

PERTAMINA ENERGY INSTITUTE

2018



**PERTAMINA
ENERGY
OUTLOOK**

OUR TEAM

Advisory Board:

Suahasil Nazara
Heru Setiawan
Pahala N. Mansury
Muhammad Chatib Basri
Ari Kuncoro
Widhyawan Prawiraatmaja

Steering Committee:

Daniel S. Purba
Ernie D. Ginting

Economist:

Adhitya Nugraha
Dessy Andriani
Yusran Bustamar

Data Analyst:

Arisman Wijaya

Publication Officer:

Ahmad Kharis Nova Al Huda

energy-institute@pertamina.com

DESEMBER 2018





**PERTAMINA
ENERGY
OUTLOOK
2018**





prakata

Seiring dengan perkembangan perekonomian yang terus meningkat, permintaan akan energi juga kian meningkat. Merujuk pada implikasi ini, pertumbuhan ekonomi global terus menunjukkan kondisi yang membaik, tentunya akan berdampak pada kebutuhan energi yang berkelanjutan. Namun, kebutuhan akan energi ini tidak diimbangi oleh ketersediaan (*stock*) yang melimpah, khususnya untuk energi fosil. Sebagai alternatifnya, perlu ada upaya untuk beralih ke energi non fosil atau energi baru terbarukan. Dalam era yang *disruptive* diperlukan adanya langkah antisipasi demi menjaga ketersediaan energi bagi negeri untuk masa mendatang.

Pertamina sebagai korporasi energi perlu mengantisipasinya dengan melakukan kajian dan analisa mendalam terkait isu ekonomi-energi nasional maupun internasional. Untuk itu, demi menunjang kajian dan analisa tersebut, maka dibentuklah Fungsi **Pertamina Energy Institute (PEI)**. Fungsi ini akan berperan sebagai *center of knowledge of energy economic research* di Pertamina, yang secara rutin akan mempublikasikan *outlook* energi dan kajian yang berisi perkembangan ekonomi-energi serta beberapa indikator energi lainnya yang berpengaruh terhadap perkembangan energi Indonesia ke depan.

Pada tahun 2018 ini, kami mempublikasikan *outlook* edisi perdana *Pertamina Energy Outlook 2018* dengan *insight* seputar ekonomi-energi yang meliputi fundamental ekonomi dan energi, *outlook* minyak dan gas, *outlook* energi baru dan terbarukan, dan beberapa tantangan sektor ekonomi dan energi di Indonesia.

energi di Indonesia. Semoga *Pertamina Energy Outlook 2018* dapat memberikan kontribusi yang positif kepada *stakeholders* maupun bagi Bangsa Indonesia melalui insight yang handal mengenai sektor ekonomi-energi serta dapat meningkatkan wawasan bagi para pembacanya.

Akhir kata, saya sampaikan terima kasih dan penghargaan yang setinggi-tingginya kepada tim penyusun dan semua pihak yang telah memberi dukungan dalam penyusunan publikasi *Pertamina Energy Outlook 2018*. Kritik dan saran yang membangun dari para pembaca sangat dibutuhkan sebagai masukan untuk perbaikan pada penyusunan selanjutnya.

Salam,

Heru Setiawan

Direktur Perencanaan, Investasi dan Manajemen Risiko

PT Pertamina (Persero)



daftar isi

7 Fundamental Ekonomi dan Energi	45 <i>Outlook</i> Minyak dan Gas	89 <i>Outlook</i> Energi Baru dan Terbarukan	117 Tantangan Sektor Ekonomi dan Energi







BAB 1

FUNDAMENTAL EKONOMI & ENERGI

Pertumbuhan dan struktur ekonomi, jumlah penduduk, dan pasar komoditi memegang peran penting dalam membentuk pasar energi. Ekonomi global diproyeksikan tumbuh sejalan dengan pertumbuhan jumlah dan produktivitas penduduk. Populasi global diproyeksikan meningkat dari 7,6 miliar pada 2017 menjadi 8,55 miliar pada 2030.

Sebagian besar pertumbuhan diproyeksikan berasal dari negara-negara berkembang terutama dari India, negara-negara di Afrika, dan Timur Tengah. Sampai 2030 jumlah penduduk negara-negara berkembang diproyeksikan bertambah sekitar 1 miliar. Sementara jumlah penduduk negara OECD pada periode yang sama diproyeksikan bertambah sekitar 78 juta.



ekonomi global

Pertumbuhan ekonomi global pada 2018 diproyeksikan sama dengan 2017, sekitar 3,7 %. Sementara pada 2019 pertumbuhan ekonomi global diproyeksikan sedikit melambat di kisaran 3,6 %.

Perang dagang antara Amerika Serikat vs China diproyeksikan memperlambat pertumbuhan ekonomi global pada 2019. Pertumbuhan ekonomi global diproyeksikan turun sekitar 0,8% akibat perang dagang.



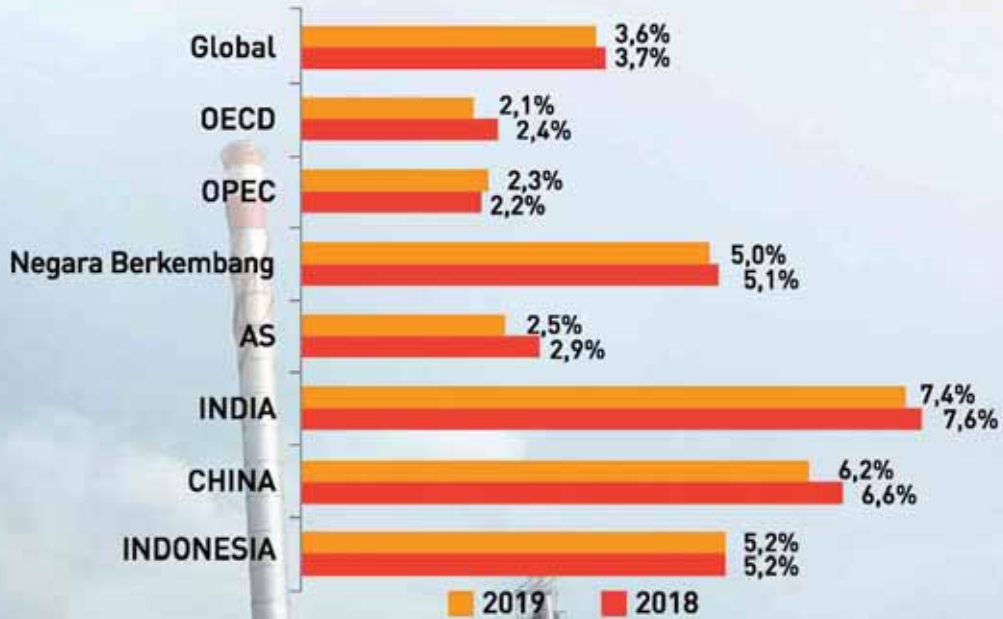


Pada 2018 dan 2019 ekonomi global diproyeksikan tumbuh 3,7 % dan 3,6 %. Pertumbuhan didorong oleh negara-negara berkembang. Pertumbuhan OECD diproyeksikan melambat karena populasi usia kerja dan peningkatan produktivitas tenaga kerja yang menurun. Untuk tahun 2018 *developing countries* diproyeksikan tumbuh 5,1 %, lebih tinggi dari tahun sebelumnya, tumbuh 5,0 %. Sementara pada 2019 diproyeksikan tumbuh 5,0 %.

// Pertumbuhan ekonomi pada negara OECD diproyeksikan tetap solid tetapi sedikit melambat //

Gambar 1.1 :

Proyeksi Pertumbuhan Ekonomi



Sumber: World Bank, IMF, ADB, OECD, dan BPS 2018, disusun



Pertumbuhan ekonomi OECD pada 2018 dan 2019 diproyeksikan 2,4 % dan 2,1 %. Pada 2018 pertumbuhan terdistribusi atas Amerika Utara 2,7%, Eropa 2,3%, dan Pasifik 1,9 %. Sementara pada 2019, Amerika Utara 2,4 %, Eropa 2,1 %, dan Pasifik 1,7 %. Tren pertumbuhan ekonomi pada negara OECD cukup berbeda. Amerika Serikat diproyeksikan mengalami pertumbuhan tinggi, 2,9% pada 2018 dan 2,5 % pada 2019, karena didukung oleh stimulus fiskal. Pertumbuhan OECD wilayah Eropa diproyeksikan kurang dinamis, 2 % pada 2018 dan 1,9 % pada 2019. Wilayah ini masih menghadapi permasalahan hutang dan sistem perbankan yang melemah. Sementara di wilayah Pasifik, pada 2018 dan 2019 Jepang diproyeksikan tumbuh rendah sekitar 1,1 % akibat melemahnya permintaan domestik dan kinerja perdagangan internasional.

Pertumbuhan ekonomi OPEC diproyeksikan sekitar 2,2 %, naik dari tahun sebelumnya yang tumbuh 1,5 %. Pada 2019, ekonomi OPEC diproyeksikan tumbuh 2,3 %. Pertumbuhan FSU termasuk Rusia, mulai membaik dan solid pada level 2,5 %. Pertumbuhan ekonomi Rusia pada 2018 dan 2019 diproyeksikan sebesar 1,8 %. Meningkat dari realisasi pertumbuhan 2017 sebesar 1,5 %.

Amerika Serikat dan China diproyeksikan masih memegang peran penting dalam perekonomian global. Pada 2018 Ekonomi AS diproyeksikan tumbuh sekitar 2,9 %. Sementara ekonomi China diproyeksikan tumbuh 6,6 %. Pertumbuhan ekonomi AS didukung oleh kinerja sektor konsumsi, perumahan, dan sektor

**// Ekonomi China
diproyeksikan
tumbuh
6,6 % di 2018
dan 6,2 %
di 2019 //**

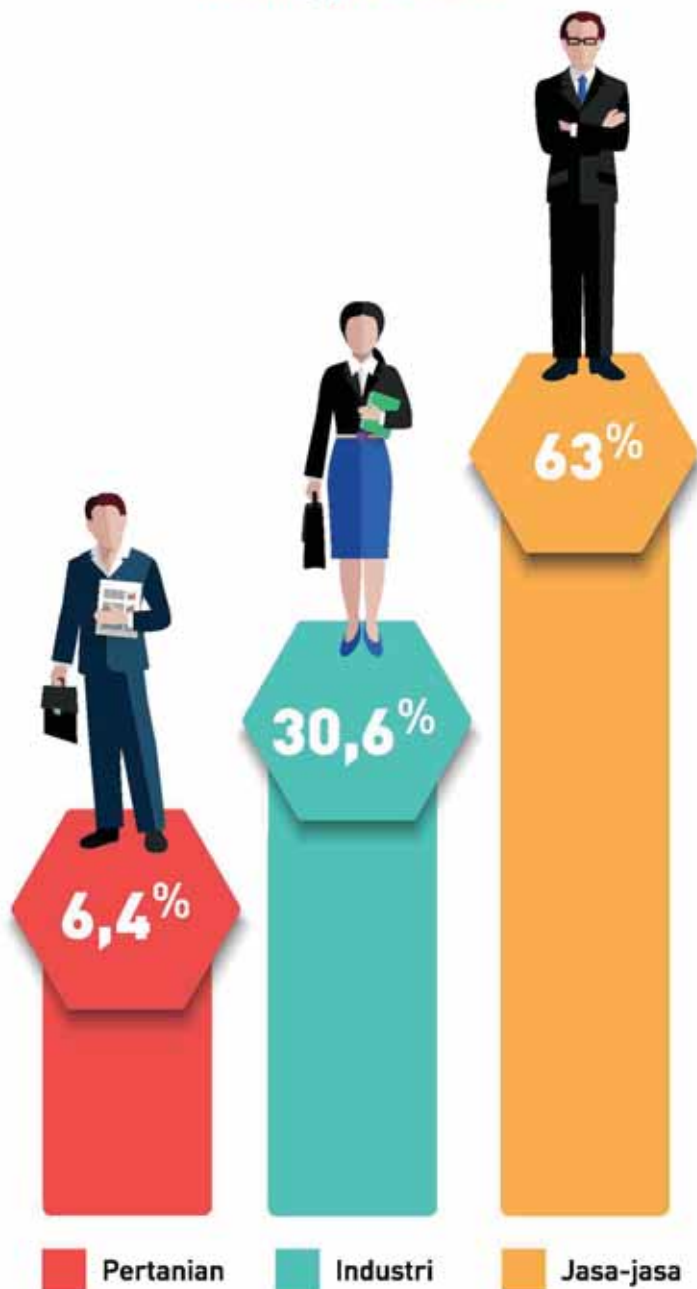
ketenagakerjaan yang berada pada tren positif. Kecenderungan pertumbuhan positif tercermin dalam keputusan Federal Reserve AS (Fed) yang kembali menaikkan suku bunga pada September 2018.

Ekonomi China diproyeksikan tumbuh sekitar 6,6 % pada 2018, lebih rendah dari tahun sebelumnya sebesar 6,9 %. Pada 2019 pertumbuhan China diproyeksikan melambat dan tertahan di kisaran 6,2 %. China diproyeksikan akan tetap menjadi pusat penting bagi pembangunan ekonomi global dalam jangka menengah. Hal tersebut karena besaran ekonomi China, pentingnya China sebagai mitra dagang, dan pentingnya China sebagai konsumen komoditas.

Struktur Ekonomi Global

Struktur ekonomi global mendorong elastisitas pertumbuhan ekonomi terhadap konsumsi energi semakin besar. Pada tahun 2017, kontribusi sektor ekstraktif terhadap pembentukan GDP global hanya sekitar 6,40 %. Sementara sekitar 93,60 % GDP global dikontribusikan sektor industri dan jasa yang memerlukan daya dukung energi yang lebih besar.

Gambar 1.2 :
Distribusi GDP Global Berdasarkan
Kelompok Sektor



Sumber: CIA 2018 dan sumber lain, diolah.



Struktur ekonomi sejumlah negara yang menjadi pusat pertumbuhan juga mendorong permintaan energi global semakin besar. GDP negara-negara yang berkontribusi signifikan dalam pembentukan GDP global, sebagian besar dibentuk oleh sektor industri dan jasa. Sekitar 97 % pembentukan GDP sejumlah anggota OECD seperti Amerika Serikat, Kanada, Inggris, Jepang, dan Korea Selatan dibentuk oleh sektor industri dan jasa.

Struktur ekonomi Non OECD yang menjadi pusat pertumbuhan ekonomi global seperti China, India, Rusia, dan Brazil juga relatif sama. Sebagian besar dikontribusikan sektor industri dan jasa. Kontribusi sektor pertanian dalam pembentukan GDP Non OECD secara relatif lebih besar dibanding negara-negara OECD. Akan tetapi peran sektor pertanian Non OECD semakin menurun dibandingkan tahun-tahun sebelumnya. Selain India, kontribusi sektor pertanian dari negara-negara Non OECD dalam pembentukan GDP rata-rata di bawah 10%.

Tabel 1.1:
Distribusi GDP Sejumlah Negara yang Menjadi Pusat Pertumbuhan

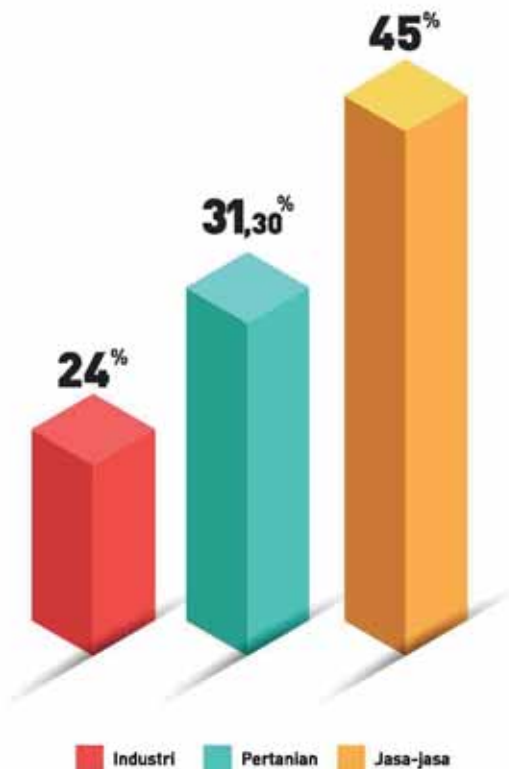
Negara	Struktur GDP		
	Pertanian	Industri	Jasa-jasa
Amerika Serikat	0,90%	18,90%	80,20%
Kanada	1,70%	28,10%	70,20%
Inggris	0,60%	19%	80,40%
Rusia	4,70%	32,40%	62,30%
China	8,30%	39,50%	52,20%
India	15,40%	23%	61,50%
Jepang	1%	29,70%	69,30%
Korea Selatan	2,20%	39,30%	58,30%
Brazil	6,20%	21%	72,80%
Rata-rata	4,56%	27,88%	67,47%

Sumber: CIA 2018 dan sumber lain, diolah.

Distribusi penyerapan tenaga kerja global saat ini mendorong elastisitas pertumbuhan ekonomi terhadap permintaan energi semakin besar. Sekitar 69 % penyerapan tenaga kerja global pada 2017 terdistribusi di sektor industri dan jasa. Sementara kontribusi sektor pertanian sekitar 31,30 %.

Penyerapan tenaga kerja tersebut menggambarkan produktivitas sektor pertanian lebih rendah. Dengan penyerapan tenaga kerja sekitar 31,30%, hanya memberikan kontribusi 6,40 % dalam pembentukan GDP global. Negara-negara Non OECD diproyeksikan akan bergeser pada sektor ekonomi yang memberikan produktivitas yang lebih tinggi.

Gambar 1.3 :
Penyerapan Tenaga Kerja Global Berdasarkan Kelompok Sektor



Sumber: CIA 2018 dan sumber lain, diolah.

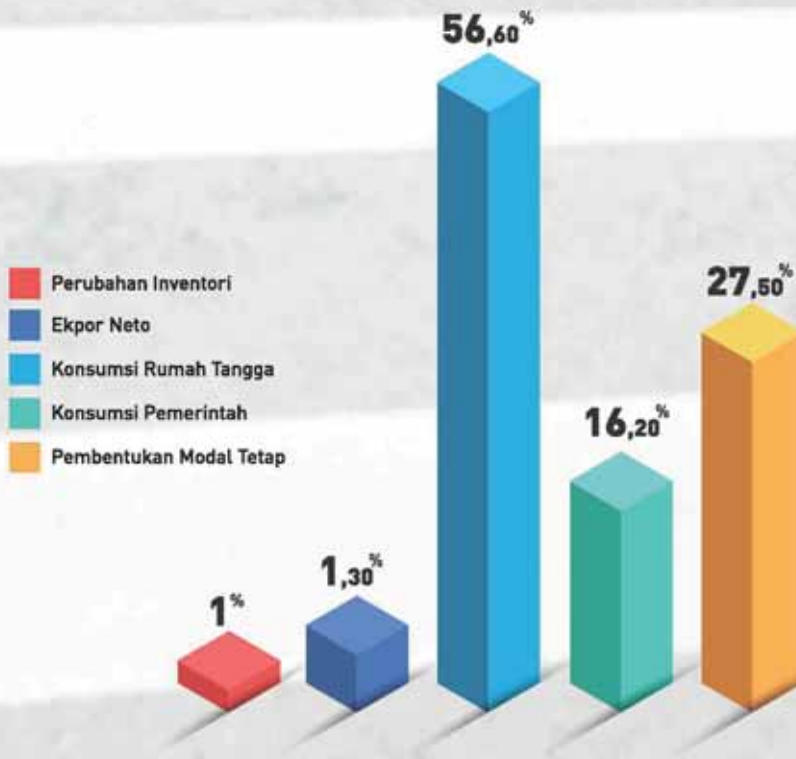


Pengeluaran rumah tangga dan pengeluaran dunia usaha memiliki kontribusi penting dalam pembentukan GDP. Struktur GDP global berdasarkan kelompok pengeluaran mendorong elastisitas pertumbuhan ekonomi terhadap permintaan energi semakin besar. Konsumsi rumah tangga

memerlukan daya dukung energi lebih besar dibandingkan tahun-tahun sebelumnya. Kondisi konsumsi dunia usaha juga relatif sama. Dengan struktur ekonomi yang ditopang sektor industri dan jasa, mendorong porsi pengeluaran dunia usaha untuk energi semakin besar.

Gambar 1.4 :

Struktur Ekonomi Global Berdasarkan Kelompok Pengeluaran



Sumber: CIA 2018 dan sumber lain, diolah

Populasi Global

Kondisi demografi memiliki implikasi terhadap pertumbuhan ekonomi dan konsumsi energi global. Saat ini dunia mengalami perlambatan pertumbuhan penduduk akibat populasi yang semakin menua. Tren demografi tidak homogen dan masing-masing negara berada pada transisi yang berbeda. Wilayah OECD dan beberapa negara berkembang tercatat telah mengalami perubahan.

Devisi Populasi PBB memproyeksikan populasi global meningkat dari sekitar 7,5 miliar pada tahun 2016 menjadi 8,55 miliar pada 2030. Pertumbuhan penduduk dunia di bawah 1 %, sejalan dengan banyaknya penduduk dunia dengan usia tua. Secara regional, mayoritas pertumbuhan berasal dari negara-negara berkembang. Lebih dari 90 % pertumbuhan penduduk global diproyeksikan merupakan kontribusi dari negara-negara berkembang, terutama dari Timur Tengah, Afrika dan India.

Tabel 1.1:

Kondisi Eksisting dan Proyeksi Jumlah Penduduk Dunia (Juta Orang)

WILAYAH	2016	2020	2025	2030
OECD Amerika	508	525	547	566
OECD Eropa	576	575	580	584
OECD Asia Oseania	216	217	218	218
OECD	1.290	1.317	1.344	1.368
Amerika Latin	442	458	476	491
Timur Tengah dan Afrika	1.032	1.138	1.279	1.429
India	1.324	1.383	1.452	1.513
China	1.404	1.425	1.439	1.441
Negara Asia lainnya	1.155	1.211	1.278	1.338
OPEC	479	520	572	627
Negara Berkembang	5.835	6.134	6.496	6.839
Russia	144	144	143	141
Eurasia lainnya	198	201	203	204
Eurasia	342	344	346	345
Dunia	7.467	7.795	8.186	8.551

Sumber: UN Population Division's 2017



Sampai 2030, penduduk OECD diproyeksikan bertambah sekitar 78 juta. Populasi Eurasia diproyeksikan turun menjadi 345 juta. Rusia diproyeksikan mengalami penurunan sekitar 3 juta, sementara Eurasia meningkat sekitar 6 juta pada 2030. Dinamika pertumbuhan penduduk dunia cukup beragam pada masing-masing negara. Populasi China yang selama 1992-2016 bertambah 199 juta, diproyeksikan melambat. Selama 2016-2030 penduduk China diproyeksikan bertambah sekitar 37 juta. India menjadi kontributor signifikan dalam penambahan penduduk global. Selama 24 tahun terakhir India menambah sekitar 418 juta


orang dalam populasi global. Selama periode 2016-2030 penduduk India diproyeksikan bertambah sekitar 189 juta. Jumlah penduduk di Timur Tengah & Afrika diproyeksikan bertambah sekitar 397 juta selama 2016-2030. Wilayah Timur Tengah & Afrika saat ini mengalami laju pertumbuhan penduduk yang cepat, dengan kecenderungan terus berlanjut sampai akhir periode proyeksi. Kondisi tersebut mendorong Timur Tengah & Afrika akan menempati posisi sebagai wilayah dengan jumlah penduduk terbesar kedua pada tahun 2030.

Tabel 1.2:

Kondisi Eksisting dan Proyeksi Jumlah Penduduk Usia Kerja (Juta Orang)

WILAYAH	2016	2020	2025	2030
OECD Amerika	336	344	352	358
OECD Eropa	370	370	367	361
OECD Asia Oseania	138	136	133	130
OECD	844	851	852	849
Amerika Latin	297	309	321	329
Timur Tengah & Afrika	578	646	741	846
India	874	925	983	1.029
China	1.013	1.002	996	974
Asia lainnya	758	801	849	891
OPEC	292	316	351	389
Negara Berkembang	3.812	4.000	4.241	4.458
Russia	99	95	91	89
Eurasia lainnya	134	132	132	133
Eurasia	233	228	223	222
Dunia	4.889	5.078	5.316	5.529

Sumber: UN Population Division's 2017



Selama 2016-2030 penduduk dunia pada usia kerja (usia 15-64) diproyeksikan bertambah sekitar 1 miliar orang. Porsi penduduk usia kerja terhadap total populasi global diproyeksikan menurun dari 66 % pada 2016 menjadi 65 % pada 2030. Fenomena tersebut terjadi di semua wilayah, tetapi dengan pola dan tingkat yang berbeda. Populasi usia kerja China diperkirakan menurun sekitar 39 juta orang. Jumlah penduduk usia kerja Timur Tengah & Afrika diproyeksikan meningkat sekitar 268 juta orang. Sementara India diproyeksikan akan memperoleh tambahan penduduk usia kerja sekitar 155 juta.

“ Jumlah penduduk usia kerja China dalam beberapa tahun ke depan diproyeksikan menurun ”



Pasar Komoditi

Harga komoditas pada 2018-2019 diproyeksikan lebih tinggi. Harga energi sampai dengan kuartal ketiga 2018 tercatat meningkat. Sementara harga non energi seperti logam dasar menurun.

Selama kuartal ketiga 2018, harga energi meningkat. Peningkatan tertinggi terjadi pada minyak mentah, selanjutnya gas alam. Untuk kelompok komoditas non-energi, harga logam menurun. Kekhawatiran terhadap ekspansi sektor manufaktur dan perang dagang China-AS memberikan kontribusi terhadap perkembangan harga komoditas. Harga logam mulia cenderung melemah akibat kebijakan suku bunga yang lebih tinggi oleh AS.

Indeks harga Henry Hub selama kuartal ketiga 2018 meningkat. Sejak Februari 2018, harga berfluktuasi didorong dua variabel. Pertama, ekspektasi output lebih tinggi dibandingkan tahun sebelumnya. Kedua, tingkat persediaan gas lebih rendah dari rata-rata lima tahun terakhir akibat meningkatnya permintaan. EIA menginformasikan permintaan untuk penyimpanan bawah tanah gas meningkat sebesar 98 bcf, lebih tinggi dari ekspektasi sebesar 88 bcf.

Harga gas alam di pasar Eropa meningkat menjadi sekitar 8,06 USD/ mmbtu. Harga

gas berbasis hub meningkat lebih dari 10% akibat peningkatan harga komoditas energi. Peningkatan harga juga terkait harga emisi karbon yang meningkat tiga kali lipat. Inventori gas alam pada negara anggota UE dilaporkan mencapai sekitar 82,8% dari total kapasitas infrastruktur gas UE.

Harga batubara pada September 2018 turun menjadi 114,2 USD/mt. Meski turun, harga masih 13 % lebih tinggi dibandingkan awal tahun. Harga batubara turun dari harga tertinggi pada bulan Juli, ketika mencapai level tertinggi sejak 2012. Sebelumnya, peningkatan harga batubara didorong permintaan untuk pembangkit listrik di Asia Timur. Selama Agustus 2018 produksi batubara China tercatat meningkat sekitar 4,2 % y-o-y.

Harga logam dasar turun dibandingkan kuartal pertama 2018. Selama kuartal ketiga 2018 harga logam dasar melemah akibat kekhawatiran terhadap perlambatan ekspansi industri manufaktur global. Beberapa negara

diproyeksikan akan mengalami kontraksi dan ketidakpastian terkait perang dagang antara China dan Amerika Serikat. Peningkatan tarif sebesar 10 % oleh AS kepada impor China yang direncanakan meningkat menjadi 25 % pada Januari 2019 diproyeksikan semakin menekan harga logam dasar.

Persediaan di Shanghai *Futures Exchange* (SHFE) yang menurun akan menjadi penyeimbang untuk harga tidak turun tertalalu besar. Penurunan persediaan menunjukkan permintaan tetap kuat, setidaknya dalam jangka pendek. Harga aluminium dalam beberapa waktu terakhir fluktuatif, naik sekitar 10 % dalam waktu singkat akibat informasi mengenai potensi penghentian produksi dari Norsk Hydro ASA, pabrik Alunorte di Brasil yaitu kilang aluminium terbesar di dunia karena masalah bahan baku. Harga logam mulia terus tertekanan akibat kenaikan suku bunga riil. Harga emas sedikit menurun sebesar 0,3 %, dan harga perak turun 4,8%.

Ekonomi Indonesia

Pertumbuhan ekonomi Indonesia diproyeksikan meningkat menjadi 5,2-5,3% pada tahun 2019, dari 5,1-5,2% pada tahun 2018. Sampai kuartal kedua 2018, realisasi pertumbuhan ekonomi Indonesia

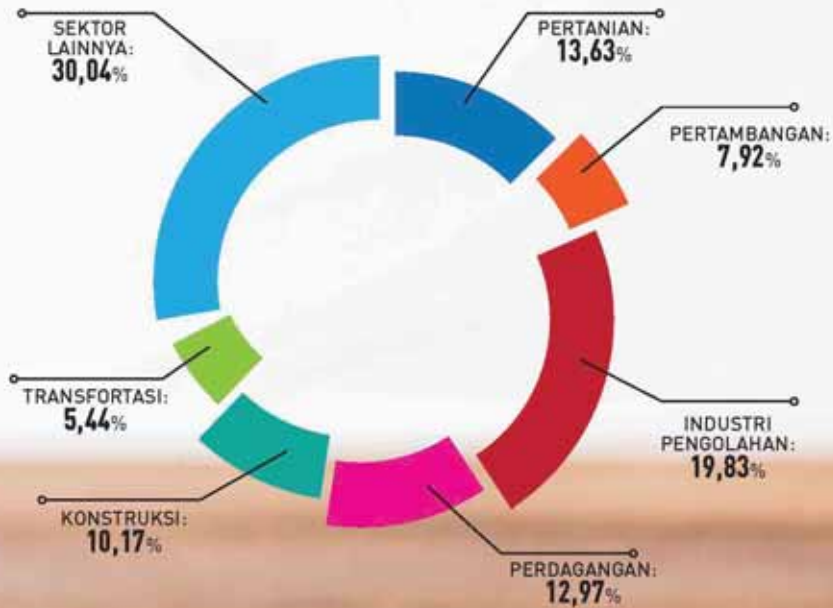
**// Untuk tahun
2018 dan 2019,
ekonomi Indonesia
diproyeksikan
tumbuh sekitar
5,1 - 5,2 %
dan 5,2 - 5,3% //**

sebesar 5,27 %. Realisasi tersebut lebih tinggi dari kuartal sebelumnya yang tumbuh 5,06 %. Stabilitas nilai tukar rupiah masih akan menjadi tantangan terbesar bagi perekonomian Indonesia selama kurun 2018 dan 2019. Kinerja neraca perdagangan, stabilitas moneter, dan ketahanan fiskal diproyeksikan tertekan sepanjang rupiah masih belum stabil.

Dari sisi produksi, pertumbuhan ekonomi Indonesia diproyeksikan dari industri pengolahan, pertanian, perdagangan, dan konstruksi. Sementara dari sisi pengeluaran, pertumbuhan ekonomi diproyeksi-kan bertumpu pada pengeluaran konsumsi rumah tangga. Sekitar 78,45 % PDB Indonesia dihasilkan oleh sektor industri pengolahan, perdagangan, transportasi, konstruksi, dan jasa-jasa yang memerlukan daya dukung energi lebih besar dibandingkan sektor ekstraktif seperti pertanian, kehutanan, perikanan, dan pertambangan.



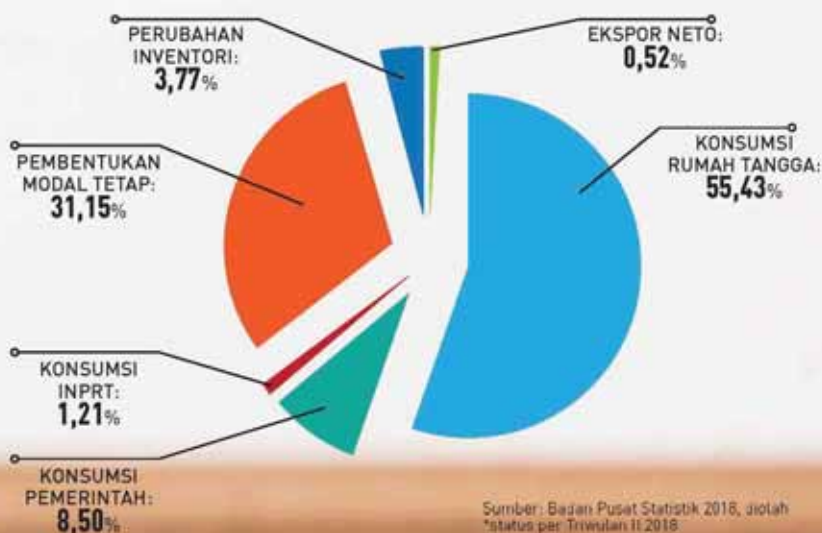
Gambar 1.5:
Distribusi PDB Indonesia*
PDB Berdasarkan Produksi



Pada 2019 kepercayaan konsumen dan pendapatan riil diproyeksikan semakin membaik. Investasi infrastruktur pada 2019 masih tetap tinggi. Selain itu, perbaikan perizinan dan konektivitas transportasi diproyeksikan meningkatkan investasi swasta dan ekspor. Inflasi diproyeksikan relatif terjaga, tetapi dampak dari harga komoditas dan depresiasi nilai tukar akan sedikit memberikan tekanan.



Gambar 1.6:
Distribusi PDB Indonesia*
PDB Berdasarkan Pengeluaran



Pertumbuhan ekonomi Indonesia pada 2019 diproyeksikan tetap kuat. Penguatan pertumbuhan diantaranya karena kebijakan pemberian pinjaman lebih mudah, permintaan eksternal lebih kuat dan peningkatan harga komoditas. Investasi tetap tumbuh positif, didorong pembangunan infrastruktur. Impor barang modal diproyeksikan meningkat, dan perusahaan manufaktur lebih optimis dibandingkan beberapa tahun terakhir.



Inflasi Indonesia diproyeksikan dikisaran 3,5% +/- 1%, lebih rendah dari tahun 2017. Inflasi inti diproyeksikan melemah, mencerminkan perdagangan ritel yang menurun. Inflasi harga makanan meningkat, sebagian didorong kelebihan permintaan sementara. Pengumuman pemerintah yang tidak menaikkan harga energi selama periode 2018-2019 dapat menahan laju inflasi. Dari neraca internasional, defisit neraca berjalan semakin meningkat, sebagian karena impor minyak yang lebih tinggi.

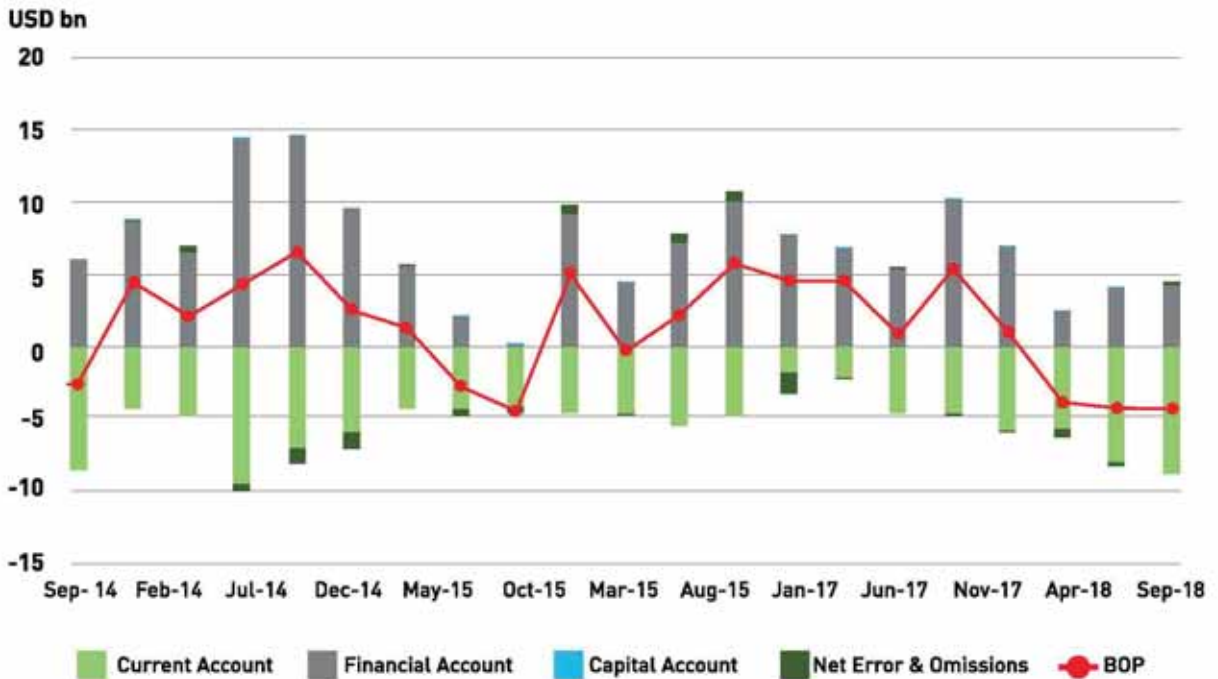
Defisit fiskal diproyeksikan mengecil pada 2018 dan 2019. Pemerintah memfokuskan menciptakan ruang agar defisit anggaran dalam batasan undang-undang, yaitu 3% dari PDB. Belanja publik diproyeksikan lebih efektif secara keseluruhan. Peningkatan harga minyak mentah diproyeksikan akan mendorong subsidi energi meningkat lagi. Investasi infrastruktur publik, termasuk yang dilaksanakan oleh BUMN diproyeksikan sudah akan memberikan dampak positif terhadap pertumbuhan ekonomi.

Neraca Pembayaran dan Depresiasi Rupiah

Nilai tukar Rupiah terhadap Dolar AS melemah dari Rp 13.542 pada bulan Januari menjadi 15.227 di akhir Oktober, setara depresiasi 12,4% dibandingkan awal tahun. Angka ini tercatat sebagai pelemahan tertinggi dalam lima tahun terakhir. Tidak dapat dipungkiri bahwa

penguatan dolar AS akibat membaiknya perekonomian negara tersebut menjadi salah satu penyebab utama melemahnya Rupiah. Hal ini diperburuk oleh neraca pembayaran (*balance of payment/BoP*) Indonesia yang memburuk dalam satu tahun terakhir; dari posisi surplus menjadi defisit dalam satu tahun terakhir yakni sebesar USD 4,4 miliar di Triwulan III-2018 dibandingkan surplus USD 5,4 miliar pada periode yang sama di tahun lalu. Neraca pembayaran merupakan rangkuman dari seluruh transaksi ekonomi suatu negara dengan negara lainnya yang menggunakan sistem pencatatan ganda. Oleh karena itu, setiap transaksi yang dapat menghasilkan mata uang asing akan diimbangi dengan transaksi yang mengeluarkan mata uang asing. Dalam kondisi kesetimbangan seharusnya neraca berada pada posisi nol yang menggambarkan seimbangnnya perubahan devisa mata uang asing dalam negeri. Pada praktiknya, aktivitas bank sentral biasanya dikeluarkan dari neraca pembayaran; dengan demikian neraca dapat lebih besar maupun lebih kecil daripada nol, yang pada umumnya diindikasikan sebagai surplus atau defisit neraca pembayaran. Adanya perbedaan di antara transaksi keluar dan masuk kemudian diprediksikan dapat mendorong pergerakan kurs. Dimana, neraca surplus biasa dikaitkan dengan apresiasi mata uang dalam negeri sedangkan defisit neraca pembayaran sering dikorelasikan sebagai penyebab dari pelemahan mata uang domestik. Salah satunya tergambar dengan adanya tren defisit neraca pembayaran sepanjang tahun 2018 yang diiringi oleh depresiasi Rupiah.

Gambar 1.7:
Neraca Pembayaran Q3 2013 – Q3 2018
 (dalam miliar USD)



Sumber: Badan Pusat Statistik, CEIC.

Secara rinci, terdapat dua komponen utama yang berkontribusi terhadap tren defisit neraca pembayaran yakni melebarnya transaksi berjalan (*current account*) dan menurunnya surplus transaksi modal dan transaksi finansial (*capital account dan financial account*). Transaksi berjalan yang terdiri atas kegiatan jual-beli antar negara atas barang dan jasa serta transaksi pendapatan tercatat defisit sejak akhir 2011 hingga mencapai USD 8,8 miliar pada Triwulan III-2018 yang setara dengan 3,4% dari PDB Indonesia. Nilai ini terus meningkat sepanjang tahun dari USD 5,7 miliar atau setara 2,2% dari

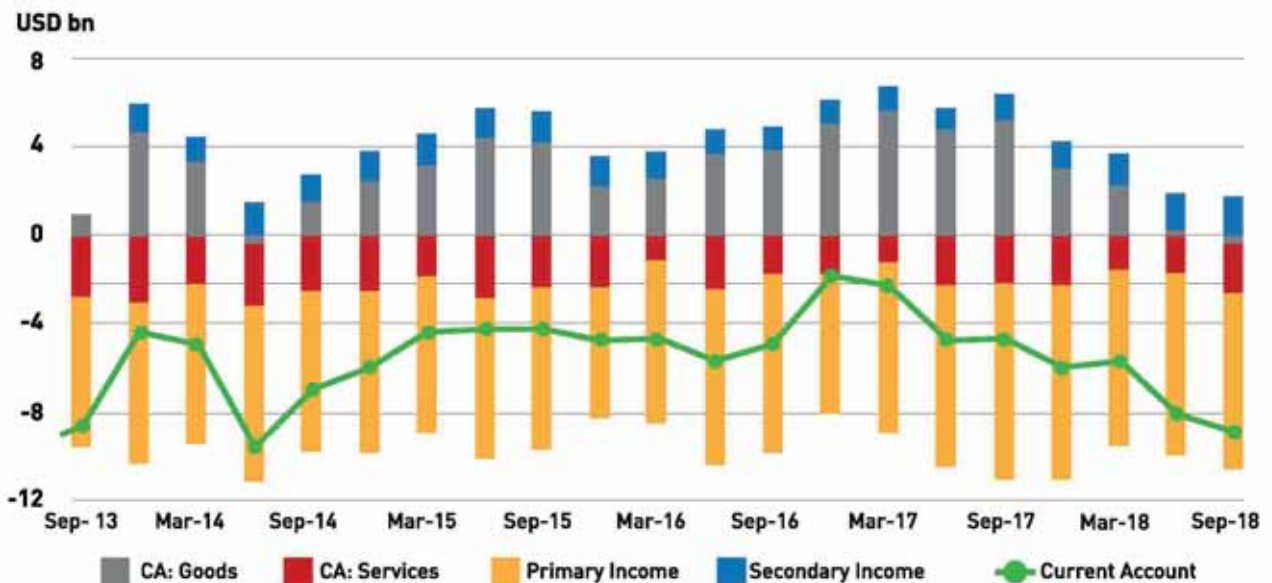
PDB pada Triwulan I-2018. Di saat yang bersamaan, besarnya mata uang asing yang dikeluarkan pada transaksi berjalan tidak diiringi dengan peningkatan modal masuk dimana surplus transaksi finansial Triwulan III-2018 hanya sebesar USD 4,2 miliar, menurun dari USD 10,2 miliar pada periode yang sama tahun 2017. Melemahnya ketertarikan pasar terhadap obligasi, saham, maupun investasi dalam negeri merupakan dampak dari berbagai faktor salah satunya adanya 3 kali kenaikan suku bunga acuan AS yang sudah berpengaruh pada sebagian besar negara berkembang.

Defisit Transaksi Berjalan dan Depresiasi Rupiah

Mengingat transaksi berjalan berasal dari dua komponen yakni neraca perdagangan (*trade balance*) dan transaksi pendapatan (*net transfer income*), defisit pada komponen ini akan mendorong pelemahan transaksi berjalan, begitupun sebaliknya. Dalam kaitannya dengan neraca Indonesia,

neraca transaksi pendapatan akhir-akhir ini menunjukkan tren yang semakin negatif akibat meningkatnya pembayaran imbal hasil investasi langsung maupun portofolio kepada investor asing yang tercatat dalam pembayaran primer. Di sisi lain, total perdagangan yang dihitung dari ekspor dan impor ikut tercatat defisit sejak akhir tahun 2011 dan semakin melemah hingga defisit USD 397 pada Triwulan III-2018 akibat besarnya impor sepanjang tahun 2018.

Gambar 1.8:
Transaksi Berjalan Q3 2013 – Q3 2018
(dalam miliar USD)



Sumber: Badan Pusat Statistik, CEIC.

BAB 1 | FUNDAMENTAL EKONOMI & ENERGI



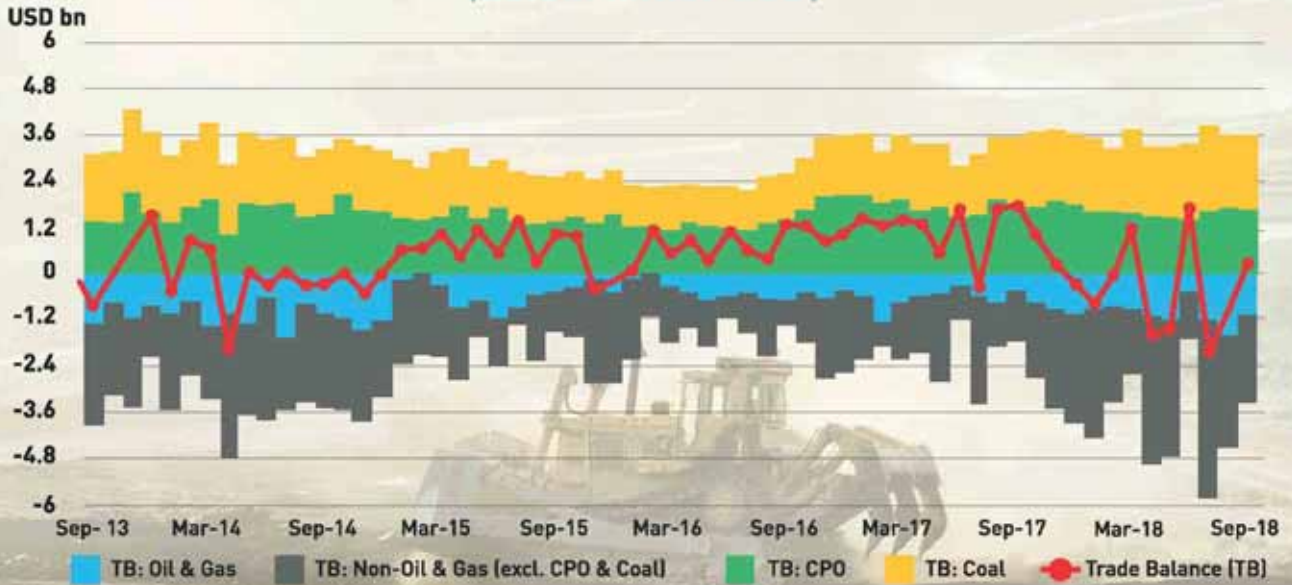


Dalam neraca perdagangan, terdapat dua kelompok utama yakni perdagangan migas dan aktivitas sektor non-migas. Meskipun secara keseluruhan neraca tercatat defisit, kedua kelompok ini memiliki tren yang berbeda. Harga minyak mentah yang lebih tinggi, bersamaan dengan kapasitas produksi lokal yang terbatas serta tingginya permintaan domestik, telah menyebabkan tren defisit perdagangan migas yang terjadi terus-menerus sejak 2013. Adanya pengaruh gejolak harga minyak mentah global terhadap

neraca perdagangan menjadi pengingat bahwa dalam beberapa waktu ke depan permintaan domestik tetap harus dijaga. Apabila permintaan dibiarkan meningkat tajam, bukan tidak mungkin impor minyak dapat memperburuk neraca perdagangan lebih lanjut.

Meski demikian, karena neraca perdagangan migas telah defisit secara konsisten sejak 5 tahun terakhir dan hanya berfluktuasi sejalan dengan dinamika harga minyak mentah, di tahun 2018, impor minyak bukan menjadi

Gambar 1.9:
**Neraca Perdagangan
 Sept 2013–Sept 2018
 (dalam miliar USD)**



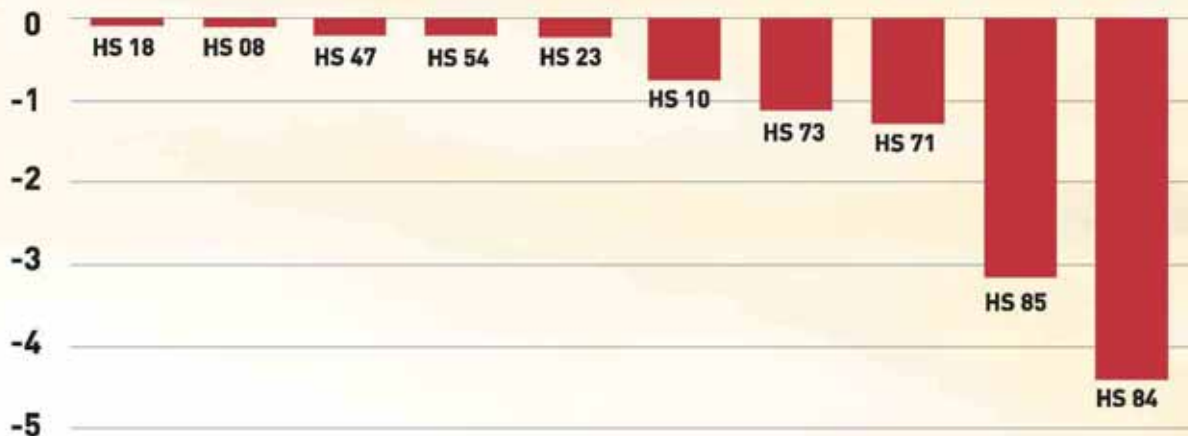
Sumber: Badan Pusat Statistik, CEIC

penyebab utama peningkatan defisit transaksi berjalan. Sebaliknya, di saat pertumbuhan, konsumsi dan investasi tetap tinggi hingga Triwulan III-2018 sementara kinerja ekspor mengecewakan sepanjang tahun dapat diartikan bahwa neraca perdagangan non-minyak berperan signifikan dalam memburuknya saldo neraca berjalan. Hal ini dapat terlihat dalam beberapa triwulan terakhir dimana defisit transaksi perdagangan non-migas di luar kelapa sawit dan batu bara terus meningkat.



Gambar 1.10 :
**Perubahan Impor Non-Migas
 Januari-September 2018 dari
 Januari-September 2017
 (dalam miliar USD)**

USD bn



Sumber: Badan Pusat Statistik.

Lonjakan impor non-migas pertama kami terjadi pada April 2018, bersamaan dengan penurunan ekspor non-migas telah berkontribusi terhadap defisit neraca perdagangan sebesar USD 1,6 miliar. Tren ini kemudian berlanjut hingga bulan Juli 2018 dengan defisit perdagangan terendah mencapai USD 2,03 miliar, yang kemudian ikut memperburuk neraca transaksi berjalan. Apabila dilihat dari besarnya impor dari awal tahun hingga saat ini, perlu diingat bahwa peningkatan kegiatan impor tiga kuartal terakhir tergolong tidak biasa dan sangat dipengaruhi oleh pembelian mesin dan peralatan secara tiba-tiba. Dimana, pembelian ini diindikasikan terkait dengan periode konstruksi serta penyelesaian beberapa proyek pembangunan infrastruktur yang dijadwalkan selesai di akhir tahun 2018.

HS 18	Kakao/Coklat
HS 08	Buah-buahan
HS 47	Bubur kayu/pulp
HS 54	Filamen buatan
HS 23	Ampas/sisa industri makanan
HS 10	Sereal
HS 73	Benda dari besi dan baja
HS 71	Perhiasan/permata
HS 85	Mesin/peralatan listrik
HS 84	Mesin dan pesawat Mekanik





Transaksi Modal & Finansial dan Depresiasi Rupiah

Meskipun tercatat surplus, nilai nominal neraca keuangan dan modal menurun signifikan dibandingkan tahun lalu. Hal ini tidak terlepas dari penurunan investasi asing yang hanya tercatat sebesar USD 5,9 miliar di Triwulan III-2018 dibandingkan USD 8,7 miliar pada periode sama di tahun

2017. Sementara minat investor menurun, investasi domestik ke luar negeri terus meningkat hingga mencapai nilai tertinggi dalam kurun waktu lima tahun terakhir yakni mencapai USD 3,2 miliar di Triwulan III-2018. Peningkatan tersebut kemudian semakin menekan surplus transaksi keuangan sehingga tidak dapat banyak membantu memperbaiki defisit neraca pembayaran secara keseluruhan.

Gambar 1.11:

Investasi dan Nominal Rupiah September 2010-2018 (dalam miliar USD)

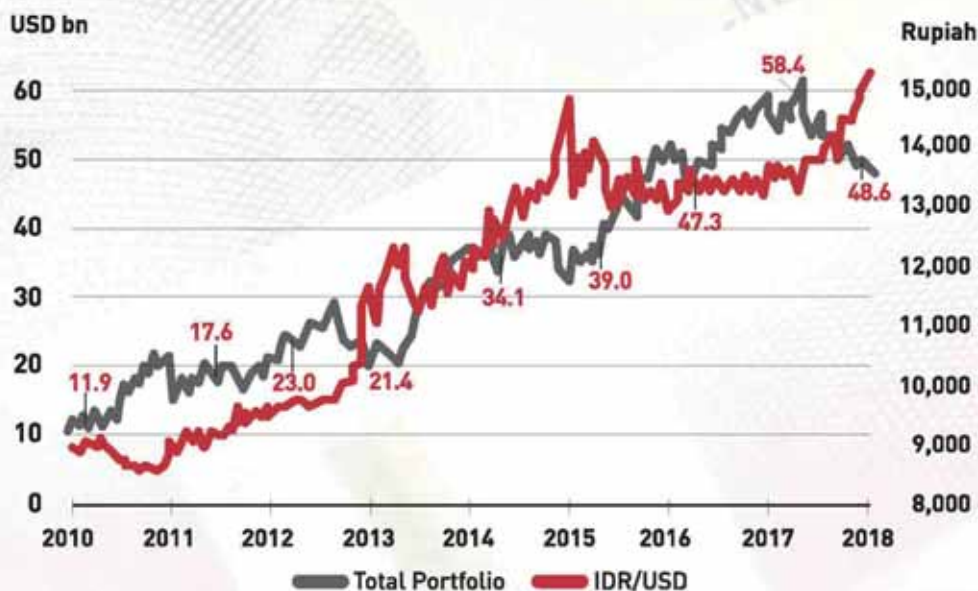


Sumber: Badan Pusat Statistik, CEIC

Rendahnya daya tarik FDI di Indonesia tidak terlepas dari masih belum meningkatnya secara signifikan tingkat Kemudahan Berusaha relatif terhadap negara sejenis seperti Thailand, Vietnam, Malaysia. Sehingga kesempatan pergerakan investasi dari Tiongkok ke negara-negara Asia Tenggara akibat perang dagang tidak dapat dimanfaatkan secara maksimal. Jauh berbeda dengan negara-negara sejenis yang sudah mengalami kenaikan FDI sepanjang tahun

2018. Bukan hanya investasi, kinerja arus jual-beli saham dan obligasi juga semakin menurun dibanding awal tahun dengan akumulasi arus keluar tercatat sebesar USD 9,8 miliar hingga akhir bulan Oktober. Penurunan ini tercatat sebagai arus modal keluar yang cukup signifikan dalam sepuluh tahun terakhir. Dimana, derasnya arus investasi maupun portfolio keluar sejalan dengan depresiasi Rupiah yang tercatat mencapai titik tertingginya pada bulan yang sama.

Gambar 1.12:
**Protfolio dan Nilai Rupiah (Nominal)
 September 2010-2018 (dalam miliar USD)**



Sumber: CEIC



Kedepannya, perlu ada perbaikan dalam menjaga kondisi transaksi modal dan keuangan yang saat ini kurang memuaskan, salah satunya dengan meminimalisir proses birokrasi dalam penanaman FDI. Apabila Indonesia dapat menjadi lebih terbuka dalam perdagangan maupun keuangan dalam beberapa periode ke depan, maka bukan tidak mungkin tekanan defisit neraca pembayaran dapat mereda. Baik melalui pergerakan FDI dari sektor non-migas maupun migas, selama investasi ke luar dapat terjaga, arus modal yang masuk dapat membantu mengurangi pengaruh defisit neraca berjalan terhadap nilai Rupiah. Semakin seimbang akumulasi transaksi penerimaan maka akan semakin stabil pula nilai tukarnya sehingga menjaga neraca pembayaran menjadi poin penting untuk dilakukan.

Analisis - Hubungan Defisit Transaksi Berjalan Dengan Nilai Tukar Rupiah

Salah satu poin penting yang perlu diperhatikan dalam menganalisis peran posisi sektor migas terhadap dinamika nilai tukar Rupiah adalah melihat bagaimana proses transmisi dan hubungan kausalitas di antara posisi perdagangan dan investasi serta nilai tukar. Secara teoretis, nilai tukar dipengaruhi oleh sumber permintaan dan pasokan nilai tukar. Tanpa intervensi bank sentral, nilai tukar akan bergerak sesuai

dengan jumlah permintaan dan pasokan yang tersedia di pasar nilai tukar.

Dalam konteks perdagangan, pasokan mata uang asing (yang direpresentasikan dengan dollar AS) datang dari ekspor barang dan jasa dari Indonesia ke pembeli di luar negeri. Eksportir yang menukarkan mata uang yang didapatkan dari ekspor akan mendorong ketersediaan pasokan mata uang asing. Sebaliknya, permintaan terhadap mata uang asing timbul dari kebutuhan untuk impor barang dan jasa. Dengan demikian, nilai ekspor bersih yang positif untuk barang (*trade balance surplus*) atau untuk keseluruhan barang dan jasa (*current account surplus*) umumnya mendorong kelebihan pasokan mata uang asing, yang akan mendorong penurunan nilai tukar mata uang asing (atau bisa diinterpretasikan sebagai apresiasi nilai tukar Rupiah).

Meskipun kegiatan perdagangan barang dan jasa merupakan penyumbang terbesar permintaan dan pasokan di pasar mata uang asing, kegiatan investasi juga dapat mendorong permintaan dan pasokan untuk mata uang asing. Arus modal yang masuk ke Indonesia, baik dalam bentuk investasi langsung maupun dalam bentuk portofolio, perlu dikonversi ke dalam nilai tukar Rupiah dan mendorong peningkatan pasokan mata uang asing. Sebaliknya, arus modal keluar, baik akibat aksi jual maupun adanya investasi orang dan badan Indonesia ke luar negeri, akan mendorong peningkatan permintaan terhadap mata uang asing. Dengan demikian, nilai arus modal masuk yang positif (*net capital inflow*) akan mendorong *financial*

account untuk menjadi positif secara keseluruhan, akan mendorong penurunan nilai tukar mata uang asing (atau bisa diinterpretasikan sebagai apresiasi nilai tukar Rupiah). Dalam beberapa kasus, nilai tukar Rupiah tetap dapat menguat meskipun Indonesia defisit neraca transaksi berjalan apabila terdapat cukup banyak arus modal masuk ke Indonesia.

Secara umum, peran dari perubahan posisi balance of payment berpengaruh langsung secara signifikan, di mana penurunan rasio BoP terhadap PDB sebesar 1% akan mendorong pelemahan nilai tukar sebesar 1,09% secara langsung di triwulan tersebut, seperti terlihat di tabel 1. Meskipun secara sekilas nilai ini terlihat kecil, perlu diperhatikan bahwa terdapat kelembaman yang sangat tinggi dalam pergerakan nilai tukar; pergerakan nilai tukar di triwulan sebelumnya sebesar 1% akan mendorong pergerakan nilai tukar di triwulan ini sebesar 0,92%-1,06% (rentang keyakinan 95%). Implikasi dari kelembaman nilai tukar adalah bahwa apabila pada Triwulan-I 2017 terjadi pelemahan posisi BoP sebesar 1% PDB dibanding kuartal sebelumnya dan pelemahan ini bertahan selama 4 triwulan, maka depresiasi pada Triwulan-IV 2017 akan mencapai angka 2,3-6,9%, tergantung pada tingkat kelembaman aktual dari nilai tukar.

Apabila kita membagi *balance of payment* ke dalam komponennya, yaitu neraca transaksi berjalan (*current account*) dan neraca keuangan (*financial account*), kita bisa melihat bahwa dampak dari perubahan posisi neraca transaksi

**// 1% penurunan
rasio BoP
terhadap PDB
akan mendorong
pelemahan nilai
Rupiah sebesar
1,09% //**

berjalan berpengaruh lebih dalam terhadap nilai tukar dibanding dampak dari perubahan neraca keuangan; perbaikan posisi neraca transaksi berjalan sebesar 1% PDB akan melemahkan nilai tukar USD/IDR (atau menguatkan Rupiah) sebesar 1,28%, sedangkan perbaikan neraca keuangan sebesar 1% PDB hanya melemahkan nilai USD/IDR sebesar 0,51%. Bila memasukkan efek kelembaman nilai tukar, maka pelemahan nilai tukar Rupiah dalam 4 triwulan akibat pelemahan posisi neraca transaksi berjalan dan keuangan sebesar masing-masing 1% PDB akan mendorong pelemahan Rupiah sebesar masing-masing 4,75% dan 1,87%. Dengan kata lain, kondisi perdagangan memiliki lebih pengaruh yang lebih kuat dibandingkan kondisi arus modal. Hal ini sangat mungkin disebabkan oleh karena sifat arus modal yang lebih fluktuatif, sedangkan neraca transaksi berjalan secara umum bersifat struktural.

Apabila kita secara lebih lanjut melihat dampak dari neraca perdagangan migas dan neraca perdagangan non-migas, maka kita melihat bahwa dampak dari perubahan posisi neraca non-migas terhadap nilai tukar lebih



kuat dibandingkan perubahan posisi neraca migas. Pelemahan posisi neraca perdagangan non migas sebesar 1% PDB akan mendorong pelemahan Rupiah sebesar 3,3%, sedangkan pelemahan posisi neraca perdagangan migas sebesar 1% PDB akan melemahkan Rupiah sebesar 0,7% PDB. Meskipun secara teori efek dari pelemahan posisi neraca perdagangan migas dan non-migas seharusnya berdampak mirip terhadap nilai tukar, dampak dari pelemahan neraca perdagangan non-migas mungkin menjadi lebih berpengaruh terhadap nilai tukar karena neraca perdagangan migas cenderung lebih terprediksi dan defisit dalam neraca ini memang tidak terhindarkan (produksi dalam negeri memang tidak mencukupi kebutuhan konsumsi dan industri). Di sisi lain, neraca perdagangan non-migas Indonesia secara tradisional selalu mencatatkan surplus sehingga defisit neraca non-migas ditangkap oleh pasar sebagai pelemahan serius dari struktur perdagangan Indonesia.

Berangkat dari kerangka neraca pembayaran, kita bisa melihat bahwa hulu dan hilir migas memiliki efek yang berbeda terhadap neraca pembayaran dan nilai tukar. Hulu migas, yang mengundang investasi skala besar dan mendorong produksi migas nasional, memiliki dampak akhir yang positif terhadap nilai tukar. Namun, peran BBM olahan dan gas sebagai bahan baku industri dan bahan bakar transportasi, yang tidak diimbangi dengan peningkatan kapasitas eksplorasi produksi BBM di dalam negeri, membuat aktivitas hilir migas secara

**// 1% penurunan
rasio CAD
terhadap PDB
akan mendorong
pelemahan nilai
Rupiah sebesar
1,28% //**

umum berdampak negatif terhadap neraca pembayaran dan nilai tukar. Dengan kapasitas hulu migas dalam negeri yang terus menurun dan permintaan yang meningkat, kami melihat bahwa dampak bersih dari sektor migas akan cenderung turun ke depannya. Untuk menurunkan defisit neraca perdagangan migas, kami melihat bahwa perlu ada langkah komprehensif yang menysasar hulu dan hilir migas secara bersamaan. Di sisi hulu, kemudahan bagi investor dalam melaksanakan aktivitas eksplorasi dan investasi menjadi penting untuk meningkatkan kapasitas produksi dalam negeri. Di sisi hilir, adanya kebijakan B20 yang diambil pemerintah, walaupun berdampak terbatas di jangka pendek (penurunan impor diesel dari peningkatan konsumsi dalam negeri akan menurunkan total ekspor CPO), berpotensi meningkatkan posisi neraca transaksi berjalan dengan meningkatkan harga CPO (akibat naiknya permintaan dunia secara total akibat kebijakan B20) dan memberi insentif bagi perkebunan kelapa sawit untuk meningkatkan produktivitas kebun dan rendemen CPO. Selain itu, dorongan untuk meningkatkan penggunaan sumber energi baru dan terbarukan juga dapat menekan kebutuhan konsumsi migas, terutama untuk kebutuhan pembangkitan listrik.

Outlook Energi Indonesia

Berdasarkan struktur dan proyeksi pertumbuhan ekonomi tersebut, konsumsi energi Indonesia dalam beberapa tahun ke depan diproyeksikan semakin meningkat. Sejumlah indikator penentu konsumsi energi, mengindikasikan bahwa konsumsi energi Indonesia berpotensi terus meningkat. Besaran GDP dan pertumbuhan jumlah penduduk yang terus meningkat, menjadi faktor penentu utama meningkatnya konsumsi energi Indonesia.

Pada tahun 2017, nilai GDP Indonesia tercatat sebesar Rp 13.589 triliun meningkat sekitar Rp 9.638 triliun dari 2007 yang tercatat sebesar Rp 3.951 triliun. Tidak hanya GDP Nominal yang tercatat meningkat, GDP per Kapita Indonesia juga tercatat meningkat dari Rp 17,51 juta pada 2007 menjadi Rp 51,88 juta pada 2017. Salah satu konsekuensi pertumbuhan GDP Nominal dan GDP per Kapita tersebut adalah memerlukan tingkat konsumsi energi yang lebih besar.



Jumlah penduduk Indonesia tercatat meningkat dari 225,64 juta pada 2007 menjadi 261,89 juta pada 2017. Demikian pula dengan jumlah rumah tangga, meningkat dari 56,41 juta pada 2007 menjadi 67,17 juta pada 2017. Perbaikan dalam pendapatan per kapita, mendorong konsumsi energi per kapita Indonesia juga meningkat. Konsumsi energi Indonesia tercatat meningkat dari 2,95 BOE per Kapita pada 2007 menjadi 3,54 BOE per Kapita pada 2017. Sepanjang 2007 – 2017 penduduk Indonesia tercatat mengalami pertumbuhan sekitar 1,24 % setiap tahunnya.

Berdasarkan sejumlah kondisi yang ada tersebut, Indonesia diproyeksikan akan berada pada posisi empat perekonomian dunia. Salah satunya karena didukung oleh pertumbuhan ekonomi Indonesia yang relatif stabil pada kisaran 5,2% di tahun 2018 dan 2019, serta PPP growth rate yang diproyeksikan di kisaran 3,7% pada periode 2021 – 2030.

Untuk mencapai kondisi sebagaimana diproyeksikan, dibutuhkan dukungan pasokan energi yang berkelanjutan dalam jangka panjang terutama untuk mempertahankan perekonomian yang stabil. Dalam hal ini Pertamina telah melakukan analisis dan memproyeksikan tingkat kebutuhan energi Indonesia untuk beberapa tahun ke depan.

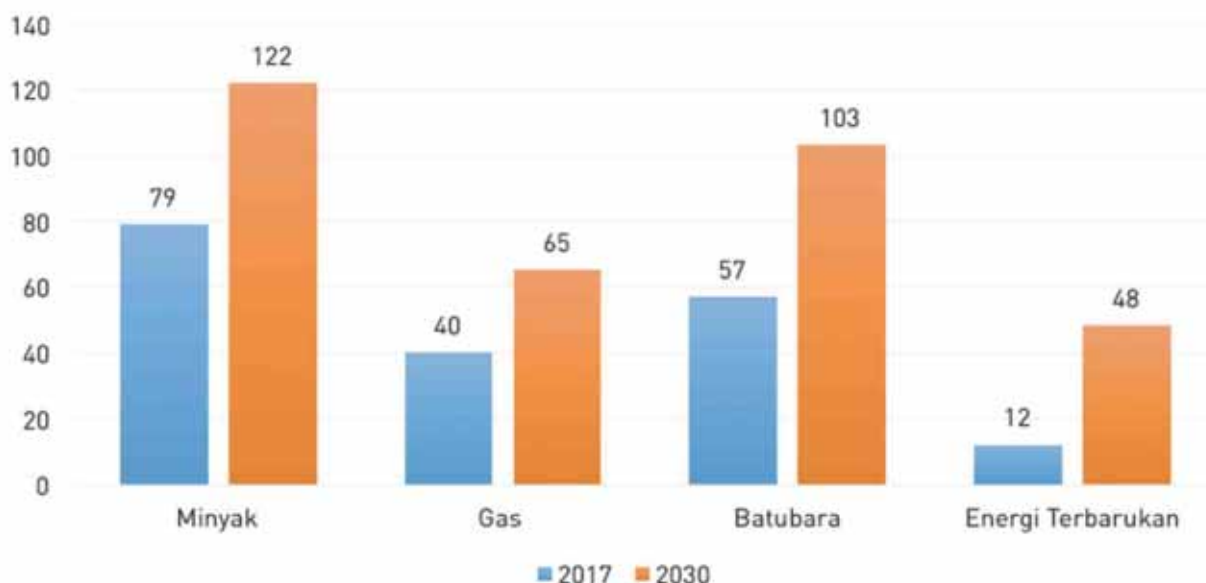
Seiring dengan tumbuhnya perekonomian Indonesia, Pertamina memproyeksikan sektor kelistrikan yang menopang industrialisasi akan mendominasi pertumbuhan permintaan energi

// Permintaan energi dari sektor kelistrikan diproyeksikan meningkat dengan kenaikan sebesar 8,15 % per tahun hingga 2030. //

sampai beberapa tahun ke depan. Permintaan energi dari sektor kelistrikan diproyeksikan meningkat dengan kenaikan sebesar 8,15 % per tahun hingga 2030. Sementara pertumbuhan permintaan energi sektor transportasi diproyeksikan sekitar 3,43 % per tahun dan di tahun 2030.

Dengan asumsi *base scenario*, proyeksi Pertamina menitikberatkan kepada model pemenuhan energi yang menopang aspirasi pertumbuhan ekonomi Indonesia. Indonesia fokus untuk memenuhi kebutuhan energi seiring dengan meningkatnya pertumbuhan. Meskipun peran *renewable* sudah semakin naik, namun kebutuhan Utama tetap dipenuhi oleh Minyak dan Batubara yang “*affordable*” setidaknya hingga 2030. Dalam model ini, kebutuhan energi berbasis Minyak Bumi telah memperhitungkan dinamika pertumbuhan *elektrik vehicle*, *fuel economy*, urbanisasi, dan penggunaan *biodiesel*.

Gambar 1.13:
Kebutuhan Energi Primer Indonesia (MTOE)
Tahun 2017 dan 2030



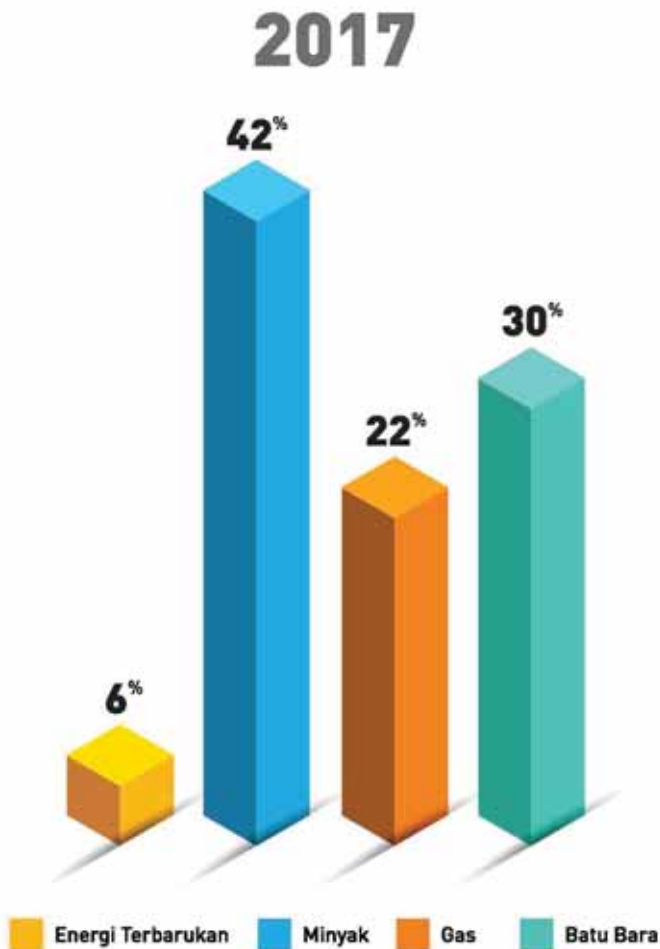
Sumber: Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2018 dan Pertamina Tim Analisis
*2017: data realisasi, Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2018
*2030: data proyeksi Pertamina Tim Analisis

Dari sisi pemenuhan, minyak diproyeksikan akan mendominasi porsi pemenuhan untuk permintaan energi Indonesia di tahun 2030.

Minyak akan memenuhi permintaan energi Indonesia dengan pertumbuhan sekitar 3,4% per tahun sampai 2030. Konsumsi batubara Indonesia sampai dengan 2030 diproyeksikan meningkat sekitar 4,7% per tahun. Konsumsi gas Indonesia diproyeksikan meningkat rata-rata 3,8% per tahun sampai

dengan tahun 2030. Permintaan sumber energi *renewables* menunjukkan pertumbuhan yang signifikan dengan semakin berkembangnya teknologi serta konsistennya penerapan *Biofuel* di Indonesia, dalam hal ini *biofuel* diproyeksikan akan tumbuh sekitar 5%, hydro sekitar 6% dan Geothermal tumbuh sekitar 6% setiap tahunnya hingga 2030.

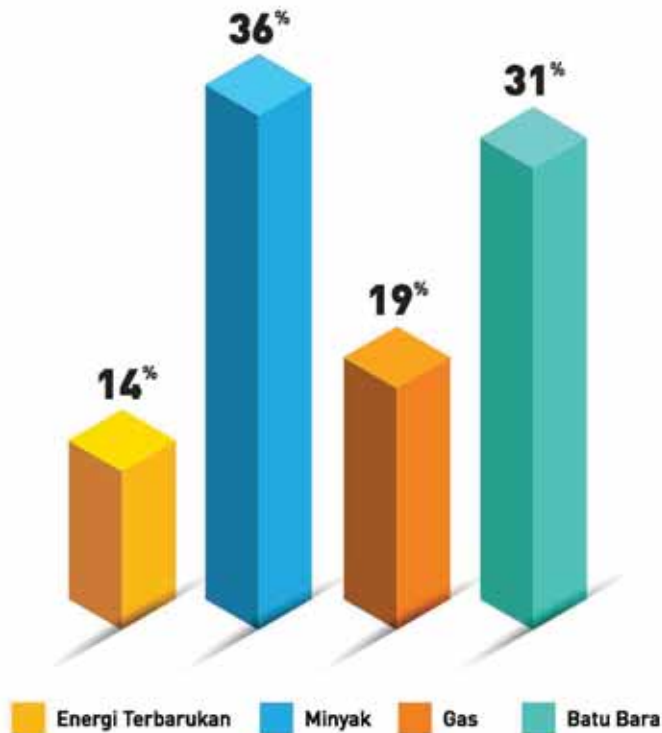
Gambar 1.14:
Gambaran Bauran Energi Primer
di Tahun 2017 dan 2030



Dari sisi permintaan, minyak diproyeksikan akan mendominasi porsi permintaan energi Indonesia di tahun 2030. Minyak akan memenuhi permintaan energi Indonesia dengan pertumbuhan rata-rata sekitar 3,4% per tahun sampai 2030. Konsumsi

batubara Indonesia sampai dengan 2030 diproyeksikan meningkat rata-rata sekitar 4,7 % per tahun. Konsumsi gas Indonesia diproyeksikan meningkat rata-rata 3.8 % per tahun sampai dengan tahun 2030. Permintaan sumber energi terbarukan menunjukkan

2030



pertumbuhan yang signifikan dengan semakin berkembangnya teknologi serta konsistennya penerapan kebijakan *biofuel* di Indonesia. *Biofuel* diproyeksikan akan tumbuh sekitar 5 %, *hydro* sekitar 6 % dan *geothermal* tumbuh rata-rata sekitar 6 % setiap tahunnya hingga 2030.

Sumber: Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2018 dan Pertamina Tim Analisis

- *2017: data realisasi, Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2018
- *2030: data proyeksi Pertamina Tim Analisis



Implikasi dari proyeksi Pertamina terhadap bauran energi primer Indonesia memperkirakan peran minyak masih dominan sampai dengan 2030. Namun seiring dengan berkembangnya teknologi, porsi minyak akan tergantikan oleh penggunaan energi baru dan terbarukan.

Setelah 2030, banyak hal yang menarik diproyeksikan terjadi. Adanya disrupsi baik dari perkembangan teknologi *renewable* dan pergeseran gaya hidup membuat permintaan terhadap sumber energi menjadi semakin bergeser ke arah elektrifikasi dengan menumbuhkan peran sumber energi berbasis *renewable*.

Saat ini adalah masa-masa transisi yang sangat *volatile*, sehingga dalam melihat proyeksi yang ada, Pertamina membuat 2

skenario tambahan untuk mengantisipasi arah pergerakan yang kemungkinan akan terjadi kedepannya. Skenario tambahan pertama adalah *Oil Superabundance* dimana disaumsikan akan ditemukan sumber-sumber fosil baru dengan teknologi yang semakin mendukung keekonomian. Skenario ini akan menggeser skenario awal sebesar 3% peningkatan porsi minyak bumi terhadap *renewable* didalam bauran sumber energi primer. Sebaliknya adalah skenario *Green Transformation*, yang akan mengakselerasi pertumbuhan sumber energi terbarukan dan mengeser peran minyak bumi sebesar 2% didalam bauran sumber energi primer.







BAB 2

OUTLOOK MINYAK & GAS

Sanksi Amerika Serikat terhadap Iran berpotensi mengubah konstelasi perdagangan dan harga minyak dunia pada 2019. Pada tahun 2017, rata-rata produksi minyak Iran sekitar 4,98 juta barel per hari atau sekitar 5,5 % dari total produksi minyak dunia di tahun yang sama. Pemberlakuan sanksi berpotensi mengurangi pasokan minyak di pasar global dan dapat mendorong harga berada pada level yang lebih tinggi.



MINYAK

Cadangan

Pada 2019, cadangan minyak dunia masih akan dikuasai oleh OPEC. Pada 2017 OPEC menguasai sekitar 71,83% cadangan minyak dunia.

Saat ini cadangan minyak dunia dikuasai OPEC, dengan porsi penguasaan lebih dari 71 %. Non-OPEC menguasai sekitar 28 %. Sebagian besar- di atas 66 %-, cadangan OPEC terkonsentrasi di Timur Tengah. Venezuela dan Saudi Arabia menguasai sekitar 47 % dari cadangan OPEC. Sejumlah anggota OPEC mampu meningkatkan cadangan cukup signifikan.



Dalam sepuluh tahun terakhir, cadangan bersih minyak OPEC bertambah sekitar 190 miliar barel. Cadangan bersih minyak Non-OPEC bertambah sekitar 10 miliar barel. Saat ini cadangan minyak terbukti yang dikuasai OPEC sekitar 1.218 miliar barel. Penambahan cadangan berasal dari hasil kegiatan eksplorasi intensif, *enhanced recoveries*, dan penerapan praktik terbaik industri migas yang dilakukan sejumlah anggota OPEC.

Pertumbuhan cadangan minyak dunia diproyeksikan membaik. Salah satunya karena pemulihan harga minyak direpson positif oleh perusahaan migas dunia. Aktivitas eksplorasi di kawasan Amerika dan yang lain mulai pulih kembali. Hal tersebut tercermin dari jumlah rig

yang beroperasi di sejumlah kawasan. Cadangan minyak dalam beberapa waktu ke depan diproyeksikan akan tumbuh positif.

Harga minyak yang tinggi selama 2008 – 2014 (semester pertama) mendorong sejumlah produsen minyak meningkatkan kapasitas produksi. OPEC meningkatkan produksinya masing 3,3 % pada 2008, 3,1 % pada 2010, 2,3 % pada 2011, dan 4,3 % pada 2012. Non OPEC tercatat meningkatkan produksi pada 2009, 2010, 2012, 2013, dan 2014 masing-masing 1,4%, 2,1 %, 1,4 %, 2,8 %, dan 4,5 %.

OPEC dan Non OPEC memberikan respon berbeda terhadap penurunan harga minyak. OPEC menaikkan kapasitas

Gambar 2.1:

Distribusi Penguasaan Cadangan Minyak Dunia



produksi mereka sebesar 3,8 % pada 2015 dan 3,2 % pada 2016. Respon tersebut terkait fiskal anggota OPEC cukup tergantung terhadap penerimaan migas. Karena itu sejumlah anggota OPEC relatif tidak memiliki opsi selain menaikkan kapasitas produksi di dalam merespon penurunan harga minyak. Sementara Non OPEC merespon penurunan harga minyak dengan menurunkan kapasitas produksi mereka.

OPEC menambah 190 milyar barel cadangan bersih minyak dalam 10 tahun terakhir

Gambar 2.2:
Pertumbuhan Bersih* Cadangan Minyak Dunia



Sumber : OPEC dan EIA 2016, diolah
*Cadangan bersih: tambahan cadangan setelah dikurangi produksi



Produksi

Pertumbuhan produksi minyak lebih besar dibandingkan pertumbuhan konsumsinya. Selama 2018-2019 produksi minyak dunia diproyeksikan tumbuh sekitar 2 %, lebih tinggi dari rata-rata pertumbuhan 2008-2017, rata-rata 1,21 % per tahun. Lebih dari 54 % produksi minyak terkonsentrasi di wilayah Timur Tengah dan Amerika Utara. Amerika Serikat, Saudi Arabia, dan Rusia diproyeksikan tetap menjadi kontributor utama dalam produksi minyak dunia.

Kontribusi Non-OPEC dalam produksi minyak dunia sekitar 55-59 %. Negara OECD menjadi kontributor terbesar (44,14 %) produksi minyak Non-OPEC. Untuk OECD, Amerika Serikat merupakan kontributor terbesar dengan produksi diproyeksikan lebih dari 13 juta barel

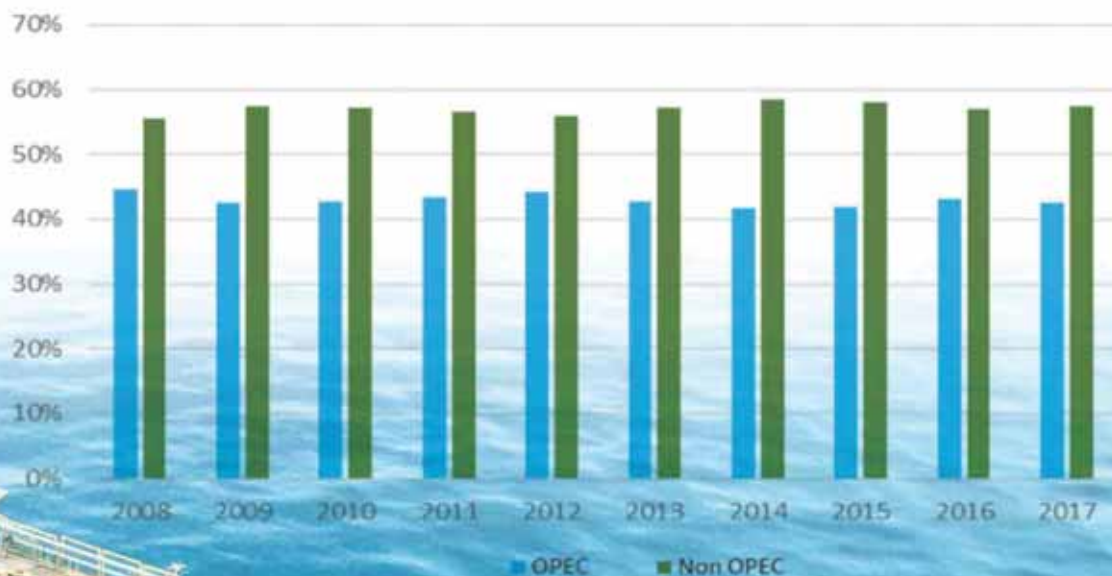
// *Produksi
minyak dunia
2018-2019
diproyeksikan
tumbuh sekitar
2 % //*

per hari pada tahun 2019. Peningkatan produksi minyak Amerika Serikat menggeser peta perdagangan minyak dunia. Amerika Serikat yang merupakan importir minyak terbesar, diproyeksikan secara bertahap dapat memenuhi kebutuhannya sendiri.

OPEC diproyeksikan tetap memiliki peran penting dalam perdagangan minyak dunia. Untuk mempertahankan pangsa pasar, OPEC diproyeksikan akan



Gambar 2.3 :
Perkembangan Porsi Produksi Minyak



Sumber: OPEC dan EIA 2019, *telah

// Porsi produksi Non-OPEC 55 - 59 % dari produksi minyak dunia //

tetap mempertahankan kuota produksi. Harga minyak yang rendah- yang telah menghantam keuangan dan perekonomian sejumlah anggotanya-, berpotensi mendorong OPEC meningkatkan produksi. Anggota OPEC yang berpotensi meningkatkan kuota produksi pada 2018 dan 2019 diantaranya Saudi Arabia, Iran, Kuwait, Qatar, Nigeria, dan Algeria.



Konsumsi

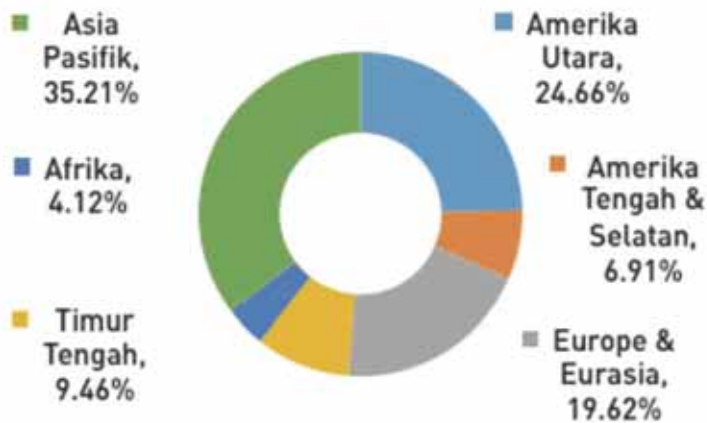


Konsumsi minyak dunia pada 2018-2019 diproyeksikan tumbuh sekitar 2%. Pertumbuhan didorong membaiknya pertumbuhan ekonomi sejumlah negara yang menjadi konsumen utama. Konsumsi minyak wilayah Eropa yang selama 2008-2014, tumbuh negatif diproyeksikan pulih kembali. Selama tiga tahun terakhir, konsumsi minyak wilayah Eropa tumbuh

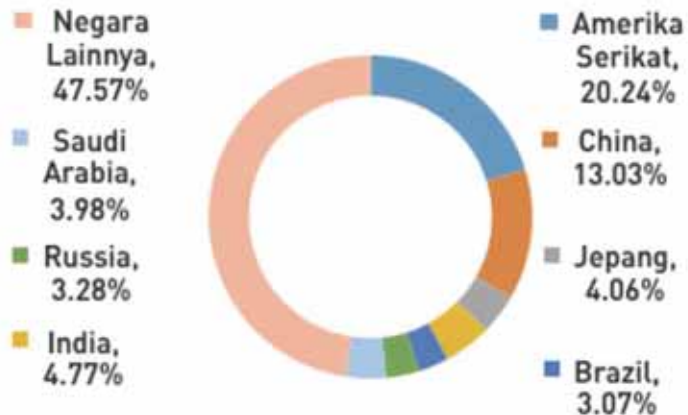
positif rata-rata sekitar 1,78 % per tahun. Konsumsi minyak negara OECD yang selama 2008-2014 turun sekitar 1,32 % per tahun, juga mulai pulih kembali. Peningkatan konsumsi minyak diproyeksikan didorong oleh permintaan dari negara-negara Non OECD yang selama 2008-2017 tumbuh sekitar 3,2 % per tahun.

Gambar 2.4 :
**Distribusi Konsumsi Minyak Dunia
 2017**

Berdasarkan Kawasan



Berdasarkan Negara



Sumber: OPEC dan EIA 2018, diolah.



GAS

Pada 2017 sekitar 81,50% cadangan gas dunia terkonsentrasi di Timur Tengah, Asia Pasifik, dan Eurasia. Pada 2019, cadangan gas dunia diproyeksikan terkonsentrasi di wilayah yang sama.

Saat ini sekitar 81,50% cadangan gas dunia terkonsentrasi di Timur Tengah, Eropa, dan Eurasia. Timur Tengah menguasai sekitar 40,90% cadangan gas dunia. Asia Pasifik dan Eurasia menguasai sekitar 40,60%. Iran dan Qatar menguasai sekitar 30,05 % cadangan gas dunia. Sementara Rusia menguasai sekitar 18,07%. Ketiga negara tersebut menguasai sekitar 48,13% cadangan gas dunia.



Produksi

Gambar 2.4 :
Distribusi Penguasaan Cadangan Gas
2017

Berdasarkan Wilayah





Berdasarkan Negara



Sumber: OPEC dan EIA 2016, diolah

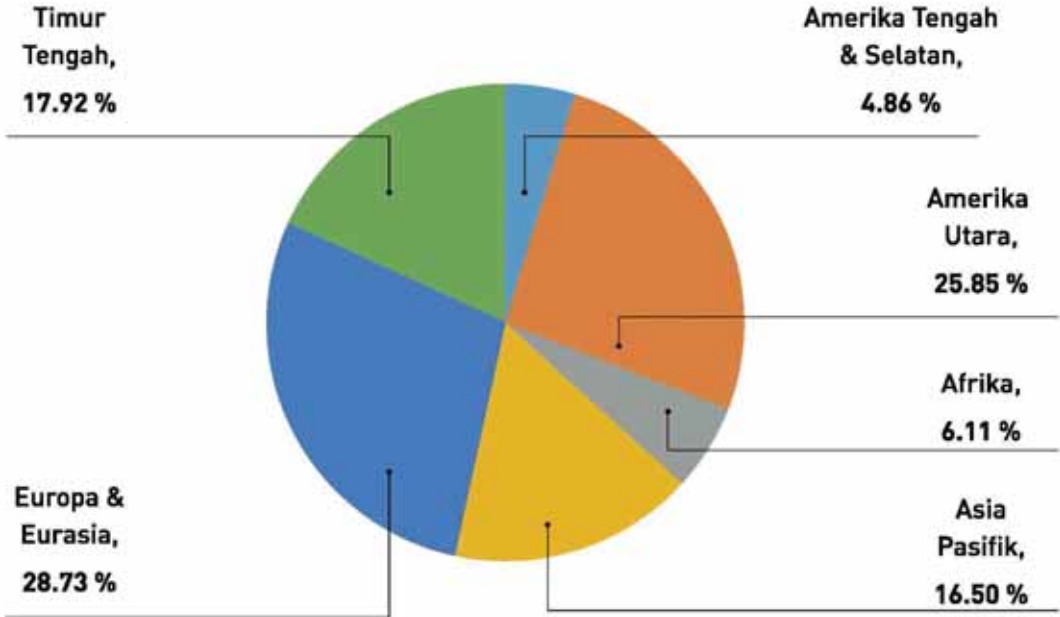
Selama 2018-2019, cadangan gas dunia diproyeksikan tetap tumbuh positif, sekitar 1,25%. Kawasan Amerika Utara diproyeksikan tumbuh sekitar 1,5%, dengan kontributor utama Amerika Serikat yang tumbuh lebih dari 2 %. Cadangan gas di Amerika Tengah dan Amerika Selatan diproyeksikan tumbuh positif karena meningkatnya cadangan Brazil sekitar 1,2 %. Tren positif penambahan cadangan gas sejumlah negara seperti Italia, Polandia, Kazakhstan, Rusia, Israel, India,

Indonesia, dan Pakistan yang terjadi pada 2017 diproyeksikan masih akan berlanjut sampai dengan 2019.

Produksi gas dunia diproyeksikan tumbuh lebih tinggi dari tingkat konsumsinya. Selama sepuluh tahun terakhir, produksi gas dunia rata-rata tumbuh 2,30 % per tahun. Sementara konsumsinya rata-rata tumbuh 2,20 % per tahun. Sekitar 82,45% produksi gas dunia terkonsentrasi di wilayah Amerika Utara, Timur Tengah, Eurasia, dan Asia Pasifik. Amerika Serikat

Gambar 2.5 :
Distribusi Produksi Gas Dunia 2017

Berdasarkan Wilayah



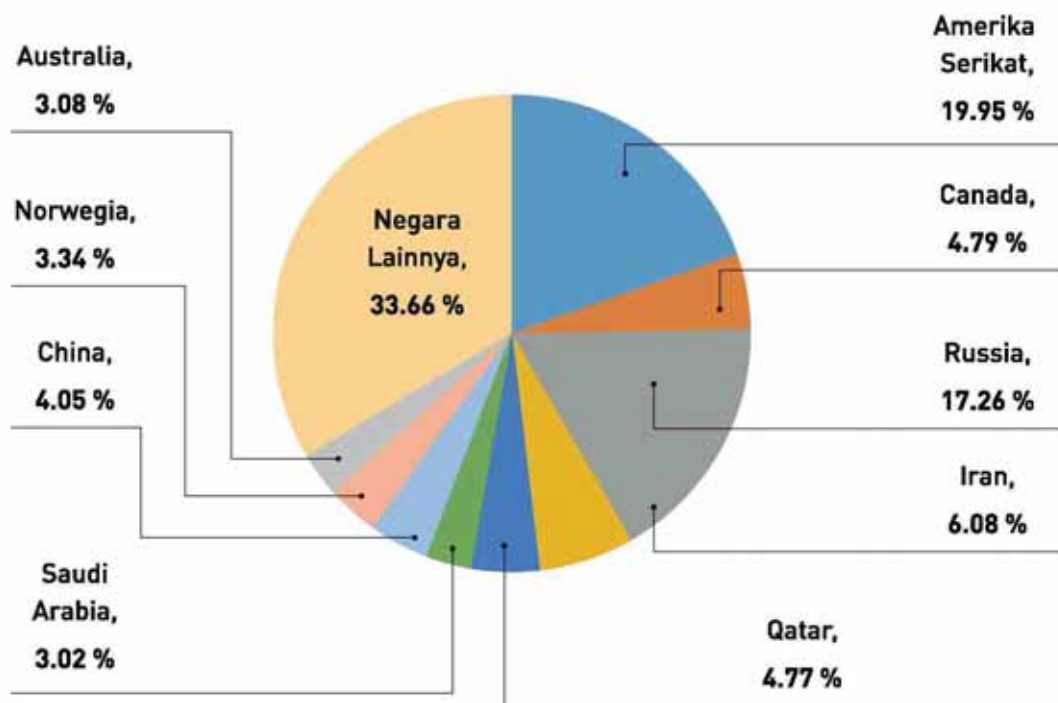
Sumber: OPEC dan EIA 2018, diolah.

dan Rusia merupakan produsen utama gas dunia, dengan kontribusi sekitar 37,23%. Dari kawasan Timur Tengah, Iran dan Qatar merupakan produsen gas utama dengan porsi produksi sekitar 10,86 % produksi dunia.

Untuk tahun 2018-2019, produksi gas dunia diproyeksikan tumbuh sekitar 3%. Pertumbuhan terbesar dari kawasan Afrika, sekitar 9 %. Pertumbuhan didorong meningkatnya produksi Mesir

sekitar 18 % dan Nigeria sekitar 16 %. Produksi gas kawasan Asia Pasifik yang berkontribusi sekitar 16,50 % produksi dunia, diproyeksikan meningkat sekitar 4,2 %. Pertumbuhan akibat meningkatnya produksi Australia, China, India, Malaysia, Brunei, Pakistan, dan Bangladesh. Produksi gas kawasan Timur Tengah diproyeksikan meningkat sekitar 4,5 % dengan kontributor utama Iran, Qatar, Saudi Arabia, Kuwait, dan Uni Emirat Arab.

Berdasarkan Wilayah



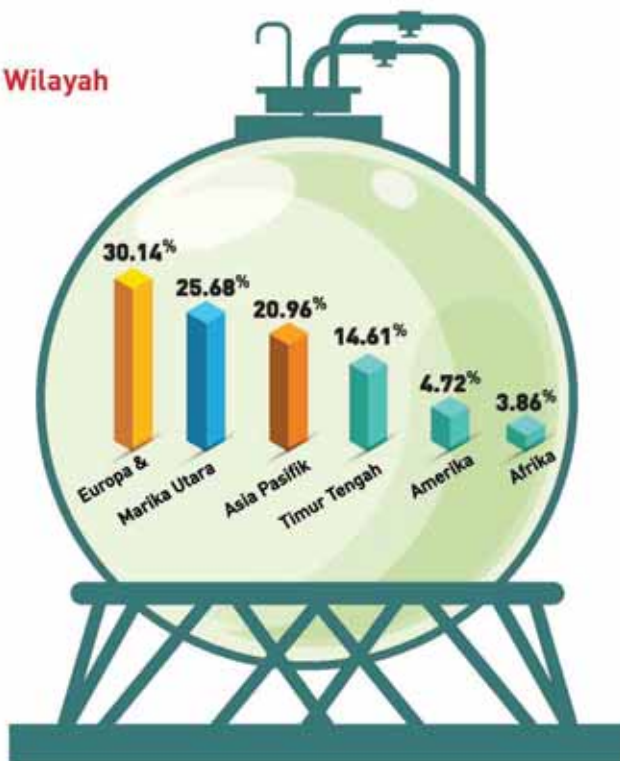
Sumber: OPEC dan EIA 2018, diolah.



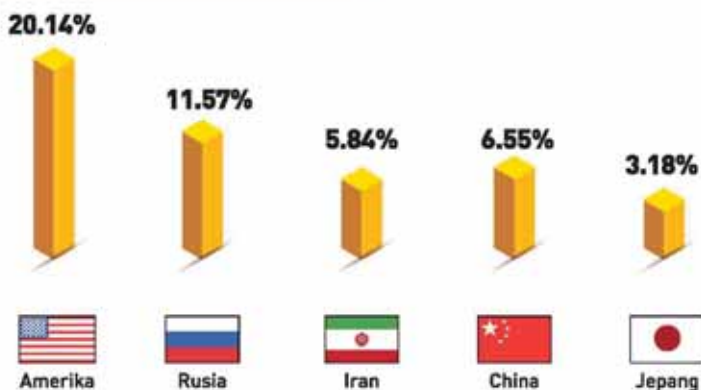
Konsumsi

Gambar 2.6 :
Distribusi Konsumsi Gas Dunia 2017

Berdasarkan Wilayah



Berdasarkan Negara



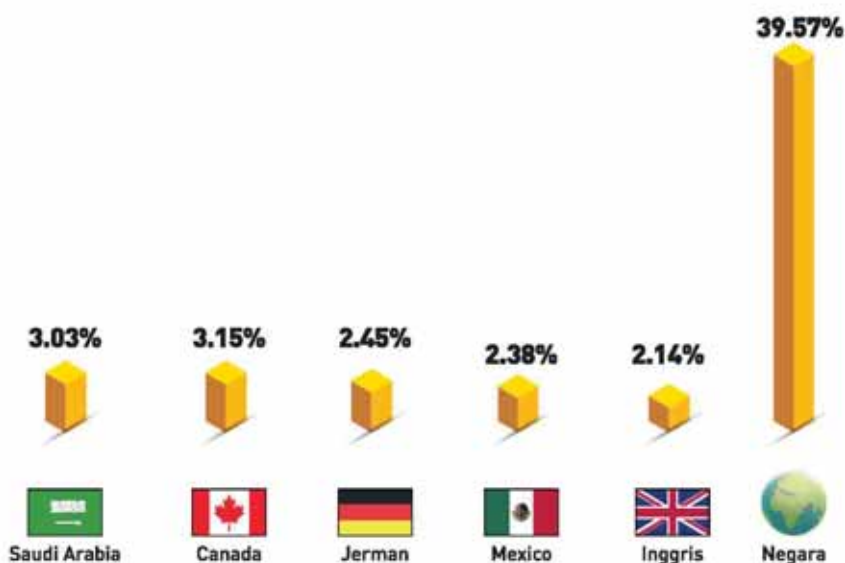
Sumber: OPEC dan EIA 2018, diolah.

Pada 2018-2019 konsumsi gas dunia diproyeksikan tumbuh sekitar 2,5%. Peningkatan disebabkan oleh pemulihan ekonomi negara-negara konsumen utama gas. Wilayah yang konsumsi gasnya diproyeksikan akan meningkat diantaranya Asia Pasifik, Timur Tengah, Eropa, dan Eurasia. Sementara konsumsi gas di kawasan Amerika Utara dan Amerika Tengah dan Selatan diproyeksikan tumbuh negatif. Penurunan disebabkan mulai berkurangnya konsumsi gas dari Amerika Serikat, Meksiko, Kolombia, Ekuador, Peru, dan Venezuela.

Pertumbuhan konsumsi gas pada wilayah Asia Pasifik, Timur Tengah, dan Afrika rata-rata mencapai 2-3 kali pertumbuhan konsumsi dunia. Mesin pertumbuhan

konsumsi gas kawasan Asia Pasifik adalah China, Jepang, India, dan Korea Selatan. Timur Tengah adalah Irak, Iran, Israel, Qatar, dan Saudi Arabia. Sementara mesin pertumbuhan konsumsi gas wilayah Afrika adalah Mesir, Algeria, Afrika Timur, Afrika Barat, dan Afrika Tengah.

Sekitar 91,41% konsumsi gas dunia terkonsentrasi di kawasan Amerika Utara, Eropa, Euarsia, Timur Tengah, dan Asia Pasifik. Porsi konsumsi kawasan Amerika Utara, Eropa, Eurasia dan Asia Pasifik mencapai sekitar 76,80 %. Amerika Serikat merupakan konsumen gas terbesar dengan porsi konsumsi mencapai 20,14 %. Selain Amerika, negara yang juga termasuk konsumen utama adalah Rusia, China, Iran, dan Jepang.





LNG

*Pasokan LNG Dunia tumbuh
12% per tahun*

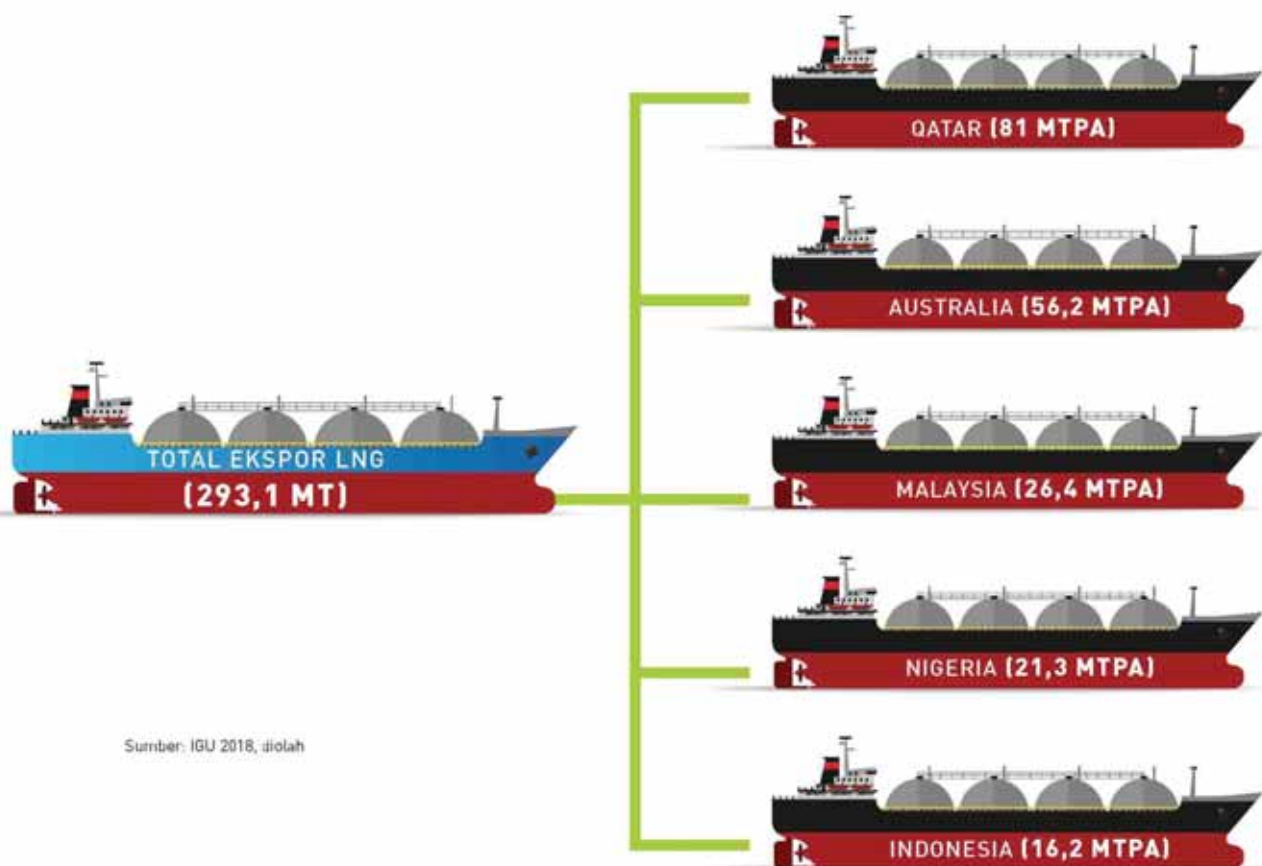
Pasokan LNG ke pasar dunia meningkat sekitar 12 % per tahun. Volume perdagangan LNG pada 2017 meningkat menjadi 293,1 MT atau meningkat sebesar 35,2 MT dari tahun 2016. Peningkatan diantaranya akibat proyek kilang LNG di Australia dan Amerika Serikat mulai berproduksi. Pertumbuhan pasokan LNG juga merupakan respon terhadap pertumbuhan pasar di Asia. China dan Korea Selatan merupakan pendorong utama dengan permintaan LNG tambahan masing-masing sebesar 12,7 MT dan 4,9 MT.

Sekitar 85 % ekspor LNG berasal dari kawasan Timur Tengah, Asia Pasifik, dan Afrika. Qatar merupakan eksportir utama. Porsi ekspor Qatar sekitar 27,60 %. Tambahan pasokan LNG relatif merata antara Cekungan Atlantik dan Pasifik, dengan Australia bertambah 11,9 MT dan Amerika Serikat bertambah 10,2 MT. Porsi kedua negara tersebut sekitar 60 % terhadap pasokan LNG yang baru.



Gambar 2.7 :

Negara Eksportir LNG Terbesar Tahun 2017



Sumber: IGU 2018, diolah

Lima besar eksportir LNG dunia pada tahun 2017 adalah Qatar, Australia, Malaysia, Nigeria, Indonesia yang komposisinya relatif sama dengan tahun 2015. Dengan tingkat produksi dalam kapasitas penuh dari kilang di Sabine Pass LNG, serta proyek-proyek baru Cove Point LNG, Freeport LNG, dan Elba Island LNG, Amerika Serikat diproyeksikan akan berada dalam jajaran produsen LNG utama pada tahun 2018. Sementara Kamerun akan bergabung dengan grup negara-negara pengekspor LNG ketika Kribi FLNG telah mulai beroperasi penuh.

Lima Besar Eksportir

Selama tahun 2017, terdapat tiga negara yang menurunkan ekspor LNG diantaranya Indonesia, Norwegia, dan UEA. Ekspor Indonesia turun karena permasalahan bahan baku. Di UAE, keseimbangan yang lebih ketat antara feedgas dan permintaan domestik menyebabkan penurunan volume ekspor. Ekspor Norwegia juga menurun, tetapi relatif kecil yaitu sekitar 40.000 ton, kurang dari satu kargo.

Sekitar 72 % impor LNG dunia dilakukan oleh kawasan Asia Pasifik. Jepang menjadi importir utama dengan porsi sekitar

28,80% impor dunia. Pasar baru LNG yaitu Kolombia, Jamaika, dan Malta tercatat hanya mengimpor 0,5 MT pada tahun 2017. Sebaliknya, pasar Asia dan Asia Pasifik meningkatkan impor LNG, yang utamanya didorong oleh China dan Korea Selatan.

Wilayah Asia Pasifik menjadi pengimpor LNG terbesar pada tahun 2017, yaitu sekitar 50,3% dari impor LNG global. Meskipun dominan, pangsa pasar kawasan Asia Pasifik menurun. Penurunan diantaranya akibat pemulihan permintaan dari wilayah Eropa. Seperti pada tahun 2016, pembeli Asia-Pasifik memperoleh pasokan LNG yang sebagian besar dari kawasan yang sama. Kondisi ini menyebabkan perdagangan intra-regional meningkat dari 76,5 MT pada 2016 menjadi 83,9 MT pada tahun 2017.

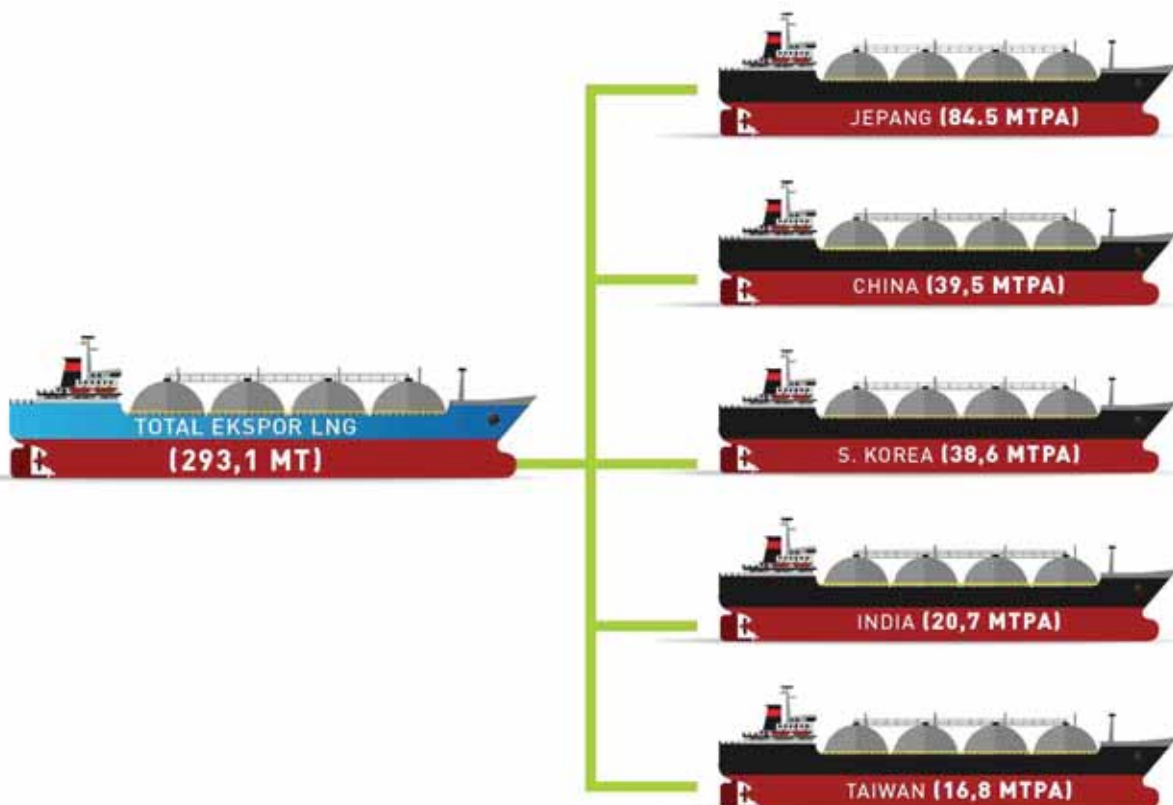
Wilayah Asia mengukuhkan posisinya sebagai importir LNG terbesar kedua selama 2017. Asia merupakan pendorong utama pertumbuhan impor LNG, dengan meningkatnya impor China sebesar 12,7 MT, Pakistan 2,4 MT dan India 1,5 MT. Pertumbuhan impor ketiga negara ini kemungkinan masih terus bertahan selama periode 2018-2019. Pasar regional baru yaitu Bangladesh yang menerima kargo pertamanya selama 2018 akan menambah jumlah importir dan mendorong volume impor LNG semakin meningkat.



Lima Besar Importir

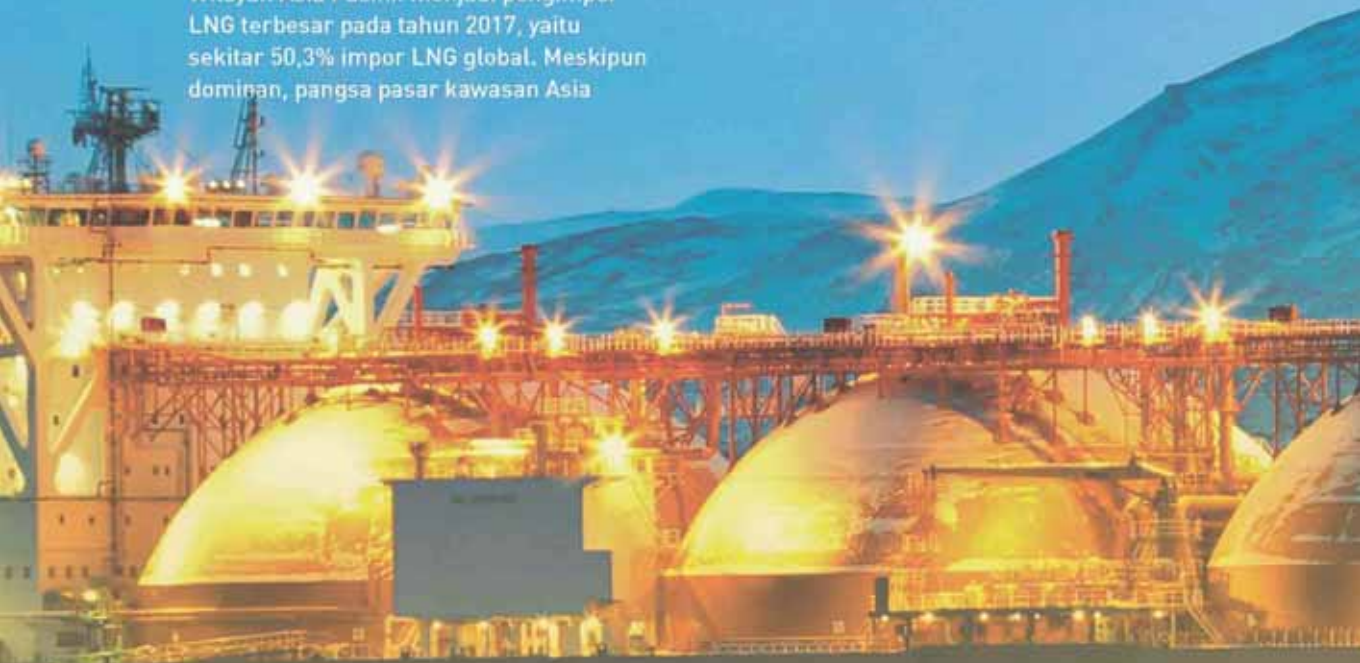
Gambar 2.8 :

Negara Importir LNG Terbesar Tahun 2017



Sumber: IGU 2018, diolah

Sekitar 72 % impor LNG dunia dilakukan oleh kawasan Asia Pasifik. Jepang menjadi importir utama dengan 28,80% impor dunia. Pasar baru LNG yaitu Kolombia, Jamaika, dan Malta tercatat hanya mengimpor 0,5 MT pada tahun 2017. Wilayah Asia Pasifik menjadi pengimpor LNG terbesar pada tahun 2017, yaitu sekitar 50,3% impor LNG global. Meskipun dominan, pangsa pasar kawasan Asia



Pasifik menurun. Penurunan porsi diantaranya akibat pemulihan permintaan atau impor dari wilayah Eropa. Seperti pada tahun 2016, pembeli Asia-Pasifik memperoleh pasokan LNG yang sebagian besar dari penjual di kawasan yang sama. Kondisi ini menyebabkan perdagangan intra-regional meningkat dari 76,5 MT pada 2016 menjadi 83,9 MT pada tahun 2017.

Wilayah Asia mengukuhkan posisinya sebagai importir LNG terbesar kedua

selama 2017. Asia merupakan pendorong utama pertumbuhan impor LNG, dengan meningkatnya impor China sebesar 12,7 MT, Pakistan 2,4 MT dan India 1,5 MT. Pertumbuhan impor ketiga negara ini kemungkinan masih terus bertahan selama periode 2018-2019. Selanjutnya, pasar regional baru yaitu Bangladesh yang menerima kargo pertamanya selama 2018 akan menambah jumlah importir dan volume impor LNG semakin meningkat.



KILANG MINYAK

*Kapasitas kilang dunia
tumbuh 1,6%*

Saat ini kapasitas kilang dunia sekitar 98,13 juta barel per hari. Sekitar 80,46 % kapasitas kilang dunia terdistribusi di kawasan Asia Pasifik, Amerika Utara, Eropa, dan Eurasia. Pertumbuhan kapasitas kilang dunia dalam sepuluh tahun terakhir rata-rata sekitar 1,6 % per tahun. Kawasan Asia Pasifik menguasai sekitar 33,93 % kapasitas kilang minyak dunia. Dari porsi tersebut, 23,80% diantaranya terdistribusi di China, India, Jepang, dan Korea Selatan. China menguasai sekitar 14,78 % kapasitas kilang dunia. Kawasan Amerika Utara menguasai sekitar 22,49 % kapasitas kilang dunia, dengan Amerika Serikat menguasai sekitar 18,91 % diantaranya.

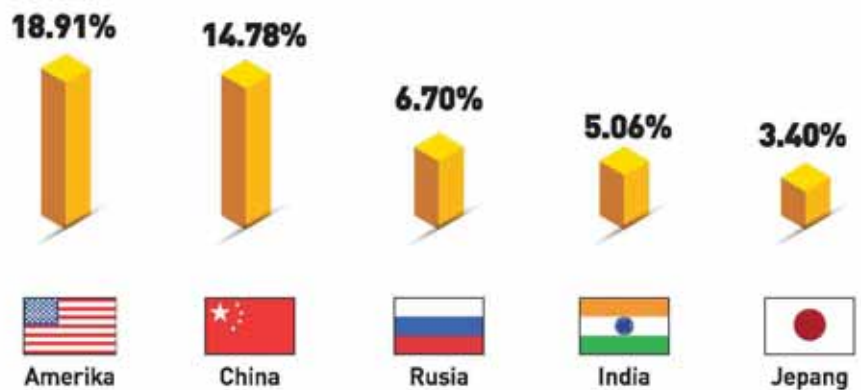
Selama 2018-2019, kapasitas kilang minyak dunia diproyeksikan tumbuh sekitar 2 %. Pertumbuhan terutama akibat sejumlah proyek kilang di Asia Pasifik dan Timur Tengah yang segera beroperasi dalam waktu dekat. Sampai dengan 2019, kapasitas kilang di Asia Pasifik diproyeksikan akan bertambah sekitar 4 juta barel per hari. Sebagian besar penambahan kapasitas berasal dari proyek kilang di China.

Gambar 2.9 :
Distribusi Kapasitas Kilang Dunia
Tahun 2017

Berdasarkan Wilayah



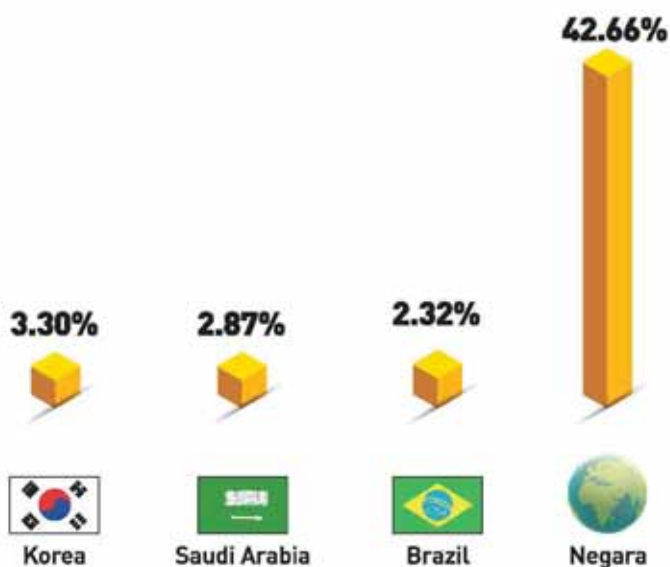
Berdasarkan Negara



Sumber: OPEC dan EIA 2018, diolah.

Kawasan Timur Tengah sedang mengerjakan sejumlah proyek kilang dengan total kapasitas sekitar 4,25 juta barel per hari. Sekitar 2,5 juta barel per hari diantaranya akan on stream sebelum 2019. Saudi Arabia sedang mengerjakan proyek kilang di Yanbu, Jazan Industrial City, dan Ras Taruna. Uni Emirat Arab sedang menyelesaikan proyek kilang di Ruwais dan Fujairah. Kuwait akan menyelesaikan proyek kilang di Al Ahmadi, Al-Zour, dan Shuaiba. Irak sedang melakukan negosiasi dengan beberapa investor untuk proyek kilang. Sementara Oman sedang mengerjakan proyek kilang di Duqm.

// Timur Tengah sedang mengerjakan proyek kilang dengan kapasitas 4,25 juta barel per hari //





KONDISI INDONESIA

MINYAK

Cadangan

Cadangan (terbukti dan potensial) minyak Indonesia pada 2017 sekitar 7,53 milyar barel, dengan cadangan terbukti sekitar 3,17 milyar barel atau setara 0,18 % cadangan dunia. Sekitar 86 % cadangan minyak Indonesia terkonsentrasi di wilayah Sumatera dan Jawa. Jumlah wilayah kerja eksplorasi migas di Indonesia terus meningkat. Rata-rata sukses rasio dari kegiatan pemboran sumur eksplorasi di Indonesia dalam lima tahun terakhir sekitar 33 %. Cadangan minyak Indonesia berpotensi bertambah jika kegiatan eksplorasi sejumlah KKKS Non Konvensional sukses menemukan cadangan.

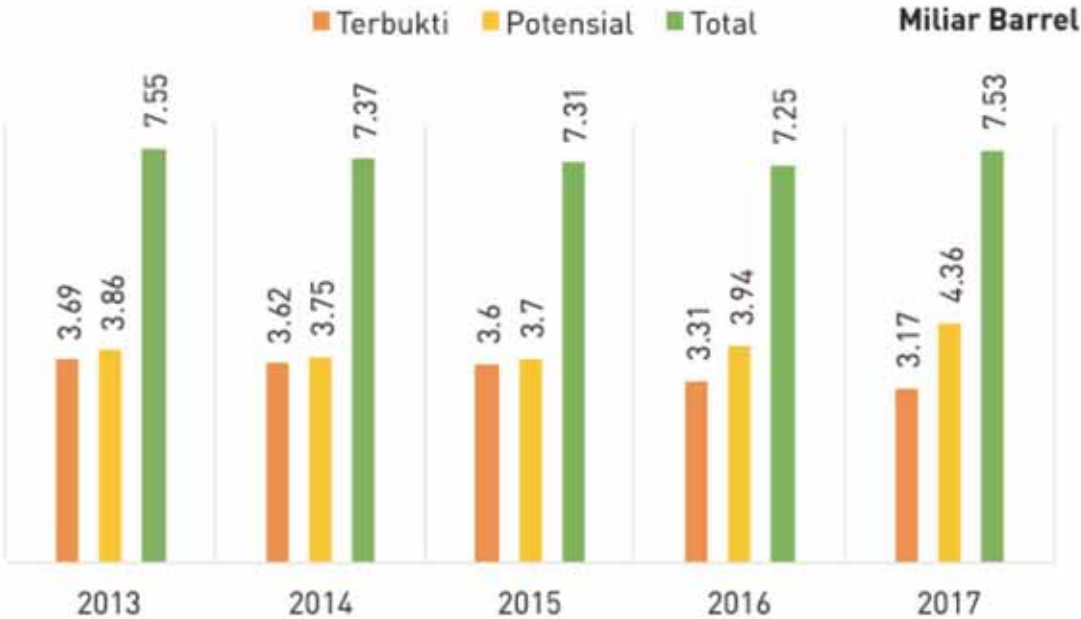


Pertumbuhan bersih cadangan minyak Indonesia selama 10 tahun terakhir –rata turun sekitar 1,28 % per tahun. Jumlah minyak yang diproduksi lebih tinggi dari jumlah cadangan minyak baru yang ditemukan. Tingkat pengurasan cadangan minyak Indonesia sekitar 8 kali laju pengurasan negara-negara penghasil minyak utama. Penemuan cadangan minyak yang relatif besar umumnya di Indonesia barat seperti lapangan Minas, Duri, dan Cepu. Sementara untuk cadangan minyak yang ditemukan di Indonesia timur relatif lebih kecil. Kegiatan eksplorasi yang

dilakukan di Indonesia timur lebih banyak menghasilkan temuan cadangan gas.

Pertumbuhan cadangan minyak Indonesia pada 2018-2019 diproyeksi-kan tumbuh negatif sekitar 0,4 %. Penawaran WK Migas melalui mekanisme penawaran langsung maupun lelang reguler dalam beberapa tahun terakhir maupun yang dilaksanakan pada 2018, kemungkinan belum akan menambah jumlah cadangan dalam jumlah signifikan dalam waktu dekat. Sementara cadangan minyak terbukti akan berkurang sebesar target produksi minyak yang ditetapkan di APBN.

Gambar 2.11 :
Perkembangan Cadangan Minyak Indonesia (Miliar Barrel)



Sumber: Kementerian ESDM, 2018.

Cadangan (terbukti dan potensial) minyak Indonesia pada 2017 sekitar 7,53 milyar barel, dengan cadangan terbukti sekitar 3,17 milyar barel atau setara 0,18 % cadangan dunia. Sekitar 86 % cadangan minyak Indonesia terkonsentrasi di wilayah Sumatera dan Jawa. Jumlah wilayah kerja eksplorasi migas di Indonesia terus meningkat. Rata-rata sukses rasio dari kegiatan pemboran sumur eksplorasi di Indonesia dalam lima tahun terakhir sekitar 33 %. Cadangan minyak Indonesia berpotensi bertambah jika kegiatan eksplorasi sejumlah KKKS Non Konvensional sukses menemukan cadangan.

Produksi

Produksi minyak Indonesia turun sekitar 0,16 % per tahun dalam sepuluh tahun terakhir. Saat ini porsi produksi minyak Indonesia sekitar 1,02 % dari produksi dunia. Produksi minyak Indonesia lebih banyak bertumpu pada lapangan-lapangan eksisting, yang rata-rata mengalami *decline rate* di atas 20 %. Porsi produksi dari lapangan-lapangan eksisting rata-rata di atas 90 % dari total produksi

minyak Indonesia. Sementara sekitar 10% sisanya merupakan kontribusi dari sumur pengembangan, *workover*, *wellservice*, dan proyek baru. Kontribusi produksi minyak dari proyek-proyek baru rata-rata sekitar 1 % dari total produksi.

Sekitar 70 % produksi minyak Indonesia dihasilkan oleh Pertamina, Chevron, dan Mobil Cepu. Untuk tahun 2018, produksi minyak dari ketiga Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) tersebut diproyeksikan sekitar 564,30 ribu barel per hari, dari total realisasi produksi minyak Indonesia yang diproyeksikan sekitar 812 ribu barel per hari. Saat ini di Indonesia terdapat sekitar 83 KKKS aktif yang memproduksi minyak dan gas. Produksi minyak tahun 2018 yang diproyeksikan sebesar 812 ribu barel per hari termasuk meliputi hasil dari sejumlah proyek yang *on stream* di 2018.

Produksi minyak Indonesia untuk 2018-2019 diproyeksikan turun sekitar 2,5% – 3%. Hal itu karena produksi masih akan bergantung pada lapangan-lapangan eksisting yang mengalami penurunan alamiah cukup besar. Kemampuan produksi dari lapangan pengembangan dan lapangan baru belum cukup mampu untuk mengkompensasi penurunan produksi dari lapangan eksisting. Laju penurunan produksi minyak Indonesia tercatat terus meningkat. Pada kurun 1990 - 2000 laju penurunan produksi minyak Indonesia rata-rata sekitar 1,5 % per tahun, sementara dalam beberapa tahun terakhir laju penurunan produksi minyak Indonesia rata-rata lebih dari 2 % per tahun.



Gambar 2.12 :
Distribusi *Lifting* Minyak
Indonesia Tahun 2017



Sumber: SKK Migas dan KESDM 2018, diubah



Gambar 2.13 :
Distribusi *Lifting* Minyak Indonesia
Tahun 2017



Sumber: SKK Migas dan KESDM 2018, diolah.

Konsumsi

Dalam sepuluh tahun terakhir, konsumsi minyak Indonesia rata-rata meningkat sekitar 2,5 % per tahun. Pada periode yang sama, konsumsi minyak Indonesia rata-rata sekitar 50 % lebih tinggi dari

kemampuan produksi dalam negeri. Sekitar 40 – 50 % konsumsi minyak Indonesia dipenuhi dari impor, baik dalam bentuk minyak mentah maupun produk. Porsi konsumsi minyak Indonesia sekitar 1,75 % dari konsumsi dunia.

Sekitar 95 % konsumsi minyak Indonesia terdistribusi di sektor transportasi, industri, pembangkit listrik, dan rumah tangga. Porsi minyak dalam bauran energi sektor transportasi di Indonesia sekitar 99,90 %. Porsi konsumsi minyak di sektor

industri, pembangkit listrik, dan rumah tangga masing-masing sekitar 20,61 %, 12%, dan 8 % dari total konsumsi energi di masing-masing sektor tersebut.

Konsumsi minyak Indonesia pada 2018-2019 diproyeksikan tumbuh sekitar 1,5 - 2%. Perlambatan pertumbuhan ekonomi sedikit mengurangi laju pertumbuhan konsumsi minyak Indonesia. Konsumsi

diproyeksikan masih tetap didominasi oleh sektor transportasi dan sektor industri. Laju pertumbuhan konsumsi minyak Indonesia sampai saat ini relatif tinggi. Peningkatan konsumsi diantaranya akibat pertumbuhan sektor transportasi dan pergeseran struktur perekonomian Indonesia yang lebih bertumpu pada sektor industri dan jasa.

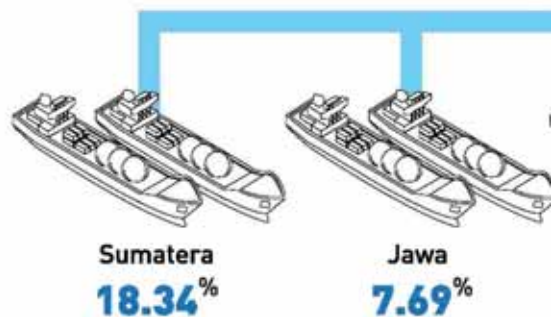




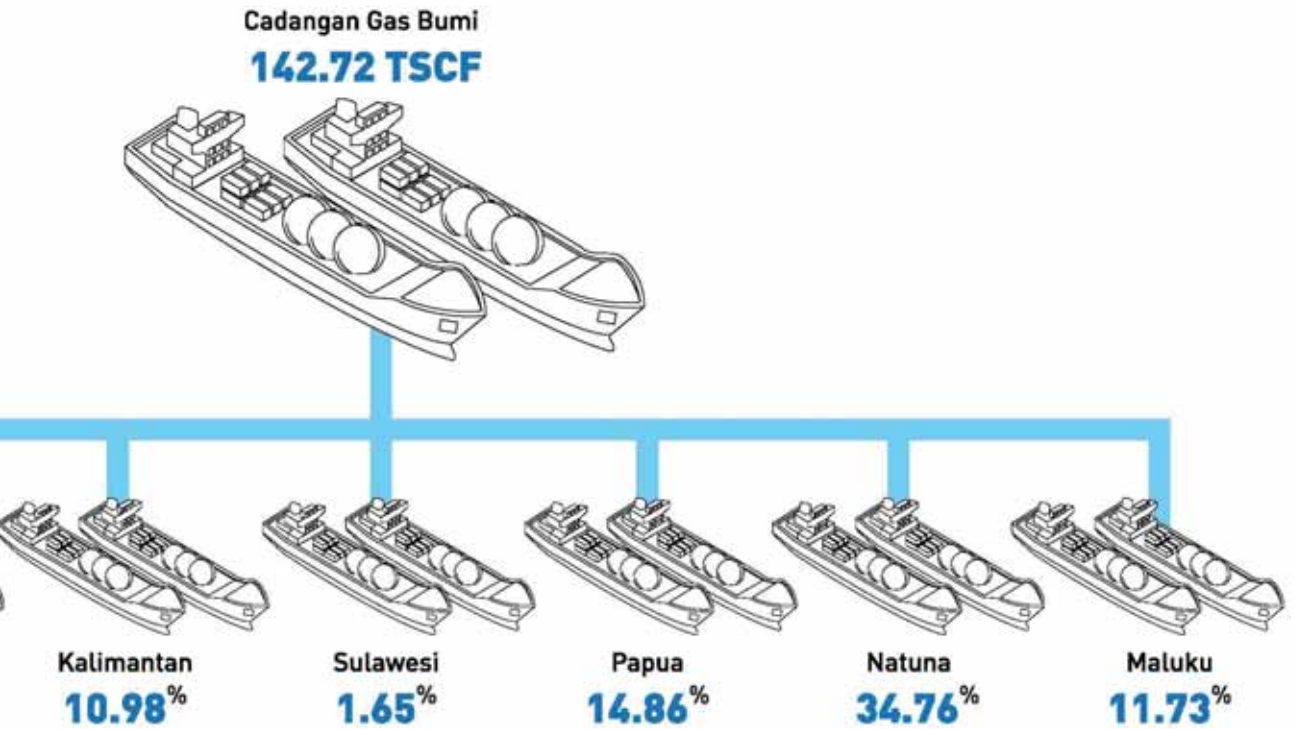
GAS

Cadangan

Cadangan (terbukti dan potensial) gas Indonesia pada 2017 sebesar 149 Tscf, dengan cadangan terbukti sebesar 101,54 Tscf atau setara 1,54 % cadangan gas dunia. Sekitar 75 % cadangan gas Indonesia terkonsentrasi di luar Jawa dan Sumatera. Selama sepuluh tahun terakhir, pertumbuhan cadangan bersih gas Indonesia rata-rata sekitar 0,64 %. Pertumbuhan yang positif karena laju produksi gas yang cenderung menurun dalam beberapa tahun terakhir. Kegiatan eksplorasi yang belakangan banyak dilakukan di Indonesia Timur berpotensi menambah cadangan gas Indonesia dalam beberapa tahun ke depan.



Gambar 2.14 :
**Distribusi Cadangan Gas Indonesia
 Tahun 2017**

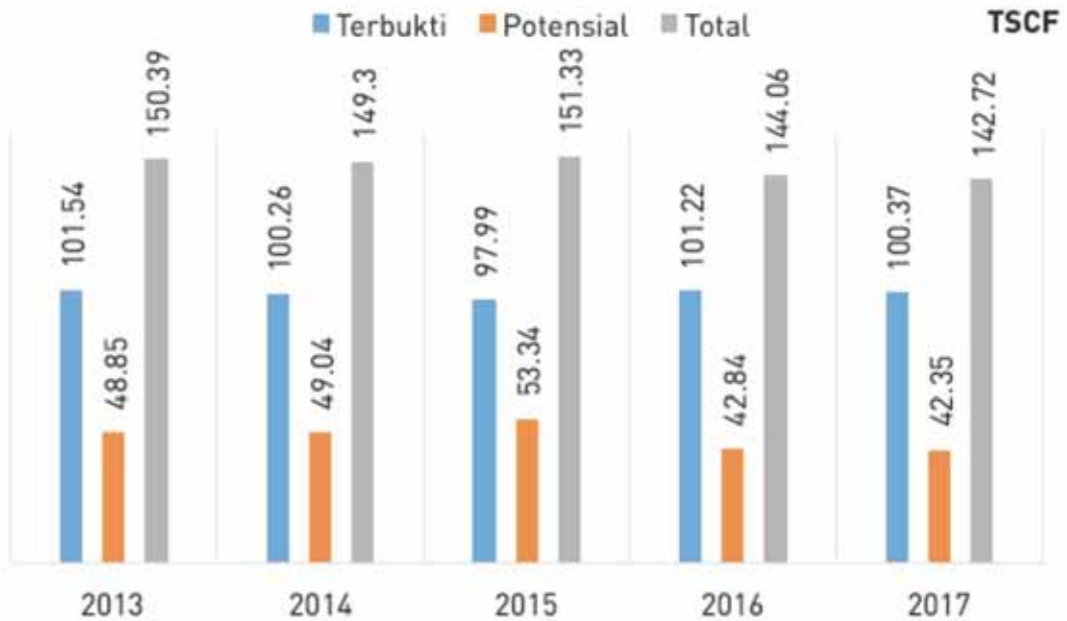


Sumber: SKK Migas dan KESDM 2018, diolah.

Untuk tahun 2018-2019, cadangan gas Indonesia diproyeksikan tumbuh negatif sekitar 0,5 – 1 %. Sejumlah kegiatan eksplorasi yang dilakukan diproyeksikan belum akan banyak menggeser potensi cadangan gas menjadi cadangan terbukti. Sementara jumlah cadangan terbukti

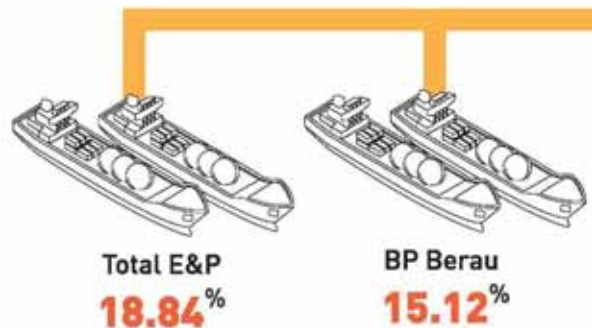
akan berkurang sekitar volume produksi gas yang ditargetkan dalam APBN. Posisi cadangan gas terbukti Indonesia diproyeksikan masih dikisaran 101 TCF. Sementara cadangan potensial diproyeksikan tetap di kisaran 48 TCF.

Gambar 2.15 :
Perkembangan Cadangan Gas Indonesia (TSCF)



Sumber: Kementerian ESDM, 2018.

// *Produksi gas Indonesia pada 2018-2019 diproyeksikan meningkat sekitar 1 - 1,5 %* //

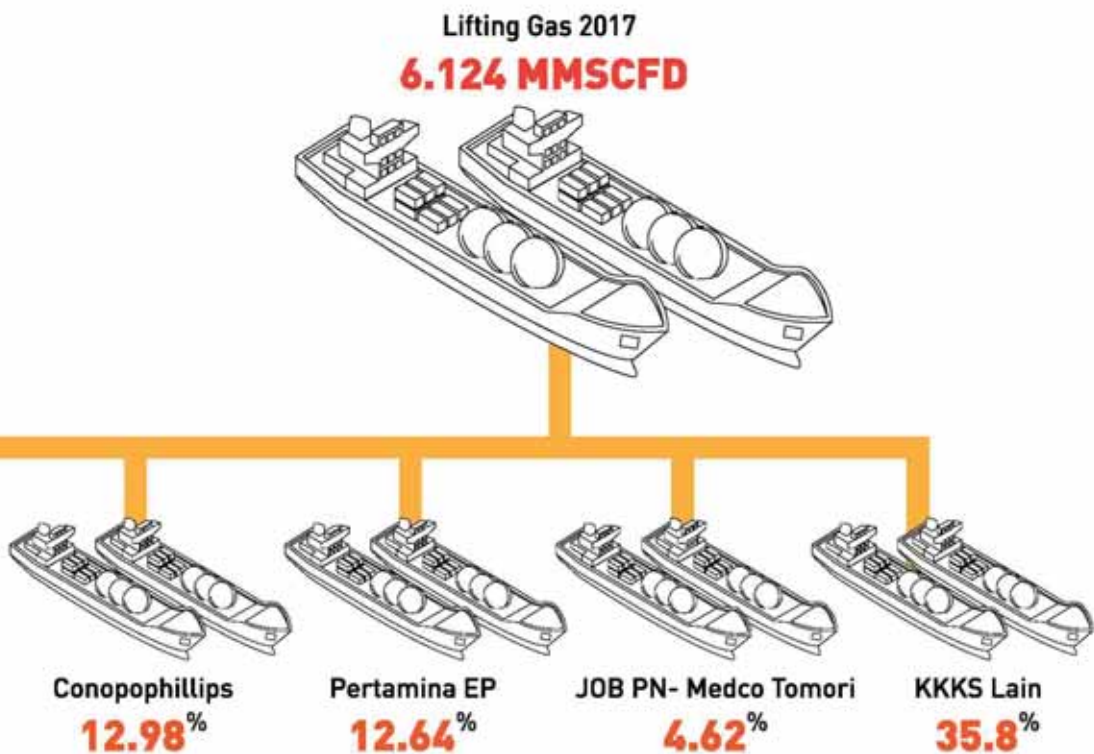


Produksi

Dalam sepuluh tahun terakhir, produksi gas Indonesia rata-rata turun sekitar 0,42 % per tahun. Untuk tahun 2018, sampai dengan kuartal ketiga produksi gas Indonesia sekitar 96 % dari target APBN 2018. Produksi gas Indonesia

banyak mengandalkan lapangan-lapangan eksisting, yang rata-rata mengalami decline rate di atas 30 %. Porsi produksi dari lapangan eksisting rata-rata di atas 85 % dari total produksi. Sementara sekitar 15 % sisanya merupakan kontribusi dari sumur pengembangan, workover, wellservice, dan proyek baru. Saat ini porsi produksi gas Indonesia sekitar 2,11 % dari produksi dunia.

Gambar 2.16 :
Lifting Gas Indonesia Tahun 2017

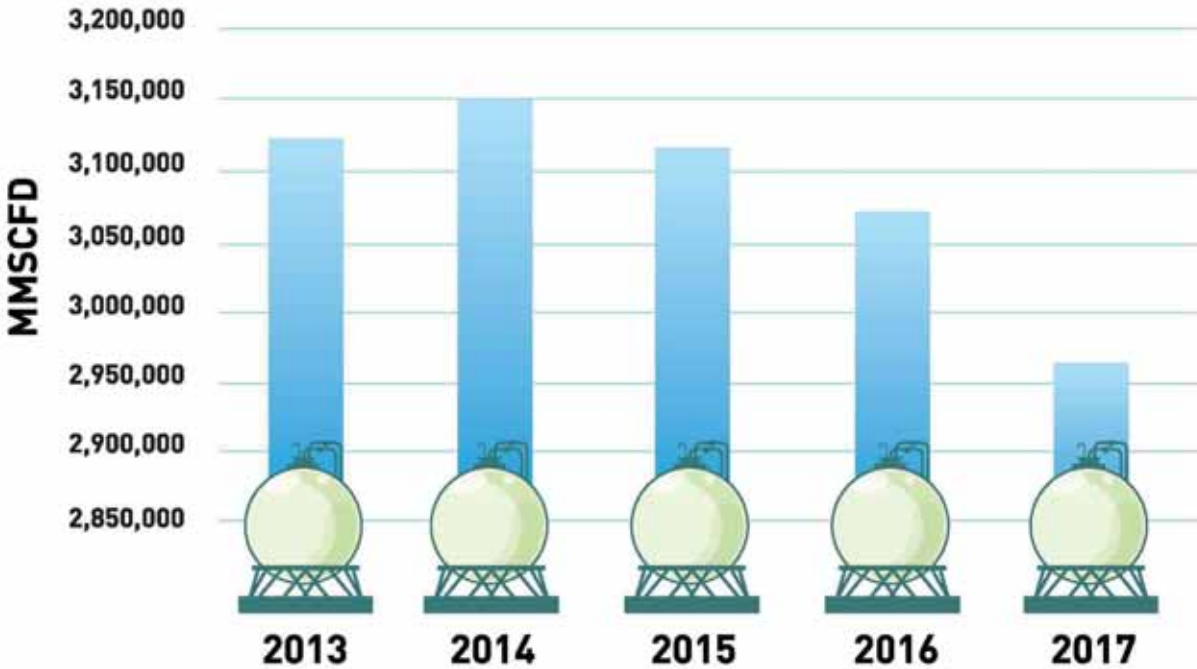


Sumber: SKK Migas dan KESDM 2018, diolah

Produksi gas Indonesia pada 2018-2019 diproyeksikan meningkat sekitar 1 – 1,5 %. Sejumlah proyek migas yang diproyeksikan on stream pada 2019 diproyeksikan akan menambah produksi gas sekitar 401 MMSCFD. Sekitar 72,75%

produksi gas Indonesia dihasilkan oleh Pertamina, BP Berau, dan ConocoPhillips. Untuk tahun 2019, produksi gas Indonesia diproyeksikan akan tetap bergantung pada tiga KKKS tersebut.

Gambar 2.16 :
Perkembangan Produksi Gas Indonesia (MMSCFD)



Sumber: Kementerian ESDM, 2018.

Konsumsi

Selama sepuluh tahun terakhir, konsumsi gas Indonesia rata-rata meningkat sekitar 2,63 % per tahun. Pada tahun 2005 konsumsi gas Indonesia sekitar 47% dari kemampuan produksi, meningkat menjadi 53 % dari produksi pada saat ini. Peningkatan porsi konsumsi tersebut akibat meningkatnya konsumsi dan menurunnya produksi gas Indonesia. Porsi konsumsi gas Indonesia sekitar 1,12 % dari konsumsi dunia.

Untuk tahun 2018-2019, konsumsi gas Indonesia diproyeksikan meningkat rata - rata 5 %. Sekitar 75 % konsumsi gas Indonesia terdistribusi untuk

pembangkit listrik, pupuk, dan industri. Porsi konsumsi gas untuk pembangkit listrik sekitar 40 % dari seluruh gas yang dialokasikan untuk domestik. Konsumsi gas untuk pupuk dan petrokimia sekitar 35 % dari konsumsi gas Indonesia. Sekitar 25% gas yang dialokasikan untuk domestik terdistribusi untuk sektor industri, rumah tangga, dan sektor transportasi. Sektor industri yang mengkonsumsi gas relatif besar diantaranya industri kertas, industri logam dasar, dan industri keramik.

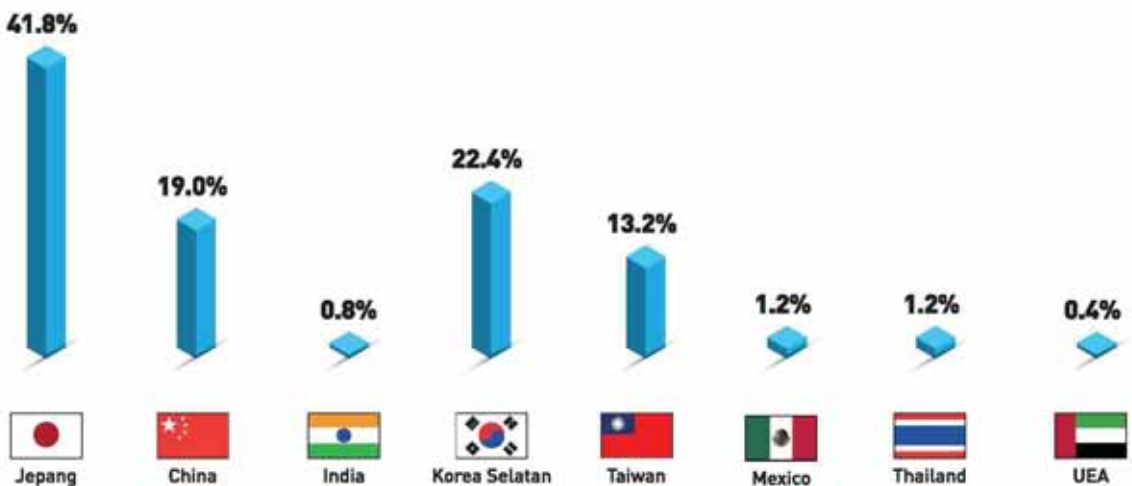


LNG

Produksi LNG Indonesia saat ini sebesar 16 MT, sekitar 7 % produksi LNG dunia. Pangsa pasar LNG Indonesia adalah kawasan Asia Pasifik dan Amerika Utara. Porsi ekspor Indonesia ke Asia Pasifik sekitar 98,61 %. Importir utama LNG Indonesia adalah Jepang, Korea Selatan, dan China. Sekitar 85 % ekspor LNG

Indonesia terdistribusi pada ketiga negara tersebut. Jepang merupakan konsumen terbesar LNG Indonesia, menyerap sekitar 36 % volume ekspor Indonesia. Saat ini Indonesia menjadi eksportir LNG terbesar kelima setelah Qatar, Malaysia, Australia, dan Nigeria.

Gambar 2.18 :
Distribusi Ekspor LNG Indonesia Tahun 2017



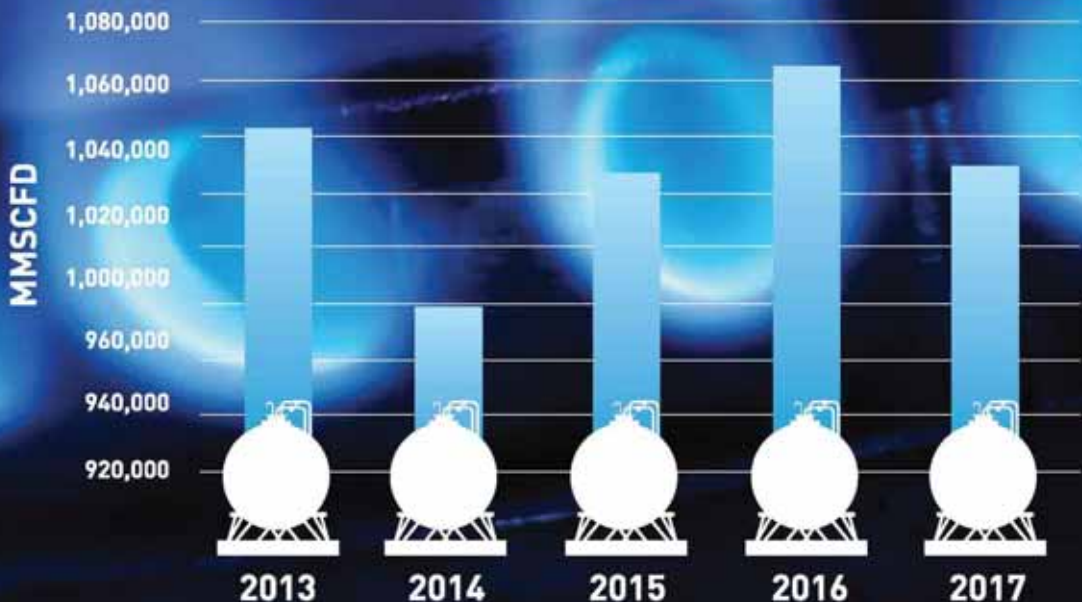
Sumber: KESDM 2018, diolah

Pada 2018 - 2019, produksi LNG Indonesia diproyeksikan turun sekitar 3 - 5 %. Peningkatan alokasi gas untuk domestik menjadi penyebab utama. Dalam beberapa tahun terakhir alokasi gas untuk domestik meningkat rata-rata 3,5 % per tahun. Pada tahun 2019 alokasi gas untuk domestik diproyeksikan sebesar 61% dari total produksi. Sejumlah program pemerintah yang terkait dengan peningkatan pemanfaatan gas dan pembangunan sejumlah infrastruktur gas di tahun 2019 akan mendorong alokasi gas untuk domestik semakin meningkat.

Saat ini kapasitas Kilang LNG Indonesia merupakan yang terbesar kedua setelah

Qatar. Kapasitas Kilang LNG Indonesia sebesar 28,7 MTPA, sekitar 10 % dari total kapasitas Kilang LNG global. Tingkat utilitas Kilang LNG Indonesia sekitar 62 %, di bawah Qatar, Malaysia, dan Australia yang masing-masing mencapai 100 %, 106 %, dan 81 %. Kapasitas kilang LNG Indonesia merupakan komulatif dari kilang Badak NGL A-B, Badak NGL B-C, Badak NGL E, Badak NGL F, Badak NGL G, Badak NGL H, LNG Arun, Donggi Senoro LNG, Sengkang LNG, dan Tangguh LNG Project. Kapasitas kilang LNG Indonesia diproyeksikan bertambah signifikan setelah proyek kilang Masela beroperasi.

Gambar 2.19 :
Perkembangan Produksi LNG Indonesia (MMSCFD)





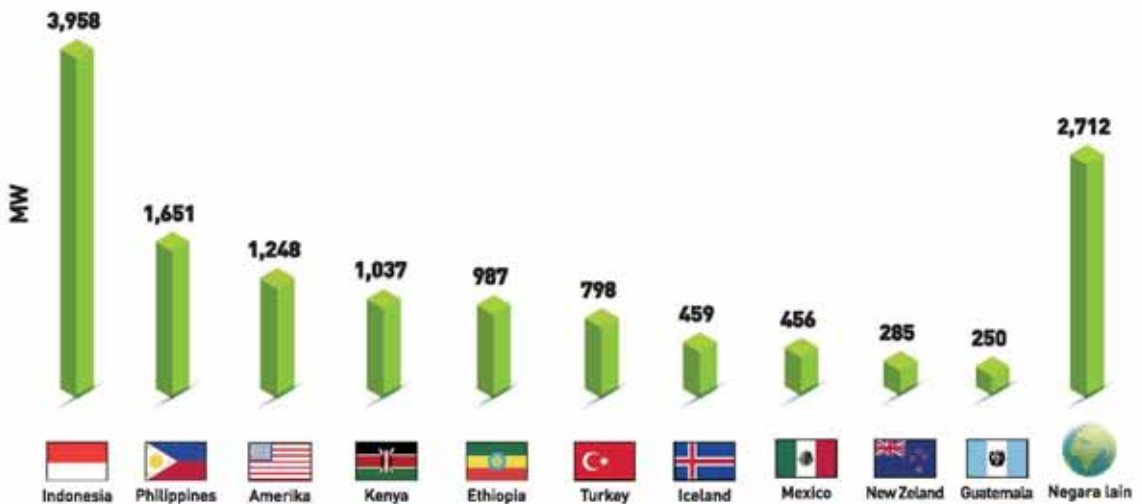
BAB 3

OUTLOOK ENERGI BARU & TERBARUKAN

Selama 10 tahun terakhir kapasitas energi baru dan terbarukan (EBT) dunia rata-rata meningkat 10,59 % per tahun. Pada tahun 2017 kapasitas EBT dunia sebesar 2.179 GW, meningkat dari 2016 yang tercatat sebesar 2.012 GW.

Geothermal

Gambar 3.1 :
Jumlah Proyek Geothermal Dalam Pengembangan 2017 (MW)



Sumber: Think geoenergy, 2018

Selama 10 tahun terakhir industri panas bumi dunia rata-rata tumbuh sekitar 3,63 % per tahun. Kapasitas terpasang panas bumi meningkat dari 9.454 MW pada 2008 menjadi 12.894 pada 2017. Sebagian besar kapasitas terpasang panas bumi terdistribusi di Asia, Eurasia, dan Amerika Utara. Tiga besar negara dengan kapasitas terpasang panas bumi di Asia adalah Indonesia, Philipina, dan Jepang.

Sekitar empat belas dari 80 negara yang sedang mengerjakan proyek

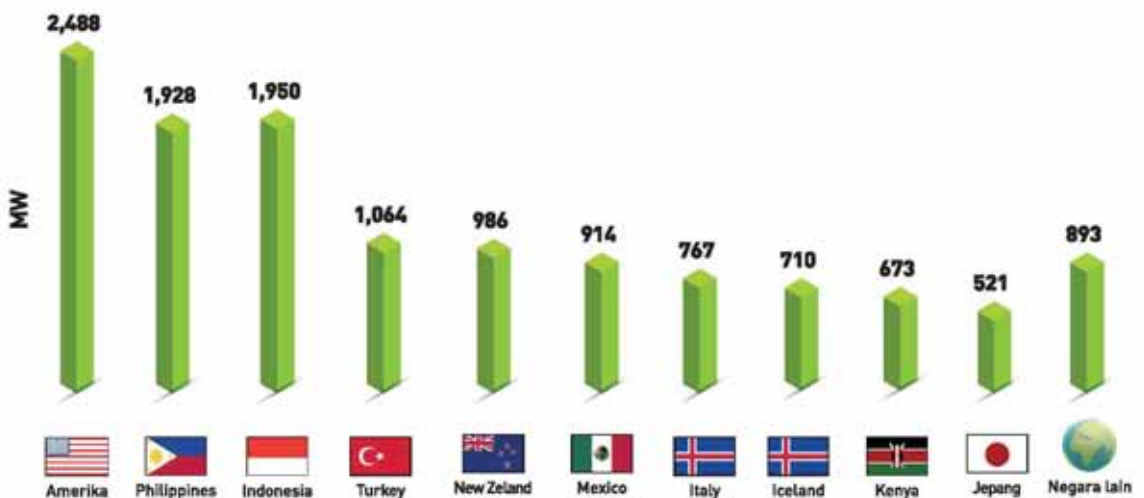
geothermal diproyeksikan akan mulai menghasilkan tenaga listrik sebesar 2 GW dalam 3-4 tahun ke depan. Berdasarkan proyek-proyek yang sedang dalam pengembangan, industri *geothermal* di seluruh dunia diproyeksikan akan terus tumbuh dengan tingkat yang stabil. Waktu pengembangan proyek-proyek *geothermal* yang relatif panjang menyebabkan industri *geothermal* memiliki daya tahan yang lebih tinggi terhadap gejolak pasar energi.

Catatan:

Untuk Indonesia, jumlah kapasitas dalam pengembangan yang sangat besar kemungkinan merupakan akibat dari macetnya sejumlah proyek lantaran negosiasi kontrak *power purchase agreement* (PPA) yang berkepanjangan, proses perizinan yang tertunda berkenaan dengan penggunaan kawasan konservasi atau kawasan lindung, dan resistensi dari masyarakat sekitar.

Saat ini Amerika Serikat masih menjadi pemimpin dalam pengembangan *geothermal* dengan kapasitas terpasang 2.488 MW (19,30 % dari kapasitas total dunia). Berdasarkan sejumlah proyek yang sedang dikerjakan, dalam waktu kurang lebih satu dekade ke depan Filipina, Indonesia atau Uni Eropa masing-masing berpotensi menyamai dan bahkan melebihi kapasitas terpasang Amerika Serikat.

Gambar 3.2 :
Distribusi Kapasitas Terpasang Geothermal Dunia



Sumber: IRENA Statistics, 2018.

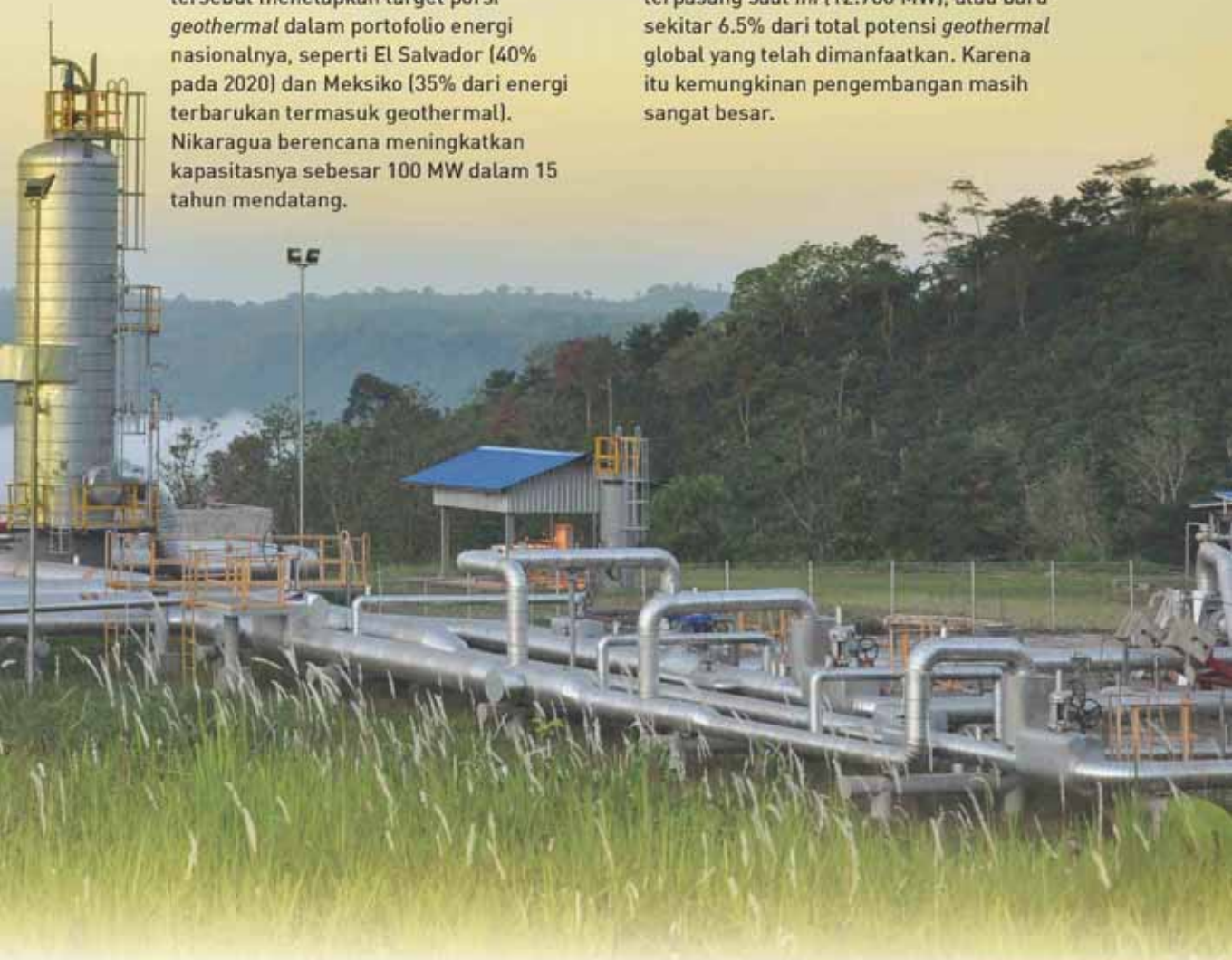


Pada tahun 2020 pasar *geothermal* dunia diproyeksikan mencapai kisaran 14.5 hingga 17.6 GW. Jika hanya memperhitungkan proyek-proyek dalam tahap konstruksi yang telah diketahui tanggal perkiraan selesainya, pasar *geothermal* diproyeksikan sebesar 14.5 GW. Proyek *geothermal* normalnya membutuhkan waktu konstruksi 2 hingga 3 tahun, sementara lingkup proyeksi adalah 5 tahun, yang memungkinkan proyek-proyek *geothermal* yang lain akan memulai tahap konstruksinya dalam 1-2 tahun ke depan. Jika terdapat proyek yang dalam 1-2 tahun memulai masa konstruksi, pasar *geothermal* pada 2020 diproyeksikan akan mencapai 17.6 GW.

Bank Dunia dan sejumlah organisasi multilateral mendukung pengembangan *geothermal*. Dukungan merupakan bagian dari kampanye pengembangan dan penggunaan energi bersih. *Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)* dari Bank Dunia telah menghimpun dana sekitar \$235 juta melalui *Clean Technology Fund* untuk membantu pengembangan energi *geothermal*, sebagai bagian dari *Global Geothermal Development Plan (GGDP)*. Sejumlah proyek mendapatkan dana dari program tersebut sehingga dapat berlanjut.

Jika semua negara dapat mencapai targetnya, industri *geothermal* global pada awal dekade 2030-an diproyeksikan mencapai kapasitas 27-30 GW. Energi *geothermal* di kawasan Amerika Latin diproyeksikan mengalami perkembangan yang pesat. Sejumlah negara di kawasan tersebut menetapkan target porsi *geothermal* dalam portofolio energi nasionalnya, seperti El Salvador (40% pada 2020) dan Meksiko (35% dari energi terbarukan termasuk *geothermal*). Nikaragua berencana meningkatkan kapasitasnya sebesar 100 MW dalam 15 tahun mendatang.

Berdasarkan estimasi dari *Intergovernmental Panel on Climate Change*, dengan mempertimbangkan pengetahuan geologi dan teknologi saat ini, di seluruh dunia terdapat 200 GW sumber-sumber *hydrothermal geothermal* tradisional yang telah teridentifikasi. Dengan kapasitas terpasang saat ini (12.700 MW), atau baru sekitar 6,5% dari total potensi *geothermal* global yang telah dimanfaatkan. Karena itu kemungkinan pengembangan masih sangat besar.





Biofuels

Perkembangan industri bahan bakar ethanol dan biodiesel di tahun 2016-2017 diproyeksikan statis. Beberapa faktor antara lain tingkat harga komoditas sumber *biofuels* (seperti tebu, *grain* dan *oilseed*, serta minyak sawit), yang dalam kondisi tertentu sulit bersaing dengan harga bahan bakar konvensional (terutama minyak bumi), menyebabkan pengembangan *bioethanol* dan *biodiesel* statis. Pada satu sisi, produktivitas industri *grain* dan *oilseed* di belahan bumi utara yang semakin meningkat berhasil menurunkan ongkos produksi *biofuels*. Akan tetapi penurunan harga minyak bumi sejak tahun 2014 yang berdampak pada menurunnya harga BBM dan turunannya, memberikan dampak signifikan bagi pengembangan industri *biofuels*.

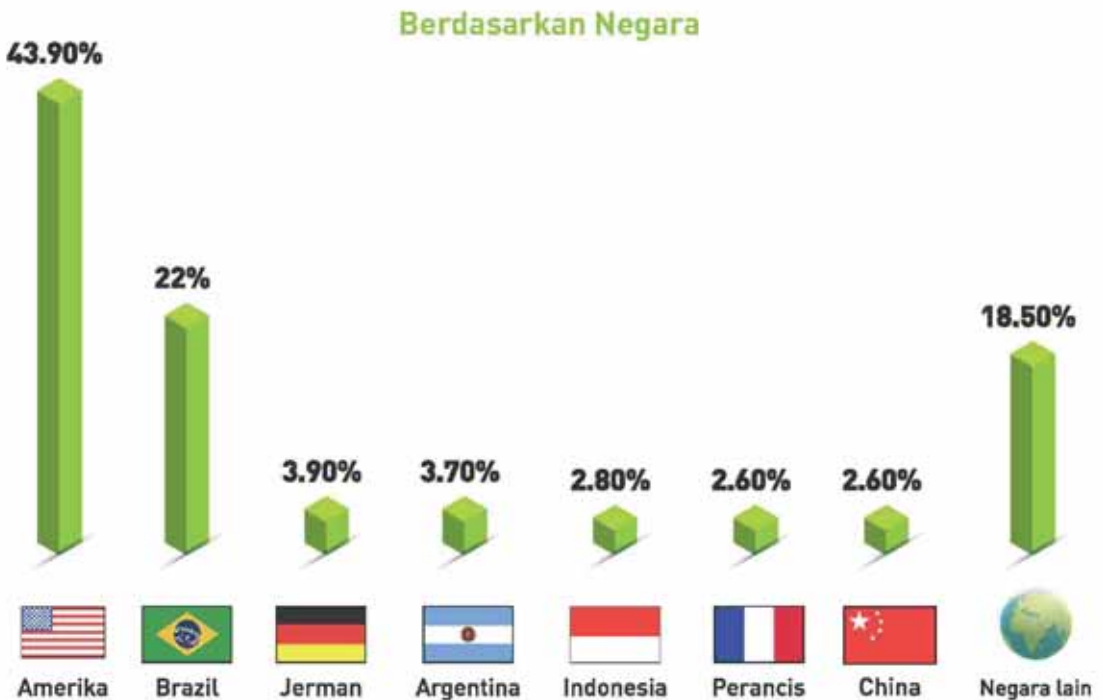
“Masalah utama pengembangan *biofuels* dunia adalah kompetisi dengan BBM akibat harga minyak dunia yang lebih rendah”

Sekitar 99,94 % produksi *biofuels* terkonsentrasi di Amerika Utara, Amerika Selatan, Eropa dan Eurasia, dan Asia Pasifik. Kawasan Amerika menguasai sekitar 72,36 % produksi *biofuels*. Sementara Eropa dan Eurasia dan Asia Pasifik masing-masing menguasai sekitar 16,85 % dan 10,74 % produksi dunia.

Amerika Serikat dan Brazil menguasai sekitar 65,90 % produksi *biofuel* global dengan Amerika menguasai 43,90 % produksi dunia. Negara lain yang juga tercatat sebagai produsen *biofuels* diantaranya Jerman, Argentina, Indonesia, Perancis, dan China. Akan tetapi rata-rata porsi penguasaan produksi dari masing-masing negara tersebut masih di bawah 4 % produksi dunia.

/// Sekitar
99,94 % produksi
biofuels dunia
terkonsentrasi
di Amerika Utara,
Amerika Selatan,
Eropa dan Eurasia,
dan Asia
Pasifik ///

Gambar 3.3 :
Distribusi Produksi *Biofuels* Dunia



Sumber: IRENA Statistics, 2018.

Saat ini pasokan bahan baku tidak menjadi masalah bagi industri *biofuels*. Harga *grain* dan *oilseed* di pasar dunia tetap stabil dengan adanya panen yang melimpah di Amerika Serikat dan Uni Eropa. Risiko yang perlu diperhitungkan pasar adalah kondisi politik di Rusia dan Ukraina, yang merupakan pemasok utama kedua jenis komoditi tersebut. Untuk saat ini kondisi politik di kawasan tersebut tidak terlalu mempengaruhi sensitivitas harga karena posisi stok dunia masih berlimpah.

Perubahan pada rasio harga minyak nabati dengan minyak bumi di Argentina dan Indonesia dapat merusak model bisnis dan menyebabkan sebagian produsen biodiesel Indonesia dan Argentina berada pada kondisi sulit. Dalam hal ini yang kemungkinan akan dapat membantu memulihkan kondisi pasar adalah kemungkinan diterapkannya kembali kebijakan *Blender's Credit*. Brazil akan menerapkan dua kebijakan untuk sektor industri gula dan turunannya (*ethanol*), yakni [1] menaikkan kewajiban *blending* minimum dari 25% vol. ke

27%, dan [2] menerapkan kembali pajak *Cide* terhadap bensin. Kebijakan pertama diproyeksikan akan meningkatkan permintaan *ethanol* sebesar 1 milyar liter, sementara kebijakan kedua akan menaikkan harga BBM dan meningkatkan posisi kompetitif *ethanol*. Untuk kawasan Eropa, Belgia dan Polandia mulai memperkenalkan *double counting biofuels*, utamanya biodiesel berbasis limbah.

Pasar *biofuels* di kawasan Asia diproyeksikan masih akan tetap tumbuh. Malaysia telah memperluas kewajiban *blending* biodiesel B-5-nya pada tahun 2014, yang akan meningkat ke B-7 dan kemudian B-10. Filipina sedang mempertimbangkan untuk meningkatkan mandat *blending*nya dari 2% vol. ke 5%. Indonesia meningkatkan mandat B-20 untuk sektor-sektor pengguna dan regulasi yang ada menetapkan dalam beberapa tahun ke depan porsi mandatori akan ditingkatkan.





CBM

(Coalbed Methane)

Saat ini Amerika Serikat mendominasi produksi CBM dunia dengan, dengan porsi sekitar 61,8 %, dengan Kanada mengikuti jauh di belakangnya dengan porsi penguasaan 11,5 %. Sementara China, walaupun telah mengembangkan CBM lebih dari 30 tahun masih menghadapi banyak kendala. Pasar CBM dunia diproyeksikan tumbuh sebesar 5,9% CAGR, dan akan mencapai sekitar 17,31 miliar USD pada tahun 2020.

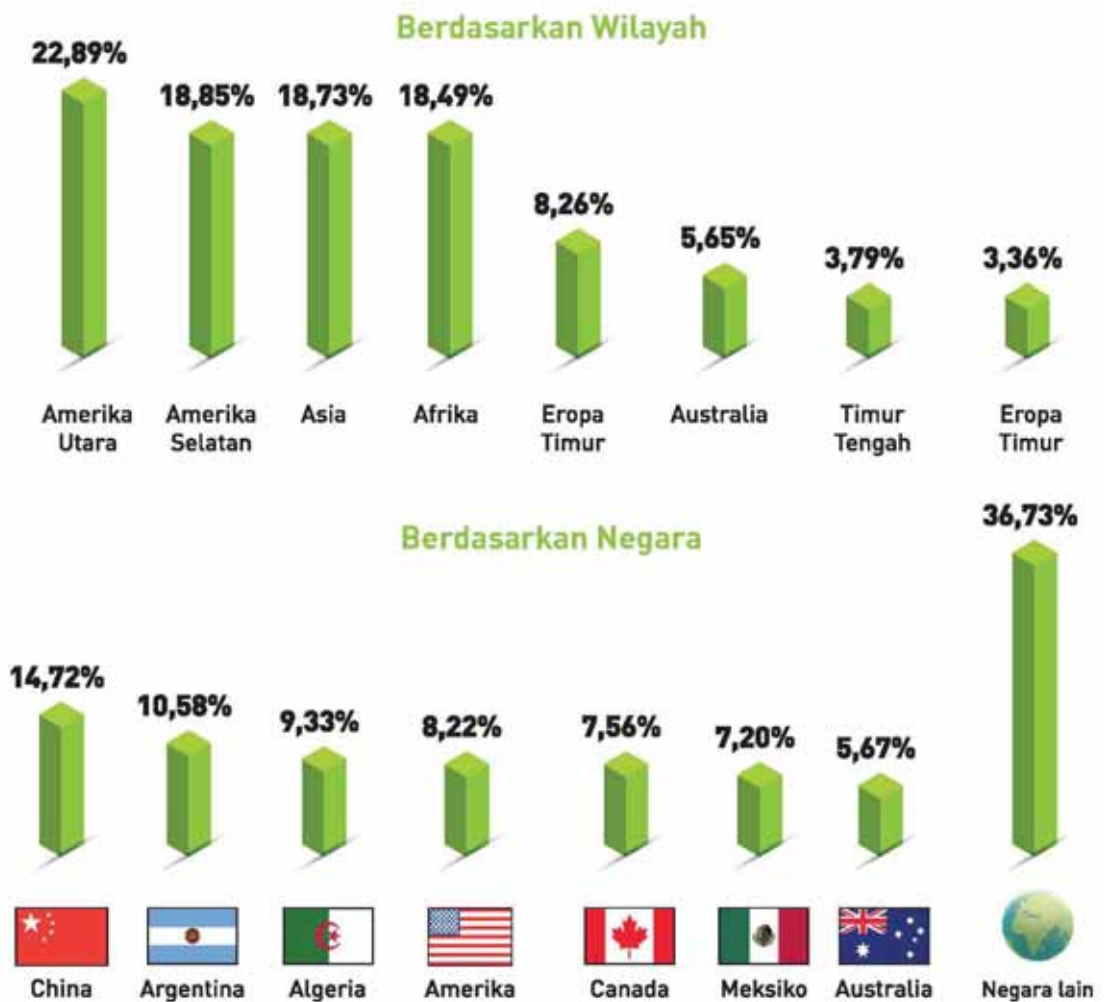
Kawasan Asia Pasifik diproyeksikan menjadi kawasan dengan pertumbuhan tertinggi (14,9% CAGR) pada periode 2016-

2020. China, India, Indonesia dan Australia diperkirakan akan menjadi ujung tombak pertumbuhan pasar CBM di Asia Pasifik. Cadangan CBM China yang dilaporkan lebih dari 37 triliun m³ berpotensi meningkatkan penawaran di Asia Pasifik. Australia juga memiliki cadangan yang cukup besar, diperkirakan belum akan habis untuk kurun 50 tahun mendatang jika tingkat produksi dipertahankan seperti saat ini.



Shale Gas

Gambar 3.4 :
Distribusi Cadangan Shale Gas Global



Sumber: EIA dan OPEC 2018, diolah

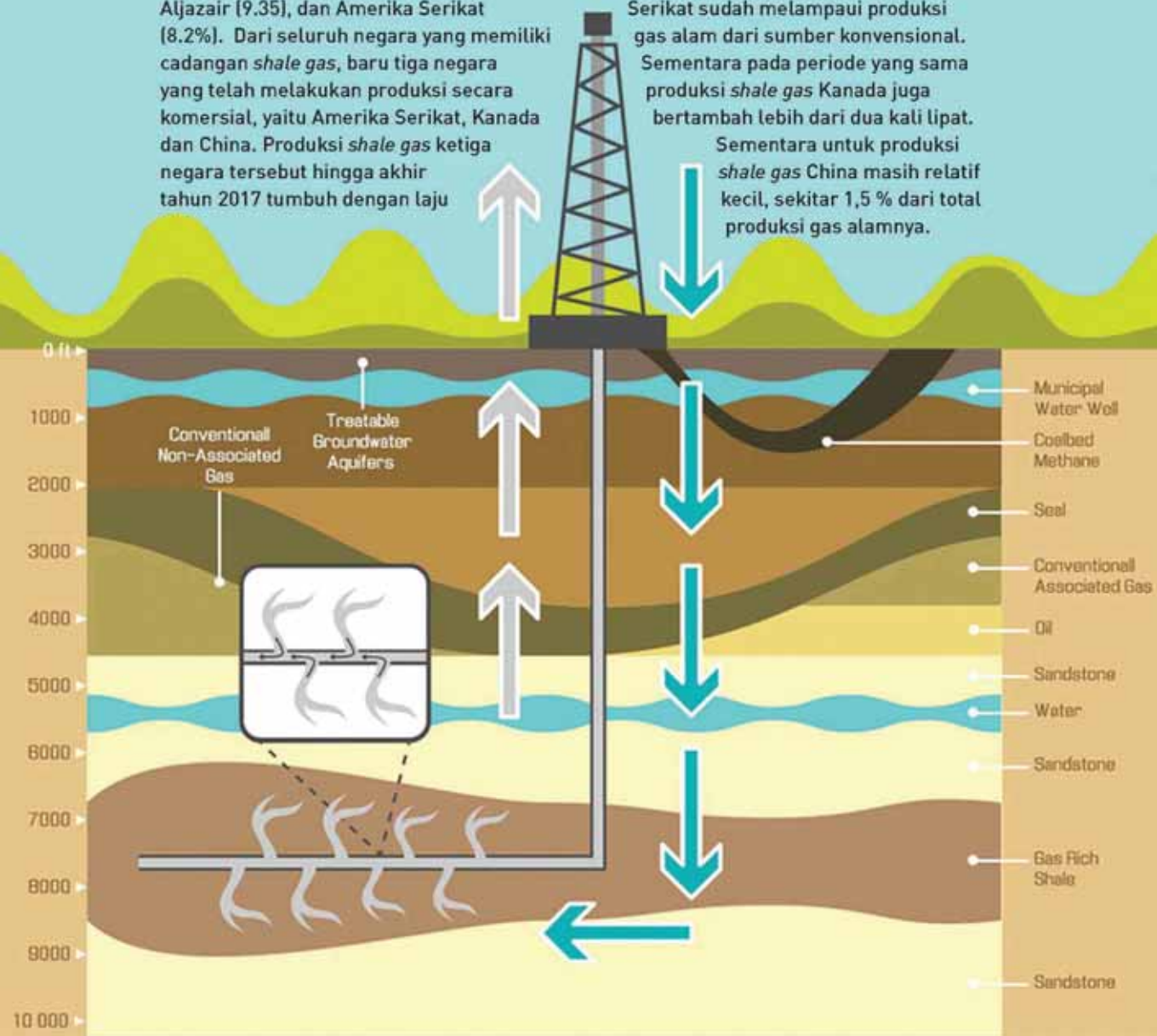
Sekitar 73 % cadangan *shale gas* dunia terkonsentrasi di kawasan Amerika Utara, Amerika Selatan, Asia, dan Afrika Utara. Cadangan terbesar *shale gas* dunia berada di kawasan Amerika Utara (23%), diikuti Amerika Selatan (18.9%), Asia (18.4%) dan Afrika Utara (12.8%). Negara dengan cadangan *shale gas* terbesar adalah China (14.7%), kemudian Argentina (10.6%), Aljazair (9.35), dan Amerika Serikat (8.2%). Dari seluruh negara yang memiliki cadangan *shale gas*, baru tiga negara yang telah melakukan produksi secara komersial, yaitu Amerika Serikat, Kanada dan China. Produksi *shale gas* ketiga negara tersebut hingga akhir tahun 2017 tumbuh dengan laju

lebih cepat dibandingkan dengan produksi gas dari sumber konvensional.

Amerika Serikat mendominasi produksi *shale gas* dunia dengan kontribusi sekitar 90%. Produksi *shale gas* Amerika Serikat bertambah sekitar tiga kali lipat selama kurun 2016 hingga akhir tahun 2017.

Tingkat produksi *shale gas* di Amerika Serikat sudah melampaui produksi gas alam dari sumber konvensional. Sementara pada periode yang sama produksi *shale gas* Kanada juga bertambah lebih dari dua kali lipat.

Sementara untuk produksi *shale gas* China masih relatif kecil, sekitar 1,5 % dari total produksi gas alamnya.





KONDISI INDONESIA

Pada 2030 porsi EBT dalam bauran energi primer Indonesia diproyeksikan sekitar 14%. Porsi EBT tersebut setara dengan 48 MTOE, yang terdistribusi untuk listrik 26,87 MTOE dan untuk non listrik seperti biofuel, biomass, dan biogas 21,13 MTOE.

Geothermal

Potensi *geothermal* Indonesia mencapai 29,544 MW, tersebar di 330 lokasi. Persebaran lokasi panas bumi Indonesia meliputi Sumatera, Jawa, Bali Nusatenggara, Kalimantan, Sulawesi, Maluku, dan Papua. Potensi 29,544 MW tersebut terdistribusi atas sumberdaya 11,988 MW dan cadangan 17,546 MW. Sekitar 43.71 % sumberdaya dan cadangan panas bumi Indonesia terkonsentrasi di Sumatera, Jawa, dan Sulawesi.

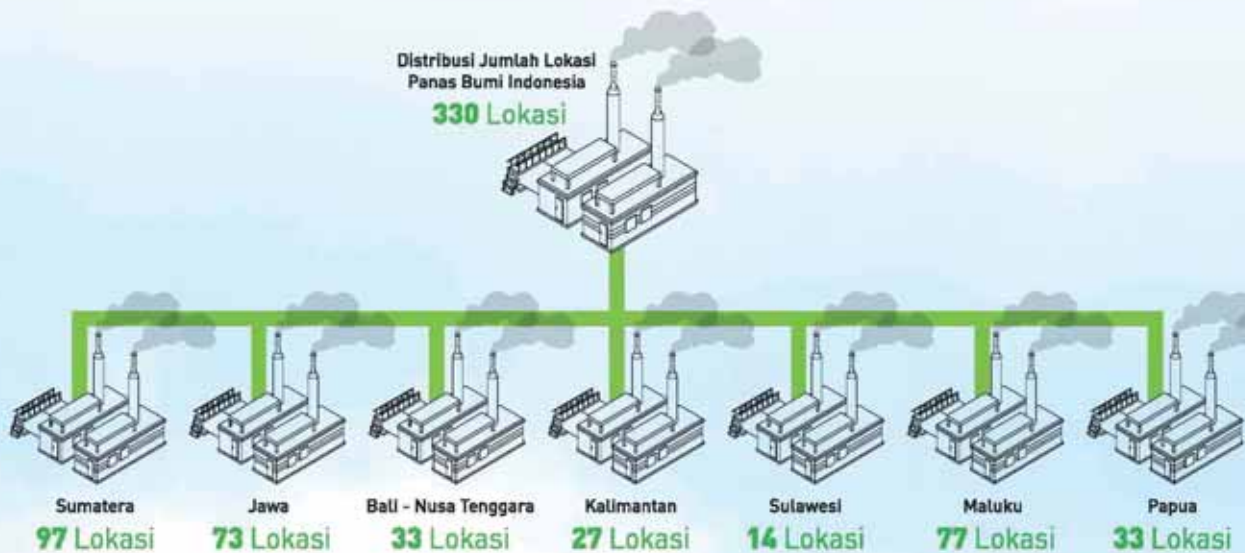
BAB 3 |

LOK ENERGI BARU & TERBARUKAN



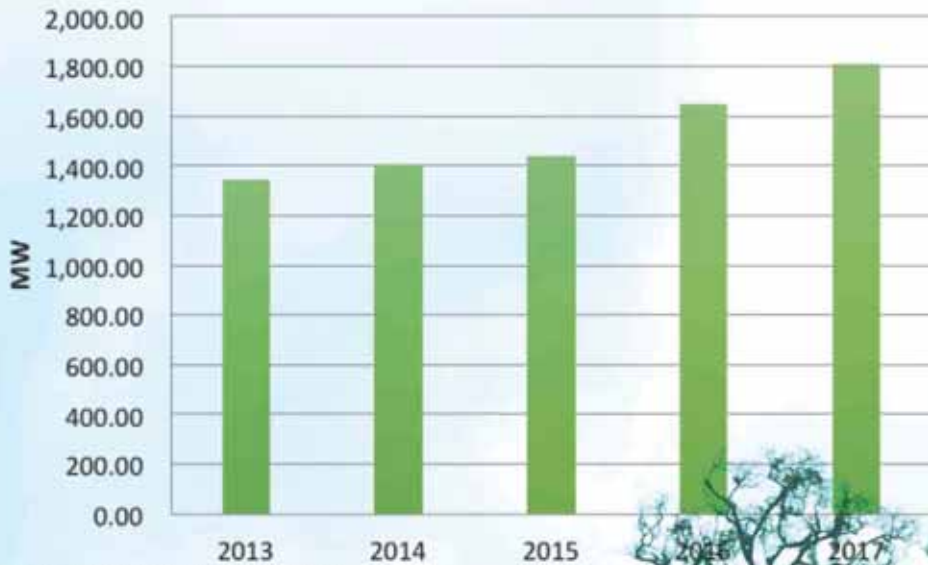


Gambar 3.5 :
Distribusi Jumlah Lokasi Panas Bumi Indonesia



Sumber: Ditjen EBTKE KESDM 2018, disusun.

Gambar 3.6 :
**Perkembangan Kapasitas Terpasang
 Panas Bumi Nasional**

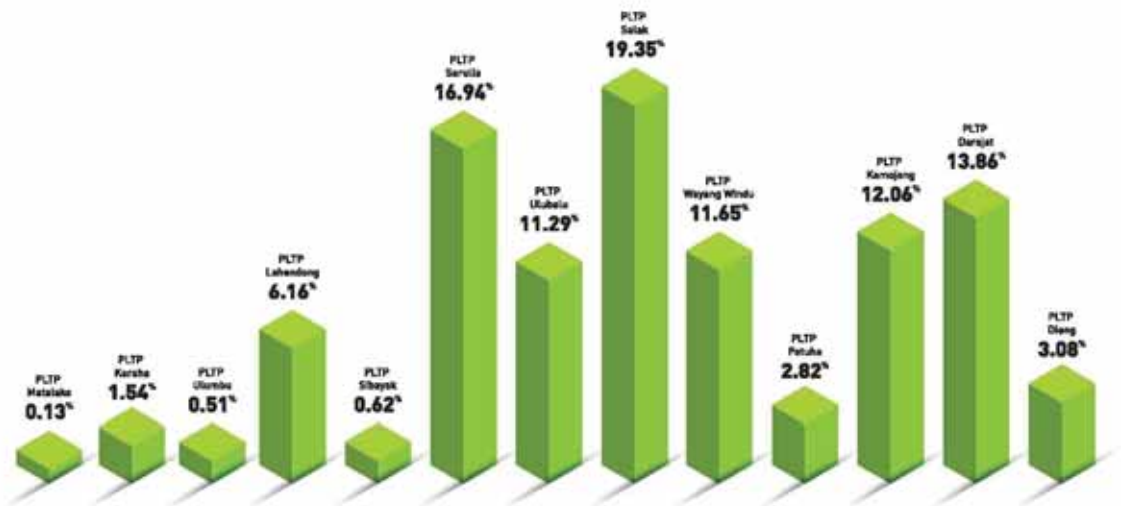


Sumber: Ditjen EBTKE Kementerian ESDM, 2018.

Kapasitas terpasang PLTP Indonesia sampai semester pertama 2018 sebesar 1.948,5 MW. Kapasitas terpasang PLTP tersebut tersebar di 13 lokasi *geothermal* yang telah beroperasi, yaitu: Darajat (270 MW), Dieng (60 MW), Kamojang (235 MW), Gunung Salak (377 MW), Sibayak (12 MW), Lahendong (120 MW), Wayang Windu (227 MW), Ulu Belu (220 MW), Ulumbu (10 MW) dan Mataloko (2,5 MW), Karaha (30 MW), Patuha (55 MW), dan Sarulla (330 MW). Sekitar 64,36% kapasitas terpasang *geothermal* Indonesia terkonsentrasi di Jawa, 28,84 % di Sumatera, 6,16 % di Sulawesi, dan 0,64% di NTT.



Gambar 3.7 :
Distribusi Kapasitas Terpasang
Panas Bumi



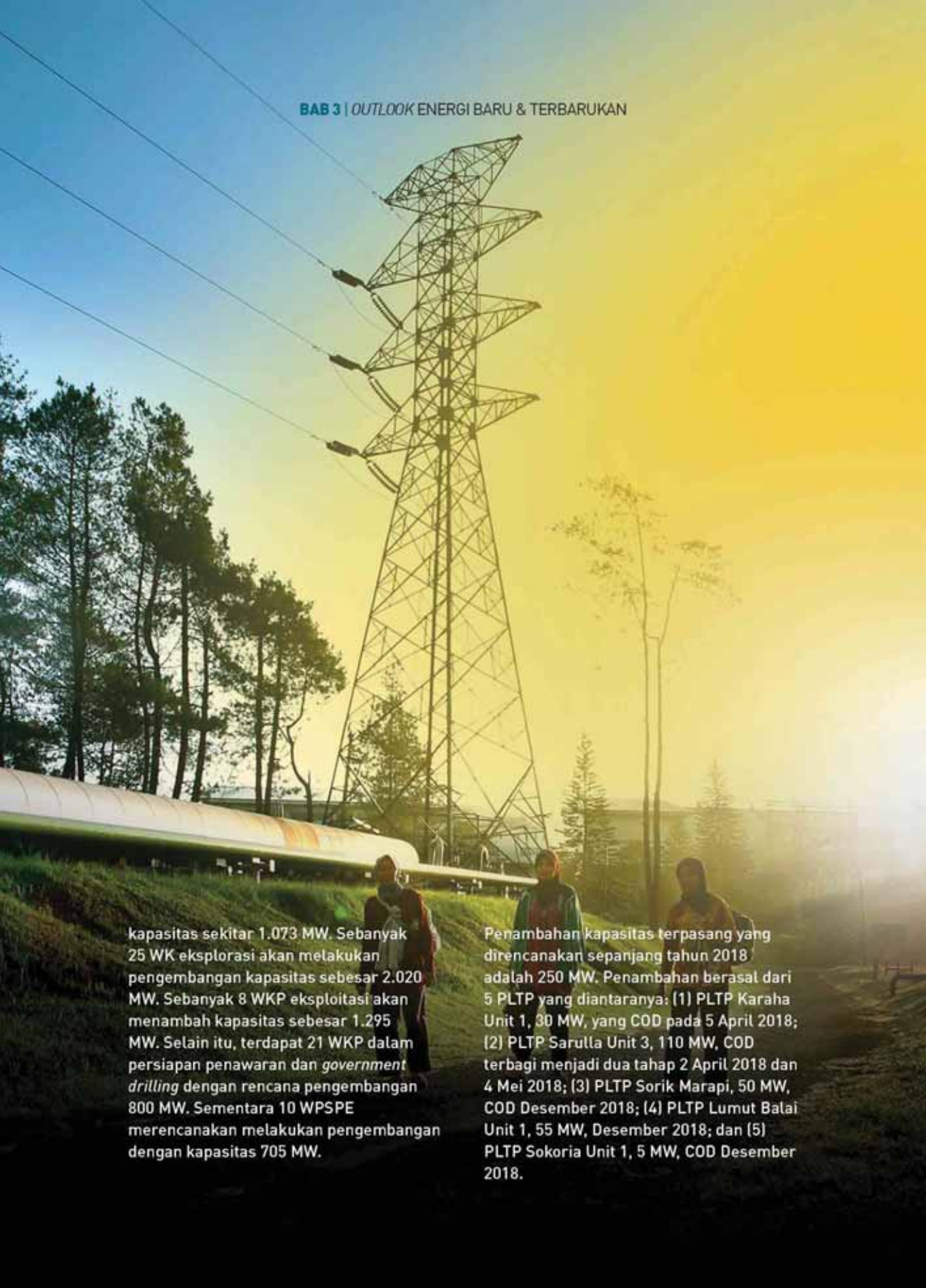
Sumber: KESDM 2018, diolah.

Berdasarkan target pengembangan jangka pendek-menengah, kapasitas terpasang panas bumi Indonesia sampai 2025 mencapai 6.000 MW (sekitar 5% dari kebutuhan energi nasional). Pemerintah menargetkan dalam kurun 2018-2027 terdapat tambahan kapasitas terpasang panas bumi sekitar 4.583 MW. Selama kurun tersebut, tambahan kapasitas terpasang panas bumi terbesar direncanakan pada tahun 2025 yaitu sekitar 2.537 MW.

Pengembangan *geothermal* di Indonesia menghadapi sejumlah permasalahan, antara lain: (1) area prospek panas bumi berada pada hutan konservasi; (2) terdapat

masalah dalam efisiensi biaya untuk mencapai keekonomian harga listrik; (3) cadangan panas bumi tidak sesuai perencanaan; (4) kondisi topografi; (5) isu sosial; dan (6) subsidi bahan bakar fosil yang di dalam tingkatan tertentu menghambat eksploitasi *geothermal*. Bagi negara-negara dengan harga BBM relatif tinggi (seperti Filipina), *geothermal* menjadi alternatif yang menarik.

Sampai tahun 2030, Indonesia menargetkan dapat mengembangkan 65 WKP dan 10 WPSPE panas bumi dengan total kapasitas 7.841,5 MW. Sekitar 11 WKP panas bumi yang beroperasi berencana melakukan ekspansi



kapasitas sekitar 1.073 MW. Sebanyak 25 WK eksplorasi akan melakukan pengembangan kapasitas sebesar 2.020 MW. Sebanyak 8 WKP eksploitasi akan menambah kapasitas sebesar 1.295 MW. Selain itu, terdapat 21 WKP dalam persiapan penawaran dan *government drilling* dengan rencana pengembangan 800 MW. Sementara 10 WPSPE merencanakan melakukan pengembangan dengan kapasitas 705 MW.

Penambahan kapasitas terpasang yang direncanakan sepanjang tahun 2018 adalah 250 MW. Penambahan berasal dari 5 PLTP yang diantaranya: (1) PLTP Karaha Unit 1, 30 MW, yang COD pada 5 April 2018; (2) PLTP Sarulla Unit 3, 110 MW, COD terbagi menjadi dua tahap 2 April 2018 dan 4 Mei 2018; (3) PLTP Sorik Marapi, 50 MW, COD Desember 2018; (4) PLTP Lumut Balai Unit 1, 55 MW, Desember 2018; dan (5) PLTP Sokoria Unit 1, 5 MW, COD Desember 2018.



Biofuels

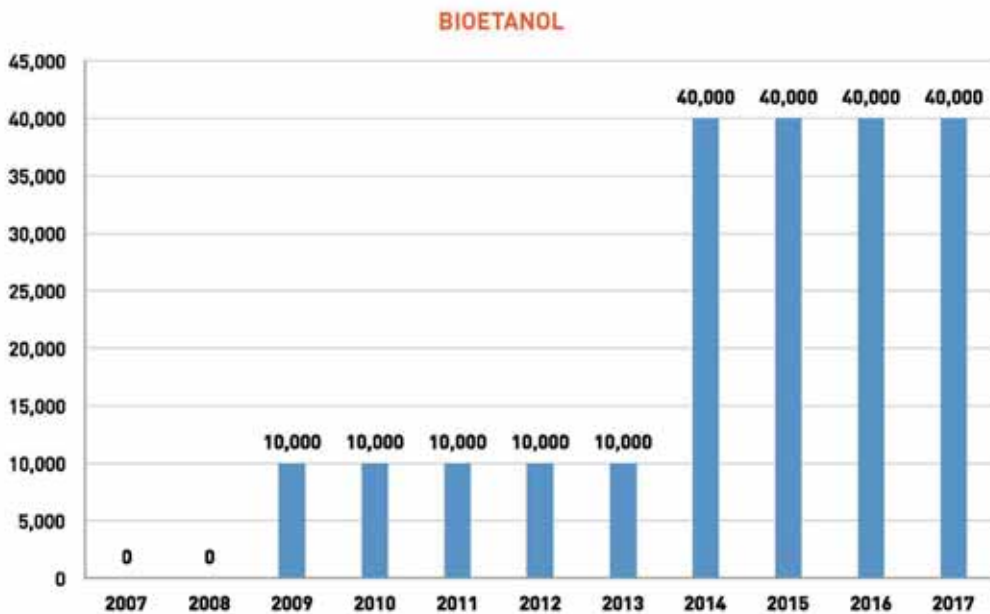
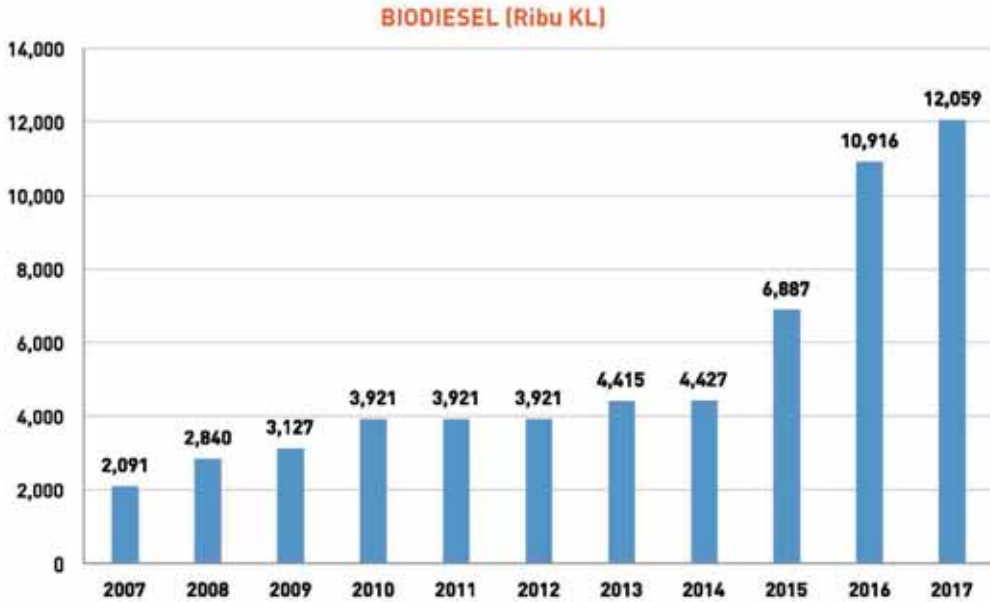
Kapasitas terpasang biofuel Indonesia pada 2017 sekitar 12,09 juta KL, terdistribusi atas kapasitas biodiesel sekitar 12,05 juta KL dan kapasitas bioethanol 40 ribu KL.

Selama 2007-2017 kapasitas industri *biodiesel* Indonesia rata-rata tumbuh sekitar 20,87 % per tahun. Pada tahun 2007 kapasitas industri *biodiesel* Indonesia sebesar 2.091 ribu kiloliter. Kemudian meningkat signifikan menjadi 12.059 ribu kiloliter pada 2017. Kapasitas tersebut meliputi kapasitas terpasang dari 26 perusahaan yang memproduksi *biodiesel* dan beroperasi di Jawa, Sumatera, Bali, Sulawesi, Kalimantan, dan Batam.

Selama periode 2009-2018 (Agustus), produksi *biodiesel* Indonesia rata-rata meningkat sekitar 173 % per tahun.

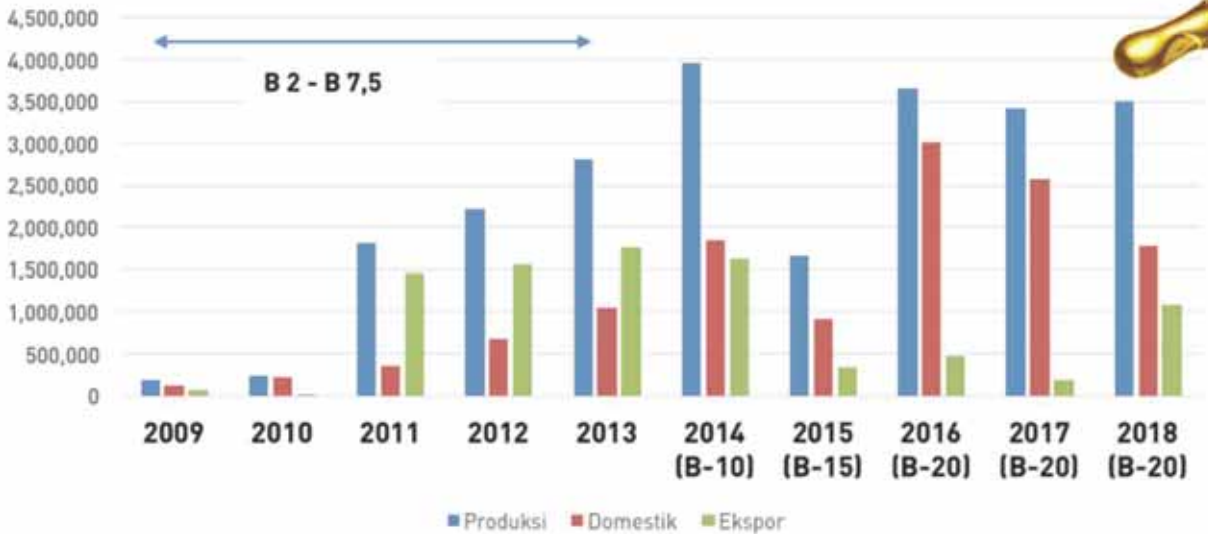
Penyerapan *biodiesel* untuk konsumen dalam negeri tercatat meningkat sekitar 139 % per tahun. Sementara, produksi *biodiesel* yang dialokasikan untuk ekspor rata-rata tumbuh sekitar 145 % untuk setiap tahunnya. Selama kurun 2009-2014 tren realisasi konsumsi *biodiesel* Indonesia terus meningkat. Konsumsi tercatat menurun pada 2015 yang kemungkinan terkait dengan penurunan harga minyak mentah yang terjadi sejak semester kedua 2014. Pada tahun 2016 konsumsi *biodiesel* kembali meningkat, kemudian menurun kembali dalam dua tahun berturut-turut, 2017 dan 2018.

Gambar 3.8 :
**Perkembangan Kapasitas Terpasang
 Industri Biodiesel dan Bioethanol Indonesia**



Sumber: Kementerian ESDM, Statistik EBTKE dan Handbook Energy 2018, disusun.
 *dalam Ribu KL

Gambar 3.9 :
Distribusi Peruntukan Produksi Biodiesel Indonesia (Ribu KL)



Sumber: Kementerian ESDM dan sumber lain 2018, disusun.

Serapan *biodiesel* dalam negeri diatur dalam Permen ESDM No.12/2015, Permen ini merupakan perubahan ketiga atas Permen ESDM No. 32/2008 tentang Penyediaan, Pemanfaatan, dan Tata Niaga Bahan Bakar Nabati (*Biofuel*) Sebagai Bahan Bakar Lain. Regulasi ini menetapkan bahwa sejak tahun 2016-2019 kadar pencampuran biodiesel dalam BBM

jenis solar yang digunakan untuk sektor transportasi publik PSO adalah 20 %, transportasi non PSO 20 %, industri 20 %, dan kelistrikan 30 %. Sejak tahun 2020, mandatori pencampuran *biodiesel* dalam BBM jenis solar yang digunakan oleh seluruh sektor pengguna adalah sebesar 30 %.



Tabel 3.1 :
Mandatori Biodiesel Indonesia

Sektor	Mandatori Biodiesel			
	2015	2016	2020	2025
Transportasi Publik (PSO)	15%	20%	30%	30%
Transportasi Non PSO	15%	20%	30%	30%
Industri	15%	20%	30%	30%
Kelistrikan	25%	30%	30%	30%

Tabel 3.2 :
Mandatori Bioetanol Indonesia

Sektor	Mandatori Biodiesel			
	2015	2016	2020	2025
Transportasi Publik (PSO)	1%	2%	5%	20%
Transportasi Non PSO	2%	5%	10%	20%
Industri	2%	5%	10%	20%
Kelistrikan	0%	0%	0%	0%

Sumber: Peraturan Menteri ESDM No. 12/2015.



PLT Bioenergi

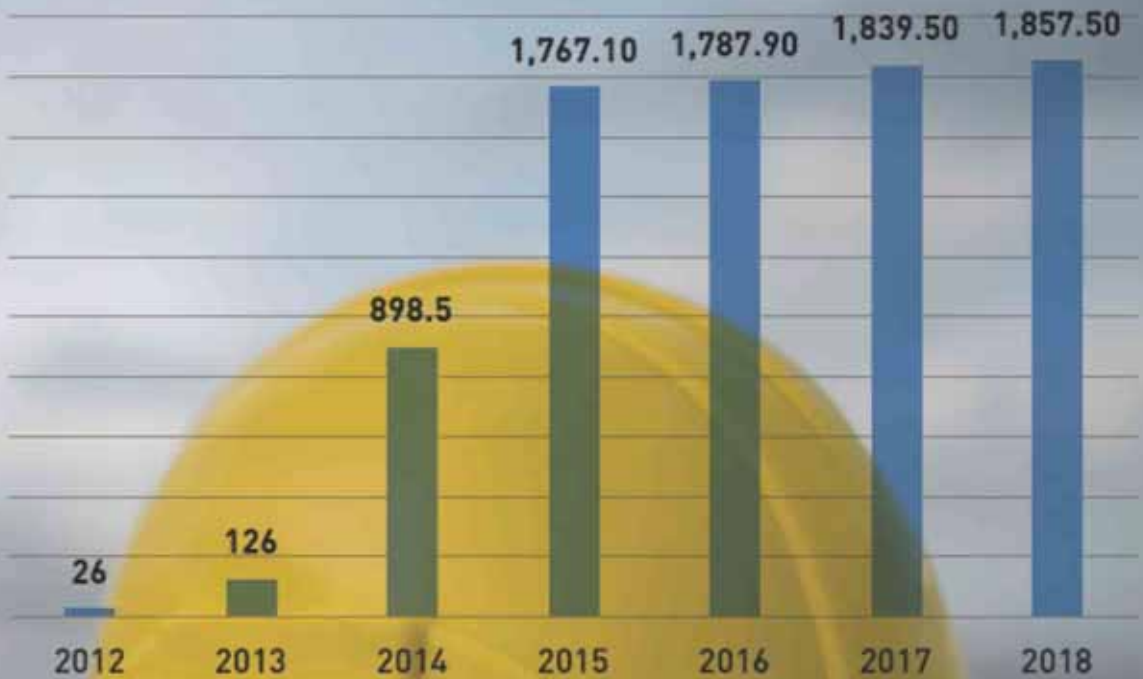
Potensi PLT Bioenergi (Biomassa, Biogas, PLTsa, dan *Biofuel*) Indonesia mencapai sekitar 32,6 GW. Sampai dengan Agustus 2018 realisasi PLT Bioenergi 1,85 GW atau sekitar 0,42 % dari total potensi. Selama kurun 2012-2018 (Agustus), kapasitas pembangkit PLT Bioenergi Indonesia rata-rata meningkat sekitar 183 % untuk setiap tahunnya. Pada tahun 2012 kapasitas PLT Bioenergi tercatat sekitar 26 MW. Sementara sampai Agustus 2018 kapasitasnya meningkat menjadi 1.857,50 MW.

Mandatori pemanfaatan *biodiesel* sudah dipersiapkan sejak 2006. Dua tahun kemudian, pemerintah menerbitkan payung hukum pelaksanaan mandatori melalui Permen ESDM No.32/2008. Sejak tahun 2010 diberlakukan mandatori pemanfaatan BBN untuk sektor transportasi, industri, dan pembangkit listrik. Selama periode 2010-2015 dilakukan sejumlah perbaikan kebijakan mandatori pemanfaatan BBN. Diantaranya melalui perubahan Permen ESDM No.32/2008 hingga tiga kali, terakhir dengan Permen ESDM No.12/2015. Tahun 2015 merupakan periode transisi kebijakan *biodiesel* dari subsidi APBN menjadi insentif BPDPKS. Pada tahun ini pemerintah menerbitkan Permen ESDM No.29/2015 tentang Penyediaan Biodiesel dalam Kerangka Pembiayaan Dana BPDPKS.

Pada 2017 dan 2018, pemerintah tercatat memperluas insentif *biodiesel* untuk sektor Non PSO. Perluasan didukung melalui Perpres No.66/2018 tentang Penghimpunan dan Penggunaan Dana Perkebunan Kelapa Sawit, Permen ESDM No.42/2018 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Bahan Bakar Nabati Jenis Biodiesel Dalam Kerangka Pembiayaan oleh Badan Pengelola Dana Perkebunan Kelapa Sawit (BPDPKS), dan Kepmen ESDM No.1770/2018 yang merupakan perubahan kedua atas Permen ESDM No.6034/2016 tentang Harga Indeks Pasar BBN (*Biofuel*) Yang Dicampurkan Ke Dalam Bahan Bakar Minyak.

Untuk *bioetanol*, berdasarkan *road map bioethanol* 2014-2025, pemerintah Indonesia merencanakan kebutuhan *bioetanol* pada 2025 mendatang sekitar 14,12 juta KL yang diserap oleh transportasi PSO, transportasi Non PSO, industri, dan pembangkit listrik. Berdasarkan realisasi, pada tahun 2016, melalui mandatori transportasi PSO (E2), transportasi Non PSO (E5), dan Industri (E5), realisasi serapan *bioetanol* domestik sekitar 0,74 juta KL. Pada 2020 mendatang, mandatori penggunaan *bioetanol* meliputi transportasi PSO (E5), transportasi Non PSO (E10), dan Industri (E10) dengan target serapan sekitar 2,47 juta KL.

Gambar 3.10 :
Perkembangan Kapasitas PLT Bioenergi



Sumber: Ditjen EBTKE KESDM 2018, disesuaikan



Sebagian besar PLT Bioenergi merupakan PLT *off-grid*. Sekitar 88 % kapasitas PLT Bioenergi merupakan PLT *off-grid*. Sekitar 73 % PLT Bioenergi Indonesia berada di wilayah Sumatera. Sementara 27 % sisanya di wilayah Kalimantan, Jawa-Bali, Sulawesi, dan Papua. Selama periode 2010-2018, kapasitas terpasang PLT Bioenergi *on-grid* rata-rata meningkat sekitar 26 % untuk setiap tahunnya.

Total Kap. Terpasang PLT Bioenergi
1.857,5 Mw

Gambar 3-11

Capaian Kapasitas Terpasang Bioenergi

Kapasitas Terpasang *Off Grid*

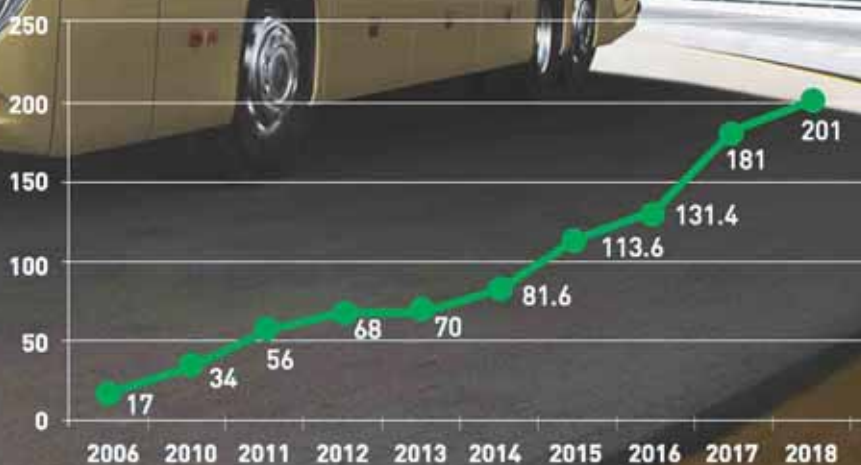
WILAYAH & SUMBER BIOMASSA	Kapasitas <i>Off-Grid</i> s.d 2013 (MW)	Kapasitas <i>Off-Grid</i> 2014 s.d 2018 (MW)
Sumatera	335	
Industri kelapa sawit	9	10
POME		
Industri gula tebu	66	
Industri kertas	955	
Kalimantan		
Industri kelapa sawit	91	7
POME		
Jawa-Bali		
Industri kelapa sawit	2	
Industri gula tebu	142	
Sampah kota	-	
Sulawesi		
Industri kelapa sawit	11	
Industri gula tebu	11	
Papua		
Industri kelapa sawit	4	
TOTAL NASIONAL	1.626	17

Sumber: Diren EBTCL KESDM 2018; disusun



Kapasitas Terpasang On Grid

Kapasitas Terpasang (MW)



● Kapasitas Terpasang (MW)

- PLT OFF GRID : 1643 MW
- PLN ON GRID : 201 MW
- PLT APBN : 13,5 MW

Sumber: Ditjen EBTKE KESDM 2018, disusun.



BAB 4

TANTANGAN SEKTOR EKONOMI & ENERGI

Dalam beberapa tahun terakhir Indonesia menghadapi sejumlah tantangan di sektor ekonomi dan energi yang memerlukan perhatian bersama. Dari sejumlah tantangan yang ada, beberapa diantaranya perlu untuk segera diberikan solusi. Beberapa tantangan yang terjadi di sektor energi dalam beberapa tahun terakhir, diantaranya adalah:



Kesiapan Infrastruktur Penyediaan BBM Kepada Masyarakat

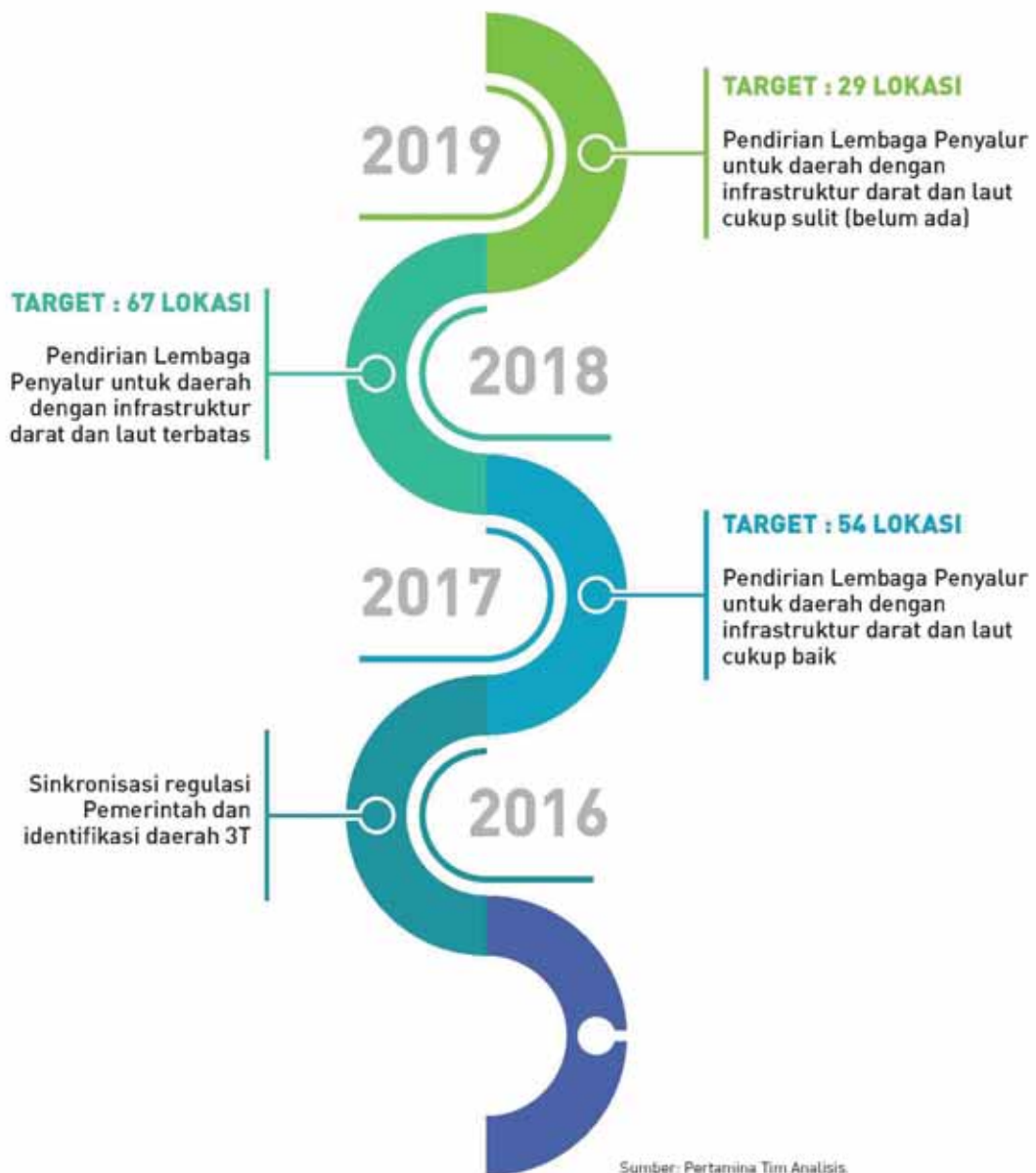
Pertamina telah berhasil mengimplementasikan kebijakan mandatori BBM satu harga untuk wilayah terpencil yang diatur melalui keputusan Dirjen Migas No. 62.K/10/DJM.O/2018 tanggal 28 Februari 2018 perihal lokasi tertentu untuk pendistribusian jenis bahan bakar tertentu (JBT) dan jenis bahan bakar minyak khusus penugasan (JBKP). Hingga akhir 2018, penyesuaian harga telah dilakukan pada sebagian besar lembaga penyalur BBM resmi Pertamina yang tersebar diseluruh wilayah Indonesia. Namun demikian, keterbatasan infrastruktur membuat sejumlah wilayah khususnya wilayah terpencil dan kabupaten pemekaran hingga kini masih belum dapat menikmati kebijakan BBM satu harga tersebut.

Beberapa kendala yang muncul adalah berkaitan dengan belum terdapat lembaga penyalur resmi pada sejumlah daerah. Selain itu, infrastruktur seperti jalan darat yang tidak memadai untuk penyaluran

BBM dan belum ekonomisnya untuk dibangun penyalur untuk volume kecil juga menjadi kendala yang menyebabkan mengapa sampai saat ini implementasi kebijakan BBM satu harga belum merata. Pada sejumlah daerah tersebut, harga jual solar dan premium terpantau masih berkisar antara Rp 7000 – Rp50.000 per liter.

Untuk mendukung implementasi program BBM satu harga, Pertamina telah menyusun *roadmap* program Indonesia Satu Harga guna mempersiapkan infrastruktur penyediaan BBM bagi masyarakat dengan mendirikan sejumlah penyalur BBM di daerah 3T (Tertinggal, Terdepan dan Terluar). *Roadmap* dibagi dalam 4 tahap yang dijalankan dari tahun 2016 – 2019, dengan mempertimbangkan moda transportasi dan infrastruktur yang digunakan seperti jalan darat, jembatan, dermaga, bandara dan sebagainya untuk pengiriman BBM ke lokasi-lokasi tersebut.

Gambar 4.1 :
Roadmap Program Indonesia Satu Harga Pertamina



54 target lokasi BBM satu harga di tahun 2017 telah beroperasi dengan sebaran sebagai berikut:



Sumber: Pertamina Tim Analisis.

Gambar 4.2 :
Sebaran lokasi BBM satu harga di tahun 2017





Sampai dengan bulan September 2018, sebanyak 23 lokasi dari total 67 lokasi yang ditargetkan ditahun 2018 telah mengoperasikan program BBM satu harga. Diantara 23 lokasi tersebut adalah:

Tabel 4.1 :
Sebaran lokasi BBM satu harga di tahun 2018

NO	LOKASI	TANGGAL BEROPERASI
1	Seimenggaris, Nunukan, Kalimantan Utara	09 Maret 2018
2	Kec. Liang, Banggai Kep.	09 Maret 2018
3	Banggai Tengah, Banggai Laut	06 April 2018
4	Wawoni Barat, Kep. Konawe	11 Juni 2018
5	Tagulandang, Kep. Sitaro	29 Juni 2018
6	Distrik Prime, Lanny Jaya	06 April 2018
7	Distrik Fayit, Asmat	02 Juli 2018
8	Gido, Nias	26 Juli 2018
9	Kep. Sula, Maluku Utara	31 Juli 2018
10	Miangas, Kab. Kep. Talaud	30 Juli 2018
11	Belantikan Raya, Lamandau	03 Agustus 2018
12	Sungai Boh, Malinau	07 Agustus 2018
13	Tolinggula, Gorontalo	27 Agustus 2018
14	Wamena, Jayawijaya	27 Agustus 2018
15	Sabu, Sabu Raijua	29 Agustus 2018
16	Bintuni, Teluk Bintuni	30 Agustus 2018
17	Katingan Kuala, Katingan Hulu	30 Agustus 2018
18	Musi Banyuasin, Lalan	30 Agustus 2018
19	Borong, Manggarai Timur	30 Agustus 2018
20	Bokondini, Tolikara	30 Agustus 2018
21	Essang, Kab. Kep. Talaud	04 September 2018
22	Nanusa, Kab. Kep. Talaud	04 September 2018
23	Bawolato, Kab. Nias	07 September 2018

Sumber: Pertamina Tim Analisis.



Penyediaan BBM kepada masyarakat pada sejumlah lokasi 3T memiliki sejumlah tantangan. Moda transportasi pengangkutan BBM dari terminal BBM ke SPBU bervariasi, seperti menggunakan mobil tangki, tongkang, perahu kayu,

truk barang, pesawat dan juga air traktor menyesuaikan dengan medan dan kondisi wilayah yang harus dilalui dalam proses pengangkutan BBM ke wilayah *remote area* yang menyebabkan harga pengecer BBM di wilayah tersebut menjadi tinggi.

Gambar 4.3 :
Contoh alur penyediaan BBM kepada masyarakat 3T

TBBM Kompak Ilaga



Bandara Ilaga, Puncak

BBM dikirim menggunakan Air Tractor 802 CWGNU dengan kapasitas 3,5 - 4 KL/flight



TBBM Timika



SPBU KOMPAK

BBM dikirim menggunakan mobil pick up 4WD dengan kapasitas angkut 4 kL/trip

DISTRIK ILAGA

BBM dipindahkan dari Air Tractor ke dalam drum-drum untuk diangkut menggunakan truk barang

BANDARA MOZES KILANGIN TIMIKA

BBM dikirim menggunakan mobil tangki dari TBBM Timika



5 km / 15 menit



90 km / 50 menit



45 km / 60 menit

Sumber: Pertamina Tim Analysis.

Gambar tersebut memberikan suatu gambaran mengenai tantangan dalam mendistribusikan BBM di daerah terpencil. Kendala seperti adanya potensi gangguan cuaca buruk, pengaturan pengecer yang membeli BBM untuk dijual kembali dan konflik sosial yang terjadi di suatu wilayah menjadi faktor yang menyebabkan operasional penyaluran kepada masyarakat di daerah terpencil dapat terganggu.

Program pemerintah mengenai BBM satu harga diharapkan dapat memberikan manfaat untuk masyarakat di daerah 3T, melalui penurunan harga jual BBM PSO yang semula berkisar antara Rp 7.000 – Rp100.000 di pengecer, menjadi Rp 6.450

– Rp 5.150 di penyalur resmi. Program ini diharapkan dapat menurunkan biaya transportasi lokal, menurunkan harga barang khususnya produk lokal sehingga mampu mendorong aktivitas perekonomian masyarakat daerah 3T. Program BBM satu harga juga diharapkan mempermudah akses kepada BBM dengan harga terjangkau, menciptakan pemerataan pembangunan di pelosok Indonesia, dan mewujudkan keadilan sosial bagi masyarakat di daerah 3T. Realisasi volume penyaluran program BBM satu harga (premium dan solar) untuk 54 penyalur ditahun 2017 adalah sebesar 22.267 KL, dengan rata-rata penyaluran BBM sebesar 1.856 KL perbulan.

Gambar 4.4 :
**Realisasi volume Penyaluran Program
 BBM Satu Harga Tahun 2017**

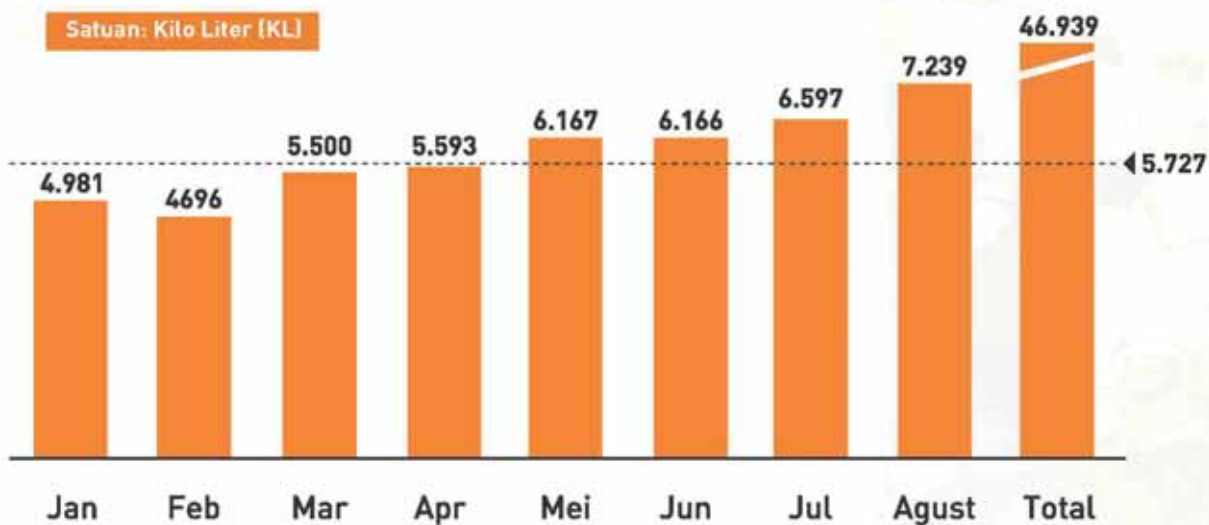


Sumber: Pertamina Tim Analisis.



Realisasi volume penyaluran program BBM satu harga ditahun 2018 sampai Agustus sebesar 46.939 KL dengan rata-rata penyaluran sebesar 5.727 KL per bulan.

Gambar 4.5 :
**Realisasi volume Penyaluran Program
BBM Satu Harga Tahun 2018**



Sumber: Pertamina Tim Analisis.

Roadmap program penyaluran BBM satu harga dilaksanakan dalam empat tahap, dimana untuk penyaluran volume ke masyarakat 3T diestimasikan akan terjadi peningkatan dari tahun ke tahun dan volume penyaluran tersebut akan stabil di tahun 2020, sebagaimana pada Gambar.

Gambar 4.6 :
Roadmap program penyaluran BBM satu harga



Sumber: Pertamina Tim Analisis.

Estimasi biaya untuk penyaluran BBM satu harga juga mengalami peningkatan dari tahun ke tahun mencapai Rp1.849,31 Milyar di tahun 2020. Peningkatan ini

terjadi karena meningkatnya volume penyaluran BBM satu harga yang mencapai 150 lokasi di tahun 2020.



Gambar 4.7:
Estimasi untuk penyaluran BBM satu harga



Sumber: Pertamina Tim Analisis.



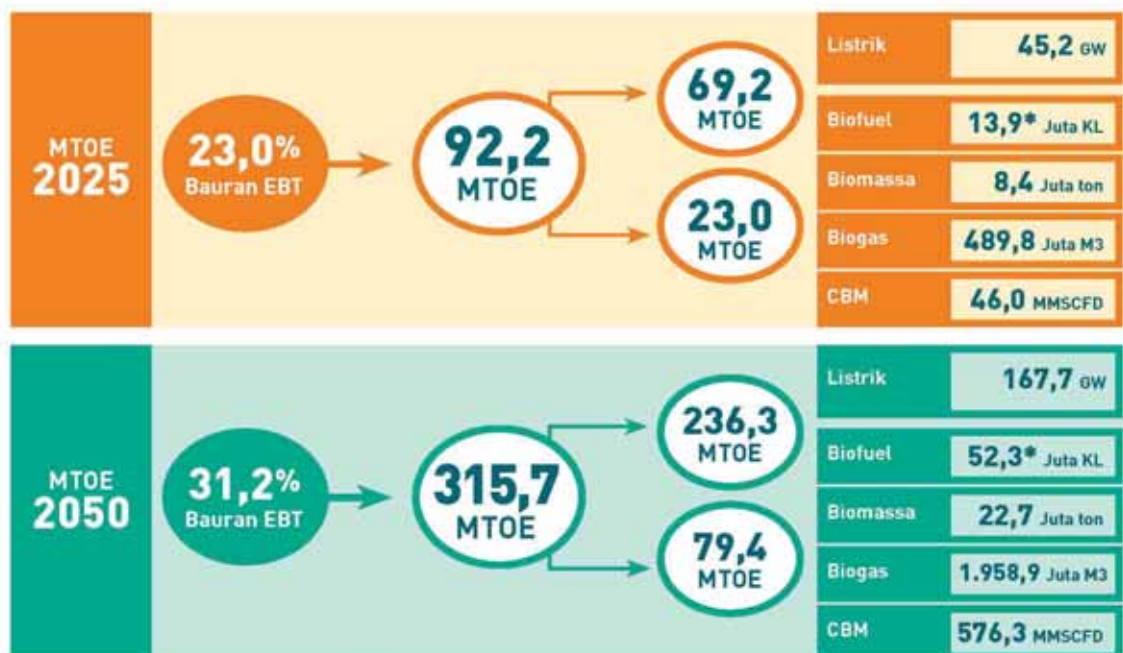
Dukungan Implementasi B20

Melalui Peraturan Presiden (Perpres) No. 22 tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) pemerintah menetapkan bauran energi baru terbarukan (EBT) untuk menghasilkan

listrik maupun pemanfaatan langsung pada tahun 2025 adalah sebesar 23 % dan meningkat menjadi sebesar 31,2 % pada 2050 sebagaimana dapat dilihat pada gambar.

Gambar 4.8 :

Distribusi Bauran Energi Baru Terbarukan (EBT) 2025 & 2050



* Tidak termasuk biofuel untuk pembangkit listrik sebesar 1,1 juta KL tahun 2025 dan 1,9 juta KL tahun 2050

Sumber: Pertamina Tim Analisis.

Melihat target tersebut, pengembangan bioenergi khususnya bahan bakar nabati menjadi penting untuk dilakukan karena merupakan salah satu sumber EBT yang penting untuk penyediaan kebutuhan energi di masa mendatang yang digunakan untuk menunjang ketahanan energi nasional, mengingat semakin terbatasnya cadangan energi konvensional seperti minyak, gas dan batubara.

Pengembangan *biofuel* untuk pemanfaatan langsung di tahun 2025 ditargetkan sebesar 13,9 Juta KL dan terus meningkat sampai tahun 2050 sebesar 52,3 Juta KL. *Biofuel* menjadi salah satu energi potensial untuk dikembangkan, mengingat Indonesia memiliki potensi ketersediaan bahan baku *biodiesel* yang berasal dari *Crude Palm Oil* (CPO) yang besar. CPO merupakan salah satu andalan komoditi ekspor Indonesia, dimana pemanfaatan

untuk pemenuhan kebutuhan domestik dapat meningkatkan ketahanan energi nasional sebagai pengganti BBM jenis solar. Dalam upaya untuk mendukung Kebijakan Energi Nasional, pemerintah melalui Peraturan Menteri ESDM No. 12 Tahun 2015 telah mewajibkan pemanfaatan *biodiesel* sebesar 20 % untuk sektor transportasi dan industri serta 30 % untuk sektor pembangkit listrik pada tahun 2016. Peraturan tersebut merupakan perubahan terakhir dari Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2008 tentang Penyediaan, Pemanfaatan dan Tata Niaga Bahan Bakar Nabati (*Biofuel*) sebagai Bahan Bakar Lain. Melalui Peraturan Menteri ESDM No. 12 Tahun 2015, secara bertahap pemerintah mewajibkan pemanfaatan *biodiesel* (B100) sebagai campuran bahan bakar minyak dengan persentase besaran campuran sebagai berikut:

Tabel 4.2 :

Implementasi dari kewajiban minimal pemanfaatan biodiesel (B100)

Jenis Sektor	April 2015	Januari 2016	Januari 2020	Januari 2025	Keterangan
Rumah Tangga	-	-	-	-	Saat ini tidak ditentukan
Usaha Mikro, Usaha Perikanan, Usaha Pertanian, Transportasi dan Pelayanan Umum (PSO)	15%	20%	30%	30%	Terhadap kebutuhan total
Transportasi Non PSO	15%	20%	30%	30%	Terhadap kebutuhan total
Industri dan Komersial	15%	20%	30%	30%	Terhadap kebutuhan total
Pembangkit Listrik	25%	30%	30%	30%	Terhadap kebutuhan total

Sumber: Rencana Umum Energi Nasional (2017).

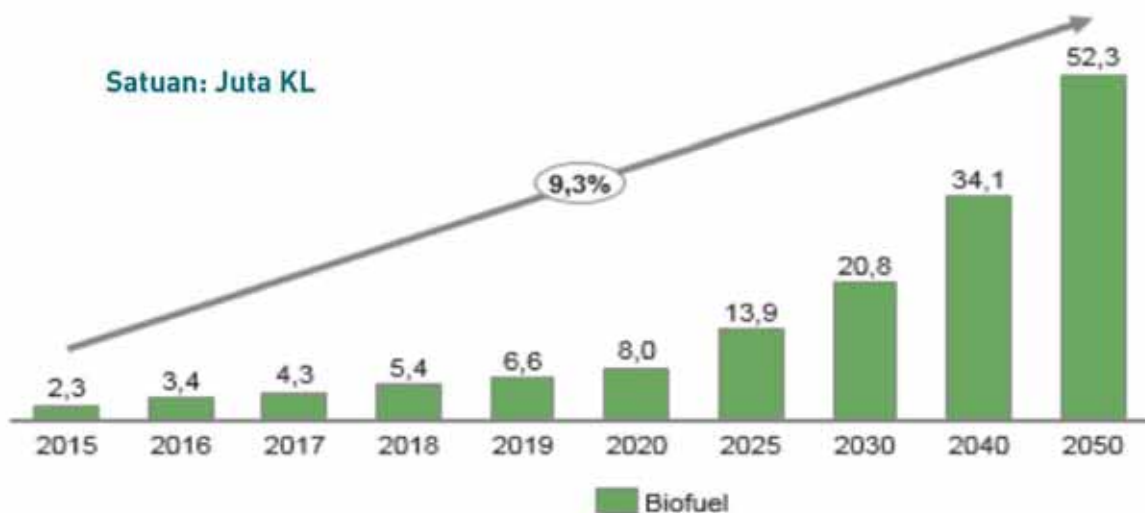


Implementasi *biofuel* menjadi salah satu *concern* pemerintah dalam bauran energi nasional kedepan dimana untuk *outlook* jangka panjang pemerintah menargetkan pemanfaatan *biofuel* sebesar 31,2% ditahun 2050. Rencana pemerintah dalam

mengimplementasikan pemanfaatan *biofuel* tersebut dituangkan pada *roadmap* pengembangan EBT di dalam Peraturan Presiden RI no. 22 tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), sebagai berikut:

Gambar 4.9 :

Roadmap pengembangan EBT Hingga 2050



Sumber: Rencana Umum Energi Nasional (2017).

Sejalan dengan hal tersebut, Pertamina mendukung kebijakan program B20 melalui kesiapan infrastruktur dan cakupan wilayah distribusi *biodiesel* yang didukung oleh kehandalan kilang dan terminal BBM untuk melayani penyaluran *biodiesel* keseluruh wilayah Indonesia. Upaya Pertamina dalam mendukung

program ini tercermin dari meningkatnya pasokan *Fatty Acid Methyl Eter* (FAME) yang digunakan sebagai campuran bahan bakar *biodiesel*, dengan total realisasi dari tahun 2010 sampai dengan semester 1 tahun 2018 mencapai 10,69 Juta KL.

Gambar 4.10 :
Perkembangan pasokan *Fatty Acid Methyl Eter (FAME)*



Sumber: Pertamina Tim Analisis.

Energi Nasional, pemerintah melalui Peraturan Menteri ESDM No. 12 Tahun 2015 telah mewajibkan pemanfaatan *biodiesel* sebesar 20 % untuk sektor transportasi dan industri serta 30 % untuk sektor pembangkit listrik pada tahun 2016. Peraturan tersebut merupakan perubahan terakhir dari Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2008 tentang Penyediaan,

Pemanfaatan dan Tata Niaga Bahan Bakar Nabati (*Biofuel*) sebagai Bahan Bakar Lain. Melalui Peraturan Menteri ESDM No. 12 Tahun 2015, secara bertahap pemerintah mewajibkan pemanfaatan *biodiesel* (B100) sebagai campuran bahan bakar minyak dengan persentase besaran campuran sebagai berikut:



Gambar 4.11 :
Realisasi penjualan biosolar

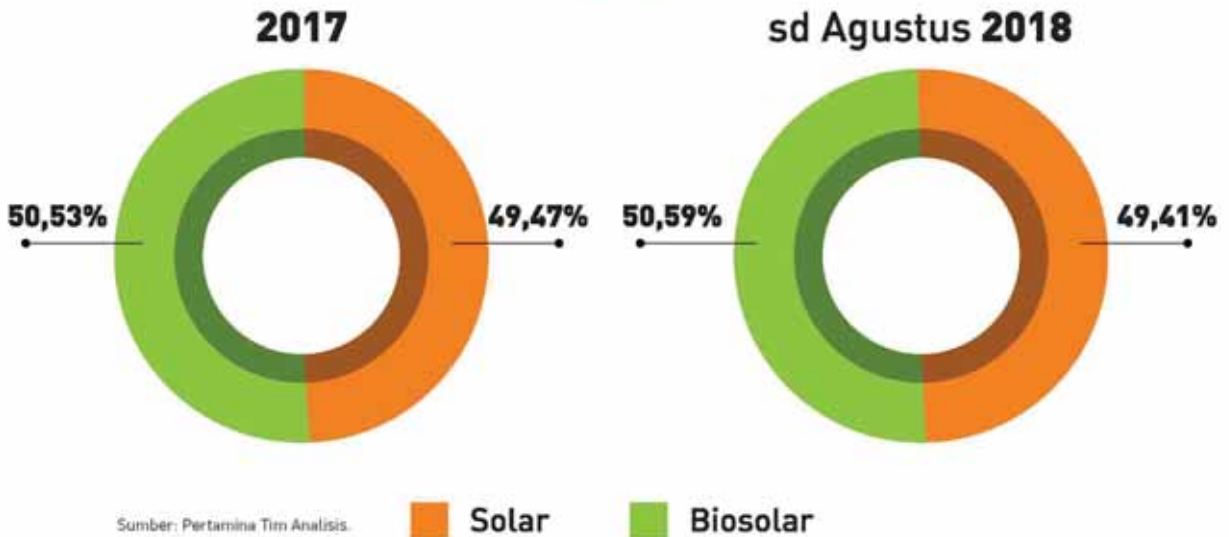


Sumber: Pertamina Tim Analisis

Porsi realisasi penjualan *biosolar* tahun 2017 sebesar 50,53% lebih tinggi dibandingkan penjualan solar sebesar 49,47% dan untuk realisasi penjualan *biosolar* periode sampai dengan Agustus tahun 2018 sebesar 50,59% lebih tinggi dibandingkan penjualan solar sebesar 49,41%. Hal tersebut menunjukkan upaya

yang dilakukan secara berkelanjutan dan bertahap untuk mengurangi pemakaian bahan bakar fosil dengan menggunakan bahan bakar nabati yang menghasilkan FAME sebagai campuran solar. Dengan program tersebut volume impor diesel dapat dikurangi dan penggunaan produk domestik dapat ditingkatkan.

Gambar 4.11 :
Porsi realisasi penjualan biosolar



Untuk menjaga keberlanjutan pengembangan dan optimalisasi bahan bakar nabati perlu memperhatikan aspek-aspek pengembangan seperti aspek lingkungan, ekonomi dan sosial, serta dukungan dan sinergi dari seluruh pihak yang terkait. Berdasarkan kajian yang dilakukan Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT), disebutkan masih terdapat tantangan dalam implementasi B20 yang dapat dilihat dari beberapa aspek, seperti harga *biodiesel* yang lebih mahal dibandingkan solar konvensional sehingga diperlukan subsidi agar tidak memberatkan konsumen. Tantangan lainnya adalah peningkatan kualitas *biodiesel* nasional yang masih perlu ditingkatkan, standarisasi penggunaan campuran bahan bakar *biodiesel* dalam menjamin kualitas bahan bakar B20 yang memerlukan penyusunan petunjuk teknis *handling* dan *storage*,

sertifikasi untuk produsen dan penjualan *biodiesel* dan masih diperlukannya sosialisasi kepada masyarakat tentang *biodiesel*.

Sejumlah tantangan tersebut perlu ditindaklanjuti dan mendapatkan dukungan dari semua pihak, sehingga kesuksesan implementasi B20 dapat dicapai sebagai langkah untuk menuju pemanfaatan *biodiesel* B30 di tahun 2020. Beberapa persiapan untuk mendukung implementasi B30 seperti perlu dipersiapkan. Diantaranya diperlukan perbaikan kualitas *biodiesel* untuk diblending menjadi B30, pengujian pengaruh kualitas bahan bakar, aspek *maintenance*, emisi dan kinerja mesin serta perlu adanya standar mutu B30 baik untuk kendaraan, pembangkit listrik dan industri.



Kapasitas dan Daya Saing Kilang Minyak

Kondisi Kilang Pertamina

Kilang-kilang *existing* Pertamina merupakan kilang lama yang dibangun sekitar tahun 1970-1980-an. Teknologi kilang Pertamina saat ini masih memiliki konversi yang rendah dan hanya mampu mengolah *sweet crude* yang mahal. Sehingga diperlukan pembaharuan dengan teknologi terkini untuk meningkatkan konversi *high value* dan kemampuan mengolah *sour crude* yang lebih murah dari pada *sweet crude*. Selain itu, kilang-kilang *existing* Pertamina dibangun menggunakan teknologi yang hanya mampu memproduksi BBM dengan kualitas setara EURO II. Adapun Pemerintah mengamanatkan seluruh kualitas BBM setara EURO IV pada tahun 2025. Karena itu diperlukan upaya untuk memperbaharui teknologi proses untuk memproduksi BBM setara Euro IV/V.

Produksi *crude domestic* tahun 2025 diperkirakan turun menjadi 320 kbpd. Angka ini turun 60 % terhadap produksi 2017 yang mencapai ~800 kbpd. Keterbatasan *crude domestic* akan berdampak terhadap kebutuhan tambahan impor *sweet crude* yang jumlahnya juga terbatas dan berharga mahal. Sehingga

diperlukan upaya untuk mengganti impor *sweet crude* menjadi *sour crude* yang jumlahnya lebih banyak tersedia dan berharga juga lebih murah.

Kondisi saat ini, Indonesia masih melakukan impor produk BBM jenis *gasoline* sebesar 60 % (325 kbpd), diesel sebesar 20 % (80 kbpd), dan Avtur sebesar 20 % (20 kbpd) dari kebutuhan nasional pada tahun tahun 2017. Mencermati kondisi yang ada tersebut perlu dilakukan upaya-upaya untuk meningkatkan produksi BBM kilang dalam negeri sebagai bagian dari upaya meningkatkan ketahanan dan kemandirian energi nasional.

Upaya Pertamina

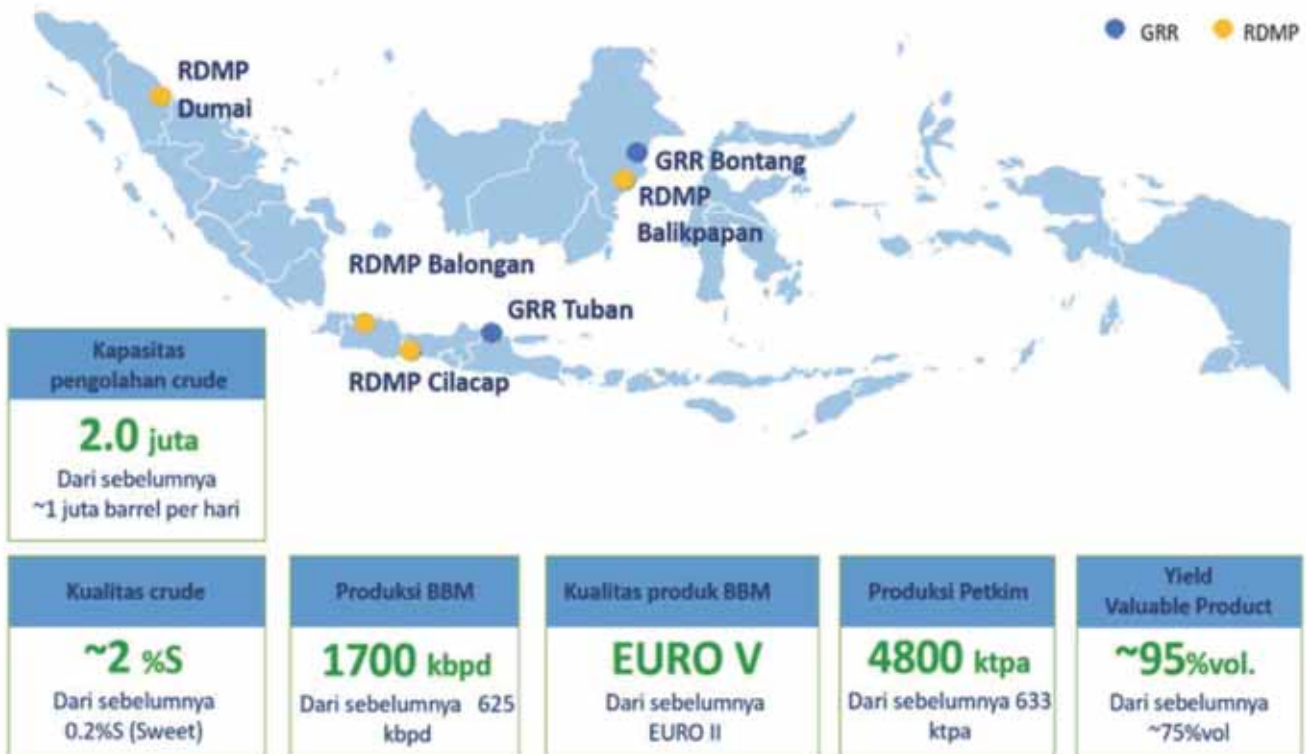
Pertamina telah melakukan upaya peningkatan Produksi kilang *existing*, melalui proyek RDMP (*Refinery Development Master Plan*) dan mempercepat pembangunan kilang baru melalui proyek GRR (*Grass Root Refinery*). Terdapat 4 proyek RDMP dan 2 proyek GRR

yang dapat meningkatkan ketahanan dan kemandirian energi nasional, mendukung pengembangan industri petrokimia serta memperkuat keberlangsungan bisnis hilir Pertamina. Adapun lokasi RDMP terdapat di Dumai, Balongan, Cilacap, dan Balikpapan. Sedangkan GRR meliputi Tuban dan Bontang.

Dengan adanya proyek RDMP dan GRR tersebut, potensi peningkatan kapasitas

pengolahan *crude* dari sebelumnya 1 juta barrel per hari menjadi 2 juta barrel per hari. Kualitas *crude* dari sebelumnya 0.2% S menjadi 2%S, produksi BBM dari sebelumnya 625 kbpd menjadi 1.700 kbpd, kualitas produk BBM dari sebelumnya EURO II menjadi EURO V, produksi petrokimia dari sebelumnya 633 ktpa menjadi 4.800 ktpa dan *Yield Valuable Product* dari sebelumnya ~75% vol menjadi ~95% vol.

Gambar 4.12 :
Upaya Pertamina melalui Proyek RDMP dan GRR





Dampak Pada Perekonomian Indonesia

Proyek RDMP (Dumai, Balongan, Cilacap, dan Balikpapan) dan GRR (Tuban dan Bontang) diharapkan dapat menghasilkan multiplier effect bagi perekonomian Indonesia. Kenaikan produksi BBM seperti *gasoline*, *diesel* dan *avtur* di dalam negeri dapat meningkatkan ketahanan dan

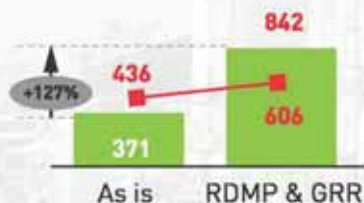
kemandirian energi nasional. Produksi *gasoline*, *diesel* dan *avtur* Pertamina diharapkan dapat meningkat masing-masing 187 %, 127 % dan 604 % pada tahun 2030 ketika RDMP dan GRR beroperasi.

Gambar 4.13 :
Skenario Peningkatan Kapasitas Kilang dalam Proyek RDMP dan GRR

Gasoline kbpd



Diesel kbpd



Avtur kbpd



Sumber: Pertamina Tim Analisis

Proyeksi Produksi 2030

Potensi *multiplier effect* pengembangan kilang juga dapat berpengaruh terhadap keuangan negara, seperti penghematan devisa dengan proyeksi sampai 2030 dapat mencapai USD 13 miliar/tahun. Selain itu, terdapat potensi penambahan PDB baik langsung maupun tidak langsung selama proyek sebesar USD 19 miliar.

Gambar 4.14 :
Potensi Ekonomi Negara dari Proyek Kilang RDMP dan GRR

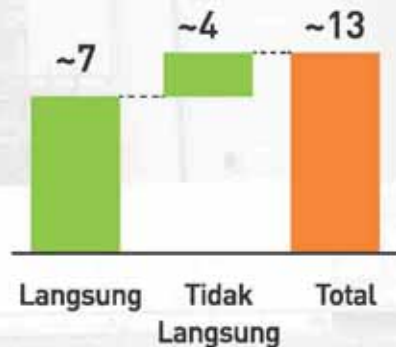
Dampak terhadap devisa Indonesia (Proyeksi 2030)

USD miliar/tahun



Multiplier effect selama fase proyek terhadap PDB

USD miliar



Sumber: Pertamina Tim Analisis



Dampak yang dapat dirasakan oleh masyarakat umum adalah ketika proyek dan juga pada saat operasi dengan

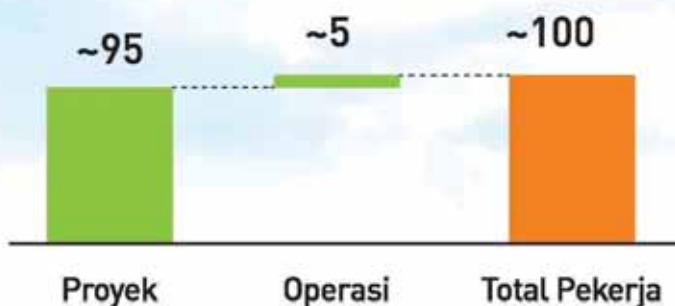
penambahan lapangan kerja baru yang melibatkan sekitar 100 ribu pekerja.

Gambar 4.15 :

Potensi Lapangan Kerja Negara dari Proyek Kilang RDMP dan GRR

Lapangan Kerja Baru

Jumlah pekerja, ribu orang



Sumber: Pertamina Tim Analisis.

Adapun pada industri petrokimia, terdapat potensi peningkatan produksi dari *polyethylene*, *propylene/polypropylene*,

paraxylene dan *benzene* untuk mendukung pengembangan industri nasional.

Gambar 4.16 :
Potensi Peningkatan Produksi dari Polyethylene, Propylene/Polypropylene, Paraxylene dan Benzene dari Proyek Kilang RDMP dan GRR

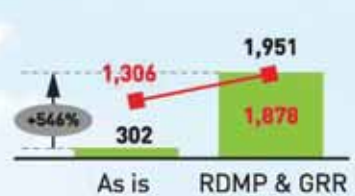
Polyethylene
 kbpd



Propylene/Polypropylene
 kbpd



Paraxylene dan Benzene
 kbpd



Sumber: Pertamina Tim Analisis.

Dalam implementasinya, peningkatan produksi kilang *existing* dan pembangunan kilang baru masih membutuhkan waktu persiapan yang dalam hal ini memerlukan strategi lain untuk jangka pendek. Salah satu strategi yang dapat dilakukan adalah implementasi kebijakan *biodiesel* secara

lebih luas dengan teknologi yang lebih baik. Selain itu, diperlukan keselarasan pengembangan *electric vehicle* (EV), industri petrokimia dengan peningkatan produksi kilang *existing* dan pembangunan kilang baru sehingga porsi impor dapat dikurangi.





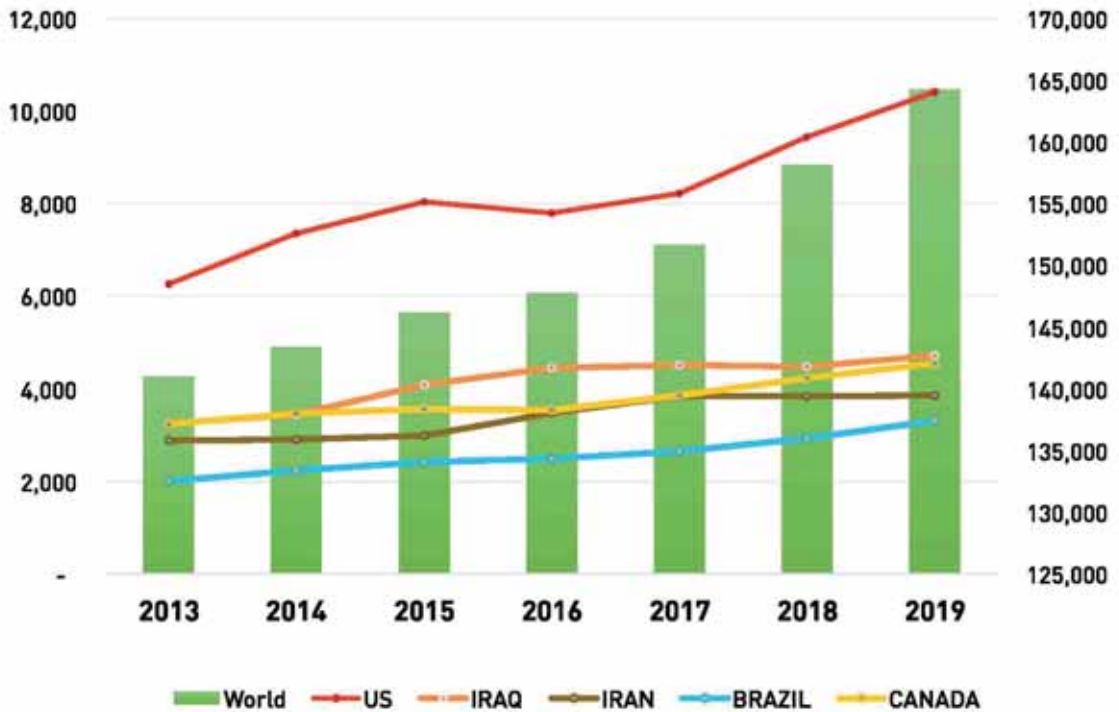
Refleksi Hulu Minyak & Gas Indonesia



Terlepas dari fluktuasi harga minyak, produksi minyak global terus meningkat untuk memenuhi permintaan. Hal ini membutuhkan pengeluaran modal (CAPEX) yang besar dan keterlibatan

teknologi tinggi untuk mempertahankan produksi dari lapangan yang sudah *mature* maupun penemuan minyak konvensional dan non-konvensional yang baru.

Gambar 4.17 :
Negara dengan Pertumbuhan Produksi Minyak Tertinggi (Kboepd)



Sumber: Pertamina Tim Analisis.

Selama 5 tahun terakhir, produksi minyak global meningkat sekitar 12 % terutama untuk negara-negara seperti Amerika Serikat, Irak, Iran, Brasil, dan Kanada.

Peningkatan produksi minyak tersebut diperkirakan akan terus meningkat menyusul tumbuhnya permintaan global untuk beberapa tahun ke depan.

Gambar 4.18 :
Realisasi Capex Hulu Perusahaan Migas Global 3 Tahun Terakhir (US\$ Miliar)



Sumber: Pertamina Tim Analisis.

Perusahaan minyak besar seperti BP dan Chevron menginvestasikan rata-rata US \$ 14 miliar hingga US \$ 20 miliar untuk belanja modal (CAPEX). Sementara, *National Oil Company* (NOC) seperti Petronas dan Petrobras menghabiskan sekitar US \$ 5 Miliar - US \$ 14 Miliar. Pertamina dalam hal ini memiliki kemampuan belanja modal yang lebih rendah, sehingga dalam upaya mempertahankan maupun meningkatkan produksi, Pertamina perlu ditingkatkan kemampuan belanja modal-nya.

Belanja Modal (CAPEX) ini lazimnya dikeluarkan untuk biaya terkait fasilitas produksi (termasuk pengelolaan air), peralatan pemrosesan, fasilitas bawah

laut, pengeboran pengembangan, penyelesaian dan stimulasi sumur, saluran pipa, fasilitas pemuatan lepas pantai, terminal, dan biaya abandonment. Diperkirakan pengeluaran modal (*capex*) 2019 pada sejumlah perusahaan migas di atas akan stabil mendekati angka 2018-nya kecuali untuk Petrobras yang lebih rendah dengan rencana untuk lebih fokus mengurangi porsi hutang korporasi mereka saat ini.

Baru-baru ini, beberapa wilayah kerja di Indonesia yang habis masa kontrak PSC-nya dimenangkan oleh Pertamina. Ini termasuk blok-blok produktif Indonesia seperti Rokan dan Mahakam yang diharapkan dapat meningkatkan

kemampuan belanja modal Pertamina. Dilain sisi, aset-aset baru ini melibatkan aktifitas operasional yang berisiko tinggi, teknologi maju, keahlian khusus, dan membutuhkan pengeluaran modal besar.

Secara umum, praktik terbaik dalam mengoptimalkan aset berisiko tinggi tersebut adalah dengan bermitra dengan perusahaan lain yang memiliki teknologi, keahlian, dan portofolio bisnis yang sama. Selama 5 tahun terakhir ada sekitar 118 kegiatan kemitraan yang diumumkan di seluruh dunia. Namun demikian, hanya 44,9 % dari kegiatan ini yang berhasil ditutup. Ini menunjukkan betapa sulitnya proses kemitraan.

Proses kemitraan ini biasanya melibatkan divestasi atas kepemilikan saham ataupun *participating interest* pengelolaan wilayah kerja yang dimiliki. Bagi NOC, divestasi merupakan proses yang sangat ketat yang melibatkan keseimbangan antara transparansi dan fleksibilitas bisnis. Transparansi sangat penting untuk memastikan prosesnya adil dan mematuhi setiap regulasi. Disisi lain fleksibilitas sangat penting untuk menarik mitra dengan kualifikasi yang diharapkan dan menumbuhkan peluang sukses dalam bermitra. Pada akhirnya, kemitraan sangat bergantung pada apa yang dibawa oleh masing-masing pihak ke meja perundingan.

Tabel 4.1 :
Beberapa Kemitraan Hulu Migas di NOC Global

NOC	Pertimbangan Kemitraan	Model Penawaran Kemitraan	Wilayah Kerja	Proyek	Mitra		Operator	Nilai
					Kontraktor	Kebangsaan		
PEMEX (Mexico)	Capital	Penawaran Terbuka	Trión (2017)	Deepwater Light Oil and Gas	BHP Billiton	Australia	BHP Billiton 60%	US\$ 11 Miliar
PETROBRAS (Brazil)	Technical expertise	Penunjukan langsung dengan diskresi	Roncador (2017)	Deepwater and Mature field	Equinor (Statoil)	Norwegia	Petrobras 75%	US\$ 2 Miliar
PETRONAS (Malaysia)	Technical expertise	Pemilihan Langsung dengan undangan	D35, D21 dan J4 (2016)	Revamping and enhance oil recovery	ROC Oil	Australia	Petronas 70%	US\$ 125 Miliar dan US\$ 250 Miliar Investasi Modal

Sumber: Pertamina Tim Analisis.



Pemex, NOC dari Meksiko baru-baru ini menyelesaikan kesepakatan kemitraan dengan BHP Billiton untuk proyek Minyak dan Gas Billio *Deepwater* senilai \$ 11 di lapangan Trion. Proyek ini merupakan tindak lanjut kebijakan reformasi minyak Meksiko pada tahun 2013 dengan membuka sektor minyak kepada investor swasta. Dorongan utama untuk dilakukannya kesepakatan adalah kebutuhan akan Modal. Karena ini adalah proyek divestasi pertama untuk Pemex dan negara, Pemerintah kemudian memilih lembaga pengatur pihak ketiga yang independen untuk melaksanakan proses penawaran. Lembaga tersebut adalah *Comisión Nacional de Hidrocarburos* (CNH), agen khusus yang kemudian mengeksekusi proses divestasi akhir, sedangkan Pemex menyarankan blok untuk divestasi. Divestasi ini merupakan tender terbuka dan kemudian BHP Billiton yang diberikan penguasaan sebesar 60 % saham dan operator dari konsorsium.

Petrobras Brazil dan Equinor (sebelumnya Statoil) menyelesaikan perjanjian kemitraan strategis untuk bidang Roncador pada 2017. Petrobras yang memiliki lapangan mendivestasi 25 % dari nilai sahamnya sekitar \$ 2,0 Miliar ke Equinor yang diikuti oleh Perjanjian Aliansi Teknis Strategis (STAA) antara kedua perusahaan. Dorongan utama dilakukannya kerja sama ini adalah untuk menggabungkan keahlian dan pengalaman dalam eksplorasi dan produksi di dalam air. Equinor yang memiliki keahlian diharapkan dapat meningkatkan faktor pemulihan paling sedikit 5 % atau sekitar 500 Juta BoE volume tambahan.

Kerja sama strategis adalah bagian dari rencana bisnis dan manajemen petrobras 2018-2022. Petrobras melakukan proses divestasi diskresioner yang mereka pilih untuk diundang untuk diskusi, negosiasi dan bermitra. Dalam proses ini, Petrobras memilih Perusahaan Minyak Internasional besar untuk melakukan diskusi kemitraan. Sebagai NOC, Petrobras mewajibkan adanya operator.

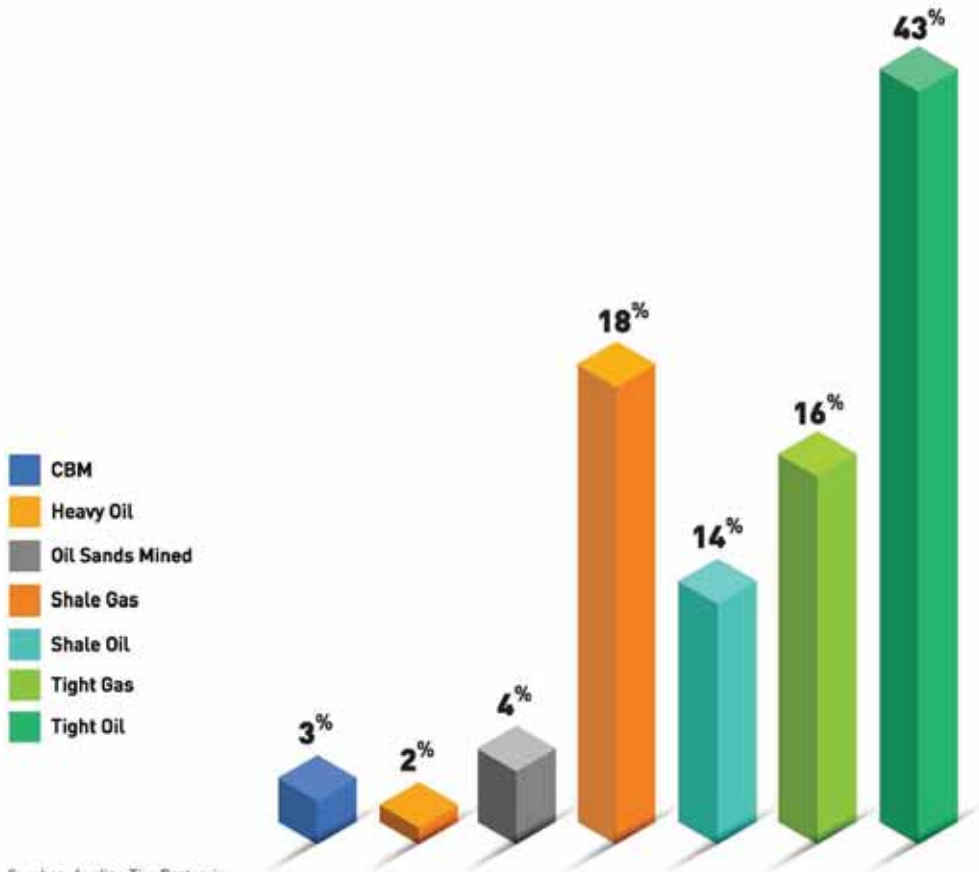


Gambar 4.19 :
Tujuan *Farm-In* teraktif dalam
5 tahun terakhir



Sumber: Analisa Tim Pertamina

Gambar 4.20 :
Unconventional Capital Expenditures 2018



Dari perspektif pembeli, kemitraan memungkinkan mereka untuk mendapatkan akses ke sumber daya energi. Negara-negara dengan sumber daya energi dan pertumbuhan ekonomi tinggi biasanya sangat aktif dalam aktivitas *farm-out* (membeli aset). Hal ini juga menjadi peluang besar bagi negara-negara pemilik aset untuk mendapatkan modal. Tiga negara besar yang sangat aktif dalam proses *farm-out* internasional dalam 5 tahun terakhir termasuk China [25], India [14], Rusia [12].

Penukaran sumber daya (*asset swap*) adalah salah satu opsi lain untuk mendapatkan akses internasional. Satu transaksi pertukaran bebas tunai internasional yang utama adalah antara Gazprom Rusia dan OMV Norwegia pada tahun 2017. Dalam kesepakatan ini, Gazprom mendapat 38,5 % saham di OMV Norge sedangkan OMV mendapat bunga 24,98 % dalam Blok 4 dan 5 dari formasi Achimov.



OBRAS 52

CERIMÔNIA
DE BATISMO
P-52

BR PETROBRAS

Ministério de
Minas e Energia **BRAS**

CE Oil & Gas

Keppel FELS Brasil

Technip

Rolls-Royce



Dalam hal kemitraan teknologi, pada dasarnya dipicu oleh adanya optimalisasi portofolio aset. Pada proses *bottom-up* ini, kemitraan teknologi mengisi celah yang dibutuhkan untuk mempertahankan produksi atau untuk mendapatkan akses ke keahlian untuk bidang penemuan tertentu. Keahlian khusus yang umum dan percepatan teknologi yang dibutuhkan adalah untuk air yang sangat dalam, bidang yang matang, tidak konvensional

(*heavy oil, shale oil dan tight oil*). *Tight oil* adalah yang paling menghabiskan belanja di 2018 untuk minyak non konvensional diikuti oleh *shale gas* dan *tight gas*. Diharapkan bahwa *tight oil* akan tumbuh dengan tingkat pertumbuhan rata-rata 9 % per tahun selama 5 tahun ke depan dengan Amerika Serikat berada



di garis terdepan dalam teknologi. *Tight Rock* mengacu pada batu permeabilitas rendah sedangkan *shale* menggambarkan batu yang berbutir halus dan dengan kandungan liat tinggi





Daftar Referensi

Asian Development Bank. 2018. *Asian Development Outlook 2018: How Technology Affects Jobs*. Mandaluyong: Asian Development Bank.

Badan Pusat Statistik. 2018. *Indikator Ekonomi Buletin Statistik Bulanan Agustus 2018*. Jakarta: Badan Pusat Statistik

Badan Pusat Statistik. 2018. *Laporan Bulanan Data Sosial Ekonomi Edisi 101 Oktober 2018*. Jakarta: Badan Pusat Statistik

British Petroleum. 2018. *BP Energy Outlook 2018 Edition*. London: British Petroleum.

Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi. 2016. *Statistik EBTKE 2016*. Jakarta: Kementerian ESDM.

International Energy Agency (IEA). 2018. *Annual Energy Outlook 2018 with Projections to 2050*. Paris: International Energy Agency.

International Gas Union (IGU). 2018. *Global Gas Report 2018*. Barcelona: International Gas Union.

International Gas Union (IGU). 2018. *Wholesale Gas Price Survey 2018 Edition*. Barcelona: International Gas Union.

International Gas Union (IGU). 2018. *2018 World Gas LNG Report*. Barcelona: International Gas Union.

International Monetary Fund (IMF). 2018. *World Economic Outlook: October 2018*. Washington, DC: International Monetary Fund.

Kementerian ESDM. 2017. *Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2017*. Jakarta: Kementerian ESDM.

Kementerian ESDM. 2018. *Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2018*. Jakarta: Kementerian ESDM.

Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD). 2018. *OECD Economic Outlook, Volume 2018 Issue 1*. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development.

Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). 2017. *Monthly Oil Market Report October 2018*. Vienna. Organization of the Petroleum Exporting Countries

Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). 2017. *World Oil Outlook 2017*. Vienna. Organization of the Petroleum Exporting Countries.

Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). 2018. *World Oil Outlook 2018*. Vienna. Organization of the Petroleum Exporting Countries.

Republik Indonesia. 2015. *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No 12 Tahun 2015 tentang Perubahan ketiga atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No 32 Tahun 2008 Tentang Penyediaan, Pemanfaatan dan Tata Niaga Bahan Bakar Nabati (Biofuel) sebagai Bahan Bakar Lain*. 2015 Jakarta: Sekretariat Negara Republik Indonesia.

The World Bank. 2018. *Indonesia Economic Quarterly*. Washington, DC: The World Bank Group.

Universitas Indonesia. 2018. *Macroeconomic Analysis Series: Indonesia Economic Outlook*. Jakarta: LPEM FEB Universitas Indonesia.







EDITORIAL OFFICE:

Pertamina Energy Institute (PEI)
Corporate Strategy and Planning
Planning, Investment, & Risk Management Directorate

PT. PERTAMINA (PERSERO)
Main Building 18th Floor, Jl. Medan Merdeka Timur 1A
Central Jakarta 10110, Indonesia

energy-institute@pertamina.com