyarakat. Perhitungan biaya eksternalitas berlaku pada skenario BaU dan ALT1.

Variabel-variabel yang mempengaruhi perhitungan harga listrik meliputi biaya bahan bakar (*fuel cost*), biaya investasi (*capital cost*), operasi dan pemeliharaan (*Operation and Maintenance Cost*), dan biaya eksternalitas (*extranility cost*).

Biaya listrik pada skenario ALT 1 lebih tinggi dibanding skenario BaU, hal ini disebabkan karena pada ALT 1 didorong untuk mencapai target pemanfaatan EBT dalam pembangkit. Meskipun harga listrik yang memanfaatkan energi fosil (batubara) relatif lebih rendah, namun ke depan akan mengakibatkan tingginya faktor eksternalitas yang berdampak pada meningkatnya harga listrik (Gambar 4.47).



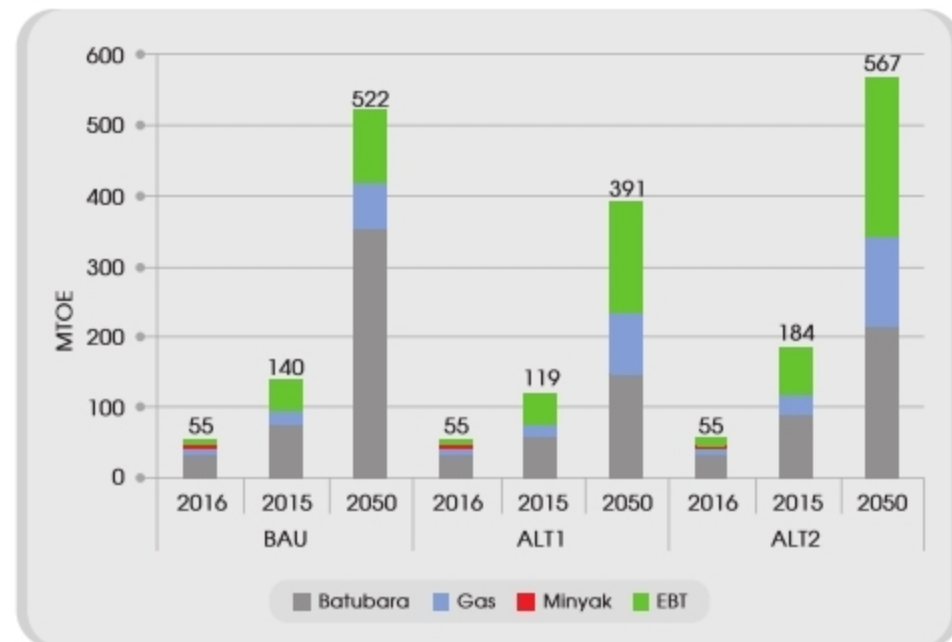
Gambar 4.47 Harga Listrik 2015-2050

4.8.5 Permintaan Bahan Bakar Pembangkit

Kebutuhan bahan bakar untuk pembangkitan listrik akan mencapai 140 MTOE pada tahun 2025 pada skenario BaU. Sekitar 78 MTOE merupakan bahan bakar batubara, 43 MTOE EBT, dan 19 MTOE gas. Pada tahun 2050, total kebutuhan bahan bakar pembangkit meningkat menjadi 522 MTOE dimana batubara mendominasi hampir 67% dari total kebutuhan tersebut sedangkan gas dan EBT porsinya masing-masing sekitar 13% dan 19%. Untuk bahan bakar minyak, walaupun persentasenya bisa diabaikan, namun permintaannya tetap ada karena masih diperlukan untuk mengoperasikan PLTD yang oleh model Balmorel masih terpilih untuk daerah yang terpencil, perbatasan ataupun pulau-pulau luar.

Pada skenario ALT 1, kebutuhan bahan bakar pembangkit akan lebih rendah, yaitu 199 MTOE pada tahun 2025 dan 391 MTOE pada tahun 2050. Pertumbuhan PDB tinggi sebagaimana pada skenario ALT 2 juga akan menghasilkan permintaan bahan bakar yang tinggi. Namun, karena kedua skenario alternatif tersebut mencakup asumsi pencapaian bauran KEN, maka akan ada peningkatan pangsa EBT dalam total kebutuhan bahan bakar pembangkit yang lebih signifikan dari gas.

Pada tahun 2025, pangsa EBT dan gas untuk kedua skenario ALT 1 dan ALT 2 relatif sama yakni masing-masing sebesar 35% dan 16%. Dilihat dari besaran kebutuhan bahan bakar, EBT mencapai 42 MTOE dan gas 19 MTOE untuk skenario ALT 1, sedangkan untuk skenario ALT 2 mencapai 64 MTOE dan gas sebesar 29 MTOE. Pada tahun 2050, untuk skenario ALT 1 pangsa EBT semakin meningkat mencapai 40% (157 MTOE), sedangkan pangsa gas sekitar 22% (86 MTOE). Pada skenario ALT 2 secara pangsa EBT dan gas sama dengan skenario ALT 1, sedangkan secara besaran kebutuhan bahan bakar sebesar 227 MTOE untuk EBT dan sekitar 125 MTOE untuk gas. Peningkatan pangsa EBT dan gas dalam total kebutuhan bahan bakar pembangkit akan menurunkan pangsa batubara, yaitu dari 64% pada tahun 2015 menjadi 49% pada tahun 2025 dan dibawah 38% pada tahun 2050. Besarnya bahan bakar untuk pembangkitan listrik selama periode proyeksi ditunjukkan oleh Gambar 4.48.

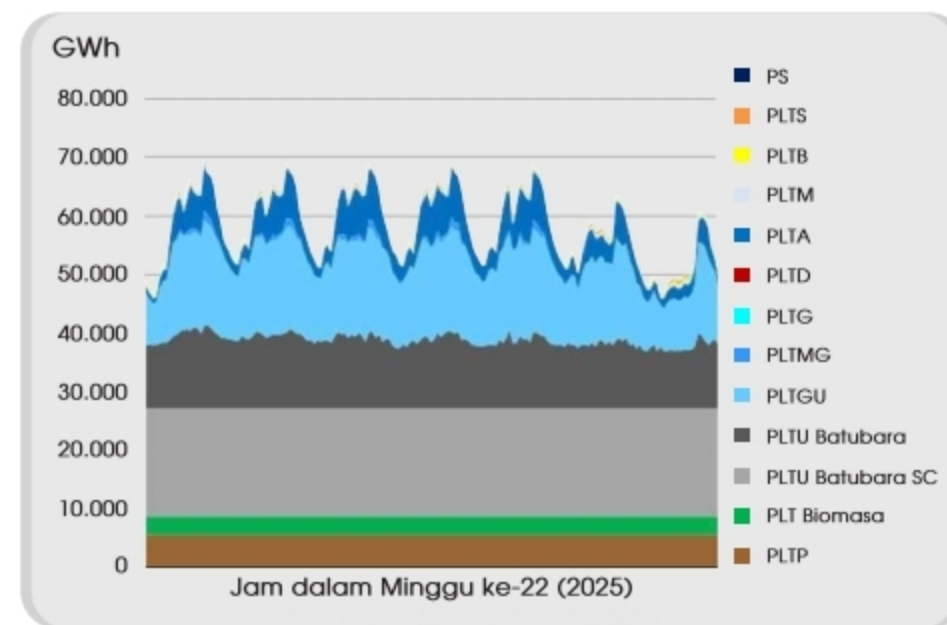


Gambar 4.48 Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit

4.8.6 Pembangkitan Tenaga Listrik Mingguan

Model ketenagalistrikan Balmorel seperti juga model lainnya membedakan waktu dalam setahun menjadi berbagai divisi waktu (*time slice*) yang memungkinkan diakomodasinya karakteristik tertentu dari suatu sistem energi seperti struktur beban kelistrikan, variasi dalam pola kebutuhan energi maupun dalam produksi listrik dari EBT (misalnya tenaga air, surya, angin, dan lain-lain). Dalam hal ini, model Balmorel membedakan waktu dalam setahun berdasarkan minggu (52 minggu/tahun) dan jam (168 jam/minggu).

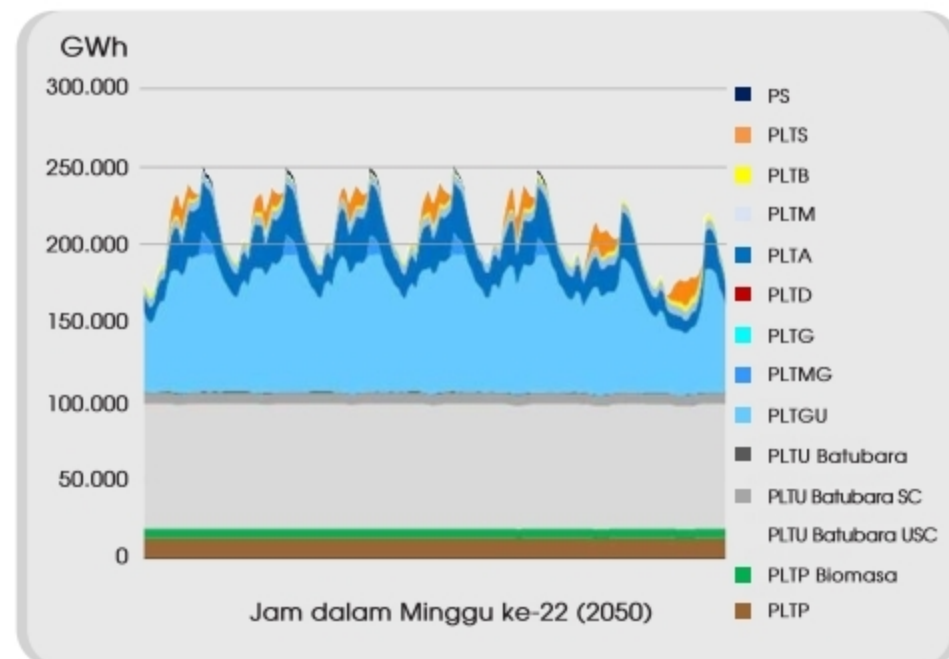
Gambar 4.49 menunjukkan produksi listrik berbagai pembangkit dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Minggu ke 22 (minggu pertama bulan Juni) pada tahun 2025 untuk skenario ALT 1. Dari grafik tersebut dapat dilihat bahwa pembangkit batubara (*konvensional* maupun *super critical*), PLT biomasa dan PLTP akan selalu beroperasi di minggu ke 22 pada tingkat produksi yang konstan. Pembangkit berbahan bakar gas lebih fleksibel produksinya sehingga bisa disesuaikan dengan tingkat kebutuhan yang tergantung dengan harga gas. Demikian juga pembangkit tenaga air yang selain fleksible produksinya dapat dengan cepat berproduksi selama cukup tersedia air di bendungan (*reservoir*).



Gambar 4.49 Produksi Tenaga Listrik Minggu ke 22 tahun 2025

PLTB maupun PLTS hanya memproduksi di lokasi-lokasi tertentu dan karena tergantung dengan kondisi cuaca maka outputnya juga bervariasi. Dalam minggu ke 22 tahun 2025 pembangkitan listrik dari PLTB selalu memproduksi tetapi sangat rendah dan sangat berfluktuasi besarnya. Sedangkan produksi dari PLTS jauh lebih rendah dan tidak selalu memproduksi selama minggu ke 22. Pembangkitan dengan Pumped Storage biasanya untuk memenuhi kebutuhan beban puncak.

Pada minggu ke 22 tahun 2050, kebutuhan tenaga listrik semakin meningkat mencapai sekitar 32,4 TWh. Dengan asumsi seluruh kebutuhan tersebut dipenuhi dari produksi sendiri, maka diperlukan produksi sekitar 36 TWh. Gambar 4.50 menunjukkan produksi berbagai pembangkit dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik minggu ke 2 tahun 2050.



Gambar 4.50 Produksi Tenaga Listrik Minggu ke 22 tahun 2050

Sebagaimana pada tahun 2025, pembangkit batubara, PLT Biomasa dan PLTP memproduksi pada tingkat yang lebih tinggi tetapi konstan sepanjang minggu ke 22. Pola yang sama untuk pembangkit berbahan gas dan tenaga air.

Untuk PLTS dan PLTB produksi pada minggu ke 22 tahun 2050 meningkat pesat. Untuk PLTS, walaupun hanya memproduksi pada jam-jam tertentu setiap harinya, tetapi berkontribusi dalam memenuhi beban puncak tengah hari (*midday*) selama minggu ke 22 tersebut. Pembangkitan dengan *Pumped Storage* tetap untuk memenuhi kebutuhan beban puncak sebagaimana pada tahun 2025 tetapi dalam kuantitas yang lebih besar.

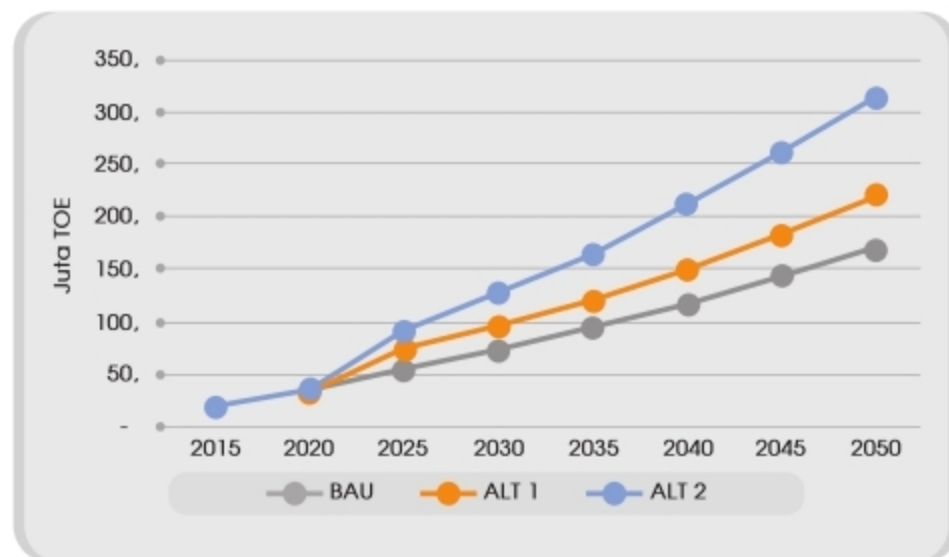
4.9 Outlook Energi Baru Terbarukan

4.9.1 Penyediaan EBT

EBT terdiri dari tenaga surya, tenaga angin, tenaga air, tenaga laut, panas bumi, biodiesel, bioethanol, biomasa komersial termasuk limbah pertanian dan rumah tangga. Namun tidak termasuk biomasa tradisional untuk sektor rumah tangga. EBT dikategorikan dalam dua kelompok, yaitu sebagai sumber energi untuk pembangkit listrik dan sebagai sumber energi pengganti BBM.

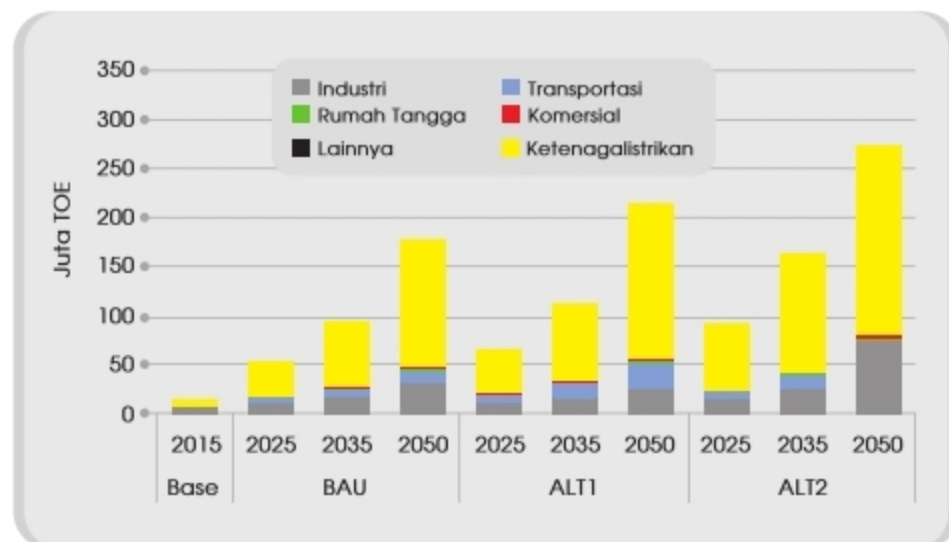
EBT terus dikembangkan dan dioptimalkan, dengan mengubah pola pikir bahwa EBT bukan sekedar sebagai energi alternatif dari bahan bakar fosil, tetapi harus menjadi pasokan energi nasional dengan porsi EBT sebesar 23% pada tahun 2025 dan di tahun 2050 paling sedikit sebesar 31% (PP No. 79/2014 tentang KEN). Potensi pemanfaatan nuklir tidak dimasukkan dalam proyeksi pencapaian target EBT pada KEN.

Pada skenario BaU, penyediaan EBT meningkat dari 16 juta TOE pada tahun 2015 menjadi 49 juta TOE di tahun 2025 dan 170 juta TOE di tahun 2050 atau tumbuh 7,1% per tahun. Penyediaan EBT untuk skenario ALT 1 menjadi 64 juta TOE di tahun 2025 dan 215 juta TOE di tahun 2050 atau tumbuh 7,8% per tahun. Skenario ALT 2 tidak dapat dibandingkan dengan BaU dan ALT 1, dimana penyediaan EBT menjadi 93 juta TOE di tahun 2025 dan 308 juta TOE di tahun 2050 (Gambar 4.51).



Gambar 4.51 Penyediaan EBT

Kontribusi EBT terhadap sektor industri, transportasi, rumah tangga, komersial, ketenagalistrikan dan sektor lainnya ditunjukkan oleh Gambar 4.52.

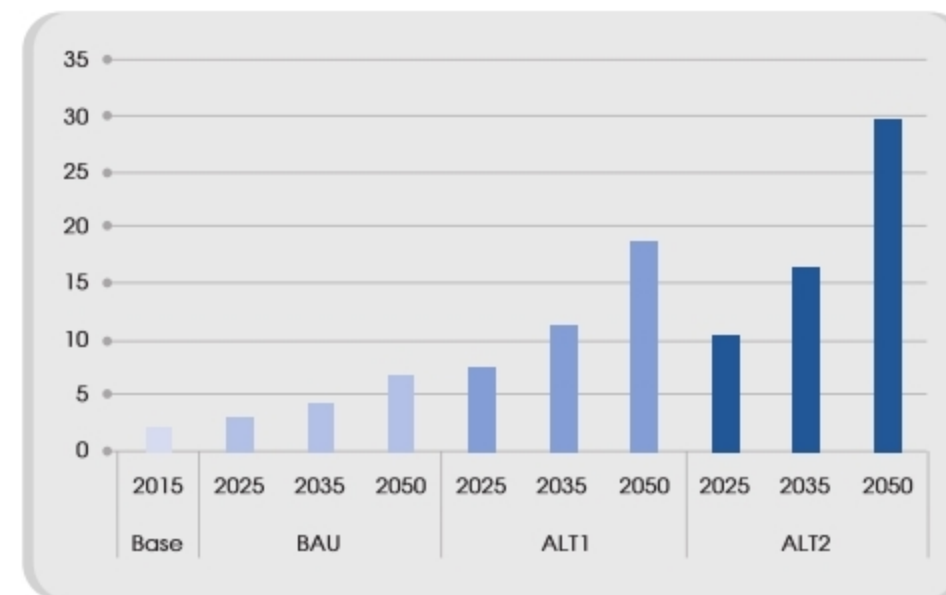


Gambar 4.52 Kebutuhan EBT Menurut Sektor dan Skenario

Penyediaan EBT pada skenario ALT 1 dan ALT 2 lebih tinggi dari skenario BaU, hal ini karena meningkatnya pemanfaatan EBT pada sektor industri, transportasi, rumah tangga, komersial, ketenagalistrikan dan lainnya yang lebih tinggi. Pada tahun 2025 berdasarkan skenario ALT 1, pangsa EBT di sektor industri sebesar 17%, transportasi sebesar 13%, rumah tangga sebesar 4%, komersial sebesar 5%, dan sektor lainnya sebesar 28%. Pangsa EBT pada sektor pengguna akan meningkat seiring dengan peningkatan target mandatori BBN.

4.9.2 Kebutuhan Biodiesel dan Bioethanol

Kebutuhan biodiesel dan bioethanol dari semua sektor untuk ketiga skenario ditunjukkan pada Gambar 4.53 dan Gambar 4.54.

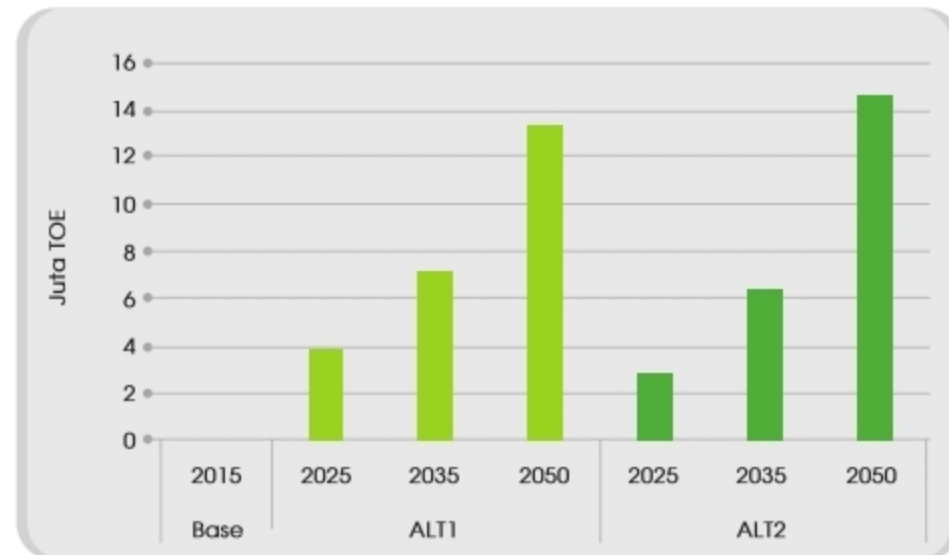


Gambar 4.53 Perkembangan Kebutuhan Biodiesel Menurut Skenario

Berdasarkan skenario BaU, kebutuhan biodiesel akan tumbuh 5,6% per tahun, yaitu dari 1,9 juta TOE pada tahun 2015 menjadi 5,7 juta TOE di tahun 2025 dan 12,8 juta TOE di tahun 2050. Disamping itu, berdasarkan skenario ALT 1, kebutuhan biodiesel akan tumbuh 6,4% per tahun, yaitu dari

1,9 juta TOE pada tahun 2015 menjadi 7 juta TOE di tahun 2025 dan 16,4 juta TOE di tahun 2050.

Sedangkan berdasarkan skenario ALT 2 dengan asumsi pertumbuhan PDB yang lebih tinggi, kebutuhan biodiesel akan tumbuh 7,8% per tahun, yaitu sebesar 8,9 juta TOE di tahun 2025 dan 25,9 juta TOE di tahun 2050. Pemanfaatan biodiesel (B100) sebagai campuran *diesel* diberlakukan untuk ketiga skenario (BaU, ALT 1 dan ALT 2) dengan campuran sebesar 15% pada tahun 2015 dan mencapai 30% mulai tahun 2020.



Gambar 4.54 Perkembangan Kebutuhan Bioethanol Menurut Skenario

Bioethanol (E100) sebagai campuran bahan bakar *gasoline* (premium dan pertamax) diproyeksikan pada seluruh skenario, dengan presentase pencampuran mengikuti *mandatory* KESDM yaitu 2% mulai tahun 2016, meningkat menjadi 20% mulai tahun 2025 hingga akhir proyeksi. Sedangkan rata-rata pertumbuhan bioethanol untuk masing-masing skenario diantaranya ALT 1 sebesar 10% per tahun dan ALT 2 dengan asumsi pertumbuhan GDP lebih tinggi memiliki rata-rata pertumbuhan bioethanol sebesar 12%.

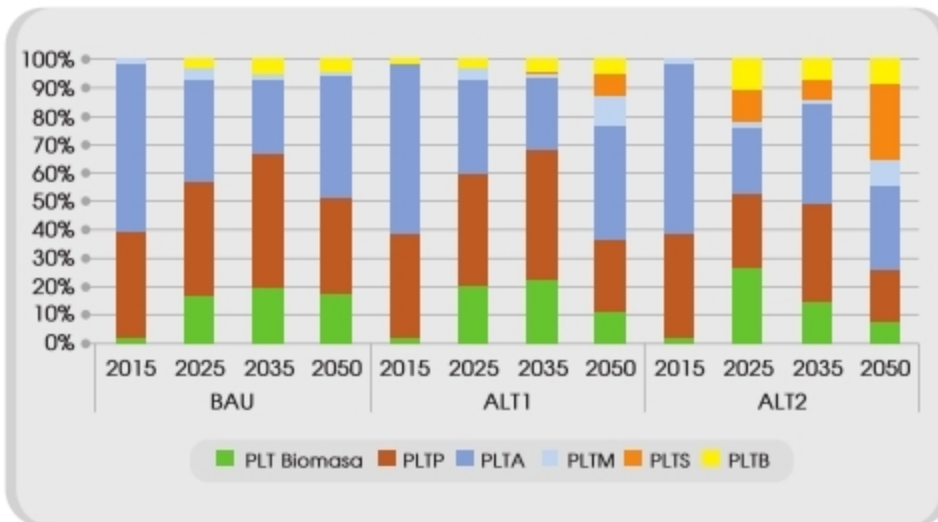
Penggunaan bioethanol belum diperhitungkan dalam skenario BaU. Lain halnya dengan skenario ALT 1, pemanfaatan bioethanol pada tahun 2015 masih belum dapat diimplementasikan dan meningkat kebutuhannya sebesar 3,8 juta TOE di tahun 2025 dan 13,4 juta TOE di tahun 2050.

Sedangkan berdasarkan skenario ALT 2, kebutuhan bioethanol diperkirakan meningkat menjadi 2,8 juta TOE di tahun 2025 dan 14,6 juta TOE di tahun 2050.

4.9.3 Permintaan EBT untuk Pembangkitan Listrik

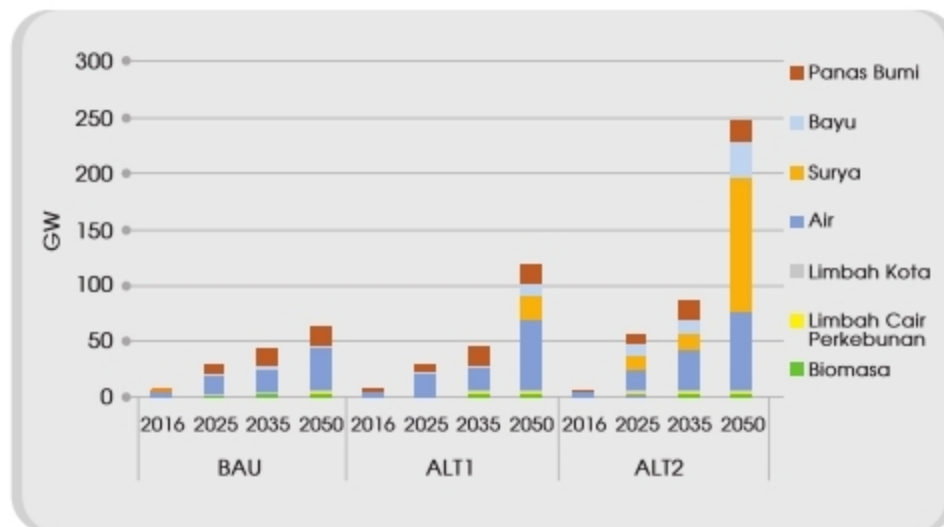
Dalam sistem kelistrikan sumberdaya yang dipertimbangkan meliputi panas bumi, tenaga matahari, tenaga angin, tenaga air (PLTA, PLTM/PLTMH dan *pumped storage*), biomasa, limbah perkotaan (sampah), limbah cair industri. Sehubungan dengan pembangkitan tenaga listrik panas bumi, umumnya sistem panas bumi di Indonesia merupakan sistem *hidrothermal* yang mempunyai temperatur tinggi ($>225^{\circ}\text{C}$), hanya beberapa diantaranya yang mempunyai temperatur sedang ($150-225^{\circ}\text{C}$). Sistem panas bumi bertemperatur rendah, yaitu suatu sistem yang reservoirnya mengandung fluida dengan temperatur lebih kecil dari 125°C biasanya digunakan untuk non-listrik.

Pada pembahasan *outlook* ketenagalistrikan, kontribusi pembangkit EBT dalam total produksi tenaga listrik selama periode proyeksi tertinggi akan sekitar 12% hingga 27% tergantung pada skenarionya. Dari total produksi tenaga listrik pembangkit EBT pada tahun 2025, pangsa produksi dari pembangkit panas bumi (PLTP) dan tenaga air (PLTA) akan dominan di semua skenario, lebih tinggi sedikit untuk PLTP. Pada tahun 2050, kondisinya berubah. Pangsa PLTA dalam total produksi tenaga listrik akan lebih tinggi dari pada PLTP. Hal ini mengingat bahwa potensi panas bumi pada tahun 2050 berada di daerah yang sulit dikembangkan, sehingga biaya pengembangannya menjadi lebih tinggi daripada tenaga air. Gambar 4.55 menunjukkan komposisi produksi berbagai jenis pembangkit EBT terhadap total produksi tenaga listrik yang bersumber dari EBT.



Gambar 4.55 Persentase Produksi Pembangkit EBT

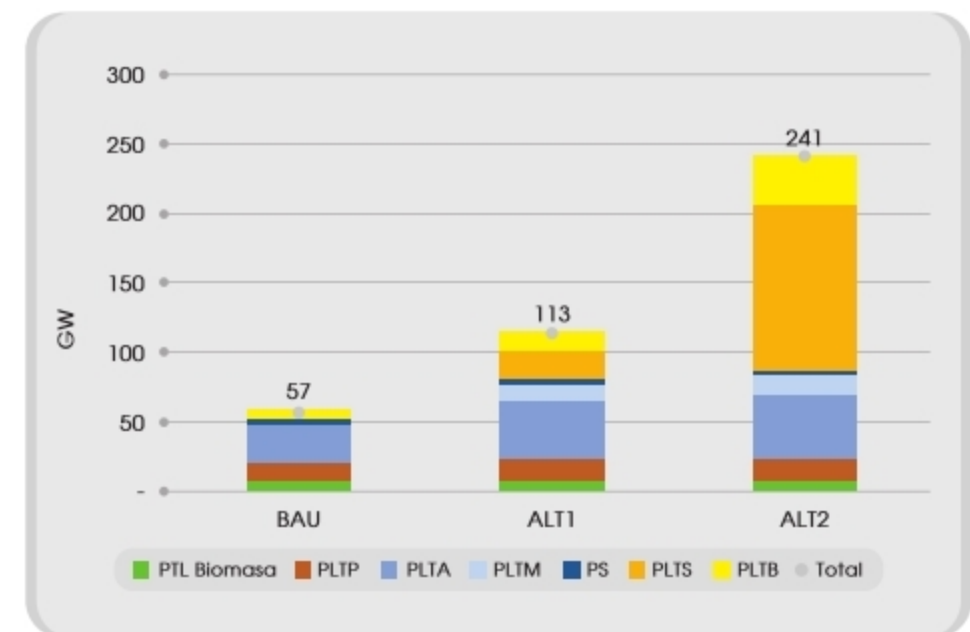
Kebutuhan EBT pada sektor ketenagalistrikan dalam skenario BaU sebesar 29 GW di tahun 2025 dan 63 GW di tahun 2050, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 4.56.



Gambar 4.56 Penyediaan Kapasitas Pembangkit dari EBT

Berdasarkan skenario ALT 1, kebutuhan EBT pada sektor ketenagalistrikan yaitu dari 30 GW di tahun 2025 dan sekitar 119 GW di tahun 2050. Sedangkan berdasarkan skenario ALT 2, diperkirakan kebutuhan EBT untuk sektor ketenagalistrikan yaitu sekitar 56 GW di tahun 2025 dan meningkat sekitar 247 GW di tahun 2050.

Pada skenario BaU, penambahan kapasitas pembangkit EBT secara total akan mencapai sekitar 56 GW selama periode 2016-2050. Pilihan pembangkit EBT terbesar adalah PLTA (27 GW) kemudian PLTP (13 GW), PLT Biomasa (8 GW), PLT Bayu (4 GW) dan sisanya merupakan tambahan kapasitas PLTS, PLTM/PLTMH dan *pump storage*. Untuk skenario ALT 1 penambahan kapasitas pembangkit EBT akan lebih tinggi dari skenario BaU karena sudah mencakup usaha-usaha pencapaian bauran KEN. Sehingga peranan EBT dalam total kapasitas juga akan lebih tinggi walaupun kebutuhan tenaga listriknya lebih rendah (Gambar 4.57).



Gambar 4.57 Kebutuhan Tambahan Pembangkit EBT 2016-2050

Menurut jenis EBTnya, penambahan pembangkit PLTA tetap terbesar yaitu 42 GW tetapi penambahan kapasitas PLTP (16 GW) masih lebih rendah dari PLTS (21 MW). Penambahan kapasitas PLT Bayu juga lebih tinggi yaitu 11 GW. Penambahan kapasitas PLTS dan PLT Bayu dibanding dengan total penambahan kapasitas pembangkit EBT (113 GW) masing-masing sekitar 18% dan 10%. Dilihat dari total kapasitas terpasang pada tahun 2050 untuk Skenario ALT 1, maka kontribusi PLTS dan PLT Bayu masih di bawah 6%. Penambahan kapasitas PLTS dan PLT Bayu terutama di Jawa dimana kebutuhan tenaga listrik tinggi sehingga pembangkit EBT yang fluktuatif seperti PLTS dan PLT Bayu terpilih untuk memenuhi sebagian kecil dari kebutuhan tersebut.

Pada skenario ALT 2, PLTS menjadi terbesar penambahan kapasitasnya dibanding dengan yang lain. Penambahan kapasitas PLTS mencapai hampir 120 GW. Penambahan kapasitas PLT Bayu juga lebih tinggi yaitu 33 GW. Hal ini mengakibatkan kapasitas terpasang PLTS mencapai 19% dari total kapasitas terpasang tahun 2050 dan PLT Bayu sekitar 5%.

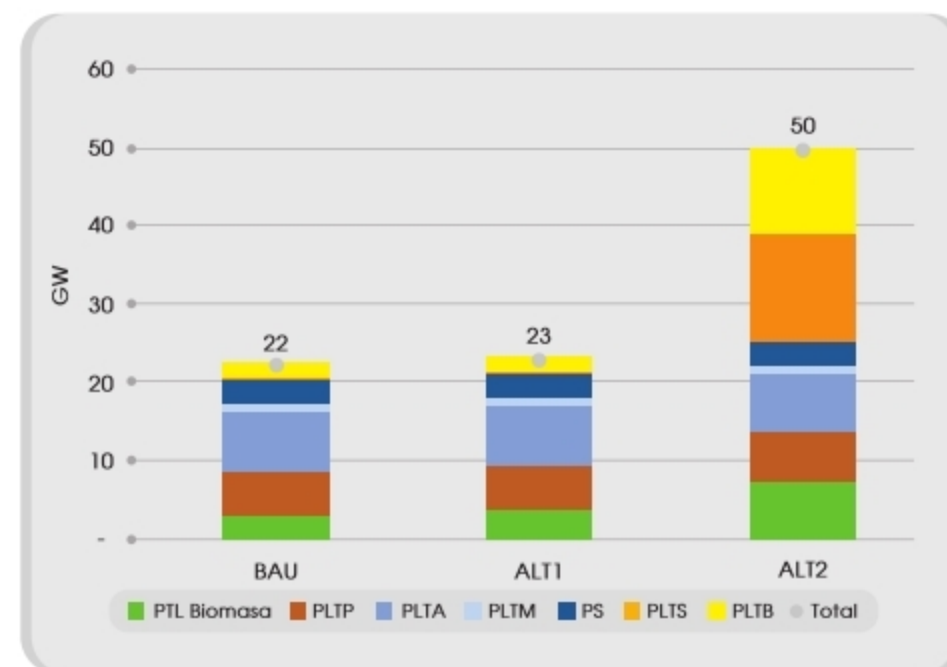
Peningkatan kapasitas terpasang PLTS dan PLT Bayu berimplikasi pemanfaatan sekitar 50% dari potensi fisikalnya (*physical potential*) sumber dayanya. Dibanding dengan sumber daya EBT lainnya, pemanfaatan potensi hidro dan panas bumi akan lebih murah, namun lokasi dari sumber daya tersebut di daerah yang kebutuhan listriknya rendah seperti di Papua sehingga pemanfaatannya tidak besar. Adanya usaha pencapaian target bauran KEN di skenario ALT 2 yang PDBnya lebih tinggi dari skenario ALT1 semakin memicu investasi pada PLTS dan PLT Bayu di Jawa.

Kecenderungan menurunnya harga solar PV dan turbin angin selama sepuluh tahun terakhir ini telah memungkinkan keduanya berkompetisi dengan pembangkit batubara baru di beberapa negara lain. Bahkan di EU sekitar 26% dari kapasitas terpasang tahun 2015 bersumber dari tenaga surya dan tenaga angin yang besarnya sebanding dengan angka tahun 2050 pada skenario ALT 2 untuk seluruh Indonesia. Dengan demikian penambahan

kapasitas PLTS dan PLT Bayu yang tinggi pada skenario ALT2 memungkinkan terutama dalam 35 tahun mendatang.

Untuk PLTA, penambahan kapasitasnya mencapai 46 GW sedangkan PLTM 15 GW. Penambahan kapasitas PLTP mencapai 16 GW. PLT Biomasa penambahan kapasitasnya adalah 8 GW. Sisanya adalah pembangkit *pump storage*. Total penambahan kapasitas pembangkit EBT pada skenario ALT 2 adalah sekitar 241 GW.

Bila hanya mempertimbangkan pengembangan pembangkit hingga 2025, maka tambahan pembangkit EBT akan lebih rendah, yaitu sekitar 22 GW untuk skenario BaU, 23 GW untuk skenario ALT 1 dan 50 GW untuk skenario ALT 2. Berdasarkan jenis pembangkit EBT, penambahan kapasitas PLTA dan PLTM akan sama besarnya untuk semua skenario, yaitu 7,5 GW untuk PLTA dan 1,2 GW untuk PLTM (Gambar 4.58).



Gambar 4.58 Kebutuhan Tambahan Pembangkit EBT 2016-2025

Untuk skenario BaU dan ALT 1, penambahan kapasitas PLTA merupakan terbesar sedangkan pada skenario ALT 2, terbesarnya adalah PLTS (14 GW). Terbesar ke dua adalah PLT Bayu (10 GW) kemudian PLTA dan PLT Biomasa masing-masing 7,5 GW. Pada skenario ini, penambahan kapasitas PLT Biomass akan lebih dari dua kali lipat dibanding skenario-skenario lainnya. Penambahan kapasitas PLTS juga signifikan, yaitu 6,3 GW dibanding dengan skenario lainnya yang hanya 0,4 GW.

Untuk pembangkit PLTA, PLTP dan PLTM/PLTMH, kebutuhan investasinya tidak berbeda jauh di setiap skenario. Sedangkan untuk PLTS, PLT Bayu dan PLT Biomasa, perbedaannya sangat signifikan untuk skenario ALT 2 dibanding dengan skenario ALT 1. Untuk skenario BaU, kebutuhan investasi pembangkit-pembangkit tersebut tidak jauh beda dengan skenario ALT 1.

OUTLOOK
Energi Indonesia 2016

BAB 5 *OUTLOOK* ENERGI KOTA BATAM

BAB 5 / OUTLOOK ENERGI KOTA BATAM

Pengelolaan energi di Kota Batam dibahas khusus dalam *outlook* ini dengan pertimbangan Kota Batam mempunyai posisi strategis, yaitu bersebelahan dengan Selat Singapura dan Malaysia, serta telah dirancang sebagai kawasan industri.

5.1 Kondisi Kependudukan

Berdasarkan hasil sensus penduduk tahun 2010, jumlah penduduk Kota Batam tercatat sebanyak 944,29 ribu jiwa, dan meningkat menjadi 1,04 juta jiwa pada tahun 2015, atau mengalami kenaikan dengan rata-rata pertumbuhan sebesar 1,9% per tahun. Kota Batam mempunyai jumlah penduduk paling banyak di Provinsi Kepulauan Riau, yaitu sebesar 56% pada tahun 2010 dan 53% pada tahun 2015. Perkembangan jumlah penduduk Kota Batam ditunjukkan pada Tabel 5.1.

Tabel 5.1. Perkembangan Jumlah Penduduk Kota Batam

Tahun	Kota Batam	Provinsi Kepulauan Riau
2010	944.285	1.692.816
2011	1.000.661	1.748.810
2012	1.235.651	1.805.089
2013	1.135.412	1.861.373
2014	1.030.528	1.917.415
2015	1.037.187	1.973.043
GR	1,89%	3,11%

Sumber: BPS, Kota Batam Dalam Angka 2016

5.2 Kondisi Perekonomian

Dalam empat tahun terakhir, PDRB Kota Batam meningkat dari 73,70 triliun rupiah pada tahun 2012 menjadi 90,40 triliun rupiah pada tahun 2015 (harga konstan tahun 2010), atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 7,0% per tahun. Jika dilihat berdasarkan sektor usahanya, sektor industri merupakan penyumbang terbesar perekonomian di Kota Batam dengan

kontribusi sekitar 55% dan pertumbuhan sebesar 6,9% per tahun. Pertumbuhan PDRB Sektor Lainnya, mempunyai laju pertumbuhan rata-rata terbesar di Kota Batam dengan laju pertumbuhan rata-rata 9,3% per tahun. Hal ini terjadi sebagai konsekuensi adanya pembangunan infrastruktur yang sangat tinggi guna mendorong penyiapan industrialisasi di Kota Batam (Tabel 5.2)

Tabel 5.2 Perkembangan PDRB Kota Batam
(Harga konstan tahun 2010 dalam Miliar Rupiah)

Sektor	2012	2013	2014	2015	Pertumbuhan 2012-2015
Industri	41.020,46	43.920,06	47.498,01	50.088,89	6,9 %
Komersial	15.839,80	16.785,06	18.068,46	18.552,05	5,4 %
Transportasi	2.332,03	2.525,65	2.598,16	2.797,09	6,2 %
Lainnya	14.505,78	15.628,07	16.995,5	18.959,07	9,3 %
Total	73.698,07	78.858,84	85.160,13	90.397,10	7,0 %

Sumber: BPS, Kota Batam Dalam Angka 2016

5.3. Perkembangan Sektor Energi

Penggunaan energi final di Kota Batam pada tahun 2015 diperkirakan sebesar 5,84 Juta BOE dengan persentase penggunaan berdasarkan jenis energi, yaitu 75% dari BBM, 1% batubara, 23% listrik, dan 1% energi lainnya. Sementara jika dilihat berdasarkan penggunaan energi primer diperkirakan sebesar 8,27 Juta BOE. Kebutuhan energi primer tersebut disediakan oleh minyak bumi 53%, batubara 26%, gas bumi 21%, dan EBT 0,0% (terlalu kecil).

Diperkirakan untuk distribusi energi per sektor, konsumsi sektor industri mencapai 38%, sektor transportasi 33%, sektor rumah tangga 15%, sektor komersial 12%, dan 2% sisanya dikonsumsi sektor lain-lain yang mencakup sektor pertanian, konstruksi, dan pertambangan.

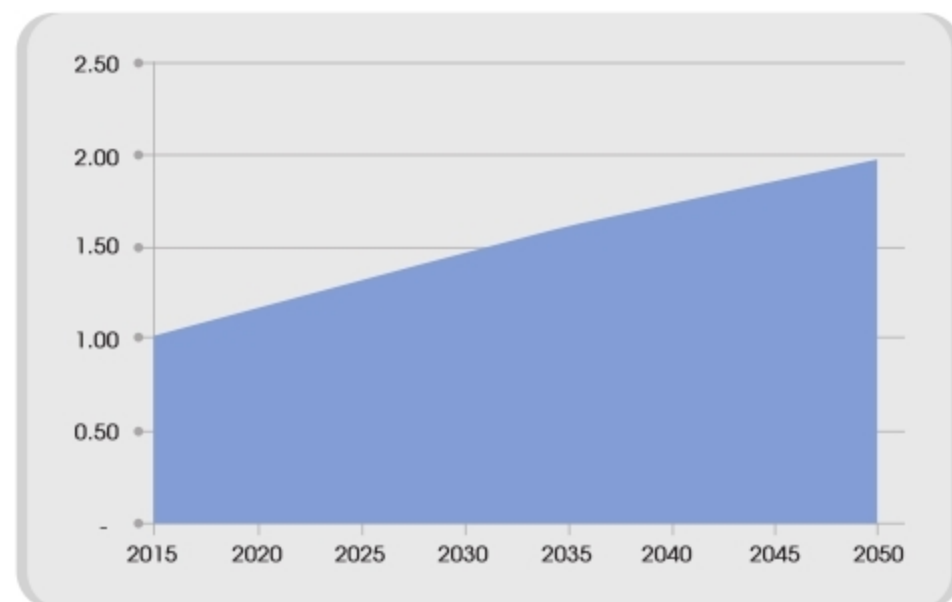
Pemakaian energi final di Kota Batam diperkirakan mencapai lebih dari 60% dari konsumsi energi di Provinsi Kepulauan Riau. Hal ini disebabkan 85,94% industri di Provinsi Kepri berada di Kota Batam, 60% kendaraan bermotor di

Provinsi Kepri berada di Kota Batam, dan 56.24% penduduk di Provinsi Kepri berada di Kota Batam (sensus 2010).

5.4. Proyeksi Sosial Ekonomi

5.4.1 Kependudukan

Jumlah penduduk di Kota Batam diproyeksikan meningkat dari 1,04 juta jiwa pada tahun 2015 menjadi 1,32 juta jiwa pada tahun 2025 dan menjadi 1,99 juta jiwa pada tahun 2050 atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 1,87% per tahun. Proyeksi pertumbuhan jumlah penduduk ini 1,45% lebih tinggi (di awal tahun proyeksi) dan 0,38% lebih tinggi (di akhir tahun proyeksi) dibanding rata-rata pertumbuhan penduduk Indonesia. Faktor yang menyebabkan tingginya pertumbuhan penduduk di Batam adalah arus urbanisasi dari daerah luar Batam. Mengingat Kota Batam merupakan pusat perkembangan ekonomi di wilayah kepulauan Riau. Proyeksi jumlah penduduk di Kota Batam dapat dilihat pada Gambar 5.1.



Gambar 5.1 Proyeksi Jumlah Penduduk di Kota Batam

5.4.2 Pendapatan Domestik Regional Bruto (PDRB)

Pertumbuhan ekonomi yang dicerminkan oleh pertumbuhan PDRB periode 2015-2050 bervariasi dari tahun ke tahun. Tetapi PDRB Kota Batam diproyeksikan akan meningkat dari 90,40 triliun rupiah pada tahun 2015 menjadi 892,02 triliun rupiah pada tahun 2050 (harga konstan tahun 2010) atau mengalami laju pertumbuhan rata-rata sebesar 6,8% per tahun (Tabel 5.3)

Tabel 5.3 PDRB dan Laju Pertumbuhannya di Kota Batam

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PDRB (Triliun Rupiah)	90,40	125,37	177,32	250,80	348,81	479,69	659,70	892,02
Laju Pertumbuhan PDRB (%)	7,04	7,18	7,18	7,18	6,58	6,58	6,58	5,98

Terhadap kondisi nasional, pertumbuhan PDRB Kota Batam diproyeksikan 1,19% lebih tinggi dibandingkan laju pertumbuhan PDRB nasional. Proyeksi ini terjadi karena selama ini, pertumbuhan ekonomi di Batam mempunyai elastisitas antara 0,78 sampai dengan 1,33 dibandingkan kondisi nasional.

5.5 Proyeksi Kebutuhan Energi Final

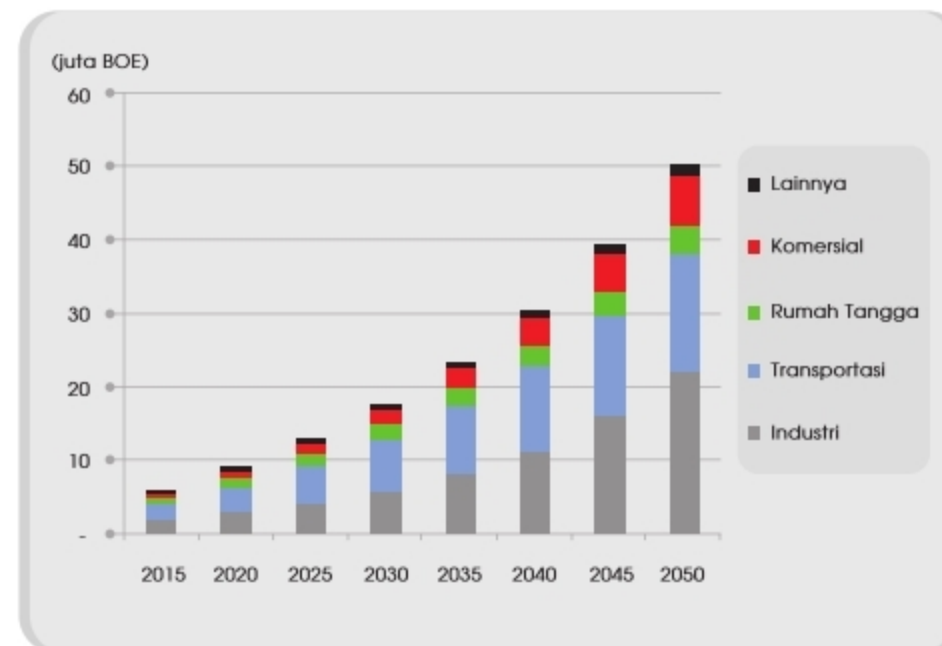
5.5.1. Proyeksi Permintaan Energi Per Sektor Pengguna

Secara total, permintaan energi final di Kota Batam diperkirakan akan meningkat rata-rata 6,3% per tahun, atau meningkat dari 5.839 ribu BOE pada tahun 2015 menjadi 50.308 ribu BOE pada tahun 2050. Pangsa terbesar permintaan energi final terjadi di sektor industri, dengan pangsa 38% (2015) dan meningkat menjadi 44% (2050). Selain pangsa permintaan energinya yang terbesar, sektor industri di Kota Batam juga mengalami pertumbuhan terbesar. Sampai dengan tahun 2015, pertumbuhan permintaan energi sektor

industri diproyeksikan meningkat rata-rata sebesar 6,8% per tahun. Hal ini sejalan dengan pengembangan Kota Batam sebagai kawasan industri, yang telah dibangun sejak era tahun delapan puluhan.

Sebagai konsekuensi pengembangan Kota Batam sebagai kawasan industri, telah mendorong Sektor Lainnya, khususnya Sub Sektor Konstruksi yang bertanggung jawab atas penyediaan infrastruktur juga akan mengalami pertumbuhan yang cukup tinggi. Sektor ini, meskipun pangsa permintaan energinya sangat kecil (2%-3%), namun mengalami pertumbuhan cukup tinggi, yaitu sebesar 6,8% per tahun. Selain Sektor Lainnya, Sektor Komersial merupakan sektor yang akan mengalami pertumbuhan cukup tinggi, yaitu sebesar 6,7% per tahun. Tingginya laju pertumbuhan permintaan energi di sektor komersial dan sektor lainnya, menunjukkan pengembangan infrastruktur dan fasilitas pendukung pertumbuhan ekonomi seiring dengan pertumbuhan industri.

Sektor transportasi merupakan sektor pengguna energi terbesar kedua dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 6,2% per tahun. Pangsa pemakaian energi final sektor ini, menurun dari 36% (2015) menjadi 32% (2050). Penurunan pangsa pemakaian di sektor ini dikarenakan laju pertumbuhan tidak setinggi di sektor industri dan sektor lainnya. Sementara untuk sektor rumah tangga, baik pangsa maupun laju pertumbuhannya relatif rendah (dibawah pertumbuhan rata-rata). Permintaan energi di sektor ini menempati pangsa sebesar 14% (2015) dan 8% (2050), dan mengalami laju pertumbuhan rata-rata sebesar 4,4% per tahun. Gambaran proyeksi kebutuhan energi berdasarkan sektor pengguna ditunjukkan pada Gambar 6.7.

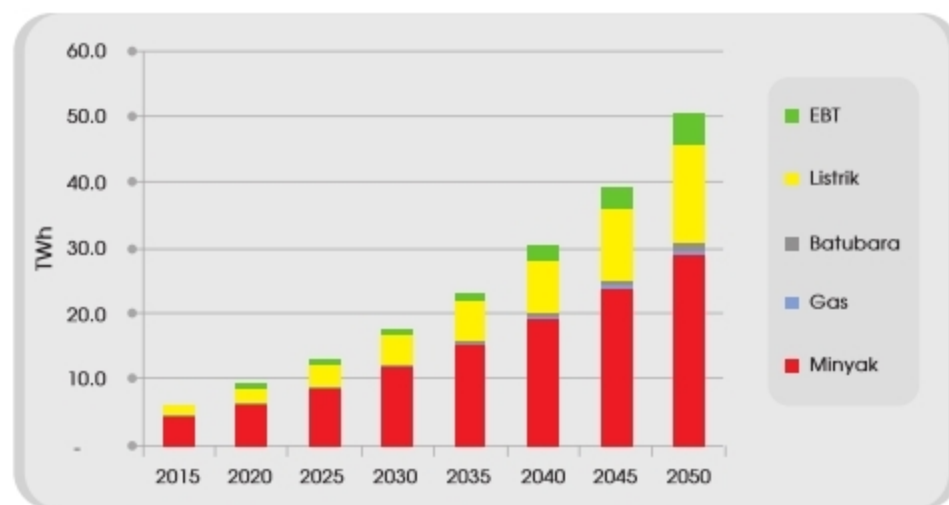


Gambar 5.2 Proyeksi Kebutuhan Energi Final di Kota Batam berdasarkan Sektor Pengguna

5.5.2. Proyeksi Kebutuhan Energi Per Jenis Energi

Energi final yang mengalami pertumbuhan paling besar adalah tenaga gas, dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 13,8%. Tetapi permintaan gas alam ini pangsaannya sangat kecil (1%-2%) jika dibandingkan jenis energi lain, sehingga tidak banyak berpengaruh dalam penyediaan energi. Konsumsi energi yang cukup besar dan permintaan yang cukup besar terjadi pada permintaan listrik. Jenis energi ini, pangsa permintaannya sebesar 23% (2015) dan meningkat menjadi 28% (2050) atau mengalami pertumbuhan permintaan sebesar 7,1% per tahun. Pertambahan jumlah penduduk yang relatif tinggi dan pertumbuhan ekonomi yang tinggi, sementara elektrifikasi yang masih rendah, menyebabkan tuntutan akan permintaan listrik yang sangat tinggi. Jenis energi lain yang permintaannya cukup tinggi adalah batubara, yaitu sebesar 7,2% per tahun. Namun pangsa penggunaan energi

jenis ini masih sangat kecil, yaitu hanya berkisar antara 1%-2%. Sementara itu, energi final yang memiliki pertumbuhan rendah adalah BBM, yaitu sekitar 5,5% per tahun. Meskipun pertumbuhan permintaan BBM paling rendah, namun pangsa BBM masih menduduki yang tertinggi yaitu 70% pada tahun 2015 dan 61% pada tahun 2050. Hal ini menunjukkan BBM masih sulit digantikan oleh bahan bakar jenis lain, khususnya untuk kendaraan bermotor. Untuk EBT, meskipun pangsaanya masih kecil, namun menunjukkan *trend* peningkatan yang tinggi. Jika di tahun 2015 pangsaanya hanya sebesar 2%, namun pada tahun 2050 pangsaanya meningkat menjadi 9%. Perkembangan permintaan energi di Kota Batam berdasarkan jenis energi dari tahun 2015-2050 ditunjukkan pada Gambar 7.6.



Gambar 5.3 Proyeksi Kebutuhan Energi Final di Kota Batam Berdasarkan Jenis Energi

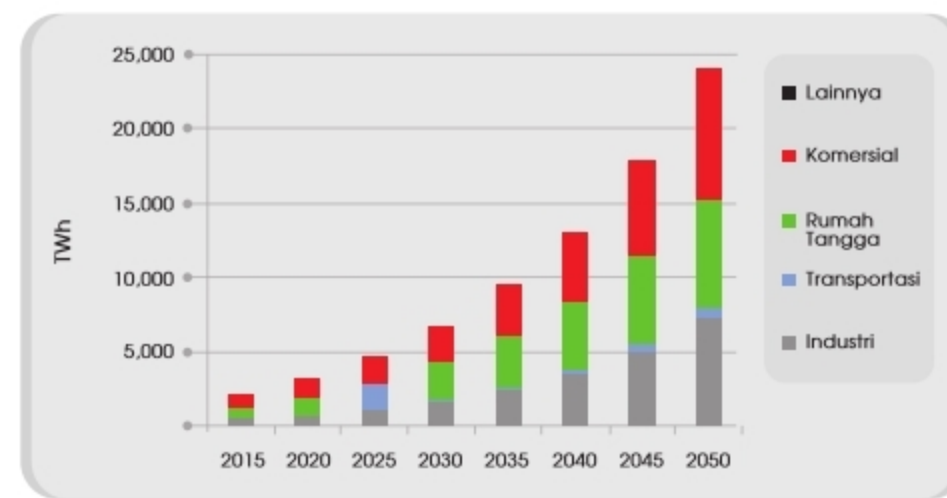
5.5.3 Ketenagalistrikan

5.5.3.1 Kebutuhan dan Penyediaan

Total permintaan listrik di Kota Batam diproyeksikan akan meningkat dari 2,2 TWh pada tahun 2015 menjadi 24,0 TWh pada 2050, atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 7,1% per tahun. Pengguna

terbesar adalah sektor komersial, dengan pangsa pada tahun 2015 sebesar 41%, dan 36% pada tahun 2050.

Jika dilihat dari pertumbuhannya, sektor industri dan sektor rumah tangga merupakan sektor dengan permintaan listrik paling tinggi, yaitu sebesar 7,2% per tahun. Hal ini disebabkan perkembangan ekonomi di Kota Batam didorong ke arah industri melalui pembangunan kawasan-kawasan industri yang terus dikembangkan. Hal yang menarik dan menjadi perhatian adalah mulai diterapkannya mobil listrik setelah tahun 2020. Sampai dengan tahun 2050, konsumsi listrik untuk transportasi diproyeksikan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 12% per tahun. Gambaran perkiraan permintaan listrik di setiap sektor ditunjukkan pada Gambar 5.4.



Gambar 5.4 Proyeksi Kebutuhan Listrik di Kota Batam

Dari sisi penyediaan, produksi listrik meningkat dari 2,4 TWh pada tahun 2015 menjadi 26,5 TWh pada tahun 2050 atau tumbuh rata-rata 7,1% per tahun. Meskipun pembangkit berbahan bakar gas yang terdiri dari PLTG, PLTMG, dan PLTGU memiliki kapasitas terpasang paling besar, namun berdasarkan optimasi penyediaan, pembangkit berbahan bakar batubara

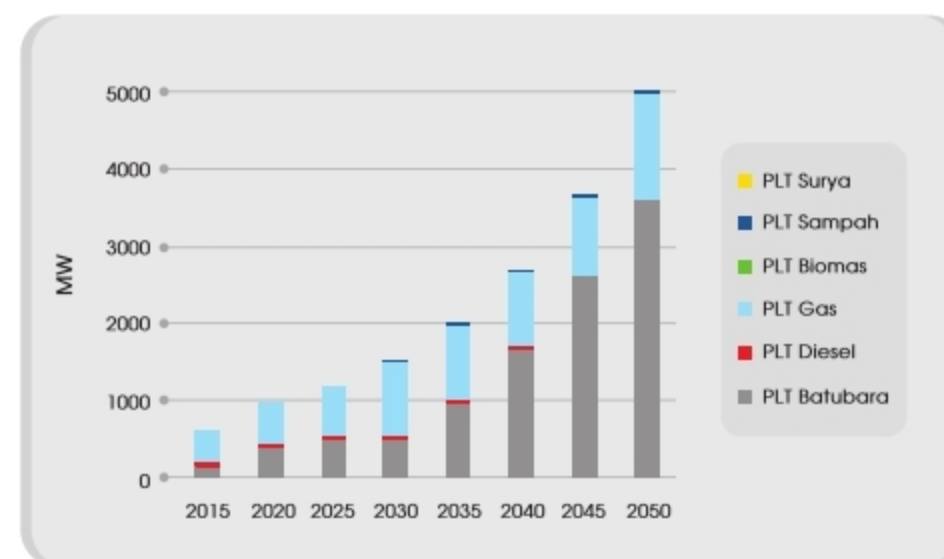
merupakan pembangkit yang paling banyak mensuplai kebutuhan listrik di Kota Batam, yaitu sebesar 69% di awal tahun proyeksi dan kontribusi tersebut akan terus meningkat sampai dengan akhir tahun proyeksi dengan laju pertumbuhan rata-rata 7,7% per tahun atau meningkat menjadi 86% dari total penyediaan listrik pada tahun 2050. Sementara, produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar gas menurun dari 31% (2015) dan turun menjadi 14% (2050). Namun demikian, di antara tahun proyeksi tersebut akan terjadi fluktuasi kenaikan yang signifikan sampai dengan 53% pada tahun 2030, disebabkan besarnya kapasitas yang tersedia.

Berdasarkan besarnya kapasitas, kapasitas terpasang pembangkit listrik di Kota Batam akan meningkat dari 719 MW (2015) menjadi 4.995 MW (2050) atau naik dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 5,7% per tahun. PLT Batubara akan mengalami peningkatan paling besar, yaitu dari 240 MW (2015) menjadi 3.612 MW (2050) atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata per tahun sebesar 8,1%. Sementara untuk pembangkit listrik berbasis gas, meskipun di tahun 2015 mempunyai kapasitas terbesar (56%), tetapi sampai dengan akhir tahun proyeksi hanya akan meningkat rata-rata sebesar 3,5% per tahun, atau meningkat dari 406 MW (2015) menjadi 1.366 MW (2050).

Sementara untuk PLTD, meskipun kapasitas terpasangnya masih ada sebesar 72 MW atau sekitar 10% dari total kapasitas terpasang pembangkit listrik di Kota Batam, perannya akan berkurang karena kebutuhan listrik telah mampu dipenuhi dari pembangkit listrik berbasis gas dan batubara, yang lebih murah. Jadi, PLTD hanya berperan sebagai pembangkit cadangan atau *back up* saja dan akan habis kapasitas terpasangnya pada tahun 2045.

Peran pembangkit listrik dari EBT di Kota Batam diperkirakan masih kurang baik pertumbuhannya. Hal ini, disebabkan berdasarkan optimasi penyediaan listrik, pembangkit listrik berbasis EBT masih mahal, sehingga tidak mampu berkompetisi dengan pembangkit berbasis batubara maupun pembangkit

berbasis gas. Mahalnya listrik berbasis EBT di Batam terutama disebabkan oleh rendahnya potensi EBT di Batam, tidak ada potensi EBT yang berkapasitas besar seperti Hidro dan Panas bumi, serta rendahnya kapasitas faktor untuk pembangkit listrik bertenaga bayu dan matahari. Pangsa pembangkit listrik EBT di Kota Batam, tahun 2015 hanya disuplai oleh Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) yang diprogramkan untuk memenuhi kebutuhan listrik di daerah-daerah terpencil (*hinterland*), dengan kapasitas 0,6 MW. Pembangkit listrik EBT lainnya yang diproyeksikan akan muncul dalam penyediaan listrik di Batam adalah PLT Biomassa, yang pada tahun 2025 akan dibangun sebesar 7 MW. Kemudian pada tahun 2030, akan dibangun Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLT Sampah) dengan kapasitas 10 MW. Masing-masing pembangkit tersebut akan mampu memproduksi listrik sebesar 49 GWh (dari PLT Biomassa) dan 70 GWh (dari PLT Sampah). Gambaran proyeksi kapasitas pembangkit di Kota Batam ditunjukkan seperti pada Gambar 5.5.



Keterangan: PLT Gas terdiri dari PLTG, PLTMG dan PLTGU

Gambar 5.5 Proyeksi Kapasitas Pembangkit Listrik di Kota Batam

5.5.3.2 Penambahan Kapasitas dan Biaya

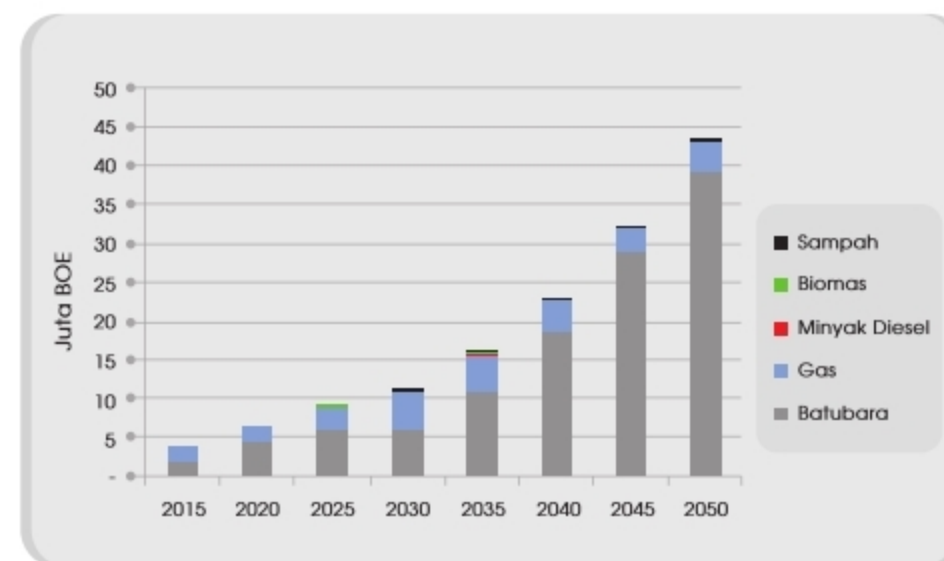
Sebagaimana dijelaskan sebelumnya bahwa kapasitas terpasang pembangkit listrik di Kota Batam saat adalah 719 MW. Untuk memenuhi kebutuhan listrik yang terus meningkat, maka kapasitas terpasang juga harus selalu ditingkatkan. Sampai dengan tahun 2050, total penambahan kapasitas terpasang pembangkit listrik di Kota Batam adalah sebesar 4.463 MW, yang terdiri dari 77% dari PLTU Batubara, 22% dari pembangkit berbasis bahan bakar gas (PLTG, PLTMG, dan PLTGU). Dari pembangkit EBT, hanya ada penambahan dari pembangkit listrik biomassa yang akan muncul pada tahun 2025 dengan kapasitas sebesar 7 MW, dan pembangkit listrik tenaga dari sampah sebesar 10 MW yang akan muncul pada tahun 2030. Sementara untuk PLTD, sudah tidak ada penambahan lagi. Berdasarkan tahun proyeksi, penambahan akan dilakukan bertahap, sampai dengan 2020 akan ada penambahan kapasitas terpasang sebesar 350 MW yang terdiri dari 220 PLT Batubara dan 130 MW PLT Gas. Penambahan kapasitas terpasang pembangkit listrik ditunjukkan seperti pada Tabel 5.4

Tabel 5.4 Penambahan Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik di Kota Batam (MW)

	Batubara	Diesel	Gas	Biomasa	Sampah	Surya	Total
2015	240	72	406	0	0	0,60	719
2020	165	0	0	0	0	0	165
2025	110	0	55	7	0	0	172
2030	0	0	343	0	10	0	353
2035	530	0	0	0	0	0	530
2040	729	0	0	0	0	0	729
2045	863	0	201	0	0	0	1,063
2050	975	0	362	0	0	0	1,337
Total	3,372	0	960	7	10	0	4,349

Keterangan: Tahun 2015 adalah kapasitas terpasang pada saat ini

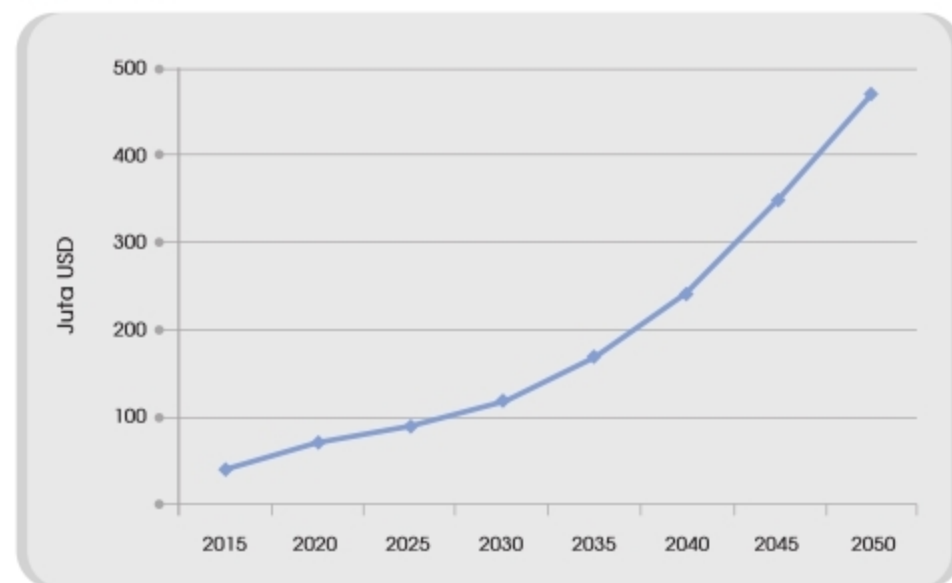
Dengan meningkatnya kapasitas pembangkit yang beroperasi, secara langsung akan meningkatkan permintaan bahan bakar. Dalam hal ini, permintaan bahan bakar untuk pembangkit listrik akan meningkat dari 3,78 juta BOE pada tahun 2015 menjadi 43,41 juta BOE pada tahun 2050, atau meningkat dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 7,2% per tahun. Kebutuhan bahan bakar hanya di dominasi oleh batubara dan gas. Masing-masing akan mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar 7,7% per tahun dan 4,5% per tahun. Untuk konsumsi minyak solar yang dipakai untuk penggerak PLTD hampir tidak ada. Sementara dari EBT, permintaan biomassa untuk pembangkit sebesar 80 ribu BOE, dan sampah sebesar 160 ribu BOE. Gambaran perkembangan permintaan bahan bakar (energi primer) untuk pembangkit ditunjukkan seperti pada Gambar 5.6.



Gambar 5.6 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Untuk Pembangkit Listrik di Kota Batam

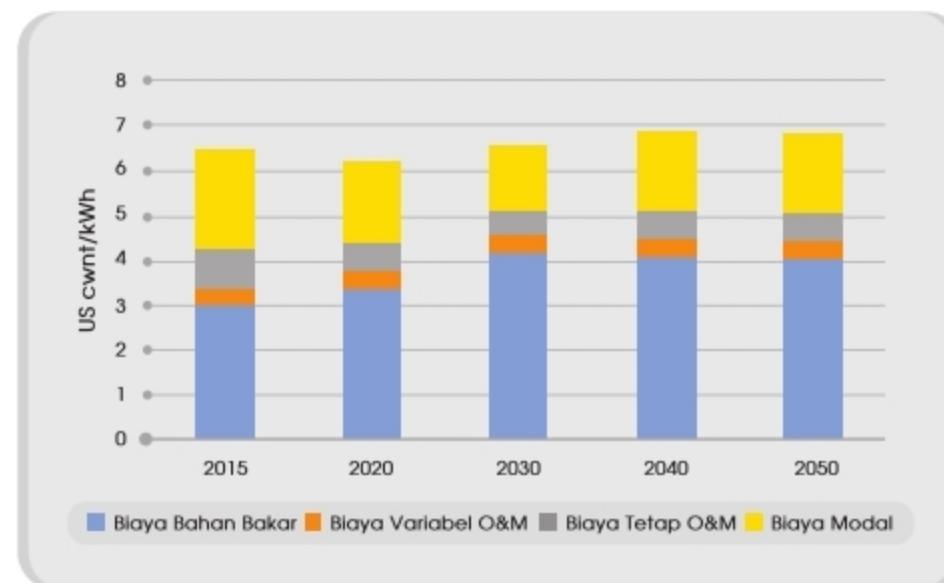
Seiring dengan penambahan kapasitas pembangkit, diperlukan investasi untuk melakukan pembangunan. Untuk penambahan kapasitas pembangkit sebagaimana dijelaskan diatas, maka diperlukan modal sebesar 54 juta USD

pada tahun 2015, 89 juta USD pada tahun 2025, dan 471 juta USD pada tahun 2050. Gambaran kebutuhan biaya modal untuk penambahan pembangkit listrik dari tahun 2015 sampai dengan tahun 2050 ditunjukkan seperti pada Gambar 5.7.



Gambar 5.7 Proyeksi Biaya Modal Untuk Pembangunan Pembangkit di Kota Batam

Dengan memasukkan seluruh komponen biaya yang terdiri dari biaya modal, biaya bahan bakar, biaya operasi dan perawatan, biaya pembangkitan listrik di Kota Batam akan berkisar antara 6,2 sampai dengan 6,8 cent USD/kWh atau rata-rata sebesar 6,6 cent USD/kWh. Biaya terbesar dalam pembangkitan listrik berasal dari biaya bahan bakar yang berkisar antara 47% sampai dengan 64%. Biaya modal menduduki urutan kedua dalam biaya pembangkitan listrik dengan rentang 23% - 34%. Sementara untuk biaya operasi dan perawatan (*fix cost*) sebesar 8% - 13% dan *variable cost* sebesar 6% dari biaya pembangkitan. Fluktuasi biaya pembangkitan sangat tergantung pada kontribusi jenis pembangkit yang ada. Gambaran fluktuasi biaya pembangkitan listrik di Kota Batam ditunjukkan seperti pada Gambar 5.8.



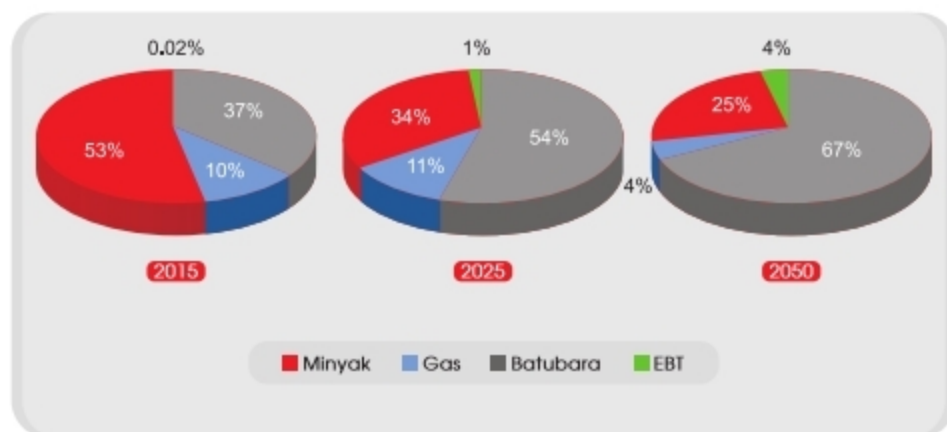
Gambar 5.8 Biaya Pembangkitan Listrik di Kota Batam Berdasarkan Komponen Biaya

5.5.4 Pasokan Energi Primer

Total penyediaan energi primer di Kota Batam diproyeksikan akan meningkat dari 8,3 juta BOE pada tahun 2015 menjadi 127,6 juta BOE pada tahun 2050 atau mengalami kenaikan sebesar 8,1% per tahun. Berdasarkan jenis energinya, pada tahun 2015, 4,4 juta BOE atau 53% berasal dari minyak, sedangkan batubara dan gas masing-masing memberi kontribusi sebesar 37% (3,0 juta BOE) dan 10% (0,8 juta BOE).

Jika dilihat bauran energi primer, permintaan energi ke depan di Kota Batam akan sangat bergantung pada batubara. Kontribusi batubara akan mengalami kenaikan dengan laju pertumbuhan rata-rata per tahun sebesar 10%. Dalam kontribusi, 52% pada tahun 2025 dan meningkat menjadi 67% pada tahun 2050. Peningkatan yang sangat tinggi ini disebabkan adanya permintaan di pembangkit listrik, dimana PLTU Batubara akan mendominasi pembangkit di Kota Batam. Untuk minyak dan gas, meskipun permintaannya mengalami

kenaikan, 5,8% untuk minyak dan 5,4% untuk gas, namun dalam kontribusinya akan mengalami penurunan. Penurunan kontribusi terbesar disubstitusi oleh batubara. Kontribusi minyak dan gas di akhir tahun proyeksi, masing-masing tercatat sebesar 25% dan 4%. Untuk permintaan EBT, meskipun pangsaanya masih sangat kecil, namun mengalami pertumbuhan rata-rata per tahun yang sangat besar, yaitu sebesar 25% per tahun. EBT yang tahun 2015 pangsaanya masih sangat kecil, yaitu sebesar 0,02%, akan meningkat menjadi 1% pada tahun 2025, dan 4% pada tahun 2050. Meskipun kontribusi penyediaan energi primer mengalami perubahan yang signifikan dan pertumbuhan penggunaan EBT sangat tinggi, namun perubahan tersebut belum bisa memenuhi besarnya kontribusi sebagaimana ditargetkan dalam KEN. Gambaran proyeksi bauran energi primer di Kota Batam dapat dilihat pada Gambar 5.9.



Gambar 5.9 Bauran Energi Primer di Kota Batam

DAFTAR PUSTAKA

- Badan Pusat Statistik, (2015). *Statistik Indonesia 2015*, Jakarta.
- Badan Pusat Statistik Provinsi Kepulauan Riau, (2015). *Batam Dalam Angka 2014*, Pangkal Pinang.
- Direktorat Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi, (2015). *Statistik EBTKE 2015*, Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Ditjen Minyak dan Gas Bumi, (2015). *Statistik Minyak dan Gas Bumi 2015*, Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Ditjen Mineral dan Batubara, (2015). *Indonesia Mineral and Coal Information 2015*, Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- International Energy Agency (IEA), (2015). *World Energy Outlook 2015*, OECD/IEA, Paris.
- International Energy Agency (IEA), (2015). *South East Asia Energy Outlook 2015*, OECD/IEA, Paris.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, (2014). *Peta Jalan Kebijakan Gas Bumi Nasional 2014-2030 (Neraca Gas)*, Jakarta.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, (2015). *Rencana Strategis Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral 2015-2019*, Jakarta.
- Kementerian Perencanaan Pembangunan Nasional/ Badan Perencanaan Pembangunan Nasional, (2015). *Peraturan Presiden Republik Indonesia No. 2 Tahun 2015 tentang Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional 2015-2019*, Jakarta: Sekretariat Kabinet.
- PT PLN (Persero), (2015). *Statistik PLN 2015*, Jakarta.
- PT PLN (Persero), (2016). *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2016-2025*, Jakarta.
- Pusat Data dan Teknologi Informasi KESDM, (2014). *Potensi dan Peluang Investasi, Sektor Energi Dan Sumber Daya Mineral*, Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.

Pusat Data dan Teknologi Informasi ESDM KESDM, (2016). *Handbook Energy and Economic Statistic Of Indonesia 2016*, Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.

Ravn et al., (2001). *Balmorel: a model for analyses of the electricity and CHP markets in the Baltic Sea region*. The Balmorel Project, ISBN 87-986969-3-9.

Republik Indonesia, (2014). *Peraturan Pemerintah No. 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional*, Jakarta: Sekretariat Negara.

Republik Indonesia, (2016). *Draft R-Perpres Rencana Umum Energi Nasional*, Jakarta: Sekretariat Negara.

DEFINISI

BaU (*Bussines as Usual*) adalah skenario prakiraan energi dasar yang merupakan kelanjutan dari perkembangan historis tanpa ada intervensi kebijakan Pemerintah yang dapat merubah perilaku historis.

Biodiesel (B100/Murni) adalah produk *Fatty Acid Methyl Ester* (FAME) atau *Mono Alkyl Ester* yang dihasilkan dari bahan baku hayati dan biomassa lainnya yang diproses secara estrefikasi.

Bioetanol (E100/Murni) adalah produk etanol yang dihasilkan dari bahan baku hayati dan biomassa lainnya yang diproses secara bioteknologi.

BOE (*Barrel Oil Equivalent*) adalah satuan energi dengan nilai kalor disetarakan dengan satu barel minyak bumi. Berdasarkan standar konversi IEA, 1 BOE setara dengan 0,14 TOE (lihat definisi TOE).

BOPD (*Barrel Oil per Day*) adalah satuan kapasitas kilang minyak, dimana menggambarkan kemampuan produksi kilang dalam 1 hari.

Btu (*British Thermal Unit*) adalah satuan jumlah kalor yang dibutuhkan untuk menaikkan temperatur 1 lb (1 pound) air sebesar 1oF (*Fahrenheit*) pada tekanan 14.7 psi (*pound per square inch*). (konversi ke MMSFC dan TOE lihat masing-masing definisi)

Cadangan Energi adalah sumber daya energi yang sudah diketahui lokasi, jumlah, dan mutunya.

Cadangan Terbukti adalah minyak, gas bumi dan batubara yang diperkirakan dapat diproduksi dari suatu reservoir yang ukurannya sudah ditentukan dan meyakinkan.

Cadangan Potensial adalah minyak dan gas bumi yang diperkirakan terdapat dalam suatu reservoir.

EFF (*Efficiency*) adalah skenario prakiraan energi dengan intervensi pengembangan EBT dan konservasi energi berdasarkan PP No. 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN).

EFF_HIGH (Efficiency High) adalah skenario prakiraan energi yang mempertimbangkan penerapan kebijakan efisiensi dan konservasi energi serta pengembangan EBT yang lebih agresif dibandingkan dengan skenario EFF seperti penggunaan teknologi paling hemat energi dengan tingkat penetrasi pasar 100%.

Elastisitas Energi adalah perbandingan antara laju pertumbuhan kebutuhan energi terhadap laju pertumbuhan ekonomi.

Energi adalah kemampuan untuk melakukan kerja yang dapat berupa panas, cahaya, mekanika, kimia, dan elektromagnetika.

Energi Baru adalah energi yang berasal dari sumber energi baru.

Energi Terbarukan adalah energi yang berasal dari sumber energi terbarukan.

Energi Final adalah energi yang langsung dapat dikonsumsi oleh pengguna akhir.

Energi Primer adalah energi yang diberikan oleh alam dan belum mengalami proses pengolahan lebih lanjut.

Gas adalah golongan energi yang meliputi gas bumi, produk hasil kilang gas (LPG, LNG) serta gas *unconventional* (CBM)

Gas Bumi (Natural Gas) adalah semua jenis hidrokarbon berupa gas yang dihasilkan dari sumur; mencakup gas tambang basah, gas kering, gas pipa selubung, gas residu setelah ekstraksi hidrokarbon cair dan gas basah, dan gas non hidrokarbon yang tercampur di dalamnya secara alamiah.

Gas Metana Batubara (Coal Bed Methane) adalah gas bumi (hidrokarbon) yang komponen utama metan terjadi secara alami dalam proses pembentukan batubara dan terperangkap di dalam endapan batubara.

Gasoline adalah hasil pengilangan minyak yang mempunyai trayek didih 30° C - 220° C yang cocok untuk digunakan sebagai bahan bakar motor berbusi.

Intensitas Energi adalah jumlah total konsumsi energi per unit produk domestik bruto.

Kebijakan Energi Nasional adalah kebijakan pengelolaan energi yang berdasarkan prinsip berkeadilan, berkelanjutan, dan berwawasan lingkungan guna terciptanya kemandirian dan ketahanan energi nasional.

Minyak adalah golongan energi yang meliputi minyak bumi, kondensat, *natural gas liquid* (NGL), dan energi turunan dari minyak bumi (*refinery gas, ethane, aviation gasoline, motor gasoline, jet fuels, kerosene*, minyak diesel, minyak bakar, *naphta*, pelumas dan produk kilang lainnya).

Minyak Bumi adalah campuran berbagai hidrokarbon yang terdapat dalam fase cair dalam *reservoir* di bawah permukaan tanah dan yang tetap cair pada tekanan atmosfer setelah melalui fasilitas pemisah di atas permukaan.

MMSFC adalah sejumlah gas yang diperlukan untuk mengisi ruangan 1 (satu) juta kaki kubik, dengan tekanan sebesar 14,73 psi pada temperatur 60° F (*Fahrenheit*) dalam kondisi kering. 1 MMSCF setara dengan 1.000 Mmbtu. Rasio Elektrifikasi adalah perbandingan jumlah rumah tangga berlistrik dengan jumlah rumah tangga total.

RON (Research Octane Number) adalah angka yang ditentukan dengan mesin penguji CFR F1 pada kecepatan 600 putaran per menit; pedoman mutu anti ketuk bensin pada kondisi kecepatan rendah atau beban ringan.

TOE (Tonne Oil Equivalent) adalah satuan energi dengan nilai kalor disetarakan dengan satu ton minyak bumi. Berdasarkan standar konversi IEA, 1 TOE setara dengan 11,63 MWh tenaga listrik, 1,43 ton batubara, 39,68 MBtu gas bumi atau 10.000 MCal

Transformasi adalah proses perubahan energi dari satu bentuk energi primer ke bentuk energi final. Proses transformasi dapat terjadi melalui proses kilang, pembangkit tenaga listrik, gasifikasi dan liquifaksi.