



Neraca Gas Bumi Indonesia 2018 - 2027



Neraca Gas Bumi Indonesia 2018 - 2027



Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia
Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi

Gedung Migas
Jl. H.R. Rasuna Said Kav. B-5, Jakarta 12910
Telepon : 021-5268910, Fax : 021-5268979
email : infomigas@esdm.go.id



Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi

NERACA GAS BUMI INDONESIA

NGI // 2018 - 2027

2018 - 2027

NGI

Fasilitas HCML
Dok. Pribadi

DAFTAR ISI

06	<i>SAMBUTAN</i>
08	<i>PRAKATA</i>
10	<i>PENDAHULUAN</i>
20	<i>KEBIJAKAN GAS BUMI NASIONAL</i>
28	<i>PERKEMBANGAN MAKRO EKONOMI & GAS BUMI INDONESIA</i>
54	<i>NERACA GAS INDONESIA</i>
58	<i>NERACA GAS REGION I</i>
66	<i>NERACA GAS REGION II</i>
78	<i>NERACA GAS REGION III</i>
86	<i>NERACA GAS REGION IV</i>
94	<i>NERACA GAS REGION V</i>
102	<i>NERACA GAS REGION VI</i>
110	<i>NERACA GAS NASIONAL 2018-2027</i>
122	<i>KESIMPULAN</i>

Pelindung

Arcandra Tahar – Wakil Menteri ESDM

Pengarah

Djoko Siswanto – Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi
Mustafid Gunawan – Direktur Pembinaan Program Minyak dan Gas Bumi
Budiyantono – Sekretaris Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi

Penanggung Jawab

Diyah Wahyudi – Kepala Subdit Penyiapan Program Minyak dan Gas Bumi

Tim Penyusun

Bayu Satria Pratama	Winda Yunita	Tri Ligayanti
Rizal Fajar Muttaqin	Monica Raphita	Yuli Puspita Sari
Haryanto	Ardianto Johansyah	Chairani Rachmatullah
Edward Gorasinatra	Syarif Maulana Chaniago	Riza Affiandi
Mahmudah Perwirawati	Rayendra Sidik	Suko Hartono
Natasha Amelia Sinuhaji	Yulia Tri A.	Ana Masura
Hendry Maghribi	M. Anas Pradipta	Mahendra
Ridho Eka Yandra	Norita Kuntjoro Putri	Octavianus Ledemude Ragawino
Wita Gratia	Kanyadibya Kirana	Armynas Handyas
Yusuf Hasan Habibie	Katia Dewi Septarini	

Apresiasi dan ucapan terima kasih kepada :

Ego Syahril – Sekretaris Jenderal KESDM
Sukandar – Wakil Kepala SKK Migas
Agus Cahyono Adi – Kepala Pusat Data dan Informasi ESDM
Harya Adityawarman – Kepala Biro Perencanaan KESDM
Muhammad Khayam – Direktur Industri Kimia Hulu Kemenperin
Waras Budi Santosa – Kepala Divisi Monetisasi Minyak dan Gas Bumi SKK Migas
Erwin Haria
PT Pertamina (Persero)



Hak cipta dilindungi undang-undang. Dilarang mengutip atau memperbanyak sebagian atau seluruh isi buku tanpa izin tertulis dari penerbit.

#gasbumiindonesia
#kesdm
#halomigas

// SAMBUTAN //

Perhatian stakeholders, traders, Badan Usaha, elite politik, pemerhati energi, ekonom dan masyarakat terhadap gas bumi Indonesia sangat berguna untuk menjaga kewaspadaan dan ketersediaan gas bumi nasional.



// MENTERI ESDM // IGNASIUS JONAN

Pengelolaan energi diarahkan menuju energi berkeadilan melalui peningkatan akses energi secara merata dengan harga terjangkau dan tata kelola penyediaan energi yang lebih efisien. Untuk mendukung hal tersebut, penyediaan gas bumi harus diprioritaskan untuk pemenuhan kebutuhan domestik dan mengurangi ekspor secara bertahap. Gas bumi tidak lagi dianggap sebagai komoditas ekspor semata tetapi sebagai modal pembangunan nasional. Penggunaan gas bumi domestik diprioritaskan untuk transportasi, rumah tangga dan pelanggan kecil, lifting minyak, industri pupuk, industri berbasis gas bumi, pembangkit listrik dan industri berbahan bakar gas.

Pemerintah berkomitmen untuk meningkatkan pemanfaatan sumber energi domestik diantaranya gas bumi yang memiliki cadangan 142.72 *Triliun Standar Cubic Feet* sebagai energi bersih dan ramah lingkungan. Melalui Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional, pemanfaatan gas bumi domestik ditargetkan meningkat dari saat ini sebesar 19% menjadi 24% pada tahun 2050. Sebaliknya, pemanfaatan minyak bumi diturunkan dari saat ini sebesar 42% menjadi 20% pada tahun 2050.

Hal tersebut sejalan dengan Nawacita Pemerintahan Joko Widodo-Jusuf Kalla tahun 2014-2019 yaitu mewujudkan kemandirian ekonomi dengan menggerakkan sektor-sektor strategis ekonomi domestik yang juga dituangkan dalam beberapa paket kebijakan ekonomi. Pada tahun 2017, pemanfaatan gas bumi untuk domestik sekitar 58.59% sedangkan untuk ekspor sebesar 41.41%. Pemanfaatan gas bumi untuk domestik tersebut diharapkan bisa mencapai 100% paling lambat tahun 2036.

Perhatian *stakeholders, traders*, Badan Usaha, elite politik, pemerhati energi, ekonom dan masyarakat terhadap gas bumi Indonesia sangat berguna untuk menjaga

kewaspadaan dan ketersediaan gas bumi nasional. Oleh karena itu, pengaturan penyediaan dan pemanfaatan gas bumi memerlukan perencanaan alokasi gas bumi yang matang, berorientasi jangka panjang dan melibatkan para pemangku kepentingan.

Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027 diharapkan menjadi dokumen untuk perencanaan dan penetapan alokasi gas bumi, sekaligus menjadi pedoman dan acuan bagi seluruh pemangku kepentingan industri gas bumi di Indonesia.

Saya harapkan **Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027** dapat memberikan manfaat besar bagi keberlangsungan industri gas bumi di Tanah Air. Saya memberikan apresiasi dan penghargaan setinggi-tingginya kepada seluruh pihak terkait yang terlibat dalam penyusunan **Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027**.

Terima Kasih.

Menteri Energi dan Sumber
Daya Mineral,

Ignasius Jonan



NGI

Neraca Gas Bumi Indonesia

2018 - 2027

Fasilitas PHM
dok. pribadi

Sejalan dengan semangat transparansi di sektor migas, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral melalui Ditjen Migas menerbitkan buku **Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027**. Penerbitan ini merupakan kegiatan rutin yang sudah dilakukan sejak tahun 2008 yang lalu sebagai upaya untuk menyebarluaskan informasi sektor gas dan mendorong peran aktif seluruh *stakeholder* dalam perbaikan sektor migas sebagaimana diamanatkan dalam Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi.

Dalam edisi ini dilakukan perubahan-perubahan yang cukup signifikan menyangkut isi, kedalaman dan tampilan. Hal ini dilakukan agar informasi yang disajikan dapat diterima publik dengan lebih baik mengingat selama ini sektor migas, terutama Gas Bumi dikenal rumit. Tambahan isi mencakup gambaran umum kondisi perekonomian

nasional dan sektor gas bumi dalam 5 tahun terakhir. Hal ini penting dilakukan mengingat gas bumi merupakan salah satu faktor penting yang berfungsi sebagai penyedia energi, bahan baku dan komoditas ekspor. Sebagai penyedia energi, gas bumi merupakan komoditas yang bersaing dengan komoditas lain seperti minyak bumi, batubara dan sumber-sumber energi baru terbarukan. Daya saing gas bumi terhadap bahan bakar lain, tentu saja dipengaruhi oleh karakteristik pasar gas bumi dan adanya infrastruktur yang memadai. Semakin efisien pasar beroperasi maka harga gas bumi semakin terjangkau dan kemampuan untuk bersaing dengan komoditas energi lain akan semakin baik. Secara makro, pasar gas bumi juga bergantung dengan pasar energi internasional yang sangat dipengaruhi oleh volatilitas harga minyak. Kemampuan adaptasi gas bumi terhadap volatilitas minyak sangat ditentukan oleh ketersediaan infrastruktur, kontrak perjanjian jual beli antara produsen dan konsumen serta pelaku usaha yang terlibat di dalamnya.

Dalam konteks di atas, kehadiran Pemerintah menjadi sangat penting dalam rangka perbaikan pasar gas bumi domestik. Pemerintah diharapkan dapat mendorong tumbuhnya pasar gas bumi domestik yang sehat dan mendorong pembangunan infrastruktur gas untuk *remote area* dan wilayah distribusi yang kurang ekonomis melalui instrumen fiskal dan keterlibatan BUMN. Untuk wilayah-wilayah yang pasar gas buminya sedang tumbuh, peran swasta diharapkan hadir sehingga menciptakan pasar gas bumi yang efisien melalui persaingan sehat. Tumbuhnya pasar yang sehat tentu saja memerlukan kestabilan dalam pasokan gas bumi. Untuk itu Pemerintah telah mengambil kebijakan alokasi gas bumi dengan mengalihkan pasokan ekspor ke pengguna domestik di luar komitmen ekspor jangka panjang. Dalam rangka kestabilan pasokan jangka panjang dimungkinkan untuk impor gas bumi dikemudian hari dengan tetap memprioritaskan sumber-sumber gas bumi dari lapangan yang ada.

Kebijakan tersebut memerlukan data dan informasi yang akurat dalam bentuk neraca gas bumi yang memuat profil kebutuhan dan pasokan gas bumi dari lapangan domestik. Dengan kondisi pasar gas bumi yang dinamis, neraca yang telah disusun ini akan memerlukan pemutakhiran secara berkesinambungan. Seiring dengan era otonomi daerah, Pemerintah Daerah juga memerlukan informasi yang memadai tentang sub sektor gas bumi ini dalam rangka perencanaan pembangunan di daerahnya. Keberadaan lapangan dan infrastruktur gas bumi dapat menjadi sarana untuk percepatan pembangunan daerah. Keberadaan infrastruktur gas bumi juga merupakan daya tarik daerah untuk menarik *investor* yang pada akhirnya diharapkan akan memiliki efek berantai (*multiplier effect*) bagi tumbuhnya sektor lain.

Buku ini diharapkan mampu menjadi acuan pengambilan kebijakan bagi segenap *stakeholder* baik Pemerintah Pusat, Pemerintah Daerah, Badan Usaha dan masyarakat umum. Diperlukan ketelitian dan informasi yang akurat terutama dari *stakeholder* yang berkecimpung di sektor ini. Keterlibatan penuh dari Ditjen Migas, SKK Migas, BPH Migas dan Badan Usaha seperti PT Pertamina (Persero), PT PGN (Persero) Tbk. dan PT PLN (Persero) sangat membantu dalam rangka mewujudkan buku neraca gas ini. Tentu saja tidak ada sebuah buku yang sempurna. Masih banyak data dan informasi yang perlu diolah dan disajikan untuk memudahkan para pembaca. Untuk itu masukan dan saran sangat diperlukan bagi penyempurnaan ke depan.

Tim penyusun menyampaikan terima kasih atas dukungan, saran, kritik dari semua pihak selama proses penyusunan buku ini. Semoga buku ini bermanfaat sebagaimana yang diharapkan.

Jakarta, Agustus 2018
Tim Penyusun



Pendahuluan

// PENDAHULUAN //

GAS BUMI ADALAH ENERGI

Gas bumi merupakan energi primer ketiga yang paling banyak digunakan di dalam negeri setelah minyak bumi dan batubara. Untuk itu gas bumi memegang peranan penting dalam kebijakan bauran energi (*energy mix policy*) di Indonesia. Pemerintah secara agresif terus mendorong pemanfaatan gas bumi domestik, diantaranya melalui pembangunan infrastruktur gas bumi (pipa dan LPG/CNG/LNG) untuk menstimulasi industri dalam negeri dan menjaga lingkungan hidup yang lebih bersih.



Loading LNG di Nusantara Regas
Jawa Barat
Dok. Pertamina

Industri Gas Bumi dimulai pada awal tahun 1960-an dengan penyaluran gas bumi melalui pipa dari lapangan gas bumi PT Stanvac Indonesia di Pendopo, Sumatera Selatan ke pabrik Pupuk Sriwidjaja, Pusri-1A di Palembang. Pada tahun 1974 Pertamina mulai memasok gas bumi dari lapangan di Prabumulih, Sumatera Selatan ke Pusri II, Pusri III dan Pusri IV. Pada tahun 1974 Pertamina juga mulai memasok gas bumi dari lapangan di daerah Cirebon dan dari lepas pantai (*offshore*) Laut Jawa untuk pabrik pupuk, semen, keramik, dan baja, serta beberapa pembangkit listrik di Jawa Barat dan Cilegon, Banten. Pada tahun 1977 Indonesia mulai mengeksport gas bumi (LNG) dari kilang Bontang dan disusul pada tahun 1978 dari kilang Arun, sehingga selama beberapa tahun kemudian Indonesia sempat menjadi negara pengekspor LNG terbesar di dunia. Saat ini Indonesia masih menjadi negara pengekspor gas bumi dalam bentuk LNG dan gas pipa, namun pasokan gas bumi untuk ekspor menurun seiring dengan meningkatnya kebutuhan domestik dari tahun ke tahun. Pemanfaatan gas bumi domestik naik rata-rata 7.8% sejak tahun 2003 sampai dengan tahun 2017. Untuk tahun 2017, gas bumi yang diekspor sebesar 41.41% dari lifting gas bumi nasional dan tahun depan penyerapan gas bumi untuk domestik diharapkan dapat meningkat.

Sejalan dengan kebijakan ekonomi, paradigma pemanfaatan gas bumi pada masa pemerintahan Presiden Joko Widodo meneruskan dan menyesuaikan dari pemerintahan sebelumnya yaitu dari sumber pendapatan negara menjadi penggerak pertumbuhan ekonomi nasional melalui gas bumi sebagai sumber energi (kelistrikan) dan gas bumi sebagai bahan baku (pupuk, petrokimia, baja dan industri lainnya).

Cadangan gas bumi Indonesia per 1 Januari 2017 sebanyak 142.72 TSCF. Jika tidak ada penemuan cadangan yang baru, dengan tingkat pemakaian gas bumi (pemanfaatan gas) saat ini dan menimbang produksi gas rata-rata dari tahun 2012-2017 sebesar

2.9 TSCF/tahun, gas bumi Indonesia diperkirakan akan habis 49 tahun mendatang.

Tahun 2015 sampai dengan saat ini, industri hulu Migas telah mengalami reformasi era dari minyak bumi ke gas bumi. Pengembangan penemuan migas didominasi oleh temuan lapangan-lapangan gas bumi, terutama di kawasan Indonesia Bagian Timur. Tantangan dan kendala yang dihadapi saat ini adalah temuan-temuan tersebut terletak di beberapa lapangan yang marjinal dan laut dalam. Selain itu, mayoritas pengguna gas bumi berada di kawasan Indonesia Bagian Barat dan menimbang kondisi geografi Indonesia yang berbentuk kepulauan mengakibatkan biaya dan metode distribusi gas bumi sebagai tantangan tersendiri yang harus dihadapi secara bersama-sama.

Neraca Gas Bumi Indonesia

Perkiraan besarnya pasokan gas bumi dan kebutuhan gas bumi nasional untuk jangka waktu tertentu digambarkan dalam suatu neraca yang disebut sebagai **Neraca Gas Bumi Indonesia**. Jika kebutuhan gas bumi di suatu daerah lebih besar dari pasokan yang ada, maka dikatakan neraca gas buminya tidak berimbang dan terjadi kekurangan pasokan (*gas shortage*), sebaliknya jika pasokannya melebihi kebutuhan, maka dikatakan terjadi kelebihan pasokan (*gas surplus*).

Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027 disusun untuk memperkirakan kesetimbangan pasokan dan kebutuhan (*supply-demand*) gas bumi saat ini serta proyeksi pasokan dan kebutuhan sampai tahun 2027 (10 tahun). Neraca gas bumi ini telah memperhitungkan adanya penambahan pasokan gas bumi dari lapangan-lapangan gas bumi baru, penyesuaian terhadap volume gas bumi yang dapat diproduksi setiap tahun (*gas deliverability*) dari masing-masing lapangan, tambahan pasokan gas bumi dari Unit Penyimpanan dan Regasifikasi (*Storage and Regasification Unit*), serta kebutuhan gas bumi yang sudah terkontrak berdasarkan Perjanjian Jual Beli Gas

(PJBG) yang telah ditandatangani sampai tanggal 31 Desember 2017.

Dengan adanya perbaikan dan pemutakhiran data maka diharapkan **Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027** ini dapat memberikan gambaran yang lebih jelas dan sesuai dengan keadaan yang sebenarnya serta dapat digunakan sebagai acuan rencana pengembangan bisnis dan penetapan kebijakan Pemerintah. **Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027** mengidentifikasi bahwa pasokan gas bumi secara alamiah akan cenderung menurun sedangkan permintaan gas bumi terus meningkat sejalan dengan meluasnya pemakaian gas bumi, baik sebagai bahan baku, untuk proses produksi, maupun sebagai bahan bakar terutama di pembangkit-pembangkit listrik yang sedang berjalan maupun yang akan dibangun.

Masih ada beberapa temuan gas bumi yang dalam tahap pengembangan seperti lapangan Abadi di perairan Arafura, lapangan Kasuri di Bintuni, Papua Barat, lapangan Natuna Timur (East Natuna) di perairan Natuna, serta beberapa lapangan marjinal yang tersebar di beberapa daerah. Dengan meningkatnya permintaan gas bumi, di kawasan/region tertentu, diperlukan skema distribusi gas bumi berupa pipa atau LNG untuk memenuhi region yang defisit gas namun apabila lapangan-lapangan gas baru tidak komersial kemudian sumur-sumur baru dari lapangan gas *existing* tidak dikembangkan maka tidak menutup kemungkinan bahwa Indonesia akan mulai mengimpor gas bumi (LNG).

Pasar Gas Bumi Nasional

Rantai Nilai Industri Gas Bumi

Seperti pada minyak bumi, kegiatan industri gas dibagi menjadi kegiatan usaha hulu (*upstream*) dan kegiatan usaha hilir (*downstream*). Kegiatan usaha hulu gas bumi bertumpu pada dua kegiatan utama, yaitu eksplorasi

dan produksi. Sementara aktivitas hilir mencakup pengolahan, pengangkutan, penyimpanan dan niaga. Kegiatan usaha hulu dilakukan oleh Badan Usaha/Bentuk Usaha Tetap yang melakukan kegiatan eksplorasi/eksploitasi gas bumi. Kegiatan dimulai dengan upaya mendapatkan kontrak kerja sama untuk melakukan eksplorasi atau pencarian gas di suatu wilayah tertentu. Di Indonesia, kontrak kerja sama untuk mendapatkan Wilayah Kerja Migas tersebut diperoleh melalui kegiatan lelang (*tender*) yang dilakukan oleh Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.

Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap menandatangani Kontrak Kerja Sama dalam bentuk kontrak bagi hasil (*Production Sharing Contract, PSC*) atau bentuk kontrak kerja sama lain yang lebih menguntungkan Negara. Kegiatan hulu memegang peranan penting karena merupakan awal dari rantai panjang bisnis gas. Eksplorasi yang meliputi studi geologi, studi geofisika, survei seismik, dan pengeboran eksplorasi merupakan tahap awal dari seluruh kegiatan usaha hulu gas. Kegiatan ini bertujuan untuk mencari cadangan gas baru. Jika hasil eksplorasi menemukan cadangan gas yang cukup ekonomis untuk dikembangkan, kegiatan itu akan berlanjut dengan aktivitas eksploitasi atau produksi.

Proses produksi adalah aktivitas mengangkat kandungan gas bumi ke permukaan bumi. Aliran gas bumi akan mengalir ke permukaan melalui pipa produksi (*tubing*). Hasil produksi dari lapangan-lapangan gas bumi tersebut dikumpulkan di fasilitas produksi dan pemrosesan untuk diproses atau dikirim ke konsumen. Pemrosesan gas disini meliputi beberapa kegiatan, yaitu pemurnian (purifikasi), pemisahan (separasi) dan pencairan (likuifaksi) serta pemampatan (kompresi) jika ada. Gas dari lapangan produksi tersebut dimurnikan dari pengotor (impuritas), misalnya molekul asam sulfida (H₂S) dan karbon dioksida (CO₂). Gas yang

telah diproses ini, ditransportasikan melewati jaringan transmisi ke konsumen. Selain melalui pipa transmisi, untuk memudahkan pengiriman, gas bumi diproses menjadi LNG (*Liquefied Natural Gas*), CNG (*Compressed Natural Gas*) atau LPG (*Liquefied Petroleum Gas*). LNG, CNG dan LPG ditransportasikan menggunakan kapal, truk atau moda angkutan lainnya.

Rantai Pengusahaan Gas Bumi

Rantai pengusahaan gas bumi nasional dibagi menjadi lima (5) kelompok, yaitu kegiatan usaha hulu dan impor gas (pemasok), kegiatan usaha pengolahan, kegiatan usaha pengangkutan, kegiatan usaha penyimpanan dan kegiatan usaha niaga. Pemasok, terdiri dari para produsen (KKKS) dan Badan Usaha Niaga yang mengimpor gas bumi. Sampai dengan tahun 2017 Indonesia belum melakukan kegiatan impor gas bumi dari negara lain.

Badan Usaha Pengolahan Gas Bumi merupakan perusahaan yang bergerak dalam kegiatan memurnikan, mempertinggi mutu dan mempertinggi nilai tambah gas bumi yang menghasilkan Bahan Bakar Gas, hasil olahan, LPG, CNG, dan/atau LNG. Badan Usaha pengolahan tidak termasuk pengolahan lapangan pada kegiatan usaha hulu.

Badan Usaha Pengangkutan Gas Bumi melakukan tugas mengangkut gas bumi dari sumber ke konsumen melalui pipa transmisi yang dioperasikan secara *open access*. Badan Usaha pengangkutan ini disebut *transporter*, sedangkan yang menggunakan jasanya disebut sebagai *shipper*. *Transporter* merupakan Badan Usaha pemenang lelang ruas transmisi tertentu yang dilaksanakan oleh Badan Pengatur Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi (BPH Migas). Selain pemenang lelang, BPH Migas juga menunjuk *transporter* pada pipa transmisi yang sudah ada. *Shipper* membayar jasa pengangkutan kepada *transporter* untuk setiap volume gas yang diangkut (*toll fee*) yang besarnya ditetapkan

oleh BPH Migas. *Shipper* bisa berupa penjual gas atau pembeli gas.

Badan Usaha Penyimpanan Gas Bumi merupakan badan usaha yang melakukan kegiatan penerimaan, pengumpulan, penampungan, dan pengeluaran bahan bakar gas dan/atau hasil olahan pada lokasi di atas dan/atau di bawah permukaan tanah dan/atau permukaan air untuk tujuan komersial.

Badan Usaha Niaga Gas Bumi merupakan penjual gas bumi yang membeli gas bumi dari pemasok gas, mendistribusikan, serta menjual kepada konsumen akhir.

Konsumen Gas Bumi

Konsumen gas bumi dikelompokkan menjadi dua, yaitu *Non-Eligible Consumer* dan *Eligible Consumer*. *Non-Eligible Consumer* merupakan konsumen gas bumi yang pemakaiannya kecil seperti komersial, transportasi, rumah tangga dan industri kecil. Pada umumnya *Non-Eligible Consumer* ini tidak membeli langsung Gas Bumi dari pemasok gas bumi melainkan dari Badan Usaha Niaga Gas Bumi.

Sedangkan *Eligible Consumer* adalah konsumen yang membeli gas bumi dalam jumlah yang relatif besar. Pembeliannya dapat langsung dari Badan Usaha Hulu (KKKS) atau Badan Usaha Niaga yang besar (*wholesale*). *Eligible consumer* diantaranya adalah PLN, pabrik pupuk dan industri. Dalam hal tidak tersedia pipa transmisi/jaringan distribusi yang menghubungkan fasilitas produksi gas bumi dan fasilitas miliknya, *Eligible Consumer* diizinkan membangun pipa untuk kebutuhan sendiri.

Metodologi Penyusunan

Neraca Gas Bumi Indonesia dibagi menjadi 6 Region yaitu sebagai berikut:

1. **Region I** meliputi Wilayah Aceh dan Sumatera Bagian Utara,
2. **Region II** meliputi Wilayah Sumatera Bagian Selatan, Sumatera Bagian Tengah, Kepulauan Riau dan Jawa Bagian Barat,
3. **Region III** meliputi Wilayah Jawa Bagian Tengah,
4. **Region IV** meliputi Wilayah Jawa Bagian Timur,
5. **Region V** meliputi Wilayah Kalimantan, dan
6. **Region VI** meliputi Wilayah Sulawesi, Maluku, Nusa Tenggara dan Papua.

Pembagian region ini didasarkan oleh konektivitas infrastruktur gas antara satu wilayah dengan wilayah lain. Penyusunan Neraca Gas Bumi Indonesia kali ini mengalami penyesuaian dan perubahan metodologi dari Neraca Gas Bumi Indonesia sebelumnya yaitu:

1. Metodologi Perhitungan Pasokan (Supply)

Seluruh angka pasokan (*supply*) pada Neraca Gas Bumi Indonesia merupakan jumlah gas yang dapat dikomersialisasikan (*saleable gas*) dari lapangan minyak dan gas bumi, sehingga angka pada Neraca Gas Bumi Indonesia berbeda dengan angka produksi gas bumi yang memperhitungkan *losses* dan *flare*. Perhitungan pasokan gas bumi dilakukan dengan didasarkan pada rencana pengembangan lapangan/*Plan of Development* (PoD) dari masing-masing Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) yang kemudian dievaluasi dan diverifikasi secara berkala. Berdasarkan rencana pengembangan lapangan tersebut, pasokan gas bumi dalam **Neraca Gas Bumi Indonesia 2018–2027** dibagi menjadi 3 kategori besar yaitu *existing supply*, *project supply* dan *potential supply*, dimana :

- a. **Existing supply** adalah perkiraan volume gas bumi yang mampu dipasok dan dialirkan dari lapangan minyak dan gas bumi yang sedang berproduksi (*on*

stream). Besaran volume *existing supply* didasarkan pada angka dalam PoD awal maupun revisi dari PoD tersebut, dan juga disesuaikan dengan angka yang disampaikan dalam rencana kerja tahunan *Work Program & Budget* (WP&B) KKKS setiap tahunnya.

- b. **Project supply** adalah perkiraan volume gas bumi yang mampu dipasok dan dialirkan dari lapangan minyak dan gas bumi yang rencana pengembangan lapangannya sudah disetujui atau sedang dalam proses persetujuan.
- c. **Potential supply** adalah perkiraan volume gas bumi yang PoDnya belum diajukan oleh KKKS namun telah terindikasi memiliki cadangan terbukti yang diperkirakan komersial.

Seluruh pasokan gas bumi dalam **Neraca Gas Bumi Indonesia 2018–2027** telah memperhitungkan konektivitas pipa transmisi dan distribusi gas bumi serta adanya infrastruktur lain seperti *LNG Receiving Terminal* dan *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU) baik yang telah terbangun, sedang dalam proses konstruksi maupun dalam proses perencanaan.

2. Metodologi Perhitungan Kebutuhan (Demand)

Berbeda dengan Neraca Gas Bumi Indonesia sebelumnya dimana perhitungan *demand* berdasarkan kontrak, kapasitas pabrik dan kebutuhan potensial, saat ini perhitungan kebutuhan gas bumi diklasifikasikan berdasarkan sektor penggunaannya dengan menggunakan metodologi perhitungan *demand* yang dibagi menjadi 3 **skenario** yaitu :

Tabel 1 Metodologi Perhitungan Demand Gas Bumi Indonesia 2018 - 2027

Sektor	Skenario	Skenario	Skenario
	I	II	III
Lifting Minyak	Sesuai Kontrak	Sesuai Kontrak	Sesuai Kontrak
Program Pemerintah (Jargas + SPBG)	5%	5%	5%
Pupuk + Petrokimia	Sesuai Perencanaan	Sesuai Perencanaan	Sesuai Perencanaan
Kelistrikan	realisasi (n-1) + 1.1%	Proyeksi RUPTL	Proyeksi RUPTL
Industri Retail	realisasi (n-1) + 1.1%	realisasi (n-1) + 5.5%	Kontrak + 5.5%
Industri Non-Retail	realisasi (n-1) + 1.1%	Kontrak	Kontrak + Potensial Demand

n : tahun berjalan
baseline year : 2017

Skenario I

Demand gas pada Skenario I disusun dengan asumsi alokasi untuk *lifting* minyak sesuai dengan kontrak *existing*, pertumbuhan kebutuhan gas untuk Program Pemerintah melalui Jargas Rumah Tangga dan SPBG sebesar 5% per tahun, pertumbuhan kebutuhan gas untuk pabrik pupuk dan petrokimia selama 10 tahun tetap stabil (sesuai perencanaan), pertumbuhan kebutuhan gas sektor kelistrikan 1.1% sesuai asumsi pertumbuhan sektor industri dan pertumbuhan kebutuhan gas untuk sektor industri sebesar 1.1% per tahun

Skenario II

Demand gas pada Skenario II disusun dengan asumsi alokasi untuk *lifting* minyak sesuai dengan kontrak *existing*, pertumbuhan kebutuhan gas untuk Program Pemerintah melalui Jargas Rumah Tangga dan SPBG sebesar 5% per tahun, pertumbuhan kebutuhan gas untuk pabrik pupuk dan petrokimia selama 10 tahun tetap stabil (sesuai perencanaan), pertumbuhan kebutuhan gas sektor kelistrikan 5.5% per tahun (proyeksi RUPTL 2018-2027) sesuai asumsi pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan kebutuhan gas untuk sektor industri retail sebesar 5.5% per tahun dan non-retail sesuai dengan kapasitas pabriknya.

Skenario III

Demand gas pada Skenario III disusun dengan asumsi alokasi untuk *lifting* minyak sesuai dengan kontrak *existing*, pertumbuhan kebutuhan gas untuk Program Pemerintah melalui Jargas Rumah Tangga dan SPBG sebesar 5% per tahun, pertumbuhan kebutuhan gas untuk pabrik pupuk dan petrokimia selama 10 tahun tetap stabil (sesuai perencanaan), pertumbuhan kebutuhan gas sektor kelistrikan 5.5% per tahun (proyeksi RUPTL 2018-2027) sesuai asumsi pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan kebutuhan gas untuk sektor industri retail sebesar 5.5% per tahun dari nilai kontrak dan non-retail sesuai dengan kapasitas pabrik dan potensial *demand*.

Sektor Pengguna Gas Bumi Nasional

Program Pemerintah

Jaringan Gas Bumi untuk Rumah Tangga dan SPBG

Sejak beberapa tahun lalu, Pemerintah berusaha melakukan berbagai upaya untuk menekan pertumbuhan penggunaan BBM dengan mengalihkan ke energi alternatif untuk memenuhi kebutuhan energi dalam negeri. Hal ini perlu dilakukan agar dapat meningkatkan *fuel security of supply*, tercapainya keseimbangan *energy mix*, dan menurunkan subsidi minyak tanah dan BBM.

Program Pembangunan Infrastruktur Jaringan Gas Bumi untuk Rumah Tangga telah dilaksanakan oleh Pemerintah dengan dana APBN dan dikembangkan oleh Badan Usaha (Pertamina dan PGN) sejak tahun 2009. Hingga tahun 2017, Pemerintah telah membangun sekitar 227.925 SR yang tersebar di 15 provinsi, sedangkan Program Pembangunan Infrastruktur SPBG telah dilaksanakan oleh Pemerintah dengan menggunakan dana APBN sejak tahun 2012 sampai dengan 2016 sebanyak 54 SPBG untuk 7 Provinsi.

Lifting Minyak Bumi

Kegiatan produksi minyak dan gas bumi membutuhkan gas bumi untuk membangkitkan listrik dalam kegiatan operasional sehari-hari seperti pompa, *plant*, *gas lift* dan membantu peningkatan produksi tahap lanjut (EOR). Kebutuhan gas bumi untuk *lifting* sangat bergantung pada skala produksi lapangan tersebut. Gas bumi yang digunakan dapat berasal dari lapangan KKKS itu sendiri maupun dari KKKS lain.

Realisasi penggunaan gas untuk *lifting* minyak bumi mengalami penurunan setiap tahun sejak 10 tahun terakhir. Penurunan ini disebabkan oleh menurunnya produksi sumur minyak yang menggunakan gas untuk *lifting*. Pada tahun 2017, realisasi gas bumi untuk *lifting* minyak tercatat hanya sebesar 180 MMSCFD dari 233 MMSCFD yang terkontrak.

Pupuk - Petrokimia

Keterkaitan antara pabrik pupuk dengan gas bumi sangat kuat. Gas bumi merupakan bahan baku utama dalam pembuatan pupuk urea yang saat ini belum dapat digantikan dengan bahan baku lainnya. Pada awalnya gas bumi juga dipakai sebagai bahan bakar pembangkit listrik untuk keperluan pabrik pupuk, namun dengan alasan ekonomi, secara bertahap peran gas bumi sebagai bahan bakar sudah mulai diganti dengan energi primer lainnya seperti batubara. Keberadaan gas bumi dalam jumlah yang cukup dan dalam jangka waktu yang panjang merupakan pertimbangan utama dalam perencanaan operasi pabrik pupuk yang sudah ada ataupun dalam rencana pembangunan pabrik pupuk yang baru.

Dibawah PT Pupuk Indonesia Holding Company, saat ini terdapat 14 Pabrik Pupuk-Agrokimia *existing*, 1 Pabrik Pupuk di Sulawesi Tengah dan 1 Agrokimia di Papua yang masuk perencanaan PT Pupuk Indonesia Holding Company.

Ketenagalistrikan

Sistem ketenagalistrikan terdiri dari tiga komponen utama yaitu pembangkit listrik yang menggunakan sumber daya seperti pembangkit listrik tenaga gas, tenaga air, batubara atau energi terbarukan untuk menghasilkan listrik; jaringan transmisi, yang terdiri dari jaringan tegangan tinggi (biasanya diatas 35 kilovolt) yang digunakan untuk mentransmisikan listrik dari stasiun pembangkit ke jaringan distribusi; serta jaringan distribusi, jaringan tegangan rendah dan menengah yang digunakan untuk mengantarkan listrik ke pelanggan.

Industri Non - Retail

Kilang Minyak Pertamina

Pertamina sedang merencanakan sejumlah mega proyek *revamping* dan *upgrading* kilang minyak *existing* serta mengupayakan pembangunan kilang minyak baru untuk

dapat memproses minyak mentah dengan kapasitas lebih dari 1 juta bph. Paralel dengan hal tersebut, untuk mengatasi berbagai kendala operasional kilang *existing* seperti spesifikasi kilang, fleksibilitas dan tingkat efisiensi yang rendah, Pertamina melakukan upaya revitalisasi dan modernisasi kilang *existing* melalui Proyek *Refinery Development Master Plan (RDMP)* di kilang Balikpapan, kilang Cilacap, kilang Dumai dan kilang Balongan. Program revitalisasi kilang melalui RDMP di kilang Balongan ditargetkan *onstream* tahun 2021, kilang Cilacap ditargetkan *onstream* tahun 2024, kilang Balikpapan ditargetkan *onstream* tahun 2025, dan kilang Dumai ditargetkan *onstream* pada tahun 2025.

Selain revitalisasi kilang *existing*, Pertamina juga merencanakan untuk membangun kilang pengolahan minyak mentah baru melalui proyek *New Grass Root Refinery (NGRR)*, yaitu *NGRR East* di Bontang dan *NGRR West* di Tuban. Berdasarkan *roadmap* peningkatan kapasitas kilang yang disusun oleh Pertamina, target produksi BBM setelah seluruh proyek RDMP dan NGRR selesai akan mencapai 2.3 juta bph di tahun 2025. Terealisasinya proyek ini diharapkan akan membuat Indonesia lepas dari ketergantungan impor BBM. Selain akan menghasilkan pendapatan yang signifikan dan kontribusi dalam bentuk devisa kepada negara, pembangunan kilang minyak baru juga berpotensi meningkatkan nilai tambah ekonomi dengan mengintegrasikan kilang minyak dan petrokimia. Dalam rangka mendukung program RDMP dan NGRR yang bertujuan untuk memenuhi kebutuhan energi nasional dari produksi Bahan Bakar Minyak (BBM) Nasional PSO (*Public Service Obligation*) dan non-PSO serta produk turunan lainnya, maka Pertamina memerlukan suplai gas.

LNG Indonesia

Indonesia dahulu dikenal sebagai negara eksportir LNG yang besar. Namun sejak tahun 2015 dengan dilakukannya perubahan pada kilang Arun dari yang

sebelumnya digunakan untuk memproduksi LNG menjadi untuk proses regasifikasi, maka kilang LNG yang beroperasi di Indonesia hanya sebanyak 3 yaitu Kilang LNG Badak, Kilang LNG Tangguh, serta kilang LNG Donggi-Senoro. Diharapkan dengan beroperasinya kilang LNG Masela, pasokan LNG akan mampu memenuhi kebutuhan energi Indonesia.

Pasokan LNG Indonesia saat ini diprioritaskan untuk pemenuhan kebutuhan LNG Domestik sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 06 tahun 2016. Kedepannya pasokan LNG untuk pembeli domestik dapat terus meningkat seiring dengan beroperasinya pembangkit-pembangkit listrik PLN pada proyek 35 GW.

**Kebijakan Gas Bumi
Indonesia**



// KEBIJAKAN GAS BUMI INDONESIA //

4-US

Availability, Affordability, Accessibility, Acceptability dan Sustainability.

Sebuah kebijakan selalu mengikuti arah visi dan misi dari pembuat kebijakan tersebut. Dibawah kepemimpinan saat ini mempunyai visi “Terwujudnya Indonesia Berdaulat, Mandiri, dan Berkepribadian Berdasarkan Gotong Royong”. Untuk menunjukan prioritas dalam jalan perubahan menuju Indonesia yang berdaulat secara politik, mandiri dalam bidang ekonomi dan berkepribadian dalam kebudayaan, maka dirumuskan sembilan agenda prioritas dalam pemerintahan ke depan yang disebut Nawacita. Nawacita dimulai dari visi Presiden tentang kedaulatan bangsa di bidang politik, ekonomi dan budaya, yang berasal dari penilaian bahwa bangsa menghadapi tiga masalah: (1) ketidakmampuan untuk memastikan keselamatan semua warga negara, (2) kemiskinan, kesenjangan, degradasi lingkungan, dan eksploitasi sumber daya alam yang berlebihan, serta (3) intoleransi dan krisis karakter nasional.

Dalam rangka mengatur pemanfaatan gas bumi nasional, Pemerintah mengeluarkan kebijakan berupa Undang-Undang, Peraturan Pemerintah, dan Peraturan Menteri ESDM. Secara nasional seluruh aturan tersebut mengacu pada Undang-Undang Energi No. 30 Tahun 2007. Sebagai acuan kebijakan jangka panjang, Pemerintah telah mengeluarkan Kebijakan Energi Nasional yang tertuang pada Peraturan Pemerintah Republik Indonesia No. 79 Tahun 2014 yang berisikan target pemenuhan kebutuhan energi nasional hingga tahun 2050 dari berbagai sumber energi yang ada. Di dalam kebijakan tersebut gas bumi diharapkan mampu

memberikan kontribusi sebesar 24% dari bauran energi nasional.

Dalam konteks tersebut, pengembangan infrastruktur dan jaringan distribusi gas bumi hingga ke konsumen menjadi prioritas, terutama di wilayah-wilayah dengan konsumsi bahan bakar minyak yang tinggi dan wilayah-wilayah strategis yang belum dikembangkan jaringan gas.

Landasan Regulasi

Penyediaan dan alokasi gas bumi telah diatur pada beberapa peraturan perundang-undangan seperti:

1. UUD 1945, Pasal 33;
2. UU No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas bumi;
3. UU No. 30 Tahun 2007 tentang Energi;
4. PP No. 35 Tahun 2004 jo PP No. 55 Tahun 2009 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas;
5. PP No. 36 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi jo. PP No. 30 Tahun 2009;
6. PP No. 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional.

Berdasarkan Permen ESDM No. 06 Tahun 2016, Menteri ESDM menetapkan **Neraca Gas Bumi Indonesia** setiap tahun. Selain itu Permen ESDM No. 6 Tahun 2016 juga mengatur bahwa alokasi dan pemanfaatan gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri dilaksanakan dengan

urutan prioritas sebagai berikut:

- Mendukung Program Pemerintah untuk penyediaan gas bumi bagi transportasi, rumah tangga dan pelanggan kecil,
- Peningkatan produksi minyak dan gas bumi nasional,
- Industri pupuk,
- Industri berbasis gas bumi,
- Penyediaan tenaga listrik, dan
- Industri yang menggunakan gas bumi sebagai bahan bakar

sedangkan untuk alokasi gas bumi untuk ekspor ditetapkan dengan ketentuan sebagai berikut:

- Kebutuhan gas bumi konsumen dalam negeri telah terpenuhi,
- Belum tersedianya infrastruktur di dalam negeri yang memadai, dan
- Daya beli konsumen dalam negeri tidak dapat memenuhi keekonomian lapangan.

Kebijakan Pemanfaatan Gas Bumi

Peraturan Menteri ESDM No. 6 Tahun 2016 tentang Ketentuan dan Tata Cara Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan serta Harga Gas Bumi.

Dalam Permen ESDM No. 6 Tahun 2016, Menteri ESDM menetapkan kebijakan alokasi dan pemanfaatan gas bumi yang tujuannya untuk menjamin efisiensi dan efektifitas tersedianya gas bumi untuk pemenuhan domestik. Kebijakan alokasi dan pemanfaatan gas bumi ditetapkan berdasarkan Kebijakan Energi Nasional serta dengan mempertimbangkan:

- Kepentingan Umum,
- Kepentingan Negara,
- Neraca gas bumi Indonesia,
- Cadangan dan peluang pasar gas bumi,
- Infrastruktur yang tersedia maupun yang dalam perencanaan sesuai dengan Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Nasional,

atau saat ini disebut Rencana Induk Infrastruktur Gas Bumi Indonesia dan

- Keekonomian lapangan dari cadangan Minyak dan Gas Bumi yang dialokasikan.

Tujuan diterbitkannya Permen ESDM No 06/2016:

- Pembatasan *trading* bertingkat tanpa nilai tambah / *trading* tanpa fasilitas.
- Peningkatan benefit ke industri sebagai *end user* dengan harga gas lebih kompetitif.
- Mendorong percepatan pengembangan infrastruktur gas bumi domestik.
- Optimalisasi pemanfaatan gas bumi bagi pengguna akhir dengan prioritas pemanfaatan.
- Mencegah timbulnya *shortage* dan *oversupply* pada area pengguna gas bumi.

Dengan berlakunya aturan ini, maka:

- Pembatasan *trading* bertingkat tanpa nilai tambah / *trading* tanpa fasilitas.
- Pemberian alokasi akan mempertimbangkan ketersediaan infrastruktur (sudah terbangun atau dalam rencana).
- Badan usaha swasta memiliki kesempatan mendapatkan alokasi gas bumi dengan mekanisme melalui lelang (apabila pasokan gas berlebih serta badan usaha memiliki calon pembeli gas bumi dan infrastruktur pengaliran gas bumi).
- Dalam permen tidak menyebutkan secara khusus prioritas alokasi kepada BU Swasta, artinya badan usaha swasta yang berkeinginan membangun infrastruktur, didorong untuk membantu menyalurkan gas bumi ke seluruh wilayah nusantara “Tidak ada lagi *trader* yang bermodalkan kertas semata”.

Peraturan Presiden Nomor 40 Tahun 2016 Tentang Penetapan Harga Gas Bumi

Tujuan diterbitkannya Peraturan Presiden ini adalah dalam rangka mendukung Paket Kebijakan Ekonomi Jilid 3 dengan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi nasional melalui pemanfaatan gas bumi dalam rangka meningkatkan nilai tambah yang dapat diberikan oleh industri pengguna gas bumi dan agar industri pengguna gas bumi mendapatkan harga yang kompetitif sehingga produk akhir dapat kompetitif.

Dengan berlakunya aturan ini, maka:

- Menteri ESDM menetapkan harga gas bumi tertentu apabila harga gas bumi sesuai keekonomian lapangan tidak dapat memenuhi keekonomian industri pengguna Gas Bumi dan harga Gas Bumi lebih tinggi dari US\$ 6/MMBTU.
- Mekanisme penyesuaian harga dilakukan melalui pengurangan penerimaan negara bukan pajak (PNBP) yang berasal dari penjualan gas bumi.
- Penyesuaian harga juga akan dilakukan dengan penataan biaya gas di sisi hilir melalui penetapan tarif penyaluran Gas Bumi yang meliputi pencairan (likuifaksi), pemampatan (kompresi), pengangkutan melalui pipa transmisi dan distribusi, pengangkutan *Liquefied Natural Gas* dan pengangkutan *compressed natural gas*, penyimpanan (*storage*), regasifikasi, dan/atau niaga serta margin yang wajar.
- Industri yang mendapatkan penyesuaian harga adalah industri yang bergerak di bidang pupuk, petrokimia, oleochemical, baja, keramik, kaca dan sarung tangan karet.

Peraturan Menteri ESDM Nomor 40 Tahun 2016 tentang Harga Gas Bumi untuk Industri Tertentu

Tujuan diterbitkannya Permen ESDM No. 40/2016 adalah mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi

nasional melalui pemanfaatan gas bumi dalam rangka meningkatkan nilai tambah yang dapat diberikan oleh industri pengguna gas bumi. Kemudian agar industri pengguna gas bumi khususnya pupuk, petrokimia dan baja mendapatkan harga yang baik sehingga produk akhir dapat kompetitif.

Dengan berlakunya aturan ini, maka:

- Untuk harga gas pupuk dan petrokimia menggunakan formula gas yang *linked* ke ammonia dan urea.
- Untuk harga gas baja yang *linked* mengikuti harga produk *Hot Rolled Coils* (HRC).

Peraturan Menteri ESDM Nomor 45 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Listrik

Tujuan diterbitkannya Permen ESDM No. 45/2017 adalah :

- Menjamin ketersediaan pasokan gas dengan harga yang wajar dan kompetitif, baik untuk gas pipa maupun LNG.
- Memberikan kemudahan dalam pengaturan alokasi gas bagi pembangkit listrik.
- Pengembangan pembangkit listrik di mulut sumur (*wellhead*) melalui penunjukan langsung atau pelelangan umum.
- untuk mendorong pemanfaatan dari gas alam pada mulut sumur gas dari pada harus memindahkannya ke lokasi lain.

Peraturan Menteri ESDM Nomor 25 tahun 2017 tentang Percepatan Pemanfaatan Bahan Bakar Gas Untuk Transportasi.

Tujuan diterbitkannya Permen ESDM No 25/2017 :

- Untuk mengatur secara terintegrasi pemanfaatan gas bumi dan percepatan pembangunan BBG transportasi melalui kewajiban pembangunan

SPBG bagi Badan Usaha BBM, pembuatan roadmap BBG secara bertahap, alokasi dan harga BBG, insentif agar dapat berjalan.

- b. Memfokuskan mendahulukan pembangunan BBG di daerah yang telah memiliki infrastruktur dan jaringan pipa gas akan diatur dalam *roadmap*.
- c. Mengatur dan mendorong keikutsertaan BUMN, BUMD dan/atau Badan Usaha terkait BBG sebagai bagian dari komponen yang turut andil dalam suksesnya program konversi BBM ke BBG.
- d. Memfokuskan implementasi kebijakan ini di daerah yang telah memiliki infrastruktur dan jaringan pipa gas.
- e. Mendorong tumbuhnya *market* BBG sebagai tujuan program konversi BBM ke BBG yang masih lambat.

Keputusan Menteri ESDM Nomor 434.K/12/ MEM/2017 tentang Harga Gas Bumi untuk Industri di Wilayah Medan dan Sekitarnya

Dalam rangka menjawab kebutuhan harga gas industri di Medan dan sekitarnya, dilakukan penyesuaian harga gas melalui mekanisme formula harga *linked* dengan harga minyak Indonesia.

Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan dan Harga Jual Gas Suar pada Kegiatan Usaha Hulu Migas

Tujuan diterbitkannya Permen ESDM No. 32 Tahun 2017 :

1. Mendukung ketahanan energi nasional dan pengurangan emisi gas rumah kaca .
2. Mengoptimalkan pemanfaatan gas suar yang dihasilkan pada kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi.

Peraturan Menteri ESDM Nomor 58 Tahun 2017 tentang Harga Jual Gas Bumi melalui Pipa Pada Kegiatan Usaha Hilir Migas

Tujuan diterbitkannya Permen ESDM No. 58/2017 ini adalah :

- a. Meningkatkan pemanfaatan gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri;
- b. Menjamin terpenuhinya hak konsumen gas bumi; dan
- c. Menjamin kepastian harga gas bumi hilir dengan mempertimbangkan daya beli konsumen gas bumi, kesinambungan penyediaan dan pendistribusian gas bumi dan tingkat keekonomian yang wajar bagi Badan Usaha Pemegang Izin Usaha Minyak dan Gas Bumi.

Peraturan Menteri ESDM Nomor 29 Tahun 2017 tentang Perijinan Pada Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi

Tujuan diterbitkannya Permen ESDM No. 29/2017 :

- a. Meningkatkan iklim investasi yang lebih kondusif dan untuk kelancaran pelaksanaan kegiatan usaha minyak dan gas bumi.
- b. Melakukan penataan perizinan pada kegiatan usaha minyak dan gas bumi agar perizinan menjadi lebih sederhana, transparan, efektif dan akuntabel.

Kebijakan Infrastruktur Gas Bumi

Peraturan Menteri ESDM Nomor 4 Tahun 2018 tentang Pengusahaan Gas Bumi pada Kegiatan Usaha Hilir Migas

Tujuan diterbitkannya Permen ESDM No. 4/2018:

- a. Meningkatkan pemanfaatan gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri;
- b. Meningkatkan jumlah dan kualitas infrastruktur gas bumi;
- c. Menjamin efisiensi dan efektifitas pelaksanaan

penyediaan gas bumi sebagai sumber energi maupun bahan baku untuk kebutuhan dalam negeri;

- d. Memberikan kepastian hukum dalam berusaha bagi para Badan Usaha; dan
- e. Terpenuhinya hak konsumen gas bumi sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

**Perkembangan Makro Ekonomi
& Gas Bumi Indonesia**

MAKRO EKONOMI INDONESIA

Fasilitas MRU Pertamina
Dok. Pertamina



Foreign Direct Investment (FDI) menjadi salah satu sarana bagi suatu negara untuk mendapatkan modal tambahan dalam mendukung pembangunan suatu negara. Setiap tahunnya Bank Dunia mengeluarkan daftar peringkat *Ease of Doing Business*/kemudahan untuk berusaha. Berdasarkan *Ease of Doing Business* 2018, Indonesia berhasil mencapai peringkat 72 dari peringkat 91. Prestasi ini juga membuat Indonesia masuk di kategori *best 10 of top reformer* di dunia dalam kemudahan berbisnis.

Ease of Doing Business

Indeks kemudahan berbisnis (*Ease of Doing Business*) Indonesia berhasil naik dari peringkat 91 ke peringkat 72.

Sovereign Rating

Indonesia mendapat peringkat **Baa2/BBB** dari Fitch (Desember 2017), JCRA (12 Februari 2018), R&I (7 Maret 2018) dan Moody's (13 April 2018). Hal ini menunjukkan optimisme pihak eksternal terhadap kesehatan fiskal Indonesia baik saat ini maupun pada masa yang akan datang.

Trust and Confidence in National Government

Indonesia menduduki peringkat pertama untuk Trust and Confidence in National Government berdasarkan Gallup data. Data tersebut dikeluarkan oleh OECD (*Organisation for Economic Co-operation and Development*) dalam publikasinya berjudul *Government at a Glance* 2017.

sumber: Bank Indonesia, Kementerian Keuangan & World Bank | 2018

Kenaikan peringkat ini akan meningkatkan kepercayaan investor global karena iklim usaha di Indonesia semakin baik dan berakibat memacu investasi dalam bentuk FDI masuk ke Indonesia.

Selain itu, lembaga pemeringkat Internasional Moody's Investors Service (Moody's) menaikkan *sovereign credit rating* Indonesia dari Baa3 Positive Outlook menjadi Baa2 Stable Outlook (setara dengan level BBB). Dengan

demikian, Indonesia sudah mendapatkan peringkat Baa2/BBB dari empat lembaga ternama, yakni Fitch (Desember 2017), JCRA (12 Februari 2018), R&I (7 Maret 2018), dan Moody's.

Berdasarkan definisi peringkat Moody's, peringkat Baa2 berarti surat berharga yang diterbitkan Indonesia berada dalam kategori *moderate credit risk* dan *medium grade*. Dengan kata lain, posisi surat utang Indonesia

dan risiko investasinya menjadi makin baik bagi investor internasional. Peningkatan peringkat didukung kerangka kebijakan Pemerintah dan otoritas lainnya yang lebih kredibel dan efektif dalam mendukung stabilitas ekonomi makro. Dengan didukung oleh keberlanjutan reformasi perizinan investasi di tingkat pusat dan daerah serta penentuan prioritas sektor industri yang akan berdampak positif, dalam jangka panjang akan menunjukkan optimisme pihak eksternal terhadap kesehatan fiskal Indonesia.

Kemudian, Indonesia menduduki ranking pertama dalam hal *Trust and Confidence in National Government* berdasarkan Gallup data. Data tersebut dikeluarkan oleh OECD dalam publikasinya *Government at a Glance 2017* pada 17 Juli 2017. Laporan ini merangkum berbagai indikator pencapaian sektor publik (Pemerintah) dari negara-negara yang tergabung dalam OECD serta beberapa negara lain, termasuk Indonesia. Salah satu bab dalam laporan tersebut mengangkat tema pencapaian program kerja Pemerintah yang ditunjukkan oleh indikator tingkat kepercayaan masyarakat terhadap Pemerintah melalui apakah masyarakat menganggap Pemerintah dapat diandalkan, cepat tanggap dan adil serta mampu melindungi masyarakat dari risiko-risiko serta memberikan pelayanan publik secara efektif. Berdasarkan hasil survei ini, Indonesia menduduki ranking tertinggi untuk kepercayaan masyarakat terhadap Pemerintah bersama Swiss, India, Luksemburg, Norwegia, dan Kanada. Tingkat kepercayaan terhadap Pemerintah Indonesia merupakan angka yang tinggi jika dibandingkan dengan negara-negara maju yang tergabung dalam OECD seperti Amerika Serikat 30%, Inggris 31%, Jerman 55%, Prancis 28% maupun negara-negara berkembang non OECD, yaitu India 73%, Brazil 26% dan Afrika Selatan 48%. Tingkat kepercayaan masyarakat terhadap Pemerintah Indonesia pada 2016 adalah sebesar 80%, meningkat sebesar 28% dibandingkan dengan 2007 yang mencapai 52%.

Untuk perkembangan ekonomi nasional, pertumbuhan ekonomi nasional berdasarkan PDB Pengeluaran di tahun 2017 tercatat mencapai 5.07%, jumlah yang lebih tinggi sedikit dibandingkan dengan tahun sebelumnya yaitu 5.03%. Pertumbuhan di tahun 2017 ini ditopang dari pergerakan ekspor dan investasi yang pada 2017 membaik sejalan kondisi global yang kondusif dan stabilitas ekonomi domestik yang terjaga baik. Peran ekspor dan investasi yang menguat terlihat pada kontribusi kedua komponen tersebut terhadap pertumbuhan ekonomi yang meningkat bila dibandingkan dengan tahun 2016.

Perbaikan ekonomi domestik menguat pada paruh kedua 2017 yang didorong oleh pemulihan ekonomi global yang semakin solid, sehingga mampu mendorong peningkatan ekspor secara signifikan hingga mencapai 9.09%. Realisasi pertumbuhan ekspor ini merupakan yang tertinggi dalam lima tahun terakhir, jauh lebih baik dari capaian pada 2016 yang tercatat kontraksi 1.57%. Investasi Pembentukan Modal Tetap Bruto (PMTB) tercatat tumbuh 6.15%, jauh lebih tinggi dari capaian 2016 (4.47%). Meskipun demikian, perkembangan positif pada ekspor dan investasi tersebut belum cukup kuat meningkatkan konsumsi swasta khususnya konsumsi rumah tangga.

Selain ekspor, investasi menjadi sumber pemulihan ekonomi pada 2017. Penanaman Modal Tetap Domestik Bruto (PMTB) pada 2017 tumbuh 6.15%, meningkat dibandingkan dengan capaian 2016 sebesar 4.47%. Peningkatan tersebut bersumber dari seluruh komponen investasi, baik **investasi bangunan** maupun **investasi non-bangunan**. **Investasi bangunan** memiliki porsi lebih dari 70% terhadap total investasi, tumbuh dengan dukungan pembangunan proyek infrastruktur. Pertumbuhan investasi bangunan tercatat sebesar 6.2%, lebih tinggi dibandingkan dengan pertumbuhan tahun sebelumnya sebesar 5.2%. Akselerasi proyek infrastruktur antara lain tercermin dari

Tabel 3.1. PDB Sisi Pengeluaran Domestik sumber: Bank Indonesia & BPS | 2018

Komponen PDB	2017				Total
	I	II	III	IV	
Permintaan Domestik	4.77	4.54	5.54	5.62	5.13
Konsumsi Swasta	5.00	5.02	4.95	4.98	4.98
Konsumsi Rumah Tangga	4.94	4.95	4.93	4.97	4.95
Konsumsi LNPRT	8.07	8.52	6.02	5.24	6.91
Konsumsi Pemerintah	2.69	-1.92	3.48	3.81	2.14
PMTB	4.77	5.34	7.08	7.27	6.15
Bangunan	5.87	6.07	6.28	6.68	6.24
Non-Bangunan	1.46	3.23	9.47	9.03	5.90
Perubahan Inventori	0.33	0.02	-1.29	0.24	-0.19
Net Ekspor	0.85	0.55	0.58	-0.57	0.35
Ekspor	8.41	2.80	17.01	8.50	9.09
Impor	4.81	0.20	15.46	11.81	8.06
Produksi Domestik Bruto	5.01	5.01	5.06	5.19	5.07

Persen, yoy

Tabel 3.2
Neraca Pembayaran Indonesia
Transaksi Berjalan Barang
(Juta USD)
sumber: Bank Indonesia | 2018

Items	2016				Total	2017				Total
	Q1	Q2	Q3	Q4		Q1*	Q2*	Q3*	Q4**	
Barang 1)	2,598	3,733	3,892	5,095	15,318	5,637	4,839	5,256	3,161	18,892
- Ekspor	33,042	36,287	34,898	40,243	144,470	40,764	39,170	43,393	45,561	168,887
- Impor	-30,444	-32,554	-31,006	-35,147	-129,152	-35,127	-34,331	-38,137	-42,400	-149,995
A. Barang Dagangan Umum	2,302	3,501	3,675	5,266	14,744	5,472	4,579	5,039	2,903	17,993
1. Nonmigas	3,203	4,938	5,003	6,371	19,516	7,649	6,119	6,320	5,204	25,293
a. Ekspor	29,849	32,753	31,292	36,294	130,188	36,480	35,390	38,959	40,604	151,433
b. Impor	-26,646	-27,815	-26,289	-29,923	-110,672	-28,831	-29,271	-32,639	-35,399	-126,140
2. Minyak	-2,030	-2,463	-2,621	-2,566	-9,680	-3,486	-2,902	-2,741	-3,651	-12,780
a. Ekspor	1,221	1,816	1,631	1,600	6,267	1,962	1,548	1,841	2,138	7,489
b. Impor	-3,250	-4,279	-4,252	-4,166	-15,947	-5,448	-4,450	-4,582	-5,789	-20,269
3. Gas	1,129	1,026	1,293	1,460	4,908	1,309	1,361	1,460	1,350	5,480
a. Ekspor	1,633	1,414	1,638	1,963	6,649	1,997	1,875	2,024	2,187	8,084
b. Impor	-505	-388	-345	-503	-1,741	-689	-514	-564	-837	-2,604
B. Barang lainnya	295	231	217	-170	574	165	260	216	258	899
a.1. Emas nonmoneter	295	231	217	-170	574	165	260	216	258	899
a. Ekspor	339	304	337	386	1,365	324	356	568	633	1,881
b. Impor	-44	-72	-120	-556	-792	-159	-96	-352	-375	-982

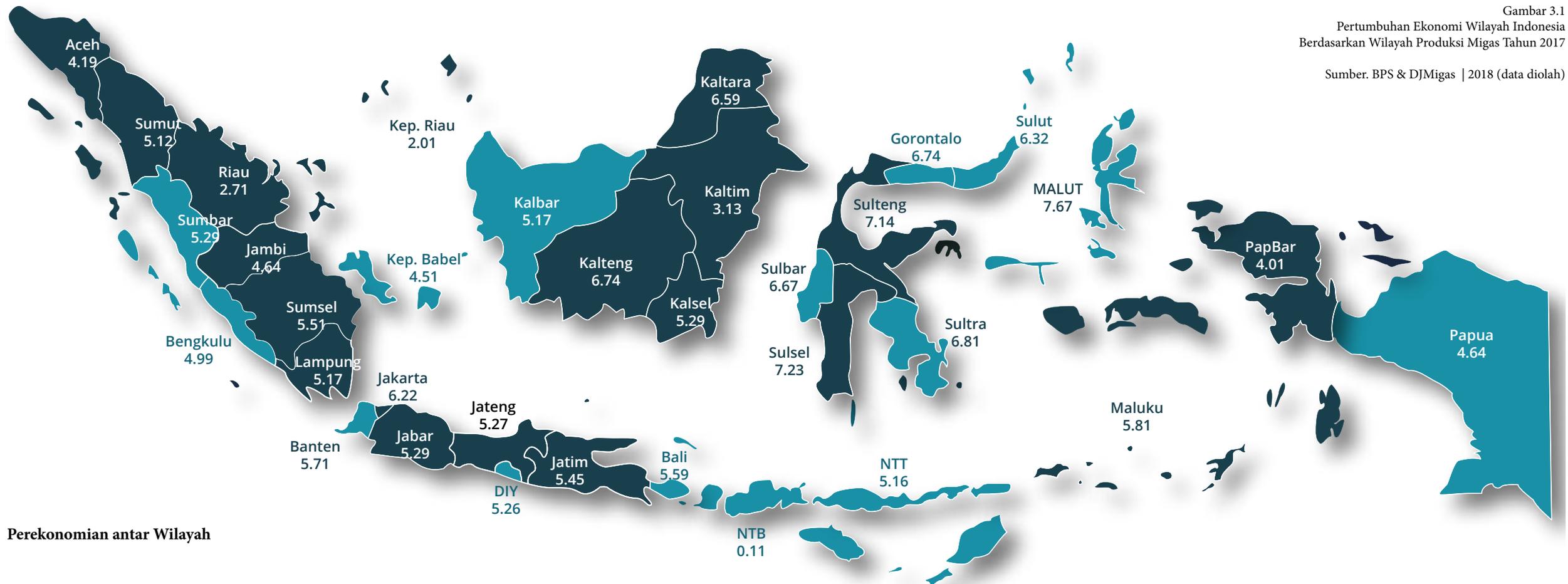
Catatan:
1) Dalam free on board (fob)
* Angka - angka semesta
** Angka - angka sangat semesta

perkembangan kemajuan proyek-proyek pembangkit listrik di Sumatera, Kalimantan dan Nusa Tenggara Barat serta penyelesaian berbagai ruas jalan tol. **Investasi non-bangunan** juga meningkat, didorong oleh dampak kenaikan ekspor terutama berbasis komoditas dan akselerasi pembangunan infrastruktur energi. Investasi non-bangunan pada 2017 tumbuh 5.9%, jauh lebih tinggi dibandingkan dengan pertumbuhan 2016 sebesar 2.4% (sumber: Bank Indonesia). Kinerja neraca perdagangan non-migas pada 2017 membaik, dipengaruhi dampak positif dari pemulihan ekonomi global yang terus berlanjut dan harga komoditas yang meningkat. Peningkatan harga komoditas telah mendorong kenaikan *terms of trade* dan sekaligus meningkatkan nilai ekspor non-migas Indonesia. Nilai ekspor non-migas semakin meningkat seiring dengan kenaikan permintaan dari mitra dagang utama Indonesia. Perbaikan faktor harga dan volume tersebut menopang ekspor non-migas, yang pada akhirnya mendukung perbaikan kinerja neraca perdagangan non-migas. Surplus neraca perdagangan non-migas pada 2017 tercatat 25.2 miliar dolar AS, lebih tinggi dari 19.5 miliar dolar AS pada 2016.

Kinerja neraca perdagangan migas menurun, dipengaruhi dampak kenaikan harga komoditas minyak. Hal ini tidak terlepas dari posisi Indonesia sebagai pengimpor neto minyak. Defisit neraca perdagangan migas 2017 tercatat sebesar 7.3 miliar dolar AS, meningkat dibandingkan dengan defisit tahun sebelumnya sebesar 4.8 miliar dolar AS. Peningkatan defisit ini terutama bersumber dari defisit neraca minyak, sejalan dengan dampak kenaikan harga minyak dunia yang kemudian meningkatkan nilai impor minyak Indonesia. Di sisi lain, surplus neraca gas yang meningkat belum dapat menutupi defisit neraca minyak. Kenaikan defisit neraca migas banyak dipengaruhi oleh kenaikan defisit neraca minyak. Neraca minyak pada 2017 mencatat defisit 12.8 miliar dolar AS, meningkat dibandingkan dengan defisit tahun sebelumnya sebesar

9.7 miliar dolar AS. Peningkatan defisit ini sebagian besar dipengaruhi oleh kenaikan nilai impor minyak akibat peningkatan permintaan domestik di tengah kenaikan harga minyak dunia. Impor minyak pada 2017 tercatat 20.3 miliar dolar AS, naik dibandingkan dengan kondisi 2016 sebesar 15.9 miliar dolar AS. Pada 2017, konsumsi bahan bakar minyak (BBM) tumbuh 4.1% dibandingkan dengan kondisi tahun 2016, terutama didorong oleh kebutuhan BBM untuk transportasi dan industri. Di sisi lain, ekspor minyak tetap terbatas, antara lain dipengaruhi oleh dampak penurunan *lifting* minyak mentah dari rata-rata 829 ribu barel per hari pada 2016 menjadi hanya sebesar 803 ribu barel per hari pada 2017, serta kenaikan porsi minyak mentah domestik yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan kilang dalam negeri.

Kenaikan defisit neraca migas dapat tertahan seiring dengan kenaikan surplus neraca gas. Surplus neraca gas pada 2017 tercatat sebesar 5.5 miliar dolar AS, lebih tinggi dibandingkan dengan surplus pada 2016 sebesar 4.9 miliar dolar AS. Kenaikan surplus neraca gas didukung oleh peningkatan nilai ekspor *liquid natural gas* (LNG) dan ekspor *natural gas* (NG). Peningkatan ekspor tersebut terutama dipengaruhi kenaikan harga gas sejalan dengan kenaikan harga minyak (sumber : Bank Indonesia).



Gambar 3.1
Pertumbuhan Ekonomi Wilayah Indonesia
Berdasarkan Wilayah Produksi Migas Tahun 2017

Sumber: BPS & DJMigas | 2018 (data diolah)

Perekonomian antar Wilayah

Perekonomian antar wilayah di Indonesia dipengaruhi perkembangan harga komoditas dunia dan peran Pemerintah dalam pembangunan infrastruktur. Pertumbuhan ekonomi yang tinggi terutama tercatat di wilayah dengan perekonomian berbasis Sumber Daya Alam (SDA).

Pertumbuhan ekonomi di Kalimantan yang secara signifikan lebih tinggi dari tahun sebelumnya didorong membaiknya kinerja Sub Lapangan Usaha perkebunan, khususnya dari ekspor komoditas CPO, dan Sub Lapangan Usaha pertambangan dari ekspor batu bara. Pertumbuhan ekonomi Sumatera juga meningkat dipengaruhi perbaikan ekspor komoditas Sub Lapangan

Usaha perkebunan dan juga pembangunan berbagai proyek infrastruktur. Sementara itu, pertumbuhan ekonomi di Jawa cukup stabil, dengan dukungan dari investasi di proyek infrastruktur. Pembangunan proyek infrastruktur yang cukup intensif, baik yang didanai Pemerintah Pusat, Pemerintah Daerah maupun swasta, mendorong kinerja Lapangan Usaha konstruksi.

Pertumbuhan ekonomi di Bali-Nusa Tenggara, Sulawesi, Maluku dan Papua melambat yang dipengaruhi oleh melemahnya kinerja Sub Lapangan Usaha Pertambangan Migas, Sub Lapangan Usaha Pertambangan dan Penggalian lainnya, serta Sub Lapangan Usaha Pertanian. Pengaruh kenaikan harga komoditas migas belum cukup

optimal mendukung perekonomian di sejumlah daerah. Meskipun menerima dampak positif dari peningkatan ekspor CPO dan batu bara, pertumbuhan ekonomi di Provinsi Riau dan Kalimantan Timur masih terbatas. Kedua provinsi ini mencatatkan pertumbuhan ekonomi terendah di wilayahnya. Kinerja ekonomi Provinsi Riau dan Kalimantan Timur tercatat tumbuh masing-masing sebesar 2.71% dan 3.13%. Capaian ini merupakan dampak dari penurunan *lifting* minyak yang signifikan, di tengah harga minyak dunia yang menanjak naik. Sumur minyak di kedua provinsi itu merupakan satu dari sebagian besar sumur penghasil minyak yang menurun produktivitasnya terkait dengan usia operasional.

Pertumbuhan ekonomi Jawa pada 2017 tetap solid. Seluruh provinsi di Jawa mencatatkan pertumbuhan ekonomi di atas nasional. Pertumbuhan ekonomi Provinsi DKI Jakarta bahkan mencapai 6.22%, jauh lebih tinggi dibandingkan dengan capaian pertumbuhan pada 2016 sebesar 5.88%. Salah satu faktor penting yang mempengaruhi kinerja perekonomian daerah ialah pembangunan infrastruktur. Selain berdampak ke perekonomian Jawa, proyek infrastruktur juga menjadi penggerak perekonomian sebagian wilayah lain di luar Jawa.

KONDISI GAS BUMI INDONESIA

Cadangan gas bumi merupakan perkiraan volume gas bumi pada *reservoir* yang secara komersial dapat diproduksi sesuai dengan kondisi keekonomian dan regulasi Pemerintah saat itu. Penentuan besaran cadangan didasarkan pada hasil studi geologi dan geofisika. Semakin lengkap data dan informasi, maka besarnya cadangan dapat diperkirakan lebih akurat. Terdapat beberapa metode yang digunakan untuk memperkirakan cadangan yaitu metode

volumetrik, *material balance*, *decline curve* dan simulasi *reservoir*. Cadangan dibedakan menjadi dua, yaitu cadangan terbukti (*proven reserves*) dan cadangan potensial (*potential reserves*). Cadangan terbukti adalah cadangan yang sudah dibuktikan dengan uji produksi sumur (*well testing*) atau sumur tersebut sudah berproduksi sedangkan cadangan potensial merupakan potensi cadangan yang belum dilakukan uji produksi sehingga statusnya belum cukup untuk dinaikkan menjadi cadangan terbukti. Cadangan potensial ini masih memiliki ketidakpastian yang tinggi. Menurut klasifikasi *American Petroleum Institute* (API), cadangan potensial terbagi menjadi dua, yaitu cadangan mungkin (*probable*) dan cadangan harapan (*possible*).

Cadangan gas bumi konvensional Indonesia menurut data DJMigas status per Januari 2017 mencapai 142.72 TSCF, sebesar 100.36 TSCF merupakan cadangan terbukti dan 42.36 TSCF merupakan cadangan potensial. Selain dari gas bumi konvensional, Indonesia mempunyai potensi gas bumi non konvensional, yaitu gas metana batubara atau CBM (*coal bed methane*) dan gas serpih (*shale gas*) dengan potensi yang besar yaitu 453 TSCF untuk CBM dan 574 TSCF untuk gas serpih.

Fasilitas HCML
Dok. pribadi



Tabel 3.3
Cadangan Minyak dan Gas Bumi Indonesia (Remaining Reserved)status 1 Januari 2017
Sumber : DJMigas | 2018

Cadangan	Sudah Berproduksi		Belum Berproduksi		Jumlah
	Terbukti	Potensial	Terbukti	Potensial	
Minyak (MMSTB)	2,763.46	3,806.29	407.42	557.73	7,534.91
Gas (TSCF)	31.74	16.62	68.62	25.74	142.72
a Associated	3.42	2.67	0.68	0.40	7.17
b Non Associated	28.32	13.95	67.94	25.34	135.55

49 tahun

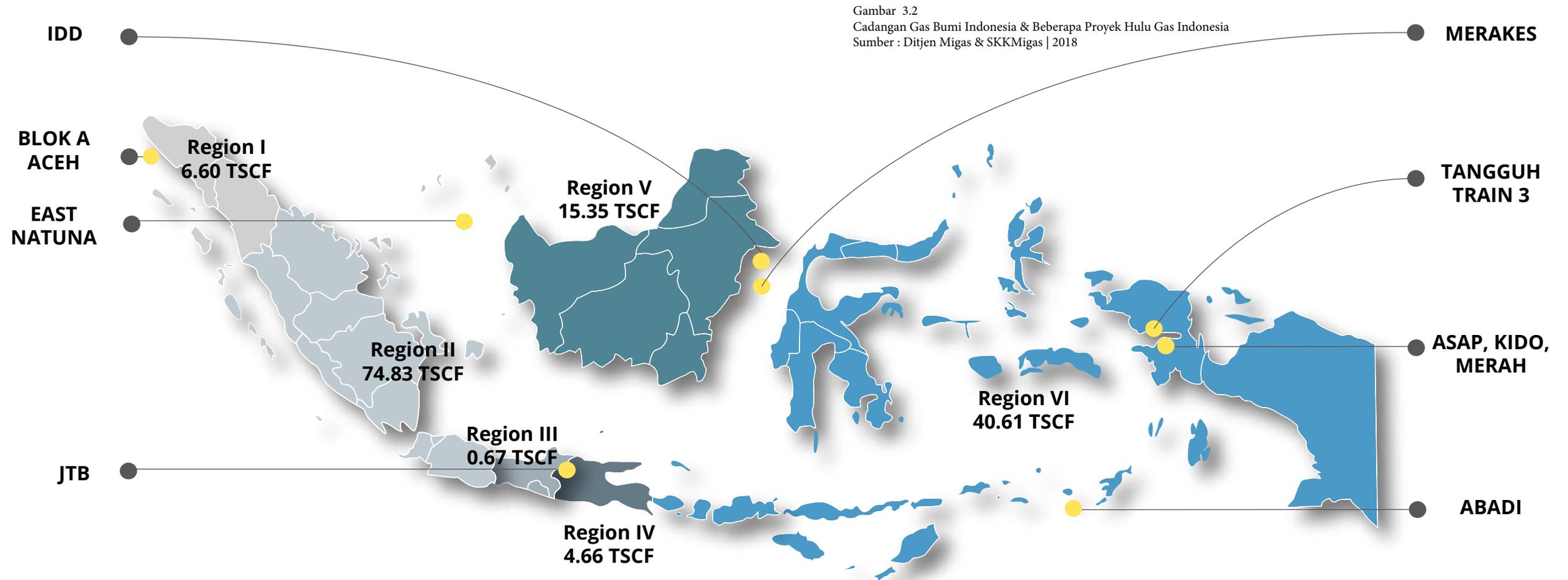
production to reserve ratio

- Asumsi rata-rata produksi 2.9 TSCF/tahun
- Cadangan gas terbesar saat ini (*Remaining Reserved*) terdapat di wilayah East Natuna sebesar 46 TSCF; Papua - Maluku - Sulawesi sebesar 40.61 TSCF; dan Kalimantan sebesar 15.35 TSCF.

Dari data tersebut dapat diketahui bahwa gas bumi masih cukup banyak jika dibandingkan dengan cadangan terbukti minyak bumi yang saat ini berada dikisaran 3.17 Miliar Barrel (*remaining reserved*). Dengan produksi sekitar 800 ribu Barrel per hari, maka jika tidak ditemukan cadangan yang baru, minyak bumi diperkirakan akan habis dalam 10 tahun. Besarnya cadangan gas bumi menggambarkan nilai strategis gas bumi bagi pemenuhan energi ke depan, meskipun perlu dikaji lebih jauh dari aspek teknis produksi maupun komersial, terutama penggunaannya dalam kerangka waktu tertentu.

Sejak tahun 2011 sampai tahun 2017, cadangan gas konvensional mengalami penurunan dari 152.9 TSCF menjadi 142.72 TSCF. Untuk mengantisipasi

penurunan lebih jauh, Pemerintah meningkatkan kegiatan eksplorasi untuk penemuan cadangan baru melalui berbagai kebijakan strategis seperti penyediaan data dan informasi yang akurat, kemudahan dalam perizinan dan penerapan skema kontrak baru. Penemuan cadangan baru memungkinkan diperoleh melalui pengembangan eksplorasi pada cekungan sedimen di Indonesia baik di darat (*onshore*) maupun lepas pantai (*offshore*) yang saat ini terdapat 60 cekungan gas bumi, 16 cekungan sudah berproduksi, 7 cekungan terbukti tapi belum berproduksi, 15 cekungan sudah dieksplorasi namun belum ada penemuan dan 22 cekungan yang belum dieksplorasi.



Cadangan Gas Bumi Indonesia

Cadangan gas bumi Indonesia per Januari 2017 mencapai 142.72 TSCF, sebesar 100.36 TSCF merupakan cadangan terbukti dan 42.36 TSCF merupakan cadangan potensial. Cadangan terbesar berada di Region II sebesar 74.83 TSCF yang sudah termasuk East Natuna sebesar 46 TSCF, kemudian Region VI sebesar 40.61 TSCF dan Region V sebesar 15.35 TSCF.

Proyek - Proyek Besar Hulu Gas Bumi Indonesia

Untuk menjamin pasokan gas domestik dan kehandalan dari gas bumi Indonesia, terdapat beberapa proyek hulu gas bumi Indonesia yaitu :

- Blok A Aceh** dengan cadangan gas bumi sebesar 0.56 TSCF (2P Risk) yang rencananya dimanfaatkan untuk Sektor Pupuk dan Sektor Industri. Diperkirakan akan *first gas in* dipertengahan 2018.
- East Natuna** dengan cadangan gas bumi sebesar 46.00 TSCF tidak termasuk CO₂ sebesar 72% yang sampai saat ini belum ada rencana pemanfaatan.
- Jambaran Tiung Biru (JTB)** dengan cadangan gas bumi sebesar 1.20 TSCF tidak termasuk CO₂ 34% yang rencananya dimanfaatkan untuk Sektor Kelistrikan dan Sektor Industri. Diperkirakan akan *first gas in* pada tahun 2020 dengan kemampuan 330 MMSCFD (*peak*).
- IDD** dengan cadangan gas bumi sebesar 2.32 TSCF dengan kemampuan produksi IDD Bangka 85 MMSCFD (*peak*) yang dialokasikan ke PT Pertamina (Persero) yang sudah terkomersialisasi dan IDD Rapak Ganal 800 MMSCFD yang belum ada rencana pemanfaatannya.
- Merakes** dengan cadangan gas bumi sebesar 0.81 TSCF (sertifikasi LAPI ITB), dengan perkiraan produksi sebesar 391 MMSCFD (*peak*). Diperkirakan akan *first gas in* pada tahun 2021.
- Tangguh Train 3** dengan cadangan gas bumi 5.7 TSCF (2P Risk) dengan kemampuan produksi 709 MMSCFD (*peak*). Diperkirakan *first gas in* pada kuartal II-2020 yang akan dimanfaatkan untuk Sektor Petrokimia dan Sektor Kelistrikan.
- Asap-Kido-Merah** dengan cadangan gas bumi sebesar 1.49 TSCF (rekomendasi pengajuan POD) dengan kemampuan produksi 170 MMSCFD (*peak*). Diperkirakan *first gas in* pada kuartal I-2021 yang akan dimanfaatkan untuk Sektor Petrokimia dan Sektor Industri.
- Abadi** dengan cadangan gas bumi sebesar 10.73 TSCF (0.9 P1, sertifikasi Lemigas) perkiraan kemampuan produksi 1,200 MMSCFD (*peak*). Diperkirakan *first gas in* pada tahun 2027 yang saat ini belum ada rencana pemanfaatannya.

Gambar 3.3
Prosentase Cadangan Gas Bumi Dunia
Sumber : BP Statistic | 2018



Amerika Utara mempunyai porsi 6.0% dari keseluruhan total cadangan gas bumi dunia yaitu sebesar 393 TSCF dimana didominasi Amerika Serikat memiliki cadangan sebesar 307.7 TSCF

Amerika Tengah dan Selatan mempunyai porsi 4.1% dari keseluruhan total cadangan gas bumi dunia yaitu sebesar 268 TSCF dimana Venezuela memiliki cadangan sebesar 201.3 TSCF

Afrika mempunyai porsi 7.6% dari keseluruhan total cadangan gas bumi dunia yaitu sebesar 503.3 TSCF dimana didominasi oleh Nigeria 186.6 TSCF dan Aljazair 159.1 TSCF

Timur Tengah mempunyai porsi 42.5% dari keseluruhan total cadangan gas bumi dunia yaitu 2,803.2 TSCF dimana didominasi oleh Iran 1,183 TSCF dan Qatar 858.1 TSCF

Eropa dan Eurasia mempunyai porsi 30.4% dari keseluruhan total cadangan gas bumi dunia yaitu sebesar 2,002 TSCF dimana Rusia memiliki cadangan 1,139.6 TSCF

Asia Pasific mempunyai porsi 9.4% dari keseluruhan total cadangan gas bumi dunia yaitu sebesar 619.3 TSCF dimana RRT memiliki cadangan 189.5 TSCF

Wilayah Kerja Eksplorasi dan Eksploitasi 2017

Pada tahun 2017, Jumlah Wilayah Kerja (WK) Eksplorasi dan Produksi sebanyak 255 WK yang terdiri dari 87 WK Eksploitasi dan 168 WK Eksplorasi (119 WK Eksplorasi Konvensional dan 49 WK Non-Konvensional). Sepanjang tahun 2017, terdapat beberapa kegiatan penting dalam pengelolaan kegiatan eksplorasi sektor migas meliputi 17 WK Migas yang telah disetujui terminasi, 2 WK Eksplorasi yang telah disetujui POD nya dan 3 WK Pengembangan yang menjadi Produksi.

WK Eksplorasi pada periode 2012–2017 mengalami penurunan namun sebaliknya WK Eksploitasi pada periode yang sama mengalami peningkatan.

Tabel 3.4
Jumlah Wilayah Kerja (WK) Eksplorasi & Eksploitasi 2012 - 2017
sumber: Ditjen Migas | 2018

Items	Tahun					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
WK Eksplorasi Non Konvensional	54	55	55	58	54	49
WK Eksplorasi Konvensional	179	187	183	170	141	119
WK Eksploitasi	75	79	80	84	86	87
Jumlah WK	208	321	318	312	280	255

Produksi Gas Bumi Indonesia 2017

Produksi gas bumi Indonesia selama 5 tahun terakhir ini (2012–2017) rata-rata sebesar 2.9 TSCF/tahun. Untuk tahun 2017, produksi gas bumi Indonesia sebesar 7,619 MMSCFD atau turun 3% dari tahun sebelumnya dikarenakan penurunan di beberapa KKKS seperti Total E&P dan Pertamina EP. Ditinjau dari aspek produksi per KKKS, produksi gas bumi net pada tahun 2017 yang sebesar 7,619 MMSCFD dihasilkan dari 54 KKKS dengan 5 KKKS penyumbang terbesar (64.4% dari seluruh produksi gas bumi Indonesia) yaitu Total E&P Indonesia

sebesar 1,349.68 MMSCFD, BP Berau Ltd sebesar 1,209.66 MMSCFD, PT Pertamina EP sebesar 1,018.32 MMSCFD, ConocoPhillips Grissik Ltd sebesar 966.57 MMSCFD dan JOB Pertamina - Medco Tomori Sulawesi Ltd. 295.46 MMSCFD. Selain itu, nilai produksi gas bumi Indonesia selama tahun 2017 dipengaruhi oleh adanya beberapa lapangan gas yang *on stream* antara lain ENI Muara Bakau B.V sebesar 635.43 MMSCFD, Husky CNOOC Madura Ltd. sebesar 53.53 MMSCFD dimana pada puncak produksi dapat mencapai 100 MMSCFD Produksi gas

bumi eksisting diperkirakan setiap tahun akan mengalami penurunan disebabkan menurunnya kemampuan produksi suatu lapangan dengan semakin lamanya lapangan beroperasi. Guna meningkatkan produktivitas sumur, diperlukan pengembangan lapangan yang sudah ada maupun dengan pembukaan lapangan produksi baru.

Berdasarkan pemanfaatannya, gas bumi dibagi menjadi tiga kelompok, yaitu :

Gas bumi sebagai sumber energi

Penggunaan gas bumi sebagai sumber energi pembangkit listrik mempunyai keunggulan dibandingkan dengan bahan bakar minyak (BBM) dan batubara. Selain lebih bersih, penggunaan gas bumi untuk kelistrikan relatif lebih kompetitif dibandingkan bahan bakar minyak. Untuk memenuhi kebutuhan pasokan listrik yang meningkat, PLN membutuhkan pasokan gas bumi yang besar untuk pembangkit listrik tenaga gas. Di sektor transportasi, Pemerintah terus mendorong penggunaan

bahan bakar gas (BBG) untuk kendaraan mengurangi penggunaan Bahan Bakar Minyak (BBM) sedangkan untuk sektor rumah tangga, Pemerintah mendorong penggunaan jaringan gas rumah tangga sebagai bahan bakar untuk memasak. Di sektor industri, gas digunakan antara lain sebagai sumber energi untuk proses peleburan besi baja, pembuatan kaca dan keramik.

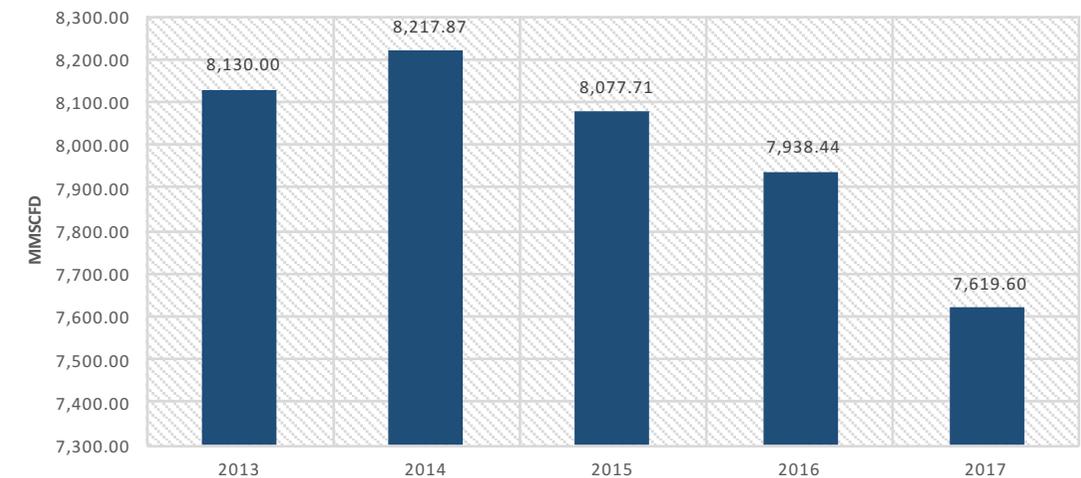
Gas bumi sebagai bahan baku

Di sektor industri, gas bumi digunakan untuk bahan baku pupuk dan petrokimia. Selain itu, industri plastik, metanol dan LPG sebagai bahan bakunya.

Gas bumi sebagai komoditas ekspor

Gas bumi diekspor dalam bentuk LNG dan gas pipa. LNG dari Bontang dan Tangguh diekspor ke Jepang, Korea, Taiwan dan China. Untuk gas pipa dari Sumatera dan perairan Natuna diekspor ke Singapura dan Malaysia.

Gambar 3.4
Profile Produksi Gas Bumi Indonesia
sumber: Ditjen Migas & SKKMigas | 2018



PEMANFAATAN GAS BUMI INDONESIA 2017

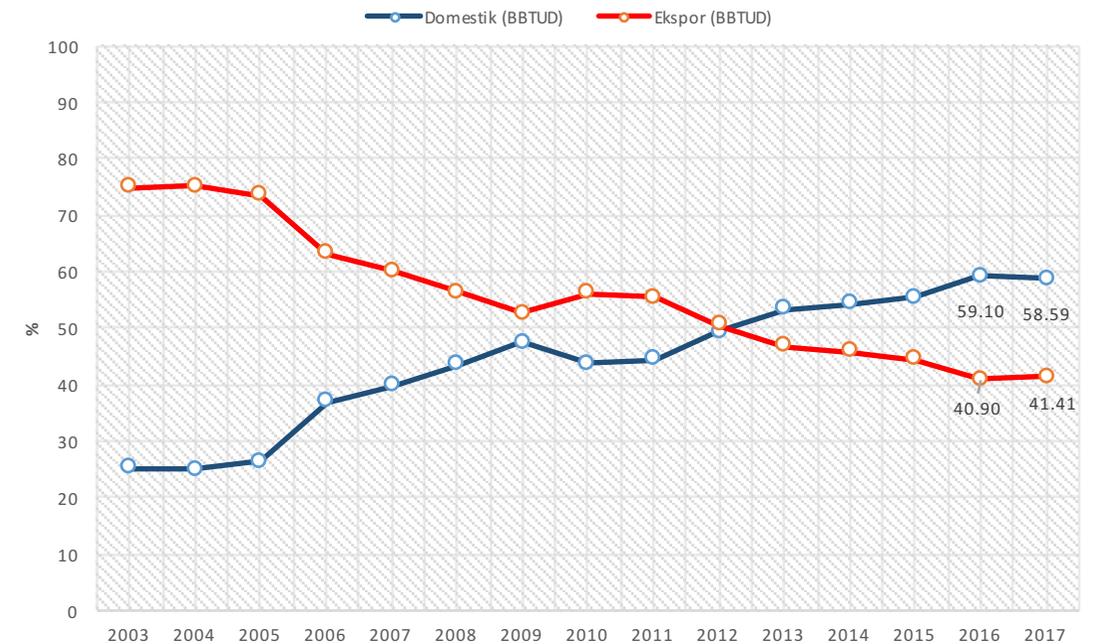
Dari total produksi gas bumi di tahun 2017, pemanfaatan gas bumi Indonesia 58.59% diserap oleh domestik dan 41.41% untuk ekspor.

Penyerapan domestik meliputi sektor industri yang menyerap sebesar 23.18%, Sektor Kelistrikan sebesar 14.09%, Sektor Pupuk sebesar 10.64%, *Lifting* Migas sebesar 2.73%, LNG Domestik sebesar 5.64%, LPG Domestik sebesar 2.17% dan 0.15% untuk Program Pemerintah berupa Jargas Rumah Tangga dan SPBG. Untuk ekspor gas pipa sebesar 12.04% dan LNG Ekspor 29.37%.

Hal-hal yang telah dilakukan oleh Pemerintah, Badan Usaha dan KKKS bertujuan untuk menjamin kebutuhan gas bumi untuk konsumen domestik.

Sejak tahun 2009, realisasi penggunaan gas bumi untuk sektor kelistrikan lebih kecil dari kontrak yang ada dikarenakan memiliki komoditas energi lain yang lebih kompetitif dari gas bumi dan juga terdapat penurunan beban listrik di beberapa daerah. Untuk sektor pupuk realisasi penggunaan gas bumi cenderung stabil karena merupakan kontrak jangka panjang.

Sektor industri, realisasi penggunaan gas bumi lebih fluktuatif dikarenakan pengaruh harga gasnya yang berdampak nilai kompetitif barang. Selain itu terdapat juga penurunan *supply* gas ke pabrik dikarenakan penurunan alamiah gas.



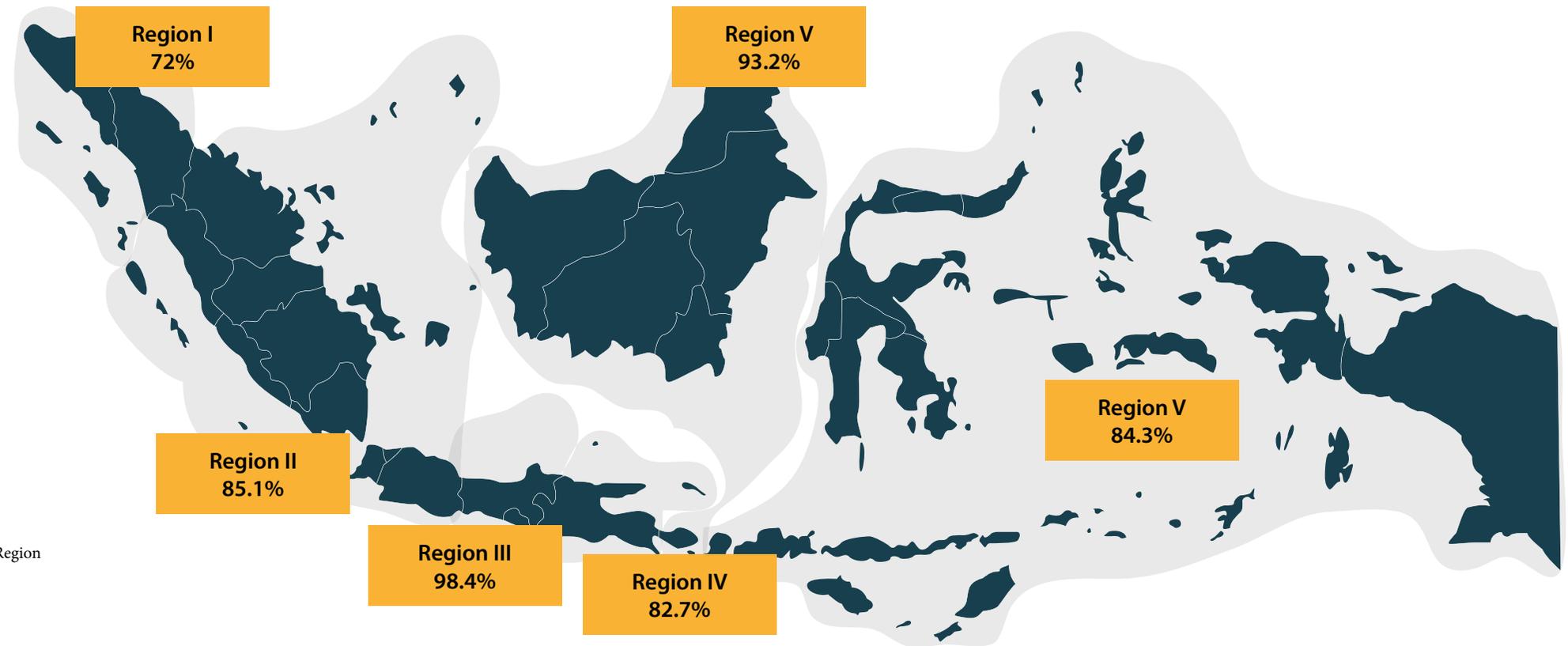
Gambar 3.5
Prosentase Pemanfaatan Gas Bumi Indonesia 2017
sumber. Ditjen Migas & SKKMigas| 2018

58.59%
Domestik

41.41%
Ekspor

Domestik vs Ekspor

Walaupun produksi gas bumi mengalami laju penurunan 3% dari tahun 2017, pemanfaatan gas bumi untuk domestik dari tahun ke tahun meningkat. Peningkatan rata-rata 7% sejak tahun 2004 sampai dengan tahun 2017 dan di tahun 2017 pemanfaatan gas domestik sebesar 58.59% sedangkan ekspor sebesar 41.41%.



Gambar 3.6
Realisasi Penyerapan Gas Bumi 2017 vs Kontrak PJBG per Region
sumber. Ditjen Migas & SKKMigas| 2018

REALISASI PENYERAPAN GAS BUMI 2017 VS KONTRAK GAS (PJBG)

Berdasarkan data realisasi dan kontrak, Region III memenuhi kontrak dengan pemanfaatan gas sebesar 98.4% dimana paling besar digunakan untuk sektor kelistrikan (penyerapan 100%), disusul oleh Region V dengan pemanfaatan gas sebesar sebesar 93.2% dimana sektor pupuk, *own-used* Bontang dan sektor industri menyerap sesuai kontrak, selanjutnya Region II dengan pemanfaatan gas sebesar sebesar 85.1% untuk penyerapan sesuai kontrak sektor *lifting* migas dan sektor industri di Jawa Barat serta Region VI sebesar 84.3% untuk sektor *lifting* migas dan sektor industri (DS-LNG). Untuk Region IV total pemanfaatan gas sebesar 82.7% untuk sektor kelistrikan dan industri.

Untuk Region I mengalami penurunan penyerapan sebesar 72% yang disebabkan oleh belum optimalnya penyerapan gas dari sektor kelistrikan serta gangguan *supply* karena

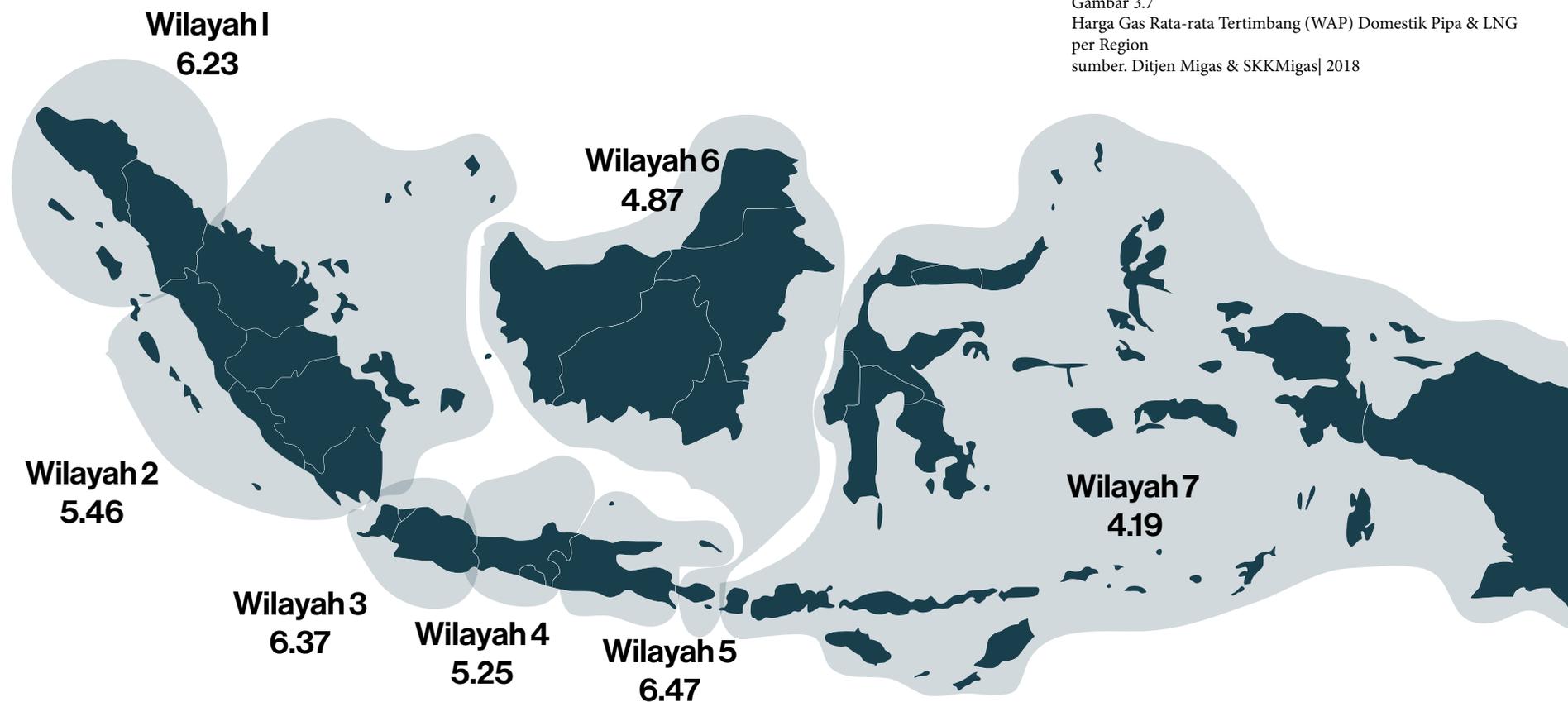
faktor alamiah dari (Pertamina Hulu Energi) PHE NSO-NSB untuk sektor pupuk dan sektor industri.

Secara agregasi, penyerapan gas domestik nasional berdasarkan kontrak sebesar 86.11%. Penurunan alamiah juga terjadi di Pertamina EP Asset II untuk Region II dan Asset III untuk Region III. Selain itu, tentu saja penyerapan sangat bergantung dari komersialisasi atau harga gas, dimana sektor industri di Region I dan Region IV mengalami kemunduran produksi produknya karena harga gas yang tidak *affordable*, oleh karena itu mereka menahan penyaluran gas buminya.

dari seluruh total Kontrak PJBG

Realisasi Penyerapan Gas Bumi 2017

Gas Kota 3.88 BBTUD
Transportasi 6.09 BBTUD
Lifting Migas 180.09 BBTUD
Pupuk 702.81 BBTUD
Kelistrikan 930.71 BBTUD
Industri 1,531.87 BBTUD
LPG Domestik 143.20 BBTUD
LNG Domestik 372.64 BBTUD



Gambar 3.7
 Harga Gas Rata-rata Tertimbang (WAP) Domestik Pipa & LNG per Region
 sumber. Ditjen Migas & SKKMigas| 2018

Harga Gas Bumi 2017

Harga gas rata-rata domestik 5.59 US\$/MMBTU dimana Wilayah Sumatera Bagian Utara, Jawa Barat dan Jawa Timur berada di atas 6.00 US\$/MMBTU sedangkan terendah berada di wilayah Indonesia Bagian Timur sebesar 4.19 US\$/MMBTU dan Kalimantan sebesar 4.87 US\$/MMBTU. Harga gas rata-rata ini berdasarkan *Weighted Average Price* (Harga Rata-rata Tertimbang).

Wilayah 1 meliputi Sumatera Utara (Aceh dan Medan)

Harga gas untuk wilayah ini dipengaruhi oleh keekonomian lapangan sumber gas, infrastruktur pipa dan regasifikasi Arun. Harga gas untuk Sektor Jargas Rumah Tangga sebagaimana telah ditetapkan oleh Pemerintah sebesar 4.72 US\$/MMBTU, Sektor Pupuk berdasarkan *Business as Usual* dan dengan melakukan

efisiensi produsen-pengguna gas menjadi sebesar 5.97 US\$/MMBTU. Sektor Industri dengan mekanisme *Business as Usual* dan ditambah efisiensi produsen gas hulu menjadi sebesar 7.31 US\$/MMBTU. Untuk sektor kelistrikan menggunakan pasokan LNG dari Tangguh dengan harga rata-rata 6.39 US\$/MMBTU sedangkan untuk sektor *lifting/own used* belum ada.

Wilayah 2 meliputi Sumatera Bagian Tenggara dan Selatan

Harga gas untuk *lifting* migas adalah sebesar 6.04 US\$/MMBTU, untuk Jargas Rumah Tangga dan Transportasi sebagaimana telah ditetapkan oleh Pemerintah rata-rata sebesar 4.33 US\$/MMBTU. Pupuk berdasarkan *business as usual* dan dengan melakukan efisiensi produsen-pengguna gas sebesar 5.61 US\$/MMBTU dan untuk

kelistrikan sebesar 6.05 US\$/MMBTU. Sektor industri berdasarkan *business as usual* rata-rata sebesar 5.12 US\$/MMBTU.

Wilayah 3 meliputi Jawa Bagian Barat

Harga gas untuk *lifting* migas adalah sebesar 7.14 US\$/MMBTU, untuk Jargas Rumah Tangga dan Transportasi sebagaimana telah ditetapkan oleh Pemerintah rata-rata sebesar 4.62 US\$/MMBTU. Pupuk berdasarkan *business as usual* dan dengan melakukan efisiensi produsen-pengguna gas sebesar 5.83 US\$/MMBTU dan untuk kelistrikan sebesar 6.58 US\$/MMBTU. Untuk sektor industri berdasarkan *business as usual* rata-rata sebesar 6.49 US\$/MMBTU. Wilayah ini juga mendapatkan pasokan dari LNG untuk sektor kelistrikan dengan rata-rata harga sebesar 6.19 US\$/MMBTU.

Wilayah 4 meliputi Jawa Bagian Tengah

Harga gas untuk Jargas Rumah Tangga sebagaimana telah ditetapkan oleh Pemerintah sebesar 4.72 US\$/MMBTU, Industri dengan mekanisme *Business as Usual* sebesar 6.34 US\$/MMBTU dan untuk sektor kelistrikan rata-rata sebesar 5.25 US\$/MMBTU sedangkan untuk sektor *lifting/own used* dan pupuk belum ada.

Wilayah 5 meliputi Jawa Bagian Timur

Untuk Jargas Rumah Tangga dan Transportasi sebagaimana telah ditetapkan oleh Pemerintah rata-rata sebesar 4.71 US\$/MMBTU. Pupuk berdasarkan *business as usual* dan dengan melakukan efisiensi produsen-pengguna gas sebesar 5.98 US\$/MMBTU dan untuk kelistrikan sebesar 6.53 US\$/MMBTU. Untuk sektor industri berdasarkan *business as usual* rata-rata sebesar 6.58 US\$/MMBTU sedangkan untuk sektor *lifting/own used* belum ada.

Wilayah 6 meliputi Kalimantan

Untuk Jargas Rumah Tangga dan Transportasi sebagaimana telah ditetapkan oleh Pemerintah rata-rata sebesar 4.25 US\$/MMBTU. Pupuk berdasarkan *business as usual* dan dengan melakukan efisiensi produsen-pengguna gas sebesar 4.14 US\$/MMBTU dan untuk kelistrikan sebesar 4.67 US\$/MMBTU. Untuk sektor industri berdasarkan *business as usual* rata-rata sebesar 4.88 US\$/MMBTU. Untuk wilayah ini memasok LNG dengan formulasi harga gas sesuai *Business As Usual*.

Wilayah 7 meliputi Indonesia Bagian Timur (Sulawesi, Nusa Tenggara, Maluku dan Papua)

Untuk Jargas Rumah Tangga dan Transportasi sebagaimana telah ditetapkan oleh Pemerintah rata-rata sebesar 4.72 US\$/MMBTU. Untuk kelistrikan sebesar 3.83 US\$/MMBTU. Untuk sektor industri berdasarkan *business as usual* rata-rata sebesar 3.40 US\$/MMBTU sedangkan untuk *lifting* migas/*own-used* dan pupuk belum ada. Untuk wilayah ini juga memasok LNG dengan formulasi harga gas sesuai *Business As Usual*.

Terjadi perbedaan harga gas disebabkan oleh biaya keekonomian masing-masing lapangan yang berbeda dan biaya likuifaksi serta regasifikasi (untuk LNG). Harga gas bumi di Kalimantan relatif lebih murah daripada wilayah Indonesia Bagian Barat. Rendahnya harga gas bumi tersebut disebabkan karena formula harga gas bumi di Kalimantan rata-rata dikaitkan dengan harga produknya untuk sektor pupuk dan petrokimia.

Harga beli gas pipa Indonesia dikaitkan dengan harga minyak atas dasar negosiasi dengan menggunakan formula dan eskalasi sedangkan LNG berdasarkan harga pasar dengan formula. Posisi comparative harga jual gas Indonesia untuk *end-user* di pasar regional dari tahun 2014 – pertengahan 2016 menunjukkan bahwa harga gas pipa Indonesia tidak sensitif terhadap perubahan harga minyak, sementara beberapa negara lain mengaitkan dengan harga minyak. Untuk itu, Pemerintah bersama dengan KKKS, Badan Usaha serta *end-user* bekerja sama membentuk formulasi harga gas Indonesia.

Infrastruktur Gas Bumi

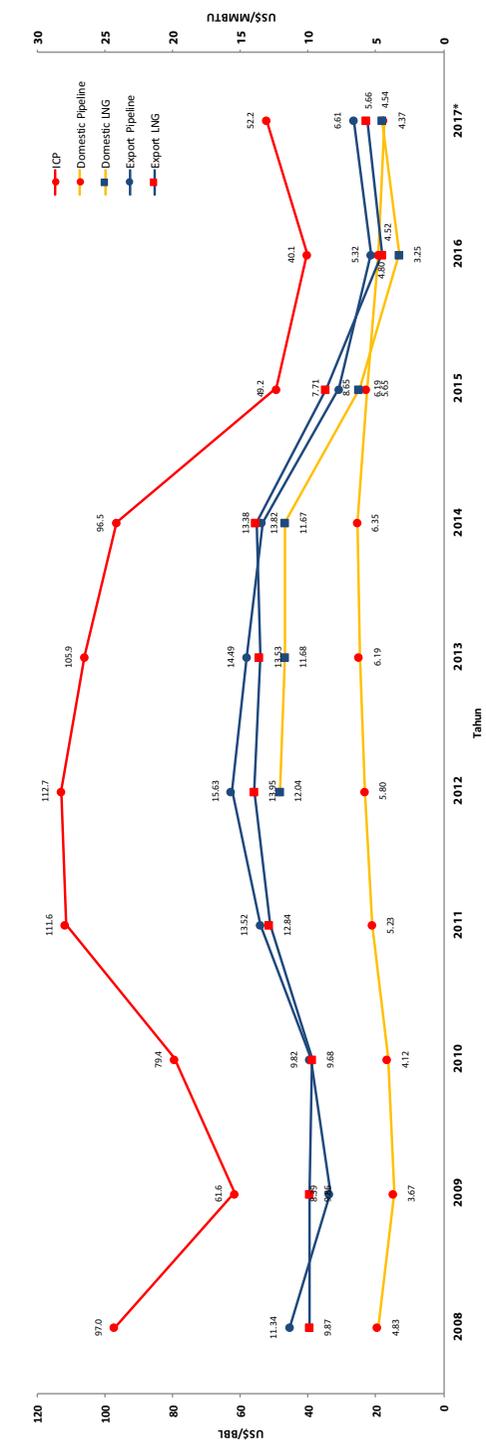
Infrastruktur gas bumi dikategorikan menjadi dua kategori, yaitu infrastruktur gas bumi yang berupa pipa dan infrastruktur gas bumi non pipa. Sedangkan berdasarkan perencanaannya, Infrastruktur gas bumi ada yang eksisting dan dalam tahap rencana pengembangan.

Infrastruktur Gas Bumi Indonesia Eksisting

Rencana Induk Infrastruktur Gas Bumi merupakan salah satu dasar penyusunan kebijakan pengelolaan gas bumi. Kebijakan pengelolaan gas bumi ini bertujuan untuk memastikan tersedianya energi bagi pengguna terutama gas bumi. Rencana induk ini juga merupakan acuan dalam pengembangan infrastruktur gas bumi sehingga manfaatnya dapat dirasakan oleh pengguna. Dalam rencana induk, kategori infrastruktur terdiri dari infrastruktur pipa dan infrastruktur non-pipa. Infrastruktur pipa terdiri dari pipa transmisi, pipa *dedicated* hilir, pipa kepentingan bersama, pipa *dedicated*

hulu, dan jaringan gas bumi untuk rumah tangga, sedangkan infrastruktur non-pipa terdiri dari Kilang LNG, FSRU/FSU, *Land-based Regasification*, fasilitas CNG dan fasilitas LPG. Infrastruktur ini dipetakan detail sesuai titik koordinat fasilitasnya sehingga dapat diketahui jelas letak lokasi infrastruktur di dalam peta. Berdasarkan data yang diolah oleh Ditjen Migas per Desember 2017, panjang infrastruktur pipa nasional mencapai 16.455,90 km yang terdiri dari pipa *open access* sepanjang 4.551,09 km, pipa *dedicated* hilir sepanjang 6.871,65 km, pipa untuk kepentingan sendiri sepanjang 71,57 km dan pipa *dedicated* hulu sepanjang 4.961,60 km. Sedangkan infrastruktur non-pipa yang telah terbangun dan beroperasi yaitu kilang LNG sejumlah 3 unit (Kilang Bontang, Kilang DS LNG, dan Kilang Tangguh), FSRU sejumlah 3 unit (FSRU Nusantara Regas, FSRU Lampung, dan FSRU Benoa), dan *Land-based Regasification* sejumlah 1 unit (Regasifikasi Arun). Fasilitas CNG berupa CNG Plant sejumlah 40 unit dan Fasilitas LPG berupa Kilang LPG sejumlah 28 unit.

Dalam perencanaan kedepan, pengembangan infrastruktur gas bumi di Indonesia dibagi menjadi dua wilayah yaitu **wilayah barat Indonesia** dan **wilayah timur Indonesia**. Untuk wilayah barat, pengembangannya menggunakan *integrated pipeline concept* dengan sistem *virtual pipeline* sebagai pendukung sedangkan wilayah Timur, menggunakan *virtual pipeline concept* dengan sistem *clustered pipeline* sebagai pendukung. Selain itu, dengan terbitnya **Peraturan Menteri ESDM Nomor 4 Tahun 2018** tentang Pengusahaan Gas Bumi pada Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi diamanahkan bahwa dalam pengembangan infrastruktur gas bumi di sektor hilir mengikuti konsep **Wilayah Jaringan Distribusi (WJD)** dan **Wilayah Niaga Tertentu (WNT)**. Dengan konsep ini diharapkan terjadi efektivitas dan efisiensi dalam pembangunan dan pengelolaan infrastruktur gas bumi sehingga tercipta peningkatan pemanfaatan gas bumi dengan harga yang wajar.



Gambar 3.8 Harga Minyak Indonesia, Harga Gas Rata - Rata Tertimbang Indonesia 2008 - 2017

**Neraca Gas Bumi Indonesia
2018-2027**

I

meliputi Wilayah Aceh dan Sumatera Bagian Utara

.....

II

meliputi Wilayah Sumatera Bagian Tengah, Sumatera Bagian Selatan, Kepulauan Riau, Natuna dan Jawa Bagian Barat

.....

III

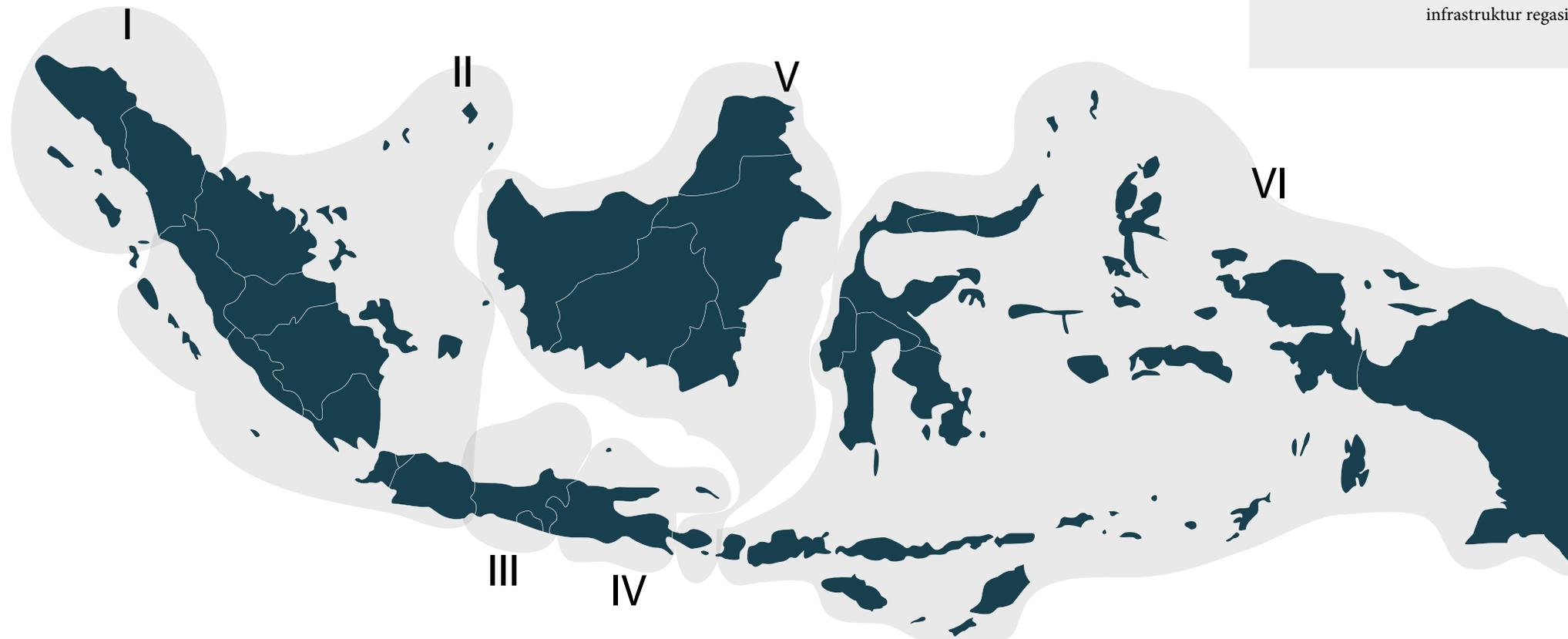
meliputi Wilayah Jawa Bagian Tengah

.....

IV

meliputi Wilayah Jawa Bagian Timur

.....



// NERACA GAS BUMI INDONESIA //

6 REGION

+

Pembagian region didasarkan oleh konektivitas infrastruktur gas antara satu wilayah dengan wilayah lain. Sebagai contoh, dengan selesainya ruas pipa Semarang – Gresik, maka Region Jawa Bagian Tengah dapat terhubung dengan Jawa Bagian Timur. Dengan demikian, kedepannya Jawa Bagian Tengah dan Jawa Bagian Timur dapat menjadi satu region dalam Neraca Gas Bumi Indonesia. Untuk jangka panjang, diharapkan seluruh wilayah di Indonesia dapat terhubung baik melalui pipa dan infrastruktur regasifikasi LNG.

V

meliputi Wilayah Kalimantan dan Bali

.....

VI

meliputi Wilayah Sulawesi, Nusa Tenggara, Maluku dan Papua

.....

// Region I//

Wilayah Aceh dan Sumatera Bagian Utara

Gas bumi dari Aceh dan Sumatera Bagian Utara telah lama diproduksi. Lapangan Arun di Aceh telah memproduksi sejak tahun 1970-an untuk memenuhi kebutuhan pabrik Pupuk Iskandar Muda, pembangkit listrik serta ekspor LNG ke Jepang dan Korea. Pada saat itu, Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) yang beroperasi adalah ExxonMobil Oil Indonesia yang saat ini sudah beralih ke PHE NSO-NSB. KKKS lain yang beroperasi di Aceh saat ini adalah Medco E&P Malaka, Triangle Pase Inc. dan ENI Krueng Mane Ltd. sedangkan di Sumatera Bagian Utara KKKS yang beroperasi adalah Pertamina EP Asset 1 dan EMP Gebang.

Per Januari 2017, cadangan gas bumi Region I sebesar 6.60 TSCF yang berupa cadangan terbukti (*proven reserves*) sebesar 1.33 TSCF dan cadangan potensial (*probable & possible reserves*) sebesar 5.27 TSCF. PT Medco E&P Malaka mendominasi kepemilikan cadangan sebesar 3.68 TSCF disusul PHE NSO-NSB sebesar 1.11 TSCF, Pertamina EP Asset 1 sebesar 0.83 TSCF dan sisanya sebesar 0.98 TSCF dari 3 Wilayah Kerja lainnya yaitu Gebang, Krueng Mane dan Pase. Selain pasokan

gas bumi dari lapangan yang ada di Region I, saat ini gas bumi juga didatangkan dari Tangguh melalui Terminal Regasifikasi Arun. Fasilitas ini merupakan fasilitas ex LNG Plant yang dikonversi menjadi fasilitas regasifikasi. Gas bumi tersebut kemudian dialirkan ke Belawan melalui pipa transmisi Arun-Belawan berdiameter 24 inci dengan kapasitas terpasang 200 MMSCFD untuk memenuhi kebutuhan PLN dan industri di Medan dan sekitarnya.

Proyeksi Pasokan Gas Bumi

Pasokan gas bumi (*supply*) ke wilayah Aceh dan Sumatera Bagian Utara pada tahun 2018 diperkirakan mencapai 303.74 MMSCFD dengan rincian *Existing Supply* sebesar 254.45 MMSCFD dan *Project Supply* 49.29 MMSCFD. Untuk *existing supply* didapatkan dari PHE NSO-NSB (ex EMOI) yang memasok sebesar 77.17 MMSCFD, Pertamina Asset 1 sebesar 3.68 MMSCFD dan gas bumi ex LNG yang berasal dari terminal regasifikasi Arun mencapai 173.60 MMSCFD. Untuk *Project Supply*, pasokan dari Medco direncanakan akan dimulai (*first gas-in*) pada tahun 2018 sebesar 43.11 MMSCFD

dan pada tahun 2019 naik (*ramp-up*) menjadi 67.43 MMSCFD stabil sampai dengan tahun 2023 setelah itu turun menjadi 49.37 MMSCFD pada tahun 2027. Kemudian akan masuk pasokan gas dari Triangle Pase yang seharusnya sudah *gas-in* pada tahun 2017, namun tertunda dan diprediksi akan *gas-in* pada tahun 2018 dengan produksi gas 6.18 MMSCFD naik (*ramp-up*) sampai 17.84 MMSCFD di tahun 2021 dan kemudian turun menjadi 13.07 MMSCFD di tahun 2027.

Untuk *potential supply*, terdapat pasokan gas pada tahun 2019 dari PHE NSO-NSB sebesar 94.24 MMSCFD kemudian *ramp-up* 100.97 MMSCFD di tahun 2022 dan mengalami penurunan menjadi 60.62 MMSCFD di tahun 2027. Untuk pasokan dari ENI diperkirakan sebesar 61 MMSCFD di tahun 2022, *ramp-up* menjadi 92 MMSCFD dan setelah itu mengalami penurunan menjadi 20 MMSCFD di tahun 2027.

Kebutuhan Gas Bumi

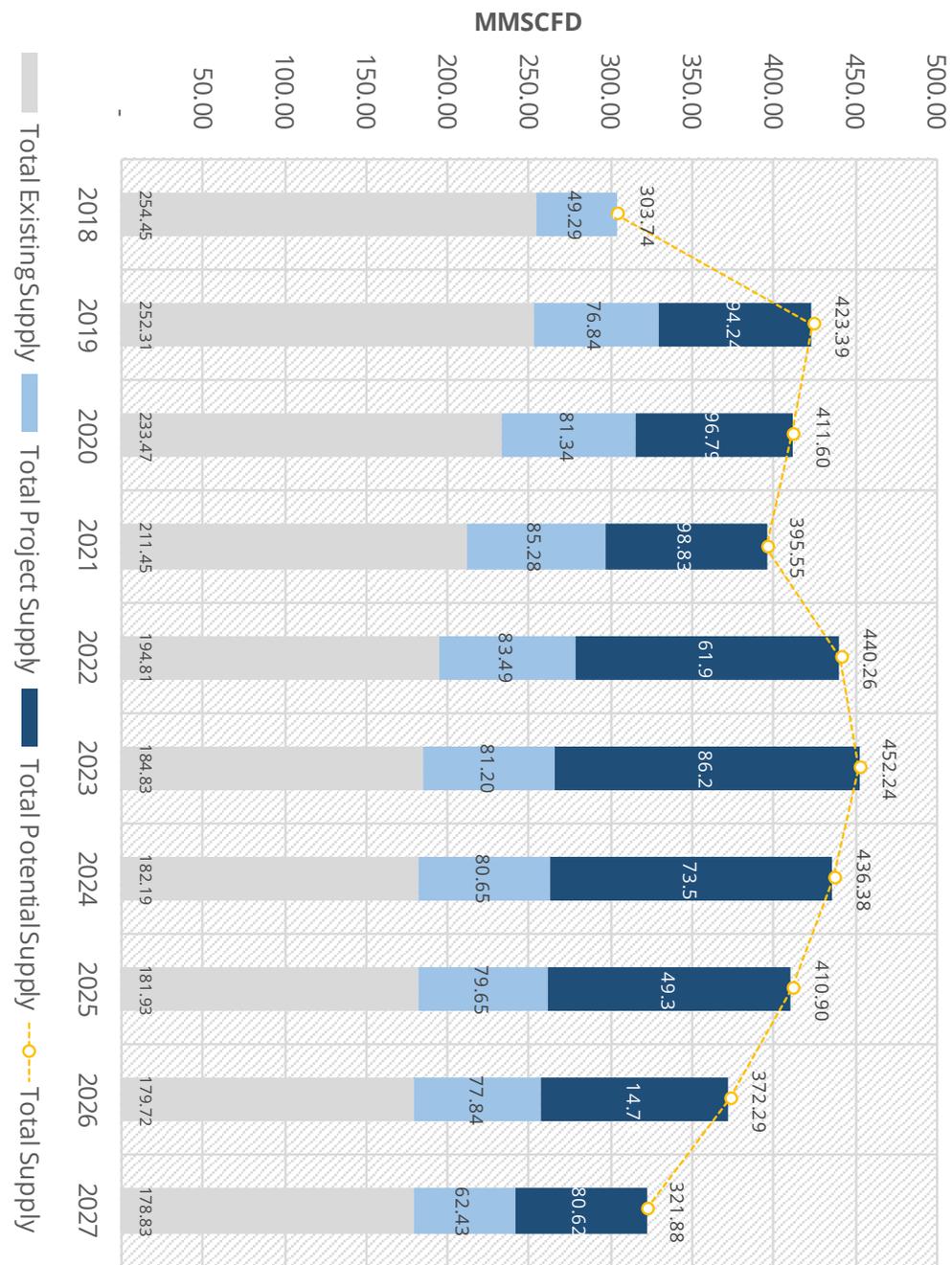
Konsumen Pengguna Gas Bumi

Wilayah Lhokseumawe, Medan dan sekitarnya merupakan wilayah yang sudah lama dialiri gas bumi yang berasal dari lapangan gas bumi di Arun dan Sumatera Bagian Utara. Mengingat kebutuhan gas bumi yang terus meningkat, Pertamina kemudian membangun LNG *receiving terminal* di Arun dan mengalirkan gas bumi ke Medan melalui jaringan pipa transmisi Arun-Belawan yang mulai beroperasi pada tahun 2015. Beberapa konsumen dan calon konsumen gas bumi di Aceh dan Sumatera Bagian Utara diantaranya:

1. Kilang Arun (*own used*),
2. Gas kota (Lhoksukon dan Lhokseumawe),
3. Pupuk Iskandar Muda (PIM),
4. Pembangkit Listrik/PLN,
5. Industri & Komersial seperti untuk kawasan industri di Medan dan sekitarnya, kawasan industri Belawan, dan Kawasan Industri Bandar Tuang, Kawasan Ekonomi Khusus Sei Mangkei.



Fasilitas Star Energy
dok. Pribadi



Gambar 4.1 Supply Gas Bumi Region I

Tabel 4.1
 Perkiraan Pasokan Gas Bumi
 Region I
 1 Januari 2018
 @MMSCFD

Uraian	Tahun		
	2018	2022	2027
I Existing			
IA. Existing Supply			
Aceh			
1 PHE NSO - NSB (Arun, SLS-A, SLS D)	21.69	9.03	4.38
2 PHE NSO - NSB (NSO A)	55.48	9.05	-
Sumatera Utara			
Pertamina EP ASSET I	3.68	3.12	0.84
IB. Import Region			
Arun Regas	173.60	173.60	173.60
Total Existing Supply	254.45	194.81	178.83
II. Project Supply			
IA. On Going			
Aceh			
Medco	43.11	67.43	49.37
Triangle Pase	6.18	16.06	13.07
Sumatera Utara	-	-	-
IIB. Confirmed			
I. POD sedang proses	-	-	-
II. POD belum diusulkan	-	-	-
IIC. Supply dari Region Lain	-	-	-
Total Project Supply	49.29	83.49	62.43
III. Potensial Supply			
Aceh	-	161.97	80.62
Sumatera Utara	-	-	-
Total Potential Supply	88.00	161.97	80.62
Total Supply Region I	303.74	440.26	321.88

Neraca Gas Berdasarkan Sektor Pengguna

Sektor Jargas Rumah Tangga Region I

Kebutuhan gas untuk program Pemerintah Jargas Rumah Tangga di Region I pada saat ini adalah untuk memenuhi jargas di Kota Lhoksumawe dan Lhoksukon sebesar 0.53 MMSCFD dari sumber pasokan dari PHE NSO-NSB. Simulasi skenario I, II dan III yaitu pengembangan jargas untuk rumah tangga 5% setiap tahunnya maka kebutuhan gas di tahun 2027 adalah sebesar 0.81 MMSCFD.

Sektor Pupuk Region I

Di Region I terdapat 2 pabrik pupuk yaitu PIM 1 dan PIM 2 dimana berdasarkan realisasi penyerapan hanya Pabrik PIM 2 yang beroperasi dengan DCQ 50 MMSCFD. Simulasi menggunakan Skenario I dimana sesuai realisasi penyerapan, maka kebutuhan PIM sebesar 50 MMSCFD dapat terpenuhi dengan pasokan *existing* dari PHE NSO-NSB. Sebagai catatan bahwa karakteristik industri pupuk sangat dipengaruhi oleh harga gas sebagai bahan baku dan harga Ammonia serta Urea di pasar.

Simulasi menggunakan Skenario II dan III dimana kedua pabrik akan beroperasi penuh sehingga total kebutuhan gas sebesar 110 MMSCFD sampai dengan tahun 2027. Pasokan gas dapat dipenuhi dari *Existing Supply* PHE NSO-NSB dan *Project Supply* Lapangan Blok A yang rencananya akan terkomersialisasi di tahun 2018. Namun apabila *Project Supply* Lapangan Blok A tidak sesuai rencana, maka kebutuhan 110 MMSCFD dapat dipenuhi dari *Existing Supply* gas PHE NSO-NSB dan tambahan pasokan dari LNG atau dari *Potential Supply* PHE NSO-NSB.

Sektor Kelistrikan Region I

Skenario I berdasarkan realisasi penyerapan 2017 dan mengalami pertumbuhan sebesar 1.1% sampai dengan tahun 2027, maka besar kebutuhan kelistrikan

untuk Region I sebesar 134.97 MMSFD di tahun 2018 kemudian naik menjadi 148.93 MMSCFD di tahun 2027 yang terpenuhi dari pasokan LNG Arun-Tangguh. Untuk Skenario II dan III dimana berdasarkan kebutuhan RUPTL 2018-2027 yaitu sebesar 114.27 MMSCFD di tahun 2018 masih dapat terpenuhi dari pasokan LNG Arun-Tangguh. Dengan berjalannya Pembangkit Belawan-134 maka total kebutuhan di tahun 2020 menjadi 182.05 MMSCFD yang kemudian turun di tahun 2022 menjadi 132.18 MMSCFD dan kemudian naik lagi menjadi 192.41 MMSCFD di Tahun 2027.

Meskipun dilakukan penambahan pembangkit listrik berbahan bakar gas baru namun semakin mapannya sistem interkoneksi listrik Sumatera dengan pembangkit listrik tenaga uap yang relatif murah membuat pemakaian gas bumi untuk kelistrikan tidak mengalami kenaikan secara signifikan.

Sektor Industri Region I

Simulasi skenario I dengan realisasi tahun 2017 dan pertumbuhan 1.1% per tahun maka besar kebutuhan gas bumi untuk sektor industri sebesar 12.83 MMSCFD di tahun 2018 kemudian naik menjadi 14.16 MMSCFD di tahun 2027. Untuk skenario II dengan pertumbuhan 5.5% per tahun selama 10 tahun ke depan maka besar kebutuhan gas bumi untuk sektor industri sebesar 13.40 MMSCFD di tahun 2018 kemudian naik menjadi 21.70 MMSCFD di tahun 2027. Sedangkan untuk skenario III berdasarkan pertumbuhan 5.5% per tahun, maka kebutuhan industri sebesar 28.80 MMSCFD di tahun 2018 kemudian naik sebesar 37.40 MMSCFD di tahun 2027.

Tabel 4.2
Perkiraan Kebutuhan Gas Bumi
Region I
1 Januari 2018
@MMSCFD

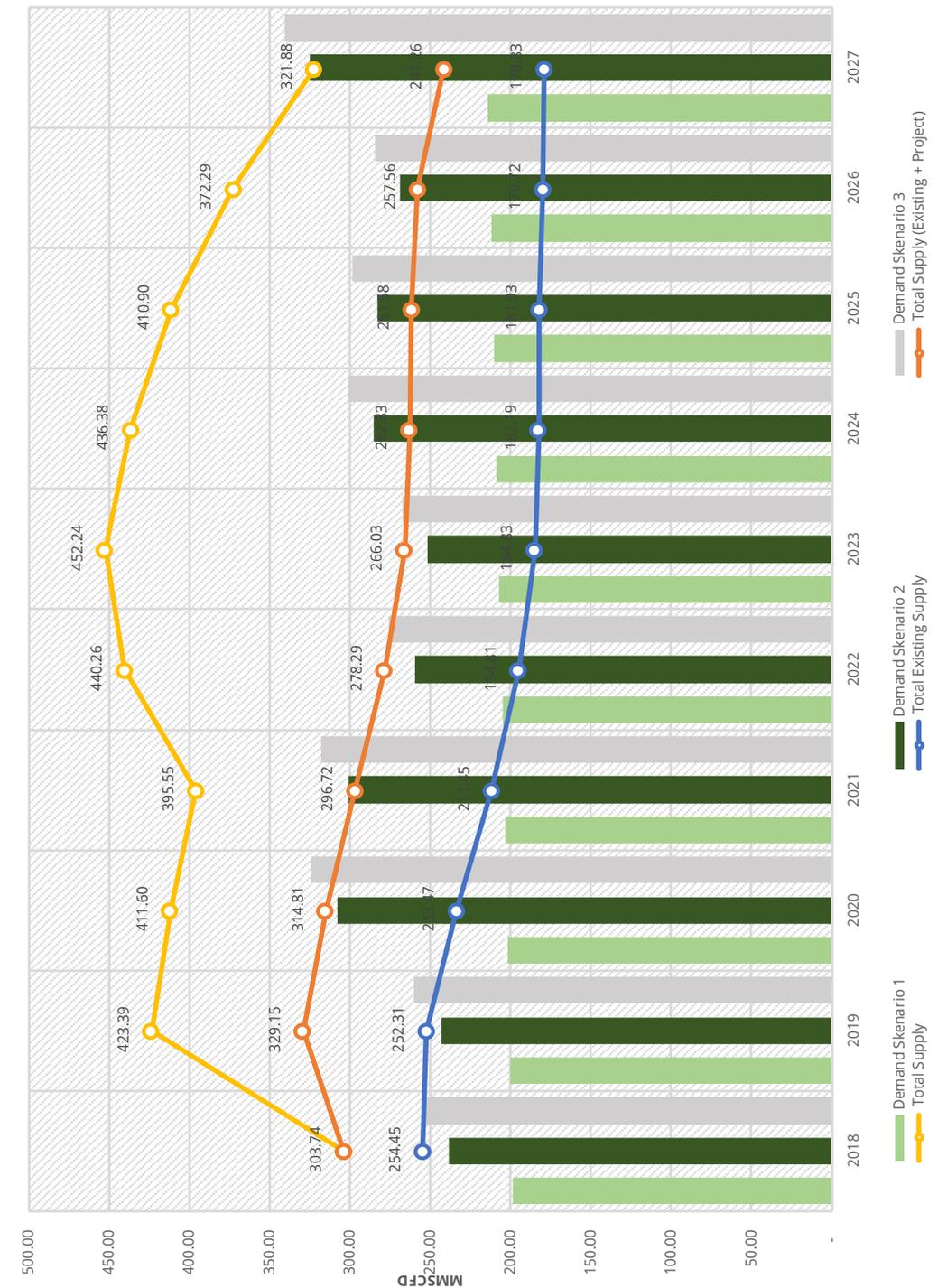
Uraian	2018			2022			2027		
	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario I	Skenario II	Skenario III
Lifting Minyak Bumi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Program Pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transportasi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rumah Tangga	0.53	0.53	0.53	0.64	0.64	0.64	0.81	0.81	0.81
Pupuk dan Petrokimia	50.00	110.00	110.00	50.00	110.00	110.00	50.00	110.00	110.00
Kelistrikan	134.97	114.27	114.27	141.01	132.18	132.18	148.93	192.41	192.41
Industri	12.83	13.40	28.80	13.40	16.60	32.80	14.16	21.70	37.40
Industri Retail	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industri Non Retail	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ekspor/Komitmen LNG	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Demand	198.32	238.20	253.60	205.05	259.42	275.62	213.91	324.92	340.62

Neraca Gas Bumi Region I

Berdasarkan metodologi pada skenario I, II dan III, didapatkan skema Neraca Gas Region I sebagai berikut :

1. Jika *Project Supply* dan *Potential Supply* sesuai prediksi/skenario, maka Region I akan *surplus supply* sejak tahun 2018–2026 untuk semua skenario *demand*,
2. Jika *Project Supply* dan *Potential Supply* tidak sesuai prediksi/skenario, maka berdasarkan *Existing Supply* Region I akan mengalami *defisit supply* untuk :
 - Skenario I dimulai tahun 2022–2027,
 - Skenario II dimulai tahun 2020–2027, dan
 - Skenario III dimulai tahun 2019–2027.
3. Jika *Project Supply* sesuai dengan prediksi/skenario namun *Potential Supply* tidak sesuai prediksi/skenario, maka Region I untuk :
 - Skenario I mengalami *surplus supply* dimulai tahun 2018–2027;
 - Skenario II mengalami *defisit supply* pada tahun 2021 dan tahun 2024–2027;
 - Skenario III mengalami *defisit supply* dimulai tahun 2020–2021 dan tahun 2023–2027.

Dari kondisi-kondisi tersebut dapat disimpulkan bahwa berdasarkan kebutuhan gas Skenario I mengalami *surplus supply* dari PHE NSO–NSB, Pertamina Asset I dapat bertahan sampai dengan 2022 dan LNG yang dipasok melalui terminal regasifikasi milik PT Perta-Arun Gas sedangkan pada Skenario II dan III dimana diasumsikan perekonomian membaik, kebutuhan gas Region I dapat dipenuhi dari tahun 2018–2020 dengan tambahan pasokan gas *Project Supply* seperti Medco Blok A dan Triangle Pase. Secara keseluruhan kebutuhan gas di Region I dapat terpenuhi sampai tahun 2027 dengan *Potensial Supply* yaitu PHE NSO–NSB dan ENI Krueng Mane Ltd.



Gambar 4.2 Supply-Demand Gas Bumi Region I

// Region II//

Sumatera Bagian Tengah, Sumatera Bagian Selatan, Kepulauan Riau dan Jawa Bagian Barat

Jika ditinjau berdasarkan pasokan gas bumi, Region II merupakan region dengan pasokan gas bumi terbesar yang berasal dari wilayah sendiri dan pasokan dari region lain. Region II membentang dari Wilayah Kepulauan Riau, Sumatera Bagian Tengah dan Selatan serta Jawa Bagian Barat.

Pasokan Gas Bumi

Per Januari 2017, cadangan gas bumi Region II sebesar 74.83 TSCF. Wilayah Natuna mendominasi kepemilikan cadangan sebesar 49.60 TSCF dimana Exxon Mobil Oil (EMOI-Pertamina) sebesar 46.00 TSCF disusul Medco E&P Natuna 1.76 TSCF dan Permier Oil sebesar 1.66 TSCF, lainnya dari Star Energy sebesar 0.18 TSCF. Untuk Wilayah Sumatera didominasi kepemilikan cadangan ConocoPhillips (Grissik) sebesar 5.42 TSCF dan ConocoPhillips (Jambi) 3.90 TSCF kemudian Pertamina EP Asset II sebesar 2.8 TSCF, sedangkan untuk Jawa Barat didominasi oleh Pertamina EP Asset III sebesar 3.6 TSCF dan PHE ONWJ sebesar 1.89 TSCF. Sisanya sebesar 7.62 TSCF tersebar dalam beberapa lapangan lainnya di Sumatera Bagian Tenggara dan Selatan serta Jawa Bagian Barat.

Selain pasokan gas bumi dari lapangan yang ada di Region II, saat ini gas bumi juga didatangkan dari Bontang dan Tangguh melalui FSRU PGN-Lampung dan Nusantara Regas (NR) di Jawa Barat dimana fasilitas FSRU PGN-Lampung untuk memenuhi kebutuhan industri di Jawa Barat sedangkan NR memenuhi kebutuhan gas untuk kelistrikan dan industri.

Proyeksi Pasokan Gas Bumi

Pasokan gas bumi (*supply*) ke Region II pada tahun 2018 diperkirakan mencapai 2,832.66 MMSCFD dengan rincian *Existing Supply* sebesar 2,706.27 MMSCFD, *Project Supply* sebesar 109.44 MMSCFD dan *Potential Supply* sebesar 16.95 MMSCFD.

Untuk *existing supply* wilayah Sumatera Bagian Tengah dan Selatan pada tahun 2018 didominasi pasokan dari ConocoPhillips (Grissik) yang memasok sebesar 966.47 MMSCFD, Pertamina EP Asset 2 sebesar 291.92 MMSCFD, Petrochina Int. Jabung sebesar 156.55 MMSCFD, JOB PTM-Talisman Jambi Merang sebesar 117.49 MMSCFD dan EMP Bentu sebesar 106 MMSCFD.

Untuk *existing supply* wilayah Jawa Barat, gas pipa didominasi pasokan dari Pertamina Asset 3 + Mitra dengan pasokan sebesar 239.62 MMSCFD di tahun 2018 kemudian mengalami penurunan sampai dengan tahun 2027 menjadi 67.74 MMSCFD, PHE ONWJ sebesar 140.58 MMSCFD di tahun 2018 kemudian mengalami penurunan laju produksi sampai dengan tahun 2027 yang menjadi 71.78 MMSCFD dan CNOOC sebesar 51.61 MMSCFD di tahun 2018 dan juga mengalami penurunan laju produksi sampai dengan tahun 2027 yang menjadi 13.63 MMSCFD.

Untuk LNG, kontrak NR dengan produsen LNG (Bontang – Tangguh) akan berakhir di tahun 2022, namun untuk menjaga kelangsungan pembangkit listrik di Jawa Barat maka akan memanfaatkan fasilitas eksisting sehingga sampai dengan tahun 2027 terdapat pasokan LNG sehingga wilayah Jawa Bagian Barat terpasok 578.21 MMSCFD di tahun 2018 naik menjadi 592.86 MMSCFD di tahun 2020 dikarenakan tambahan dari pasokan LNG kemudian mengalami penurunan

laju produksi sampai dengan tahun 2027 mencapai 297.16 MMSCFD.

Untuk *existing supply* wilayah Kepulauan Riau didominasi pasokan gas dari Premier Oil sebesar 172.26 MMSCFD di tahun 2018 naik menjadi 200.85 MMSCFD di tahun 2019 kemudian mengalami penurunan laju produksi sampai dengan tahun 2022 dan naik kembali di tahun 2023 kemudian turun kembali sampai dengan tahun 2027 diposisi 65.51 MMSCFD. Kemudian pasokan gas dari Medco Indonesia E&P sebesar 170.60 MMSCFD di tahun 2018 naik menjadi 181.00 MMSCFD di tahun 2020 kemudian mengalami penurunan laju produksi sampai dengan tahun 2027 diposisi 11.10 MMSCFD.

Untuk *Project Supply* wilayah Sumatera Bagian Tengah dan Selatan, pasokan dari Paku Gajah direncanakan akan dimulai (*first gas-in*) pada tahun 2018 sebesar 42.38 MMSCFD kemudian naik sekitar 10% sampai dengan tahun 2021 kemudian mengalami penurunan laju produksi 10% sampai dengan tahun 2027. Kemudian



Fasilitas Mubadala
dok. Pribadi

akan masuk dari Tropik Energi Pandan yang seharusnya sudah *gas-in* pada tahun 2017, namun diprediksi akan *gas-in* pada tahun 2018 dengan produksi gas awal 3.65 MMSCFD naik (*ramp-up*) dan relatif stabil sebesar 18.12 MMSCFD di tahun 2019 sampai dengan tahun 2027 dan diperkirakan tambahan pasokan dari ConocoPhillips sebesar 37.40 MMSCFD dan Mandala Energy sebesar 4.10 MMSCFD di tahun 2019.

Untuk *Project Supply* wilayah Jawa Bagian Barat tambahan pasokan gas akan didapatkan dari Pertamina EP Asset 3 dimana di tahun 2018 diperkirakan 34.43 MMSCFD kemudian naik sampai dengan tahun 2022 menjadi 81.37 MMSCFD dan mengalami laju penurunan produksi hingga 51.15 MMSCFD di tahun 2027. Untuk POD yang sedang diproses terdapat Bambu Besar untuk memenuhi kebutuhan pelanggan di Jawa Barat Pertamina EP Asset III dimana diperkirakan *gas-in* di

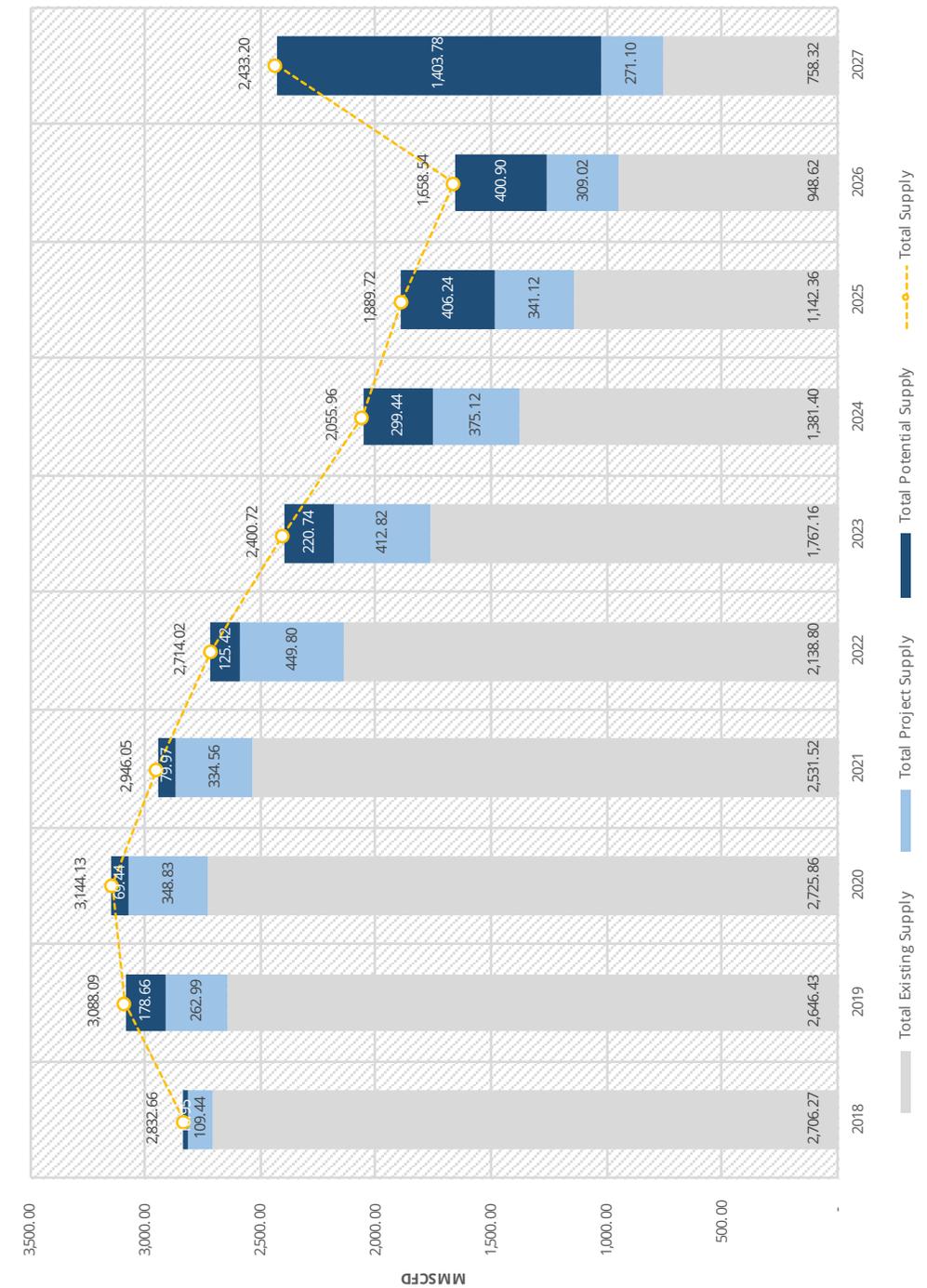
tahun 2018 dengan produksi 1.98 MMSCFD. Akan ada penambahan pasokan di Jawa Barat melalui FSRU Jawa 1 yang dimulai tahun 2022 sebesar 136.00 MMSCFD.

Untuk *Project Supply* wilayah Kepulauan Riau, pasokan dari Medco Indonesia E&P dan Premier Oil diperkirakan akan masuk di tahun 2019 dengan total pasokan sebesar 36.11 MMSCFD naik menjadi 84.54 MMSCFD di tahun 2020 dan kemudian mengalami laju penurunan produksi sampai dengan tahun 2027 di 4.00 MMSCFD.

Untuk *Potential Supply* pasokan gas terbesar dari East Natuna diperkirakan masuk di tahun 2027 sebesar 1,000.00 MMSCFD dan Petrochina untuk Lapangan Tiung di Sumatera Bagian Tengah dan Selatan mencapai 100 MMSCFD di tahun 2027.



Fasilitas ExxonMobil dok. pribadi



Gambar 4.3 Supply Gas Bumi Region II

Uraian	Tahun		
	2018	2022	2027
I Existing			
IA. Existing Supply			
SUMSELTENG			
1. PT Pertamina EP Asset 1	8.35	8.28	-
2. PT Pertamina EP Asset 2	291.92	246.21	93.79
3. JOB PTM-Talisman Ogan-Komering	5.83	1.84	-
4. Medco SS Block	65.80	28.11	13.52
5. Medco Lematang	32.14	4.77	-
6. COPHI	966.47	726.39	152.40
7. Petrochina Int. Jabung	156.55	198.40	83.56
8. EMP (Bentu) (seng, Segat, Bentu)	106.00	22.38	-
9. JOB PTM-TALISMAN Jambi Merang	117.49	106.33	39.23
10. TAC Meruap	0.61	-	-
11. Petroselat	5.00	-	-
12. EMP Malacca Strait	3.70	-	-
13. JOB Pertamina Golden Spike	2.50	-	-
Total Existing Supply Sumselteng	1,762.35	1,342.71	382.49
JAWA BARAT			
1. Pertamina Asset 3 + Mitra	239.62	124.89	67.74
2. PHE ONWJ	140.58	92.27	71.78
4. CNOOC	51.61	24.23	13.63
Total Gas Pipa Jabar	431.82	241.39	153.16
LNG			
1. FSRU NR	146.40	325.00	-
2. FSRU Jawa Barat (NR atau Penggantinya)	-	-	144.00
3. FSRU Lampung	-	-	-
Total LNG	146.40	325.00	144.00
Total Existing Supply Jabar	578.21	566.39	297.16

Tabel 4.3.1
Perkiraan Pasokan Gas Bumi
Region II-1
1 Januari 2018
@MMSCFD

Uraian	Tahun		
	2018	2022	2027
I Existing			
IA. Existing Supply			
KEPRI			
1. PT Medco Indonesia E&P	170.60	85.00	11.10
2. STAR Energy	22.85	7.28	2.05
3. Premier Oil	172.26	137.42	65.51
Total Existing Supply Kepri	365.71	229.70	78.67
Total Existing Supply	2,706.27	2,138.80	758.32
II. Project Supply			
IIA. On Going			
SUMSELTENG			
1. Rayu Utara - Uno Dos	7.00	7.00	4.00
2. Pakugajah Development Project	42.38	42.21	12.22
3. Tropik Energi Pandan	3.65	18.15	18.12
4. ConocoPhillips Corridor	-	31.50	-
5. Mandala Energy	-	4.10	3.10
Sub Total On Going Sumselteng	53.03	102.96	37.44
JAWA BARAT			
Gas Pipa			
1. PT Pertamina EP	34.43	81.37	51.15
2. PHE ONWJ	17.95	73.22	23.14
3. KSO PTM-PD Migas Kota Bekasi	2.05	1.28	-
Total Gas Pipa	54.43	155.88	74.30
LNG			
FSRU Jawa I	-	136.00	153.00
Total LNG	-	136.00	153.00
Sub Total On Going Jawa Barat	54.43	291.88	227.30
KEPRI			
1. Premier Oil	-	16.29	4.00
2. PT Medco E&P Indonesia	-	31.40	-
Sub Total On Going KEPRI	-	47.69	4.00

Tabel 4.3.2
Perkiraan Pasokan Gas Bumi
Region II-2
1 Januari 2018
@MMSCFD

Tabel 4.3.3
Perkiraan Pasokan Gas Bumi
Region II-3
1 Januari 2018
@MMSCFD

Uraian	Tahun		
	2018	2022	2027
II Project Supply			
IIA. On Going			
Sub Total Project On Going	107.46	442.52	268.73
IIB. Confirmed			
I. POD Sedang Proses			
SUMSELTENG			
Total Confirmed Supply Sumselteng	-	-	-
JABAR			
Total Confirmed Supply Jabar	1.98	7.28	2.37
KEPRI			
Total Confirmed Supply Kepri	-	-	-
II. POD belum diusulkan			
Sub Total Project Confirmed	1.98	7.28	2.37
Total Project Supply	109.44	449.80	271.10
III. Potensial Supply			
SUMSELTENG			
Total Potential Supply Sumselteng	15.33	43.32	100.00
JABAR			
Gas Pipa	1.62	6.00	5.78
LNG	-	24.00	254.00
Total Potential Supply Jabar	1.62	30.00	259.78
KEPRI			
Total Potential Supply Kepri	-	52.10	1,044.00
Total Potential	16.95	125.42	1,403.78
Total Supply Region II	2,832.66	2,714.02	2,433.20

Kebutuhan Gas Bumi

Kepulauan Riau

Kepulauan Riau merupakan salah satu wilayah pemasok gas bumi terbesar di Indonesia dengan pasokan berasal dari Blok Natuna sementara konsumen gas di wilayah ini diantaranya sebagai berikut :

- a. Listrik (PLN Batam), dan
- b. Industri (PGN Batam).

Sumatera Bagian Tengah dan Selatan

Di wilayah ini terdapat perusahaan pupuk PT Pupuk Sriwijaya (Pusri) yang didirikan pada tanggal 24 Desember 1959, merupakan produsen pupuk urea pertama di Indonesia. Pusri mendapat pasokan gas bumi dari Pertamina EP, Medco E&P Indonesia dan JOB PHE-Talisman OK.

Untuk membantu *lifting* minyak bumi KKKS Chevron Pasific Indonesia (CPI) mendapat pasokan gas bumi dari ConocoPhillips (Grissik) Ltd. Konsumen gas bumi di Sumbagselteng diantaranya adalah sebagai berikut:

- a. CPI untuk *lifting* minyak bumi,
- b. Pupuk Sriwijaya (Pusri),
- c. Sektor Kelistrikan,
- d. Sektor Industri yaitu Industri Retail dan Non-Retail,
- e. Transportasi (BBG Palembang), dan
- f. Gas kota (Palembang, Prabumulih).

Jawa Bagian Barat

Wilayah Jawa Bagian Barat merupakan wilayah dengan kepadatan penduduk serta kebutuhan gas bumi terbesar. Kebutuhan gas bumi terbesar untuk sektor industri, pupuk dan kelistrikan. Wilayah ini juga merupakan wilayah prioritas dari program pemerintah mengkonversi BBM ke BBG. Beberapa konsumen gas bumi di Jawa Bagian Barat antara lain adalah:

- a. Pupuk Kujang,
- b. Sektor Kelistrikan,
- c. Sektor Industri Retail dan Non-Retail, dan
- d. Sektor Transportasi dan Gas Kota.

Sektor Jargas Rumah Tangga Region II

Kebutuhan gas untuk program Pemerintah Jargas Rumah Tangga di Region II pada saat ini sebesar 4.36 MMSCFD. Adapun pasokan gas tersebut digunakan untuk memenuhi kebutuhan jargas di wilayah:

1. Kota Palembang,
2. Kota Prabumulih,
3. Kota Jambi,
4. Kabupaten Ogan Ilir,
5. Kota Pekan Baru,
6. Kabupaten Penulak Abab Lematang Ilir,
7. Kabupaten Muara Enim,
8. Kabupaten Musi Banyuasin,
9. Kota Bandar Lampung,
10. Kota DKI Jakarta,
11. Kota Depok,
12. Kota Bekasi,
13. Kabupaten Bekasi,
14. Rusun Jabodetabek,
15. Kabupaten Bogor, dan
16. Kabupaten Subang.

Dengan memperhitungkan pengembangan jargas untuk rumah tangga 5% setiap tahunnya maka kebutuhan gas di tahun 2027 diperkirakan adalah sebesar 6.76 MMSCFD.

Sektor Transportasi Region II

Kebutuhan di Region II merupakan salah satu kebutuhan gas terbanyak di sektor transportasi dibandingkan region lainnya melihat penggunaan BBG pada Bus Transjakarta serta bajaj secara masif. Pada tahun 2018, kebutuhan gas untuk transportasi di Region II adalah sebesar 23.99 MMSCFD untuk memasok BBG di wilayah Palembang dan Jabodetabek. Angka serta asumsi yang digunakan pada kebutuhan gas tersebut sama baik pada skenario I, II dan III. Dengan asumsi perluasan daerah yang menggunakan BBG serta pertumbuhan kebutuhan 5% per tahun, maka pada tahun 2027 kebutuhan gas untuk sektor transportasi di Region II adalah sebesar 37.22 MMSCFD.

Sektor Pupuk Region II

Pabrik pupuk yang terdapat di Region II adalah Pupuk Sriwidjaja Palembang (Pusri) dan Pupuk Kujang Cikampek (PKC). Kebutuhan gas untuk sektor pupuk di Region II baik untuk Skenario I, II dan III disesuaikan dengan perencanaan revitalisasi pabrik pupuk di Indonesia. Pada tahun 2018, kebutuhan gas di Region II adalah sebesar 343 MMSCFD. Pada tahun 2021, akan terjadi penurunan kebutuhan gas untuk pupuk di Region II dengan mulai berjalannya pabrik baru yaitu Kujang 1D dan berhentinya pabrik Kujang 1A, sehingga total kebutuhan menjadi sebesar 330 MMSCFD. Kebutuhan gas untuk sektor pupuk akan kembali turun pada tahun 2024 yaitu menjadi sebesar 300 MMSCFD dengan berjalannya pabrik Pusri IIIB serta berhentinya pabrik Pusri III dan Pusri IV.

Sektor Kelistrikan Region II

Sektor kelistrikan di Sumatera bagian selatan dan Jawa bagian barat relatif telah matang baik interkoneksi jaringan listrik maupun kombinasi jenis pembangkit termasuk pembangkit listrik dengan biaya produksi yang murah. Kebutuhan gas untuk sektor kelistrikan di Region II pada tahun 2018 sesuai dengan Skenario I adalah sebesar 589.30 MMSCFD. Dengan perkiraan pertumbuhan sebesar 1.1%, maka kebutuhan gas pada tahun 2027 mencapai 650.28 MMSCFD. Sedangkan kebutuhan gas berdasarkan Skenario II dan Skenario III (sesuai dengan RUPTL 2018-2027) di tahun 2018 adalah sebesar 689.80 MMSCFD.

Kebutuhan gas ini akan meningkat seiring dengan meningkatnya kebutuhan gas di pembangkit di Sumatera Bagian Tengah dan Selatan, Muara Karang, Muara Tawar dan Cilegon. Penambahan pembangkit di sistem kelistrikan Sumatera dan Jawa Bali umumnya bertujuan untuk menambah cadangan daya dan memperbaiki

efisiensi pembangkit listrik berbahan bakar gas. Tambahan pembangkit listrik berbahan bakar gas di Sumatera Bagian Selatan dan Jawa Bagian Barat antara lain PLTG Lampung Peaker, PLTGU Jawa 2 dan PLTGU Jawa 1. Kebutuhan gas bumi untuk Skenario II dan Skenario III di Region II pada tahun 2027 diperkirakan sebesar 1,009.30 MMSCFD.

Sektor Industri Region II

Untuk Skenario I, kebutuhan gas untuk sektor industri di Region II pada tahun 2018 adalah sebesar 827.97 MMSCFD, 907.74 MMSCFD untuk Skenario II dan 1,126.53 MMSCFD untuk Skenario III. Dengan asumsi pertumbuhan gas untuk industri sebesar 1.1% maka kebutuhan gas Skenario I di tahun 2027 sebesar 911.05 MMSCFD sedangkan untuk skenario II sebesar 1,412.27 MMSCFD dan skenario III sebesar 1,871.68 MMSCFD.

Pertumbuhan sektor industri di Region II juga didorong oleh proyek pengembangan kilang minyak (*Refinery Development Masterplan Program/RDMP*) seperti pada Kilang Dumai dan Kilang Balongan.

Program RDMP Kilang Dumai ditargetkan *onstream* tahun 2025. Estimasi kebutuhan gas RDMP Kilang Dumai adalah 57 MMSCFD.

Program revitalisasi kilang melalui RDMP di Kilang Balongan ditargetkan *onstream* tahun 2021. Estimasi kebutuhan gas RDMP Kilang Balongan adalah sekitar 45 - 80 MMSCFD.

Tabel 4.4
Perkiraan Kebutuhan Gas Bumi
Region II
1 Januari 2018
@MMSCFD

Uraian	2018			2022			2027		
	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario I	Skenario II	Skenario III
Lifting Minyak Bumi	180.95	180.95	180.95	140.95	140.95	140.95	113.30	113.30	113.30
Program Pemerintah									
Transportasi	23.99	23.99	23.99	29.16	29.16	29.16	37.22	37.22	37.22
Rumah Tangga	4.36	4.36	4.36	5.30	5.30	5.30	6.76	6.76	6.76
Pupuk dan Petrokimia	343.00	343.00	343.00	330.00	330.00	330.00	300.00	300.00	300.00
Kelistrikan	589.30	689.80	689.80	615.66	773.90	773.90	650.28	1,009.30	1,009.30
Industri									
Industri Retail	720.45	748.24	967.03	752.68	909.49	1,175.43	794.99	1,160.77	1,500.18
Industri Non Retail	107.52	159.50	159.50	111.21	251.50	251.50	116.06	251.50	371.50
Ekspor/Komitmen LNG	926.90	926.90	926.90	895.90	895.90	895.90	215.30	215.30	215.30
Total Demand	2,896.47	3,076.74	3,295.53	2,880.86	3,336.20	3,602.14	2,233.91	3,094.15	3,553.56

Neraca Gas Bumi Region II

Berdasarkan metodologi skenario I, II dan III, didapatkan skema Neraca Gas Region II sebagai berikut :

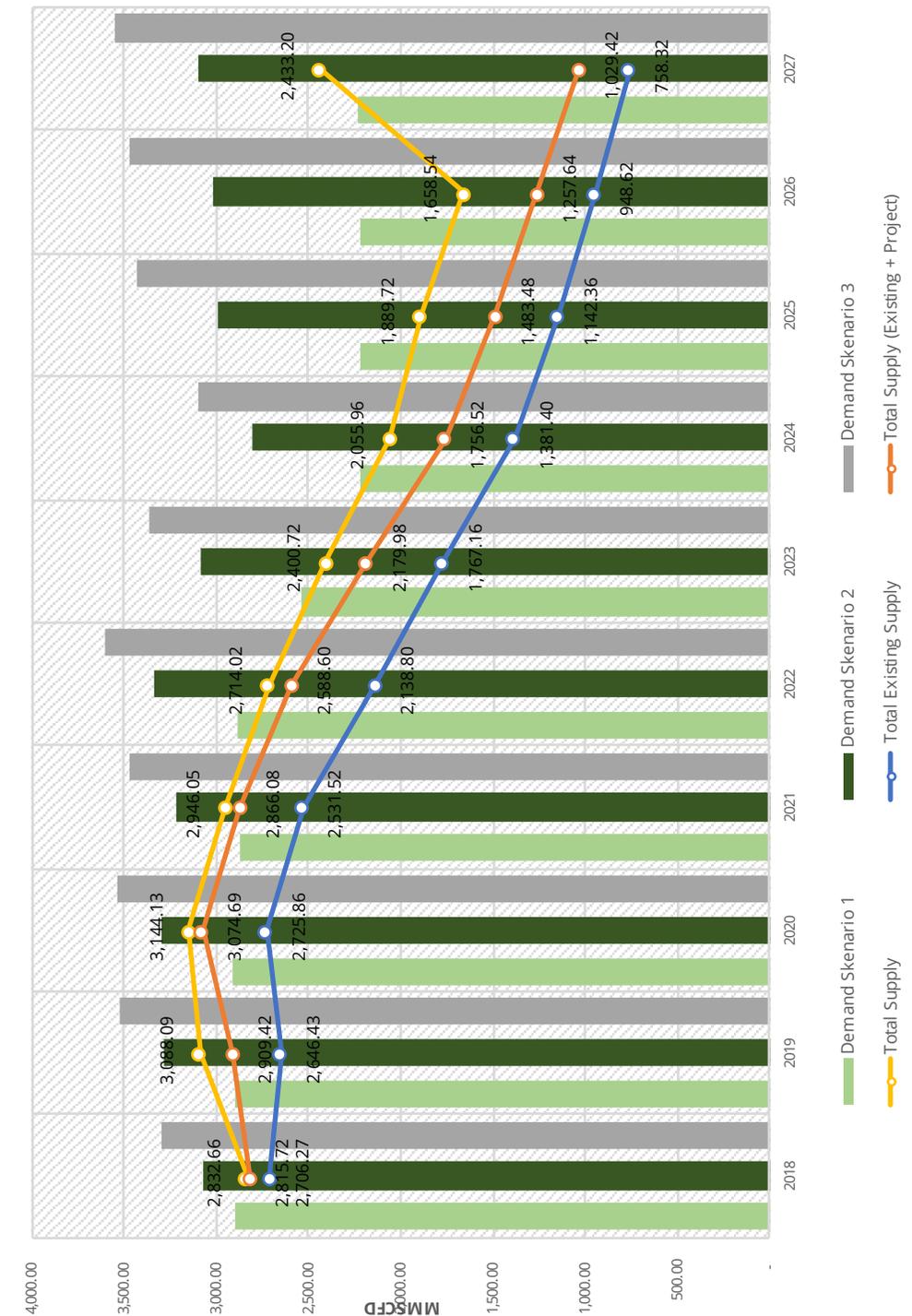
1. Jika *Project Supply* dan *Potential Supply* sesuai prediksi/skenario, maka untuk skenario I akan *surplus supply* sejak tahun 2019–2021 kemudian *defisit supply* di tahun 2022–2026,
2. Jika *Project Supply* dan *Potential Supply* tidak sesuai prediksi/skenario, maka berdasarkan *Existing Supply* Region II akan mengalami *defisit supply* untuk keseluruhan skenario sejak tahun 2018–2027.
3. Jika *Project Supply* sesuai dengan prediksi/skenario namun *Potential Supply* tidak sesuai, maka Region II untuk :
 - Skenario I mengalami *surplus supply* dimulai tahun 2019–2020 dan kemudian *defisit supply* dimulai tahun 2021–2027,
 - Skenario II mengalami *defisit supply* dimulai tahun 2018–2027,
 - Skenario III mengalami *defisit supply* dari tahun 2018–2027

Dari kondisi-kondisi tersebut dapat disimpulkan bahwa berdasarkan kebutuhan gas Skenario I mengalami

surplus supply dari tahun 2019–2021 dengan kondisi total *supply* dimana pasokan gas terpenuhi didominasi dari ConocoPhillips (Grissik) yang dibawa ke Jawa Barat melewati fasilitas pipa SSJW kemudian Pertamina EP Asset II dan Asset III sedangkan LNG yang dipasok melalui fasilitas FSRU PGN-Lampung dan Nusantara Regas di Jawa Barat. Sedangkan pada Skenario II dan III dimana diasumsikan perekonomian membaik sehingga kebutuhan gas meningkat, kebutuhan gas Region II tidak dapat dipenuhi dari pasokan gas Region II baik dari *Project* ataupun *Potential Supply* sehingga dibuka opsi untuk distribusi gas bumi dari Region lainnya.



Fasilitas ExxonMobil
dok. Pribadi



Gambar 4.4 Supply-Demand Gas Bumi Region II

// Region III//

Jawa Bagian Tengah

Pasokan Gas Bumi

Hingga saat ini pasokan gas bumi Region III (Jawa Tengah) hanya berasal dari beberapa lapangan yang telah berproduksi, yaitu Lapangan Gundih, Mangkang (North Central Java A), dan Semanggi milik PT Pertamina EP serta Lapangan Kepodang milik Petronas Carigali Muriah Ltd.

Per Januari 2017, cadangan gas bumi untuk Region III sebesar 0.67 TSCF yang didominasi oleh PT Pertamina EP (Pertamina EP Asset III) sebesar 0.38 dan dari PT Petronas Carigali sebesar 0.29 TSCF .

Proyeksi Pasokan Gas Bumi

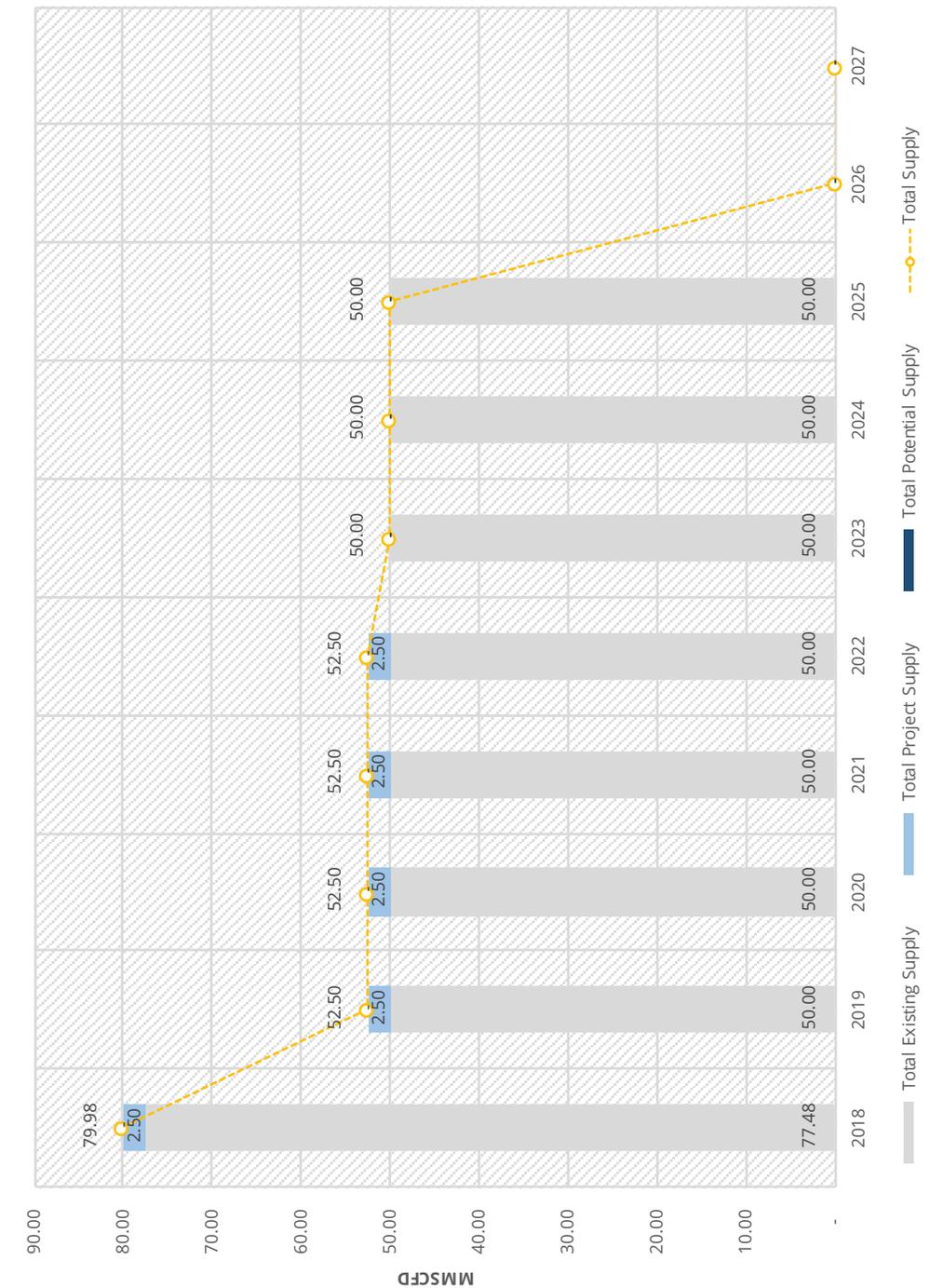
Pasokan gas bumi (*supply*) ke wilayah Jawa Bagian Tengah pada tahun 2018 diperkirakan mencapai 79.98 MMSCFD dengan rincian *Existing Supply* sebesar 77.48 MMSCFD dan *Project Supply* sebesar 2.50 MMSCFD. Region III belum memiliki *Potential supply* di tahun 2018.

Untuk *existing supply* didapatkan dari Lapangan Gundih PT Pertamina EP yang memasok sebesar 50 MMSCFD dan Lapangan Kepodang Petronas Carigali sebesar 27.48 MMSCFD yang

terus mengalami penurunan produksi secara signifikan.

Untuk *Project Supply* pasokan dari Lapangan North Kedung Tuban PT Pertamina EP diperkirakan dapat menggantikan pasokan dari Lapangan Mangkang atau Semanggi mulai tahun 2018 sebesar 2.5 MMSCFD. Pasokan tersebut diperkirakan dapat bertahan sampai dengan tahun 2022.

Untuk *Potential supply* saat ini belum ditemukan *Potential Supply* jangka Panjang di Region III. Namun apabila pipa ruas Gresik – Semarang telah selesai, maka Region III dapat juga dipasok dari KKKS yang berada di Region IV (Jawa Bagian Timur).



Gambar 4.5 Supply Gas Bumi Region III

Tabel 4.5
Perkiraan Pasokan Gas Bumi
Region III
1 Januari 2018
@MMSCFD

Uraian	Tahun		
	2018	2022	2027
I. Supply			
IA. Existing Supply			
1 PT Pertamina EP	50.00	50.00	-
2 Petronas Carigali Muriah	27.48	-	-
IB. Import	-	-	-
Total Existing Supply	77.48	50.00	-
II. Project Supply			
IIA. On Going			
1 PT Pertamina EP	2.50	2.50	-
IIB. Import dari Reg. Lain	-	-	-
IIC. Confirmed	-	-	-
Total Project Supply	2.50	2.50	-
III. Potensial Supply			
Total Potential Supply	-	-	-
Total Supply Region III	79.98	52.50	-

Kebutuhan Gas Bumi

Konsumen Pengguna Gas Bumi

Kebutuhan gas bumi di wilayah Jawa Bagian Tengah sebagian besar digunakan untuk pembangkit listrik PLN Tambak Lorok, sedangkan untuk sektor industri, transportasi dan rumah tangga masih sangat kecil. Sumber gas bumi berasal dari lapangan Gundih, Kepodang, Semanggi dan Mangkang, serta dengan CNG dari Jawa Timur yang diangkut memakai truk dan kereta api. Beberapa konsumen gas bumi di Jawa Tengah antara lain adalah:

1. PLN Tambak Lorok
2. Industri dan komersial:
3. Transportasi: PT Pertamina
4. Gas kota (Semarang dan Blora)

Sektor Rumah Tangga (Jargas Kota) Region III

Kebutuhan gas untuk program Pemerintah jaringan gas (Jargas Kota) rumah tangga di Region III pada saat ini adalah untuk memenuhi jargas di Kota Semarang dan Kabupaten Blora sebesar 0.05 MMSCFD dari sumber pasokan dari Pertamina EP. Simulasi skenario I, II dan III yaitu pengembangan jargas untuk rumah tangga 5% setiap tahunnya maka kebutuhan gas di tahun 2027 adalah sebesar 0.08 MMSCFD.

Sektor Transportasi (BBG) Region III

Kebutuhan gas untuk program Pemerintah bahan bakar gas untuk transportasi (BBG) di Region III pada saat ini adalah untuk memenuhi SPBG di Kota Semarang sebesar 1.00 MMSCFD dengan sumber pasokan dari Petronas Carigali. Simulasi skenario I, II dan III yaitu pengembangan kebutuhan SPBG sebesar 5% setiap tahunnya maka kebutuhan gas di tahun 2027 adalah sebesar 1.55 MMSCFD.

Sektor Kelistrikan Region III

Skenario I berdasarkan realisasi penyerapan 2017 dan mengalami pertumbuhan sebesar 1.1% sampai dengan

tahun 2027, maka besar kebutuhan kelistrikan untuk untuk Skenario I di Region III sebesar 117.94 MMSFD di tahun 2018 dan 130.15 MMSCFD di tahun 2027. Untuk Skenario II dan III dimana berdasarkan kebutuhan RUPTL 2018-2027 yaitu sebesar 96.00 MMSCFD di tahun 2018 dan 136.29 MMSCFD di tahun 2027. Menurunnya pasokan gas eksisting pembangkit Tambak Lorok dari Lapangan Kepodang diharapkan mampu dipasok oleh gas bumi dari pasokan Region IV.

Sektor Industri Region III

Simulasi skenario I dengan realisasi tahun 2017 0.45 MMSCFD dan pertumbuhan 1.1% per tahun maka besar kebutuhan gas bumi untuk sektor industri sebesar 0.50 MMSCFD di tahun 2027. Untuk skenario II, kebutuhan gas untuk sektor industri meningkat berdasarkan kontrak.

Untuk skenario III, apabila rencana penggunaan gas di pabrik semen, non-retail dan dengan pertumbuhan industri non-retail 5.5% per tahun, maka kebutuhan industri sebesar 3.15 MMSCFD di tahun 2018 dan 210.89 MMSCFD di tahun 2027 dengan *onstream*-nya Kilang Cilacap di tahun 2024 dengan kebutuhan 206 MMSCFD.

Neraca Gas Bumi Region III

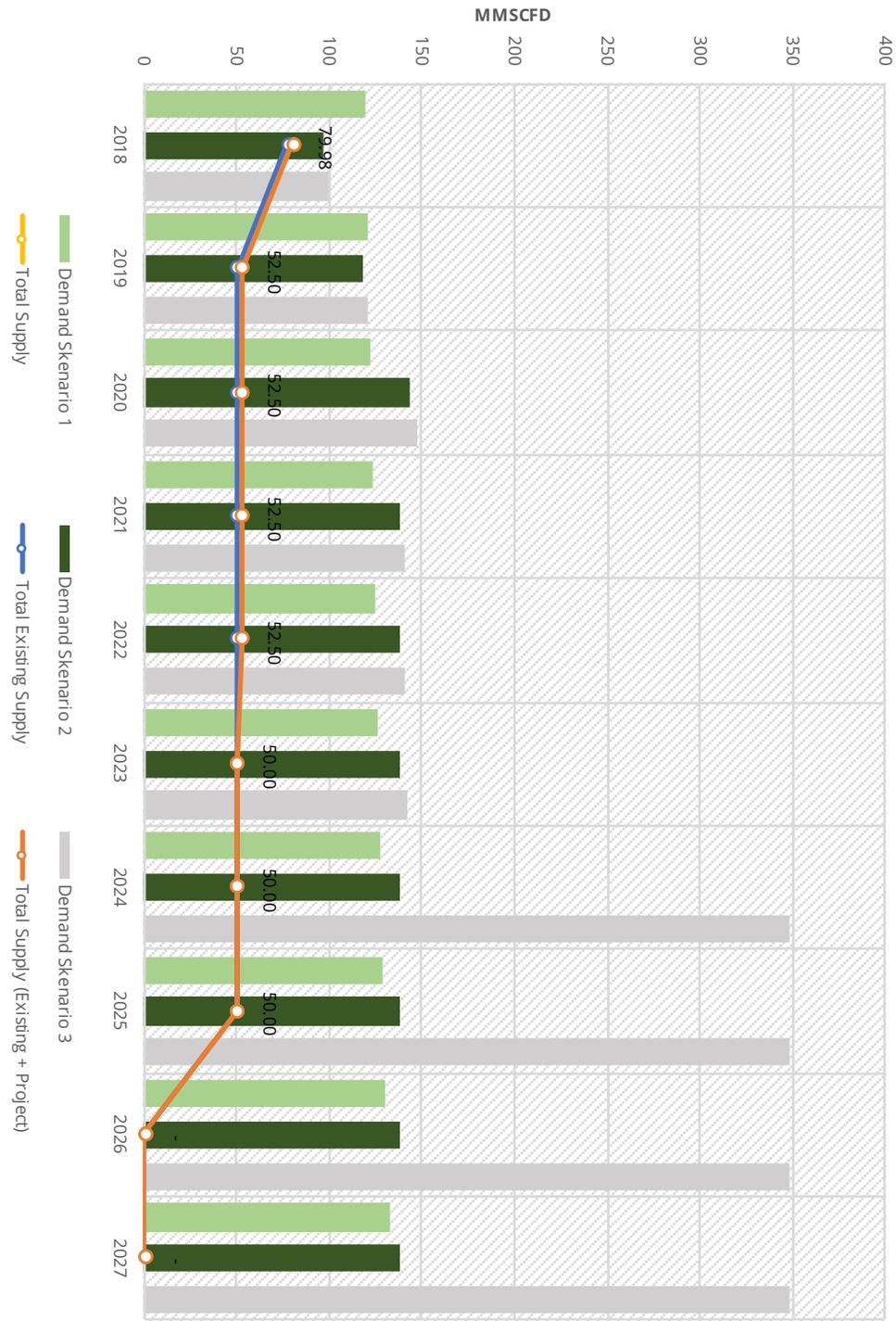
Berdasarkan metodologi skenario I, II dan III, didapatkan skema sebagai berikut :

1. Untuk *Existing Supply* Region III akan mengalami *defisit supply* untuk keseluruhan skenario dari tahun 2018–2027.
2. Masuknya *Project Supply* di Region III tidak menambah pasokan secara signifikan sehingga perkiraan *defisit supply* tidak jauh dari *existing supply* yang ada.

Dari kondisi-kondisi tersebut dapat disimpulkan bahwa berdasarkan kebutuhan gas Skenario I, II dan III pada tahun 2018–2027 belum dapat terpenuhi oleh pasokan yang berasal dari Region III. Diharapkan dengan tersambungannya pipa ruas Gresik – Semarang, maka kebutuhan gas pada Region III dapat juga dipenuhi dari *supply* Region IV (Jawa Bagian Timur).

Tabel 4.6
Perkiraan Kebutuhan Gas Bumi
Region III
1 Januari 2018
@MMSCFD

Uraian	2018			2022			2027		
	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario I	Skenario II	Skenario III
Lifting Minyak Bumi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Program Pemerintah									
Transportasi	1.00	1.00	1.00	1.22	1.22	1.22	1.55	1.55	1.55
Rumah Tangga	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.08	0.08	0.08
Pupuk dan Petrokimia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kelistrikan	117.94	96.00	96.00	123.22	136.29	136.29	130.15	136.29	136.29
Industri									
Industri Retail	0.45	0.47	3.15	0.48	0.57	3.83	0.50	0.73	4.89
Industri Non Retail									206.00
Ekspor/Komitmen LNG	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Demand	119.45	97.53	100.20	124.92	138.09	141.34	132.28	138.66	348.81



Grafik 4.6 Supply-Demand Gas Bumi Region III



// Region IV//

Jawa Bagian Timur

Pasokan Gas Bumi

Pasokan gas bumi Region IV mayoritas berasal dari lapangan lapangan gas bumi di wilayah perairan Madura. Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) yang merupakan *Existing Supply* adalah Kangean Energi Indonesia (Blok Kangean), PHE WMO (Blok West Madura Offshore), Santos (Blok Madura Offshore dan Sampang), Saka Energi Pangkah (Blok Ujung Pangkah), Petronas Ketapang, serta dari beberapa KKKS seperti Pertamina EP (Poleng), JOB PPEJ (Sukowati dan Mudi), dan Lapindo Brantas (Tanggulain dan Wunut).

Per Januari 2017, cadangan gas bumi Region IV sebesar 4.66 TSCF yang berupa cadangan terbukti (*proven reserves*) sebesar 2.54 TSCF dan cadangan potensial (*probable & possible reserves*) sebesar 2.12 TSCF. Didominasi oleh kepemilikan cadangan Kangean Energy Ind. sebesar 1.48 TSCF disusul oleh Husky 0.90 TSCF dan PHE WMO sebesar 0.53 TSCF sisanya sebesar 1.75 TSCF tersebar dalam beberapa lapangan lainnya seperti Cepu, Ketapang, Tuban, Pangkah, Sampang, Bulu, Brantas, Bawean dan Pertamina EP.

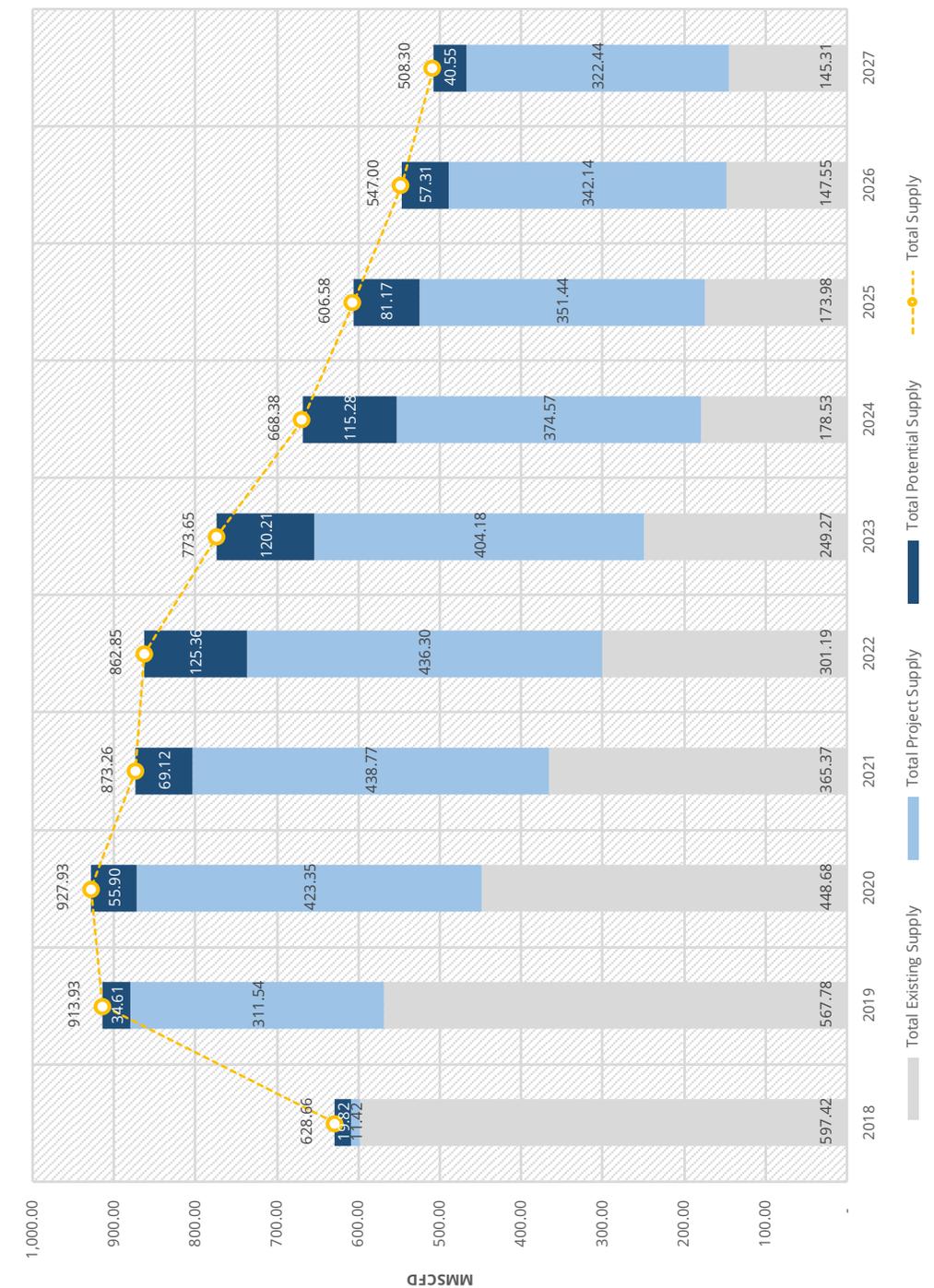
Proyeksi Pasokan Gas Bumi

Pasokan gas bumi (*supply*) ke Region IV pada tahun 2018 diperkirakan mencapai 628.66 MMSCFD dengan rincian *Existing Supply* sebesar 597.42 MMSCFD, *Project Supply* sebesar 11.42 MMSCFD dan *Potential Supply* sebesar 19.82 MMSCFD.

Untuk *existing supply* Jawa Timur didominasi pasokan gas dari Kangean Energy Indonesia Ltd. yang memasok 201.77 MMSCFD di tahun 2018 kemudian turun sampai dengan 10.31 MMSCFD di tahun 2027, PHE WMO sebesar 140 MMSCFD dari tahun 2018–2020 kemudian turun sampai dengan 35 MMSCFD di tahun 2027 dan Husky CNOOC sebesar 100 MMSCFD di tahun 2018 sampai dengan 2027.

Untuk *Project Supply* Jawa Timur diperkirakan akan ada 3 proyek hulu yang akan *first gas in* di tahun 2019 yaitu Husky CNOOC untuk Lapangan MDA dan MBH, serta Lapangan MAC dan MDK dengan total pasokan 179.15 MMSCFD dan Jambaran Tiung Biru sebesar 123.62 MMSCFD. Pada tahun 2020 akan masuk dari Lapangan Lengo sebesar 52.50 MMSCFD.

Untuk *potential supply* diperkirakan akan masuk dari PHE WMO sebesar 19.82 MMSCFD di tahun 2018 dan 40.55 MMSCFD di tahun 2027.



Gambar 4.7 Supply Gas Bumi Region IV

Tabel 4.7.
Perkiraan Pasokan Gas Bumi
Region IV
Januari 2018
@MMSCFD

Uraian	Tahun		
	2018	2022	2027
I. Existing			
IA. Existing Supply			
a PHE WMO	140.00	80.00	35.00
b Kangean Energi Indonesia	201.77	99.19	10.31
c LAPINDO	13.81	-	-
d SANTOS	66.04	-	-
e SAKA Pangkah	23.96	11.74	-
f Pertamina EP - Poleng	14.44	10.26	-
g JOB P-Ptca East Java (Sukowati)	1.97	-	-
h Petronas (Bukit Tua)	35.43	-	-
i Husky CNOOC Madura Ltd	100.00	100.00	100.00
Total Existing Supply	597.42	301.19	145.31
II. Project Supply			
IIA. On Going			
a Husky CNOOC Madura Ltd (MDA & MBH)	-	120.00	75.50
b Husky CNOOC Madura Ltd (MAC & MDK)	-	72.70	5.15
c Jambaran Tiung Biru		171.79	171.79
d PHE WMO	11.42	1.81	-
e Lapangan Lengo	-	70.00	70.00
IIB. Confirmed			
a POD sedang proses	-	-	-
b POD belum diusulkan	-	-	-
Total Project Supply	11.42	436.30	322.44
III. Potensial Supply			
PHE WMO	19.82	125.36	40.55
Total Potential Supply	19.82	125.36	40.55
Total Supply Region 4	628.66	862.85	508.30

Kebutuhan Gas Bumi

Wilayah di Jawa Timur yang menjadi pusat industri adalah Surabaya, Sidoarjo, Gresik dan sekitarnya. Beberapa konsumen besar gas bumi di Jawa Timur antara lain adalah:

- Petrokimia Gresik
- Kelistrikan
- Industri & Komersial
- Transportasi (Pertamina dan PGN)
- Gas kota (Surabaya, Sidoarjo, Mojokerto dan Kabupaten Mojokerto).

Sektor Jargas Rumah Tangga Region IV

Kebutuhan gas untuk program Pemerintah Jargas Rumah Tangga di Region IV pada saat ini adalah sebesar 1.10 MMSCFD. Adapun pasokan gas tersebut digunakan untuk memenuhi kebutuhan jargas di wilayah:

- Kota Surabaya,
- Kabupaten Sidoarjo,
- Kota Mojokerto, dan
- Kabupaten Mojokerto.

Simulasi Skenario I, II dan III menggunakan perhitungan yang sama yaitu pengembangan jargas untuk rumah tangga 5% setiap tahunnya maka kebutuhan gas di tahun 2027 diperkirakan adalah sebesar 1.71 MMSCFD.

Sektor Transportasi Region IV

Pada tahun 2018, kebutuhan gas untuk transportasi di Region IV adalah sebesar 12.20 MMSCFD untuk memasok BBG di wilayah Jawa Tengah. Angka serta asumsi yang digunakan pada kebutuhan gas tersebut sama baik pada Skenario I, II dan III. Dengan asumsi perluasan daerah yang menggunakan BBG serta pertumbuhan kebutuhan 5% per tahun, maka pada tahun 2027 kebutuhan gas untuk sektor transportasi di Region IV adalah sebesar 18.93 MMSCFD.

Sektor Pupuk dan Petrokimia Region IV

Pabrik petrokimia yang terdapat di Region IV adalah Petrokimia Gresik (PKG) yang terdiri dari dua pabrik

yaitu Ammurea I dan Ammurea II. Kebutuhan gas untuk sektor pupuk di Region IV baik untuk Skenario I, II dan III disesuaikan dengan perencanaan revitalisasi pabrik pupuk di Indonesia. Dengan mulai berjalannya pabrik Ammurea II, kebutuhan gas untuk sektor pupuk dan petrokimia adalah sebesar 150 MMSCFD. Sampai saat ini belum terdapat rencana penambahan pabrik petrokimia baru di Jawa Bagian Timur.

Sektor Kelistrikan Region IV

Sistem kelistrikan Jawa Bali yang terkoneksi menempatkan pembangkit-pembangkit listrik berbahan bakar gas di Jawa Timur sebagai *base-load*. Kebutuhan gas untuk sektor kelistrikan di Region IV pada tahun 2018 sesuai dengan Skenario I adalah sebesar 318.21 MMSCFD. Dengan perkiraan pertumbuhan sebesar 1.1%, maka kebutuhan gas pada tahun 2027 mencapai 351.14 MMSCFD.

Untuk Skenario II dan Skenario III (sesuai dengan RUPTL 2018-2027) adalah sebesar 305.80 MMSCFD di tahun 2018 dan 357.22 MMSCFD di tahun 2027. Terdapat penurunan kebutuhan gas pada Skenario II dan Skenario III di tahun 2020-2021. Hal ini dimungkinkan karena adanya penurunan pengoperasian pembangkit listrik berbahan bakar gas seiring dengan mulai beroperasinya pembangkit listrik berbahan bakar batu bara di Jawa yang biaya produksinya relatif lebih rendah.

Tambahan pembangkit listrik berbahan bakar gas di Jawa Timur antara lain PLTGU Jawa 3, PLTGU Grati Peaker dan PLTGU Madura. Selama lima tahun ke depan, kebutuhan gas pembangkit masih dapat dipenuhi menggunakan pasokan gas pipa yang berasal dari lapangan gas di sekitar Jawa bagian timur, namun setelah itu perlu dipersiapkan pasokan LNG untuk menggantikan pasokan gas pipa.

Sektor Industri Region IV

Kebutuhan gas Region IV di tahun 2018 adalah sebesar 153.62 MMSCFD untuk Skenario I, 159.55 MMSCFD untuk Skenario II dan 283.19 MMSCFD untuk Skenario III.

Tingginya kebutuhan gas pada Skenario II dan Skenario III juga didorong dengan adanya kebutuhan gas kilang pengolahan di Tuban. Pertamina merencanakan untuk membangun kilang pengolahan minyak mentah baru melalui proyek *New Grass Root Refinery* (NGRR) yaitu NGRR West di Tuban. Estimasi kebutuhan gas proyek NGRR Tuban adalah sekitar 125 MMSCFD (termasuk kebutuhan untuk pembangkit listrik) dengan *tentative timeline* pada tahun 2023. Demikian juga asumsi pertumbuhan ekonomi yang lebih baik sehingga industri retail mengalami pertumbuhan positif serta permintaan gas dari Badan Usaha Milik Daerah (BUMD), maka kebutuhan gas di tahun 2027 mencapai 169.52 MMSCFD untuk Skenario I, 176.06 MMSCFD untuk Skenario II dan 564.31 MMSCFD untuk Skenario III.

Neraca Gas Bumi Region IV

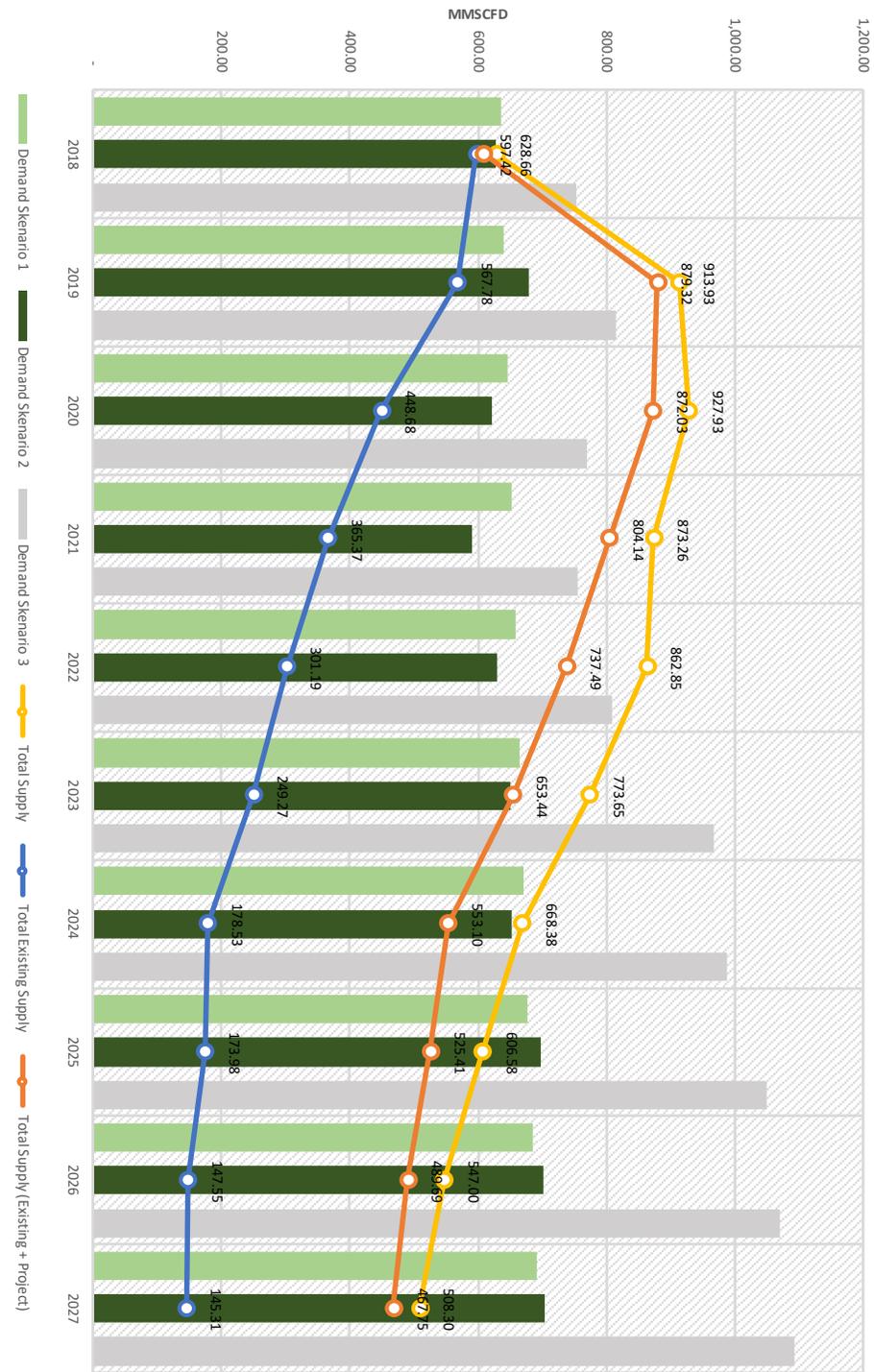
Berdasarkan metodologi skenario I, II dan III, didapatkan skema Neraca Gas Region IV sebagai berikut :

1. Jika *Project Supply & Potential Supply* sesuai prediksi/skenario, maka Region IV akan *surplus supply* sejak tahun 2019–2022 kemudian *defisit supply* di tahun 2025–2027 untuk seluruh skenario,
2. Jika *Project Supply & Potential Supply* tidak sesuai prediksi/skenario, maka berdasarkan *Existing Supply* Region IV akan mengalami defisit supply untuk ke semua skenario (I, II dan III),
3. Jika *Potential Supply* tidak sesuai prediksi/skenario, maka berdasarkan *Existing Supply* dan *Project Supply* Region IV akan mengalami *defisit supply* untuk tahun 2018 dan 2024–2027 untuk seluruh skenario.

Dari kondisi-kondisi tersebut dapat disimpulkan bahwa berdasarkan kebutuhan gas Skenario I, II dan III mengalami *defisit supply* dari tahun 2018–2027 untuk kondisi *existing supply*, tahun 2018 dan tahun 2024–2027 untuk kondisi *existing supply* dan *project supply* sedangkan untuk total *supply* diprediksi akan *defisit supply* gas dari tahun 2025–2027 sehingga perlu dibuka opsi untuk distribusi dari Region lainnya.

Tabel 4.8
Perkiraan Kebutuhan Gas Bumi
Region IV
1 Januari 2018
@MMSCFD

Uraian	2018			2022			2027		
	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario I	Skenario II	Skenario III
Lifting Migas & Own-Used	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Program Pemerintah									
Transportasi	12.20	12.20	12.20	14.83	14.83	14.83	18.93	18.93	18.93
Rumah Tangga	1.10	1.10	1.10	1.34	1.34	1.34	1.71	1.71	1.71
Pupuk dan Petrokimia	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
Kelistrikan	318.21	305.80	305.80	332.45	297.75	297.75	351.14	357.22	357.22
Industri									
Industri Retail	153.62	159.55	283.19	160.50	166.69	344.21	169.52	176.06	439.31
Industri Non Retail	-	-	-	-	-	-	-	-	125.00
Ekspor/Komitmen LNG	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Demand	635.14	628.65	752.29	659.11	630.60	808.13	691.29	703.91	1,092.16



Gambar 4.8 Supply-Demand Gas Bumi Region IV



// Region V//

Wilayah Kalimantan

Pasokan Gas Bumi

Pasokan gas bumi Region V berasal dari produksi gas bumi KKKS Pertamina Hulu Mahakam (PHM) ex Total E&P Indonesia, Chevron Indonesia Company, Vico Indonesia, ENI Muara Bakau BV, Mubadala Petroleum, Medco E&P Indonesia, Perusa Benuo Taka, JOB PHE-Medco Simenggaris, Ophir Energy serta Pertamina EP Asset 5.

Produksi gas bumi dari Kalimantan sebagian besar diolah menjadi LNG yang didistribusikan untuk memenuhi komitmen LNG Domestik dan Ekspor, sisanya untuk industri pupuk dan petrokimia di Bontang, Kilang RU V Balikpapan, Kelistrikan dan jaringan gas kota.

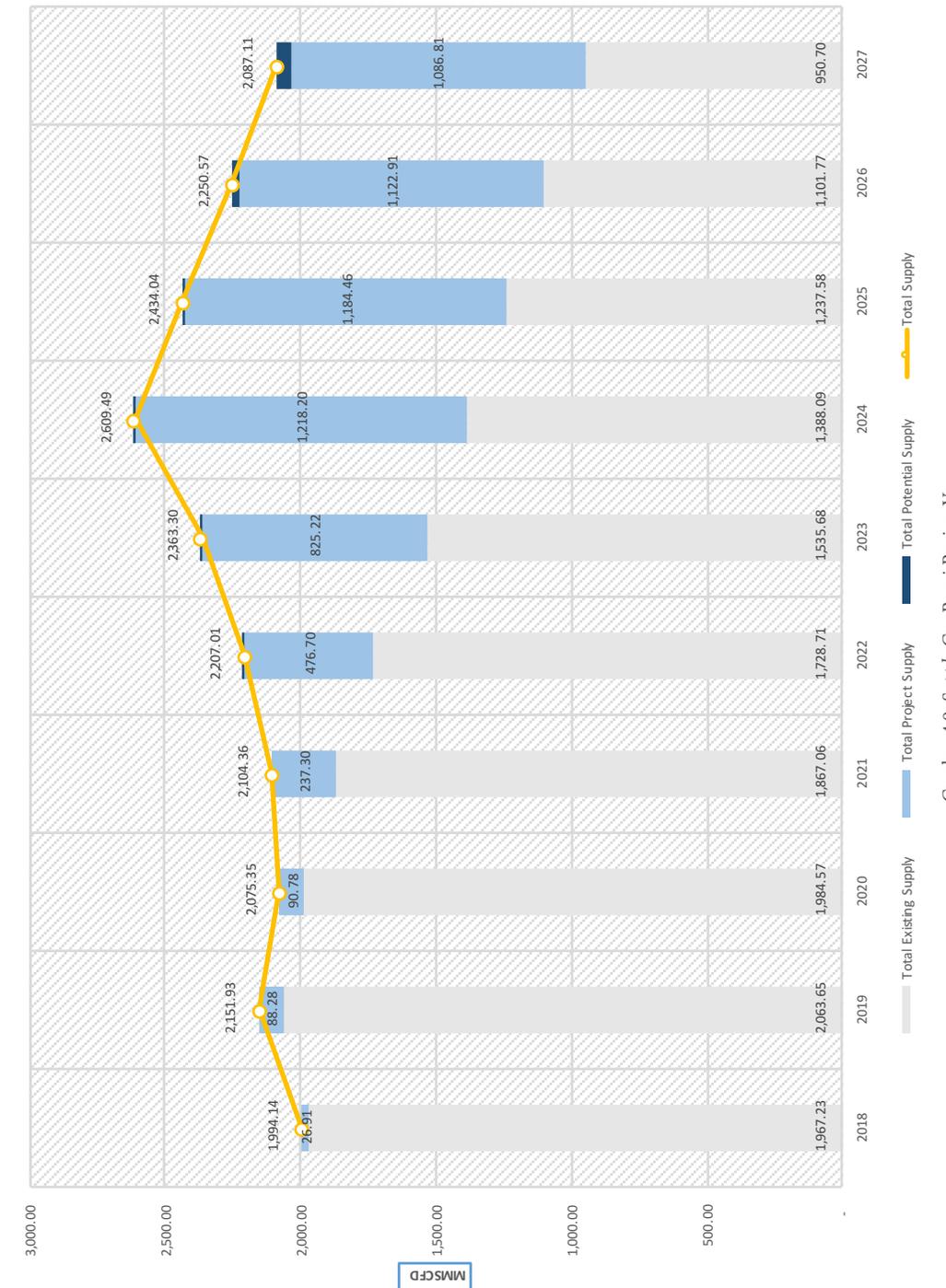
Per Januari 2017, cadangan gas bumi Region V sebesar 15.35 TSCF yang berupa cadangan terbukti (*proven reserves*) sebesar 7.48 TSCF dan cadangan potensial (*probable & possible reserves*) sebesar 7.87 TSCF. Didominasi oleh kepemilikan cadangan PHM sebesar 3.53 TSCF, IDD Ganal Rapak sebesar 3.96 TSCF, Muara Bakau 2.47 TSCF, Pertamina EP sebesar 2.44 TSCF dan Sanga-Sanga sebesar 1.58 TSCF. Sisanya sebesar 1.37 TSCF tersebar dalam beberapa lapangan seperti Attaka, Bangkanai, Simenggaris, Tarakan dan East Kalimantan.

Proyeksi Pasokan Gas Bumi

Pasokan gas bumi (*supply*) Region V pada tahun 2018 diperkirakan mencapai 1,994.14 MMSCFD dengan rincian *Existing Supply* sebesar 1,967.23 MMSCFD dan *Project Supply* sebesar 26.91 MMSCFD.

Untuk *existing supply* Kalimantan didominasi pasokan gas dari PHM ex Total E&P Indonesia yang diprediksikan memasok 1,040 MMSCFD di tahun 2018 naik menjadi 1,268 MMSCFD di tahun 2020 dan kemudian turun menjadi sebesar 709 MMSCFD di tahun 2027. Pasokan dari ENI Jangkrik sebesar 600 MMSCFD di tahun 2018 kemudian turun menjadi 81 MMSCFD di tahun 2027, Mubadala Petroleum 91.11 MMSCFD di tahun 2018 kemudian turun menjadi 34.50 MMSCFD di tahun 2022 dan VICO yang diprediksi 82 MMSCFD kemudian naik sampai dengan 140.80 MMSCFD di tahun 2024 dan turun menjadi 119.60 MMSCFD di tahun 2027.

Untuk *Project Supply* Gas Kalimantan diperkirakan akan ada 2 proyek hulu yang akan *first gas in* tahun 2021-2022 yaitu IDD dan ENI East Sepinggan dengan total pasokan 1,135.90 MMSCFD di tahun 2024 kemudian menjadi 1,034.60 MMSCFD di tahun 2027.



Gambar 4.9 Supply Gas Bumi Region V

Tabel 4.9.1
Perkiraan Pasokan Gas Bumi
Region V-1
1 Januari 2018
@MMSCFD

Uraian	Tahun		
	2018	2022	2027
I. Existing			
IA. Existing Supply			
1 Pertamina Hulu Mahakam	1,040.00	1,218.00	709.00
2 Chevron Indonesia Company	63.69	21.46	3.50
3 VICO Indonesia-PHS	82.00	134.30	119.60
4 Mubadala Petroleum - Ruby Field	91.11	34.50	-
5 Pertamina EP Asset 5	21.78	9.79	7.60
6 Medco PSC Tarakan	0.80	0.52	-
7 Perusda Benuo Taka	1.67	1.14	-
8 JOB P-M Simenggaris (South Sembakung)	0.48	30.00	30.00
9 IDD BANGKA (KKKS Chevron Rapak)	65.70	-	-
10 ENI JANGKRIK dan NORTH EAST	600.00	279.00	81.00
Total Existing Supply	1,967.23	1,728.71	950.70
II. Project Supply			
IIA. On Going			
1 Manhattan Kalimantan (MKI)	8.48	-	-
2 Chevron Deep Water (IDD) (KKKS Chevron Rapak)	-	75.40	832.60
3 Ophir Energy Bangkanai (Kerendan)	18.43	19.80	19.80
4 ENI East Sepingga	-	319.00	202.00
5 Medco - Lapangan South Sebuku	-	2.50	2.41
6 PHE Nunukan (Lapangan Badik dan West Badik)	-	60.00	30.00
IIB. Confirmed			
a. POD sedang proses	-	-	-
b. POD belum diusulkan	-	-	-
Total Project Supply	26.91	476.70	1,086.81

Tabel 4.9.2
Perkiraan Pasokan Gas Bumi
Region V-12
1 Januari 2018
@MMSCFD

Uraian	Tahun		
	2018	2022	2027
III. Potential Supply			
1 Pertamina Hulu Sanga - Sanga	-	1.60	49.60
Total Potential Supply	-	1.60	49.60
Total Supply Region V	1,994.14	2,207.01	2,087.11

Konsumen Pengguna Gas

Konsumen pengguna gas bumi di Region V adalah

1. Kilang LNG Bontang (*own used*)
2. Pupuk dan Petrokimia:
3. Kelistrikan
4. Industri & Komersial
5. Kilang Minyak Pertamina RU V Balikpapan
6. Gas kota (Tarakan, Bontang, Samarinda, Balikpapan, dan Bulungan).

Kemudian, melalui Kilang Bontang, *supply* dalam bentuk LNG digunakan untuk memenuhi kebutuhan LNG Domestik untuk Kelistrikan di Jawa dan Bali kemudian Industri serta digunakan untuk memenuhi komitmen kontrak-kontrak LNG ekspor.

Kebutuhan Gas Bumi Region V Sektor Jargas Rumah Tangga & Transportasi Region V

Kebutuhan gas untuk program Pemerintah Jargas rumah tangga di

Region V pada saat ini adalah sebesar 1.2 MMSCFD. Adapun pasokan gas tersebut digunakan untuk memenuhi kebutuhan jargas di wilayah:

1. Kota Tarakan,
2. Kota Bontang,
3. Kota Samarinda,
4. Kota Balikpapan, dan
5. Kabupaten Bulungan.

Untuk skenario I, II dan III menggunakan perhitungan yang sama yaitu pengembangan jargas untuk rumah tangga 5% setiap tahunnya sehingga kebutuhan gas di tahun 2027 diperkirakan adalah sebesar 1.86 MMSCFD. Sedangkan untuk kebutuhan gas untuk sektor transportasi di Region V adalah sebesar 24.40 MMSCFD pada tahun 2018 dan 37.85 MMSCFD pada tahun 2027. Gas tersebut dimanfaatkan untuk transportasi pertambangan.

Sektor Pupuk Region V

Pabrik pupuk dan petrokimia yang terdapat di Region V adalah Pupuk

Kalimantan Timur (PKT), Kaltim Methanol Indonesia (KMI) dan Kaltim Parna Industri (KPI). Saat ini terdapat 5 pabrik pupuk yang berjalan di PKT. Kebutuhan gas untuk sektor pupuk di Region V baik untuk Skenario I, II dan III disesuaikan dengan perencanaan revitalisasi pabrik pupuk di Indonesia.

Pada tahun 2018, kebutuhan gas untuk sektor pupuk dan petrokimia adalah sebesar 472.50 MMSCFD. Belum terdapat rencana pembangunan pabrik pupuk baru di Region V sehingga diperkirakan jumlah kebutuhan cenderung stagnan sampai tahun 2027.

Sektor Kelistrikan Region V

Pemanfaatan gas bumi untuk kelistrikan di Region V saat ini hanya dilakukan di Wilayah Kalimantan. Keterbatasan infrastruktur gas menjadi kendala dalam pemanfaatan gas ke pembangkit listrik berbahan bakar gas. Dalam waktu dekat

diperkirakan proyek-proyek infrastruktur gas seperti pipa gas Tanjung Batu dan infrastruktur LNG untuk pembangkit listrik berbahan bakar gas di wilayah Kalimantan akan selesai dan diharapkan mampu meningkatkan pemanfaatan gas untuk kelistrikan. Hal ini dapat dilihat dari gap yang ada antara Skenario I dan II. Kebutuhan gas untuk Kelistrikan di Region V berdasarkan Skenario I adalah sebesar 51.56 MMSCFD di tahun 2018 dan 56.90 MMSCFD di tahun 2027, sedangkan Skenario II dan III (sesuai perencanaan RUPTL 2018 -2027) adalah sebesar 72.75 MMSCFD di tahun 2018 dan 99.36 di tahun 2027.

Kebutuhan gas jangka panjang untuk kelistrikan di Region V pada Skenario II dan III akan terus mengalami pertumbuhan. Terdapat banyak penambahan pembangkit listrik berbahan bakar gas di Region V seperti PLTG/MG Kalbar, PLTGU Kalbar 2, PLTG/MG/GU Kalsel 1, PLTG/MG/GU Kalteng, PLTG/MG Kaltim 2, PLTMG Malinau, PLTMG Tanjung Selor dan PLTMG Simenggaris.

Sektor Industri Region V

Kebutuhan gas untuk sektor industri di Region V adalah untuk memenuhi Kilang Balikpapan. Kebutuhan Kilang Balikpapan pada saat ini sebesar 45.40 MMSCFD (tergambar pada Skenario I). Pertamina melakukan upaya revitalisasi dan modernisasi kilang eksisting melalui *Proyek Refinery Development Master Plan (RDMP)* di kilang Balikpapan dengan target *onstream* tahun 2025.

Estimasi kebutuhan gas RDMP Kilang Balikpapan adalah sekitar 270 MMSCFD (termasuk kebutuhan untuk pembangkit listrik).

Komitmen LNG

Terdapat komitmen LNG dari Region V untuk memenuhi kebutuhan Kelistrikan di Jawa-Bali dan Industri melalui PT Pertamina (Persero) dengan pasokan dari Chevron dan ENI Muara Bakau serta untuk memenuhi komitmen kontrak LNG ekspor. Total komitmen LNG sebesar 987 MMSCFD di tahun 2018 kemudian akan mengalami penurunan sampai dengan 20 MMSCFD di tahun 2027.

Neraca Gas Bumi Region V

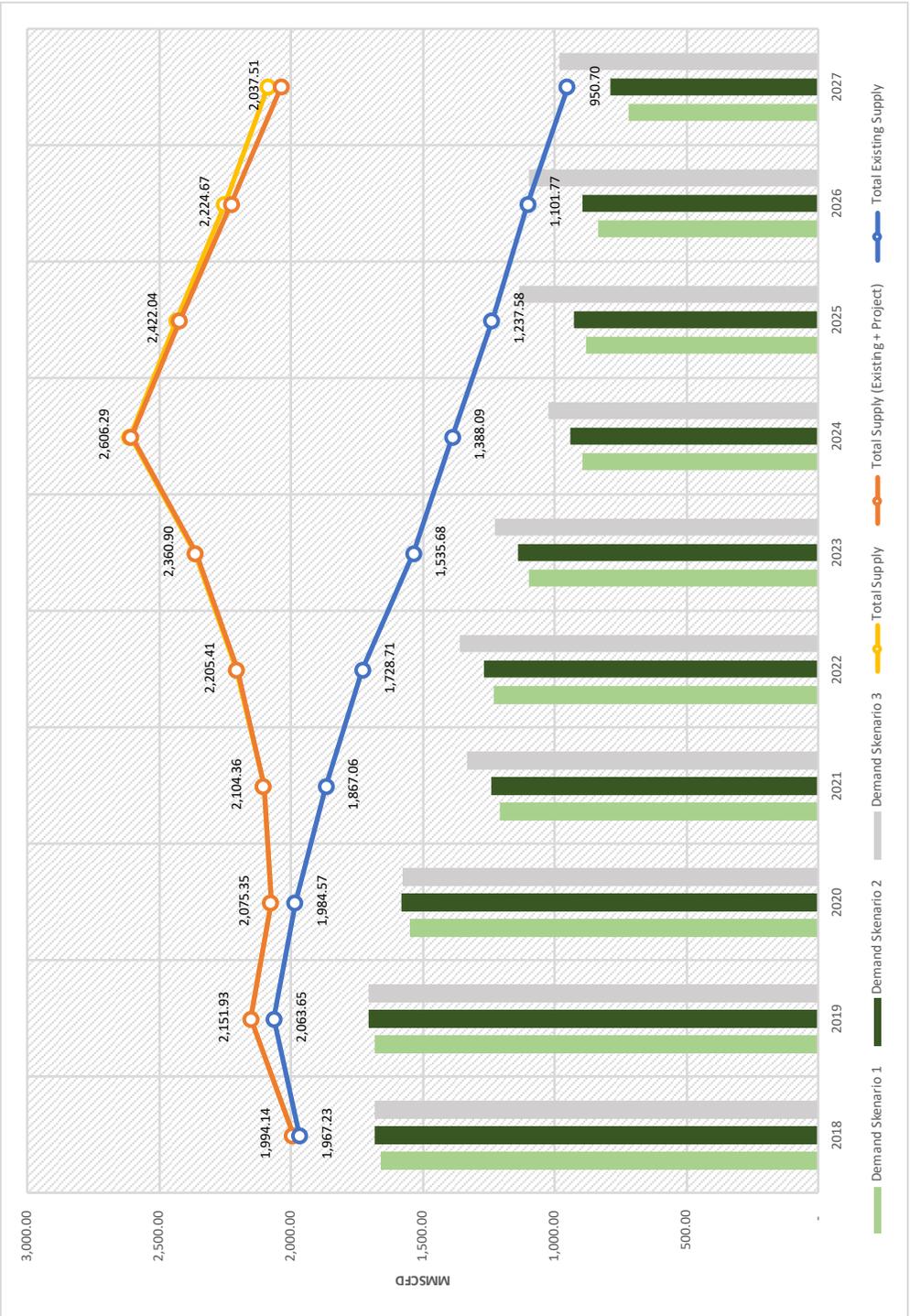
Berdasarkan metodologi skenario I, II dan III, didapatkan skema Neraca Gas Region sebagai berikut :

1. Jika *Project Supply* dan *Potential Supply* sesuai prediksi/skenario, maka Region V akan *surplus supply* dari tahun 2018–2027 untuk seluruh skenario,
2. Jika *Project Supply* dan *Potential Supply* tidak sesuai prediksi/skenario, maka berdasarkan *Existing Supply* Region V tetap akan surplus dari tahun 2018–2027 kecuali untuk Skenario III yang akan defisit pada tahun 2026–2027,
3. Jika *Project Supply* sesuai dengan prediksi/skenario namun *Potential Supply* tidak sesuai, maka Region V tetap akan surplus dari tahun 2018–2027 untuk seluruh skenario.

Dari kondisi-kondisi tersebut dapat disimpulkan bahwa berdasarkan *Supply – Demand* gas di Region V mengalami surplus *supply* dari tahun 2018–2027. Hal tersebut dapat menjadi jaminan ekspor gas ke region lainnya seperti Region II, III dan IV yang defisit gas bumi.



PT Badak NGL Flare Bontang
dok. Pertamina



Grafik 4.10 Supply-Demand Gas Bumi Region V

Tabel 4.10
Perkiraan
Kebutuhan Gas Bumi
Region V
1 Januari 2018
@MMSCFD

Uraian	2018			2022			2027		
	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario I	Skenario II	Skenario III
Lifting Minyak Bumi	80.15	80.15	80.15	132.84	132.84	132.84	82.73	82.73	82.73
Program Pemerintah									
Transportasi	24.40	24.40	24.40	29.66	29.66	29.66	37.85	37.85	37.85
Rumah Tangga	1.20	1.20	1.20	1.46	1.46	1.46	1.86	1.86	1.86
Pupuk dan Petrokimia	472.50	472.50	472.50	472.50	472.50	472.50	472.50	472.50	472.50
Kelistrikan	51.56	72.75	72.75	53.87	86.47	86.47	56.90	99.36	99.36
Industri									
Industri Retail	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industri Non Retail	45.40	45.00	45.00	47.24	55.75	145.00	49.65	72.86	270.00
Ekspor/Komitmen LNG	987.00	987.00	987.00	492.00	492.00	492.00	20.00	20.00	20.00
Total Demand	1,662.21	1,682.99	1,682.99	1,229.57	1,270.68	1,359.93	721.49	787.17	984.31

// Region VI//

Wilayah Sulawesi, Nusa Tenggara, Maluku dan Papua

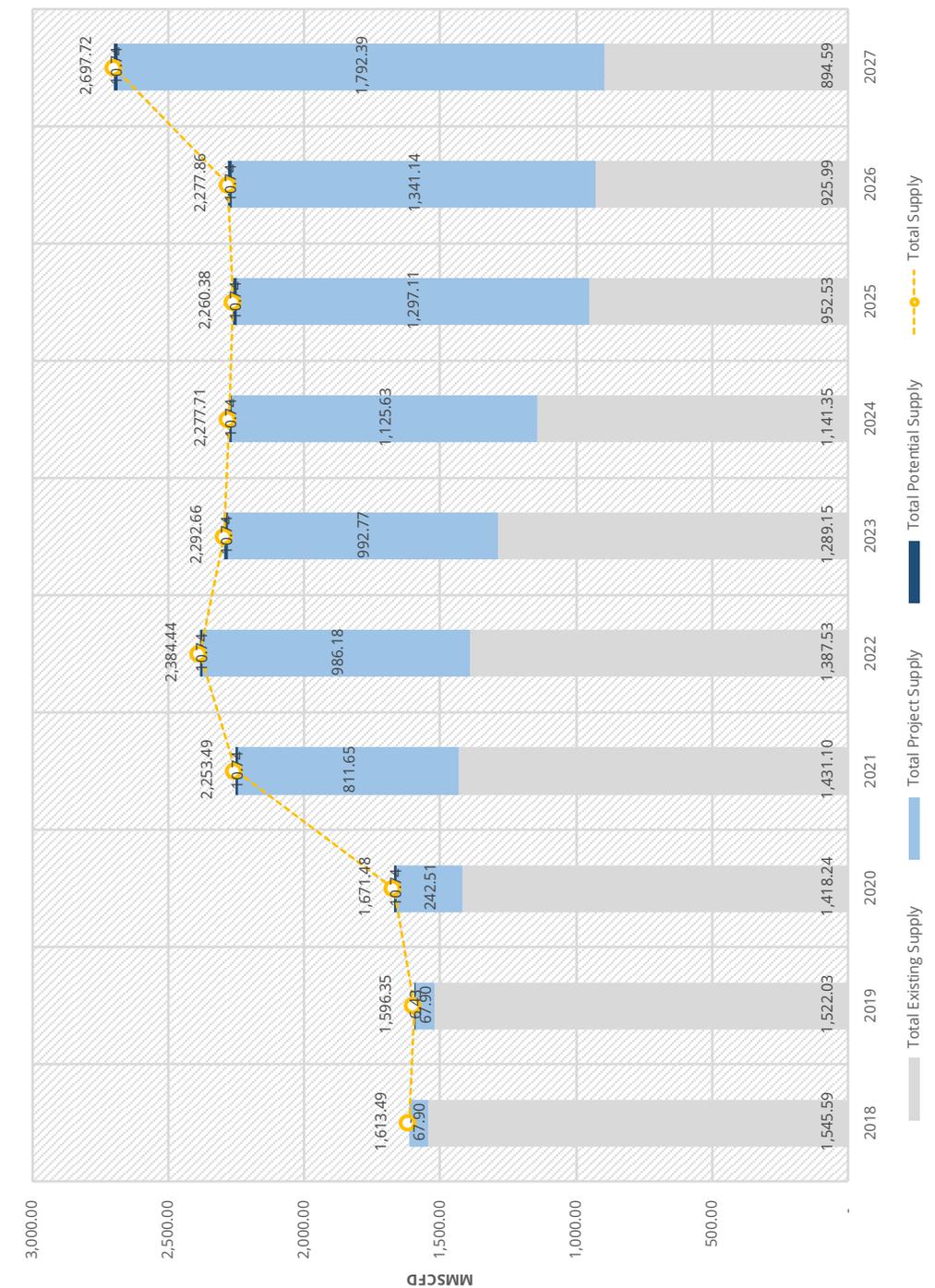
Per Januari 2017, cadangan gas bumi Region VI sebesar 40.61 TSCF yang berupa cadangan terbukti (*proven reserves*) sebesar 28.78 TSCF dan cadangan potensial (*probable & possible reserves*) sebesar 11.83 TSCF. Cadangan gas bumi didominasi di wilayah Papua sebesar 21.20 TSCF, Maluku sebesar 16.74 TSCF dan 2.67 TSCF untuk Sulawesi. Cadangan gas bumi di Wilayah Papua berasal dari BP Berau Ltd. sebesar 21.11 TSCF, Petrogas Basin Ltd. sebesar 0.07 TSCF, dan JOB PHE-PetroChina Salawati sebesar 0.02 TSCF. Cadangan Wilayah Maluku berasal dari Masela sebesar 16.73 TSCF dan Seram non Bula sebesar 0.01 TSCF. Cadangan Wilayah Sulawesi berasal dari Medco Tomori Sulawesi 1.96 TSCF, EPIC Sengkang 0.39 TSCF dan Sebuku sebesar 0.32 TSCF.

Untuk Wilayah Papua, terdapat KKKS Genting Oil sedang mengajukan persetujuan PoD untuk lapangan Kasuri di Papua Barat. Untuk wilayah Maluku, lapangan yang akan dikembangkan adalah Blok Masela oleh Inpex Corporation dengan cadangan sebesar 16.73 TSCF.

Proyeksi Pasokan Gas Bumi

Pasokan gas bumi (*supply*) ke Region VI pada tahun 2018 diperkirakan mencapai 1,613.49 MMSCFD dengan rincian *Existing Supply* sebesar 1,545.59 MMSCFD dan *Project Supply* sebesar 67.90 MMSCFD. Pasokan dari BP Wilayah Papua mendominasi sebesar 1,069.76 MMSCFD di tahun 2018 kemudian mengalami laju penurunan produksi sampai dengan 2027 sebesar 477.23 MMSCFD, kemudian didominasi oleh JOB ME&PTS Senoro Wilayah Sulawesi sebesar 310 MMSCFD pada tahun 2018 dan 313.10 MMSCFD pada tahun 2027 serta Matindok sebesar 103.99 MMSCFD di tahun 2018 dan 104.02 MMSCFD pada tahun 2027.

Produksi BP Berau dari *Project Supply* diperkirakan akan masuk pada tahun 2020 sebesar 154.61 MMSCFD kemudian meningkat sampai dengan 1,169.18 MMSCFD pada tahun 2027. Pasokan gas Inpex Corporation dari Lapangan Abadi Masela direncanakan akan masuk tahun 2027 dengan perkiraan volume 433.22 MMSCFD. Pasokan dari Genting akan masuk di tahun 2021 dengan perkiraan produksi sebesar 42.85 MMSCFD kemudian *ramp-up* sampai dengan 170 MMSCFD.



Gambar 4.11 Supply Gas Bumi Region VI

Tabel 4.11.1
Perkiraan Pasokan Gas Bumi
Region VI-1
1 Januari 2018
@MMSCFD

Uraian	Tahun		
	2018	2022	2027
I. Existing			
IA. Existing Supply			
SULAWESI			
a Kampung Baru	54.69	54.69	-
b JOBP-ME&PTS -Tiaka	-	3.40	-
c JOBP-ME&PTS - Senoro	310.00	325.79	313.10
d Matindok	103.99	103.99	104.02
PAPUA			
a BP BERAU Ltd.	1,069.76	894.41	477.23
b PETROGAS (BASIN) LTD	4.90	5.25	0.23
c JOB PTM-Petrochina Salawati	2.25	-	-
Total Existing Supply	1,545.59	1,387.53	894.59
II. Project Supply			
IIA. On Going			
SULAWESI			
Wasambo	67.90	37.39	-
PAPUA			
BP Berau Expansion	-	758.86	1,169.18
JOB PTM-Petrochina Salawati	-	20.00	20.00
Total On Going Papua	-	778.86	1,189.18
MASELA			
Blok Masela - Inpex	-	-	433.22
Total On Going Masela	-	-	433.22
Sub Total Project Supply On Going	67.90	816.25	1,622.39

Tabel 4.11.2
Perkiraan Pasokan Gas Bumi
Region VI-2
1 Januari 2018
@MMSCFD

Uraian	Tahun		
	2018	2022	2027
IIB. Confirmed			
I. POD yang sedang diusulkan			
SULAWESI			
PAPUA			
Genting Oil Kasuri Pte. Ltd.	-	169.92	170.00
MALUKU			
II. POD belum diusulkan	-	-	-
Sub Total Project Supply Confirmed	-	169.92	170.00
Total Project Supply	67.90	986.18	1,792.39
III. Potensial Supply			
SULAWESI			
Total Potential Supply Sulawesi	-	10.74	10.74
PAPUA			
Total Potential Supply Papua	-	-	-
MALUKU			
Total Potential Supply Maluku	-	-	-
Total Potential Supply	-	10.74	10.74
Total Supply Region 6	1,613.49	2,384.44	2,697.72

Konsumen Pengguna Gas

Konsumen pengguna gas bumi di Region VI adalah sektor kelistrikan, industri, jaringan gas rumah tangga, serta pemakaian di kilang LNG (*own used*).

Beberapa konsumen gas bumi di Region VI antara lain adalah:

1. Own used BP Tangguh (Papua);
2. Listrik;
3. Industri dan Komersial;
4. Kilang Donggi-Senoro LNG;
5. Gas kota (Sengkang dan Sorong).

Kemudian, melalui Kilang Tangguh *supply* dalam bentuk LNG digunakan untuk memenuhi kebutuhan LNG Domestik untuk Kelistrikan di Sumatera dan digunakan untuk memenuhi komitmen kontrak-kontrak LNG ekspor.

Kebutuhan Gas Bumi Region VI per Sektor

Sektor Jargas Rumah Tangga Region VI

Kebutuhan gas untuk program Pemerintah Jargas Rumah Tangga di Region VI pada saat ini adalah sebesar 0.4 MMSCFD. Adapun pasokan gas tersebut digunakan untuk memenuhi kebutuhan jargas di wilayah Kabupaten Sorong dan Kota Sengkang.

Skenario I, II dan III menggunakan perhitungan yang sama memperhitungkan pengembangan jargas kota 5% setiap tahunnya maka kebutuhan gas di tahun 2027 diperkirakan adalah sebesar 0.62 MMSCFD.

Sektor Pupuk Region VI

Kebutuhan gas pada sektor pupuk dan petrokimia di region VI eksisting, untuk memenuhi pabrik Panca Amara Utama (PAU) yang terletak di Sulawesi Tengah. Kebutuhan gas sesuai dengan kapasitas pabriknya yaitu sebesar 55 MMSCFD. Dalam kebutuhan perencanaan, pabrik petrokimia dan pupuk di Bintuni akan mulai berjalan di tahun 2021 dengan total kebutuhan 257 MMSCFD, diikuti dengan berjalannya pabrik di Senoro

pada tahun 2023 sebesar 95 MMSCFD dan pabrik di Masela pada tahun 2027 dengan kebutuhan sebesar 682 MMSCFD. Sehingga total kebutuhan gas untuk pupuk dan petrokimia pada tahun 2027 adalah sebesar 1,089 MMSCFD.

Sektor Kelistrikan Region VI

Terdapat gap yang cukup besar antara kebutuhan gas Skenario I (berdasarkan realisasi yang ada) 42.72 MMSCFD di tahun 2018 dan 46.72 MMSCFD di tahun 2027 dengan Skenario II serta Skenario III (kebutuhan berdasarkan RUPTL 2018-2027) 132.71 MMSCFD di tahun 2018 dan 236.02 MMSCFD di tahun 2027. Pemanfaatan gas bumi untuk kelistrikan di Region VI sampai dengan saat ini relatif masih kecil. Gas bumi hanya dipasok untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik berbahan bakar gas yang berada di sekitar Sengkang-Sulawesi. Ke depan, dengan mulai dibangunnya jaringan logistik LNG akan mendorong peningkatan penyerapan gas bumi untuk kelistrikan di Region VI. Penambahan pembangkit listrik berbahan bakar gas akan dilakukan merata di seluruh wilayah Region VI. Secara khusus, pembangunan pembangkit listrik berbahan bakar gas di Region VI ini dilakukan untuk menggantikan pembangkit listrik berbahan bakar minyak.

Komitmen LNG Region VI

Terdapat komitmen LNG dari Region VI untuk memenuhi kebutuhan Kelistrikan di Sumatera, kebutuhan FSRU Nusantara Regas di Region 2 dan kontrak eksisting LNG ekspor. Total komitmen LNG sebesar 1,306.20 MMSCFD di tahun 2018 kemudian 1,686.50 MMSCFD di tahun 2027.

Neraca Gas Bumi Region VI

Berdasarkan metodologi skenario I, II dan III, didapatkan skema Neraca Gas Region VI sebagai berikut :

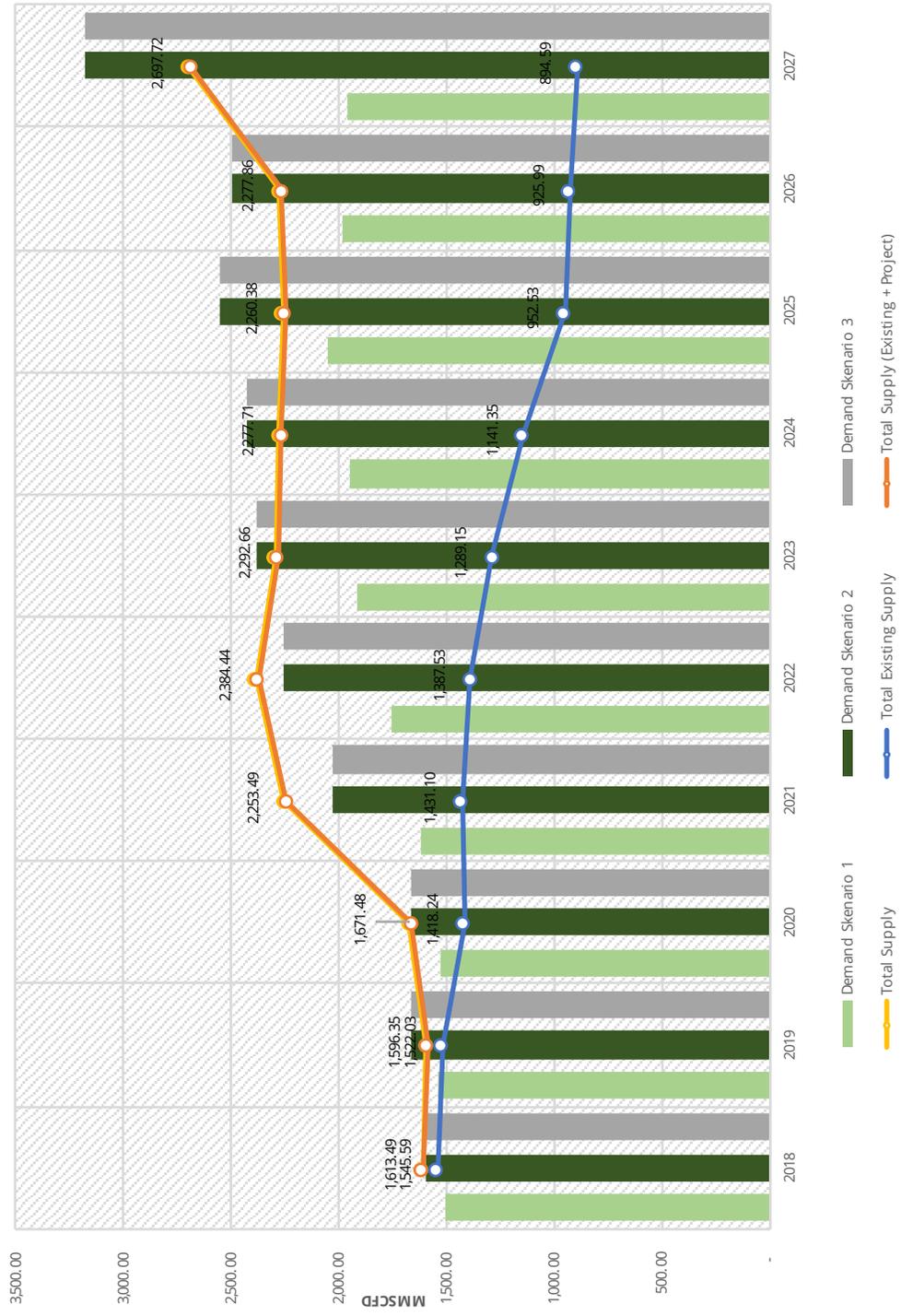
1. Jika *Project Supply* dan *Potential Supply* sesuai prediksi/skenario, maka Region VI akan relatif *surplus supply* untuk Skenario I dan relatif *defisit supply* untuk Skenario II dan III terutama pada tahun 2023-2027.
2. Jika *Project Supply* dan *Potential Supply* tidak sesuai prediksi/skenario, maka berdasarkan *Existing Supply*, Region VI akan mengalami defisit gas di tahun 2019- 2027.
3. Jika *Project Supply* sesuai dengan prediksi/skenario namun *Potential Supply* tidak sesuai, maka Region VI akan relatif *surplus supply* untuk Skenario I dan relatif *defisit supply* untuk Skenario II dan III.

Dari kondisi-kondisi tersebut dapat disimpulkan bahwa berdasarkan Neraca Gas di Region VI relatif mengalami *surplus supply* dari tahun 2018-2027 untuk Skenario I dengan kondisi *Existing* dan *Project* tetap sesuai jadwal. Hal tersebut dapat menjadi jaminan ekspor gas ke region lainnya seperti Region II, III dan IV yang defisit gas bumi.



Tabel 4.12
Perkiraan
Kebutuhan Gas Bumi
Region VI
1 Januari 2018
@MMSCFD

	2018			2022			2027		
	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario I	Skenario II	Skenario III
Uraian									
Lifting Minyak Bumi	99.42	99.42	99.42	138.75	138.75	138.75	173.17	173.17	173.17
Program Pemerintah									
Transportasi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rumah Tangga	0.40	0.40	0.40	0.49	0.49	0.49	0.62	0.62	0.62
Pupuk dan Petrokimia	55.00	55.00	55.00	55.00	407.00	407.00	55.00	1,089.00	1,089.00
Kelistrikan	42.72	132.71	132.71	44.46	201.59	201.59	46.72	236.02	236.02
Industri									
Industri Retail	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industri Non Retail	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ekspor/Komitmen LNG	1,306.20	1,306.20	1,306.20	1,513.40	1,513.40	1,513.40	1,686.50	1,686.50	1,686.50
Total Demand	1,503.74	1,593.72	1,593.72	1,752.09	2,261.22	2,261.22	1,962.02	3,185.32	3,185.32



Gambar 4.112 Supply Demand Gas Bumi Region VI

**Neraca Gas Nasional
2018-2027**

Neraca Gas Bumi Nasional 2018-2027

Indonesia memiliki cadangan gas sebesar 1.5% dunia yaitu 142.72 TSCF sehingga dapat dikatakan bahwa Indonesia bukan negara yang kaya akan sumber daya gas bumi.

Rata-rata produksi gas bumi Indonesia selama 5 tahun terakhir sebesar 7,997 MMSCFD. Trend produksi selama 5 tahun terakhir menunjukkan penurunan dari 8,130 MMSCFD di tahun 2013 menjadi 7,620 MMSCFD di tahun 2017. Dari produksi gas bumi tersebut, terdapat 8% *losses* yang berupa impuritis, gas suar bakar dan penggunaan sendiri sehingga realisasi lifting pada tahun 2017 sebesar 6,607.65 MMSCFD. Dari lifting gas bumi tersebut, 58.59% dimanfaatkan untuk domestik dan 41.41% diekspor.

Pasokan Gas Bumi Nasional 2018-2027

Proyeksi lifting gas bumi berdasarkan Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027 mengalami fluktuasi yaitu sebesar 7,452 MMSCFD di tahun 2018 dan mencapai puncaknya di tahun 2022 sebesar 8,661 MMSCFD kemudian mengalami penurunan menjadi 8,048 MMSCFD di tahun 2027.

Proyeksi tersebut dapat dicapai dengan kondisi terealisasinya beberapa proyek gas bumi seperti :

- a. Lapangan Alur Siwah, Rambong dan Julu Rayeu (Medco Blok A) pada tahun 2018,
- b. Lapangan MDA & MBH, serta MDK (HCML), Jambaran-Tiung Biru, Lapangan Badik dan West Badik (PHE Nunukan) pada tahun 2019,
- c. BP Berau Expansion (LNG Train 3) pada tahun 2020,
- d. Lapangan Merakes (ENI East Sepinggan) dan Asap Kido Merah (Genting Oil) pada tahun 2021,
- e. Lapangan Gendalo, Gandang dan Gehem (IDD Project) pada tahun 2022,
- f. Lapangan Abadi (INPEX Masela) pada tahun 2027,
- g. East Natuna di tahun 2027.

Komitmen ekspor LNG yang akan berakhir dialokasikan oleh Pemerintah untuk kebutuhan domestik. Komitmen LNG 1973 dan 1981 (*Western Buyers Extention*) akan berakhir di 2020 sehingga dapat menambah pasokan gas di Region 5 yang nantinya dapat digunakan untuk komitmen LNG antar Region. Komitmen ekspor LNG Tangguh akan berakhir di tahun 2020 dan 2022 sehingga komitmen ekspor LNG Tangguh dapat digunakan untuk memperkuat pasokan LNG domestik. Apabila domestik tidak dapat menyerap maka dapat dikomersialisasikan sebagai *spot cargo* LNG.

Dengan berakhirnya komitmen ekspor gas pipa dari Blok Corridor pada tahun 2023 dapat menjadi tambahan pasokan gas untuk domestik di Region 2.

Dengan memperhitungkan seluruh potensi pasokan gas bumi Indonesia dan memperhatikan metodologi pada *demand*, maka diketahui neraca gas bumi:

Skenario I :

Neraca Gas Nasional akan mengalami surplus gas dari tahun 2018-2027, hal ini dikarenakan perhitungan *demand* didasarkan pada realisasi pemanfaatan gas bumi serta tidak diperpanjangnya kontrak-kontrak ekspor gas pipa/LNG jangka panjang.

Skenario II :

Neraca Gas Nasional akan mengalami surplus gas dari tahun 2018-2024 dan akan mengalami defisit gas pada tahun 2025-2027. Kondisi ini terjadi dengan asumsi :

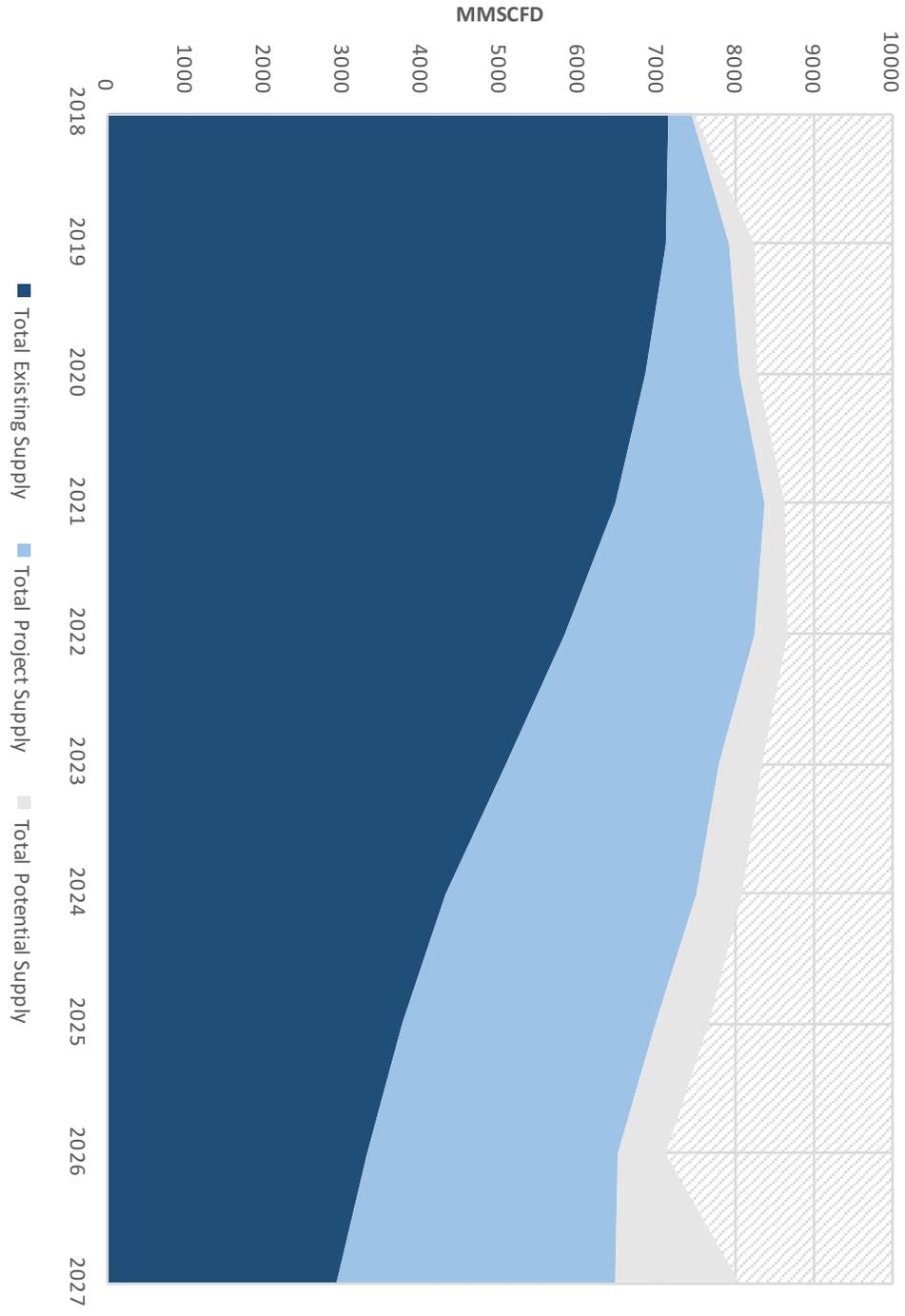
- a. Pemanfaatan gas dari kontrak eksisting terealisasi 100%,
- b. Pemanfaatan gas untuk sektor kelistrikan sesuai dengan RUPTL 2018-2027,
- c. Asumsi pertumbuhan gas bumi sesuai dengan pertumbuhan ekonomi yaitu 5.5% untuk sektor Industri Retail,
- d. Pelaksanaan *Refinery Development Master Plan* (RDMP) sesuai jadwal,

- e. Pelaksanaan pembangunan pabrik-pabrik baru petrokimia dan pupuk sesuai jadwal.

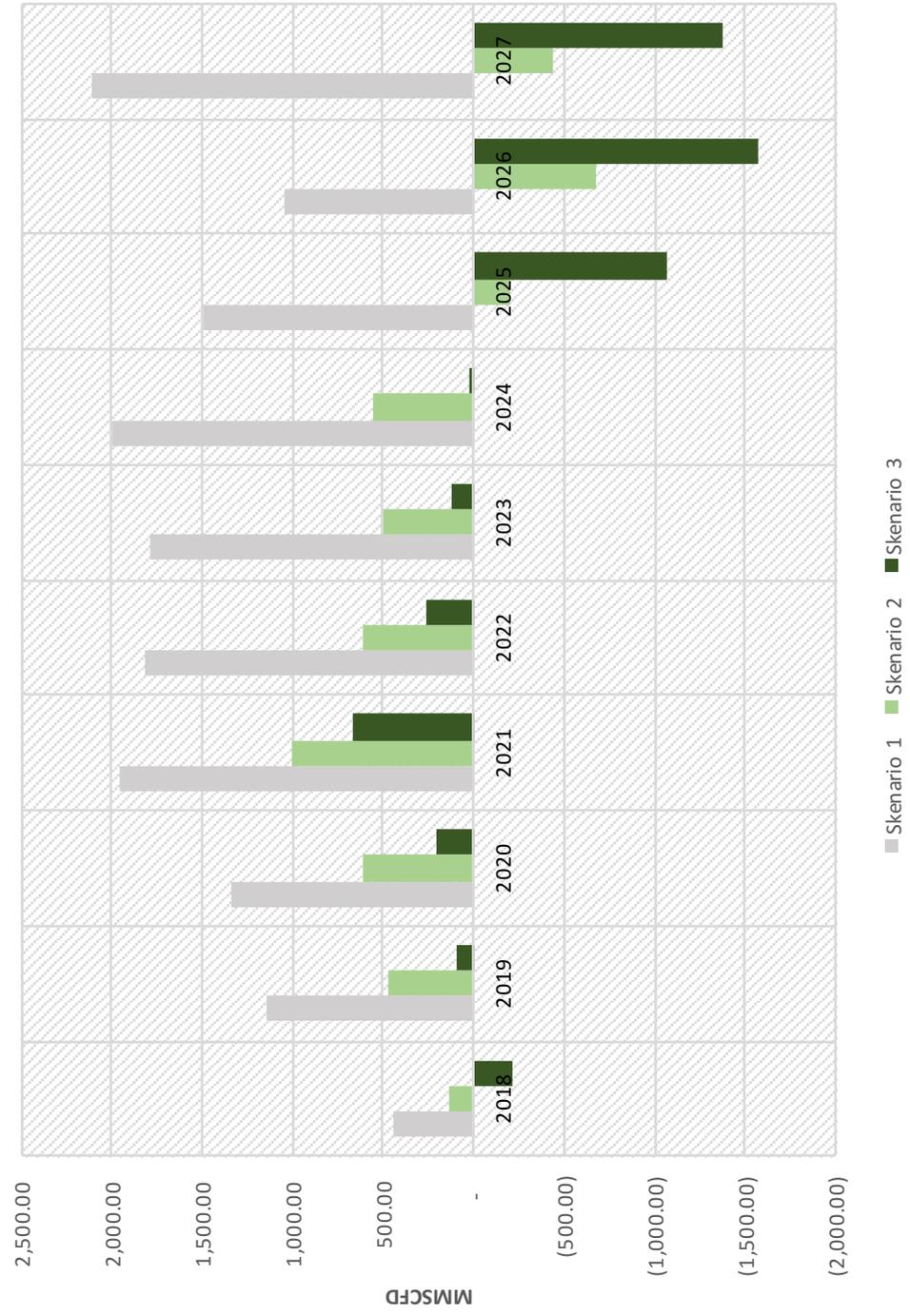
Skenario III :

Neraca Gas Nasional mengalami surplus gas dari tahun 2019-2024 serta mengalami defisit di tahun 2018 dan 2025-2027. Kondisi ini terjadi dengan asumsi :

- a. Pemanfaatan gas dari kontrak eksisting terealisasi 100%,
- b. Pemanfaatan gas untuk sektor kelistrikan sesuai dengan RUPTL 2018-2027,
- c. Sektor industri Retail memanfaatkan gas pada maksimum kapasitas pabrik serta penambahan *demand* dari pertumbuhan ekonomi dengan asumsi 5.5%,
- d. Pelaksanaan *Refinery Development Master Plan* (RDMP) sesuai jadwal,
- e. Pelaksanaan pembangunan pabrik-pabrik baru petrokimia dan pupuk sesuai jadwal.



Gambar 5.1 Total Supply Gas Nasional 2018-2027



Gambar 5.2 Neraca Gas Nasional 2018-2027

Kebutuhan Gas Bumi Nasional 2018 – 2027

Sektor Lifting Minyak

Kebutuhan gas bumi untuk lifting minyak bumi diperlukan untuk membantu proses produksi minyak di sektor hulu sebagai bahan bakar pembangkit listrik, gas lift dan membantu peningkatan produksi tahap lanjut (EOR). Kebutuhan gas bumi untuk lifting minyak bumi diasumsikan sama untuk ketiga skenario yaitu sebesar 360.51 MMSCFD di tahun 2018 dan 369.20 MMSCFD di tahun 2027. Perkiraan penggunaan gas terbesar untuk lifting minyak terjadi di tahun 2020 yaitu sebesar 420.77 MMSCFD.

Sektor Pupuk dan Petrokimia

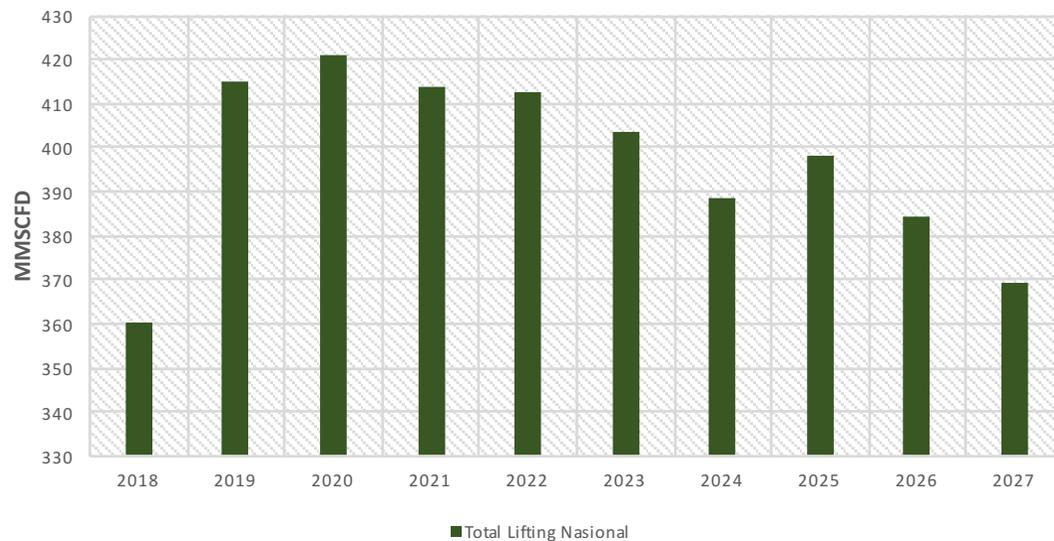
Sampai dengan 2018 tercatat, 19 pabrik beroperasi dan terdapat 6 pabrik dalam tahap perencanaan sampai dengan 2027. Besar kebutuhan gas didasarkan pada perencanaan dari Pupuk Indonesia dan Kementerian Perindustrian.

Untuk pabrik PIM, pada skenario I digunakan angka realisasi penyerapan sebesar 50 MMSCFD sedangkan untuk skenario II dan skenario III sebesar 110 MMSCFD sesuai dengan kapasitas pabrik PIM 1 dan PIM 2. Untuk PUSRI eksisting IB, IIB, III dan IV memerlukan gas bumi sebesar 242 MMSCFD sampai dengan 2023.

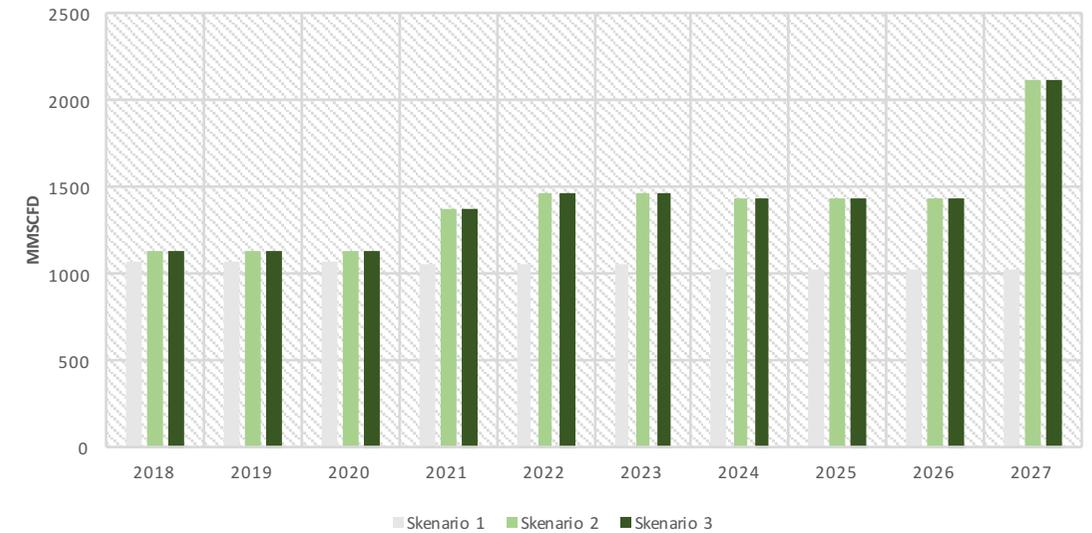
Pada tahun 2024, direncanakan pabrik Pusri IIIB akan siap beroperasi untuk menggantikan pabrik Pusri III dan IV, sehingga kebutuhan menurun menjadi 212 MMSCFD sampai dengan 2027.

Pupuk Kujang diproyeksikan membutuhkan 88 MMSCFD dari 2021-2027. Pabrik Petrokimia Gresik membutuhkan 150 MMSCFD untuk ke-2 pabriknya.

Total kebutuhan sektor pupuk dan petrokimia di Kalimantan Timur adalah sebesar 475 MMSCFD dari tahun 2018-2027. Di Region 6 terdapat kebutuhan untuk industri petrokimia eksisting sebesar 55 MMSCFD (Panca Amara Utama) di Sulawesi.



Gambar 5.3 Grafik Demand Sektor Lifting Tahun 2018-2027



Gambar 5.4 Grafik Demand Sektor Pupuk dan Petrokimia Tahun 2018-2027

Sesuai perencanaan Pupuk Indonesia, akan dibangun 3 pabrik baru yaitu Pabrik Ammonia & NPK di Senoro yang diproyeksikan akan *onstream* di tahun 2022, Petrokimia & NPK di Bintuni yang diproyeksikan akan *onstream* seluruhnya di tahun 2026, dan Petrokimia Masela di tahun 2027.

Sektor Kelistrikan

Sesuai dengan kebijakan ketenagalistrikan bahwa pembangunan jaringan transmisi di Indonesia Timur sampai dengan 2027 disesuaikan dengan kebutuhan listrik, pembangunan PLTG kecil di luar Jawa boleh memiliki LNG dengan fasilitas *platform based* dan diluar Pulau Jawa, PLTU skala kecil diganti dengan pembangkit berbahan bakar gas agar lebih efisien, maka peran gas bumi untuk sektor kelistrikan sangat besar.

Berdasarkan realisasi rata-rata penyerapan gas bumi 2013-2017, pemanfaatan gas bumi untuk sektor kelistrikan sebesar 81.15% dari total GSA yang ada. Hal ini disebabkan karena masalah komersial yang tidak

tercapai, *supply* yang terhambat, infrastruktur, masa perawatan dan kebutuhan gas untuk kelistrikan menurun.

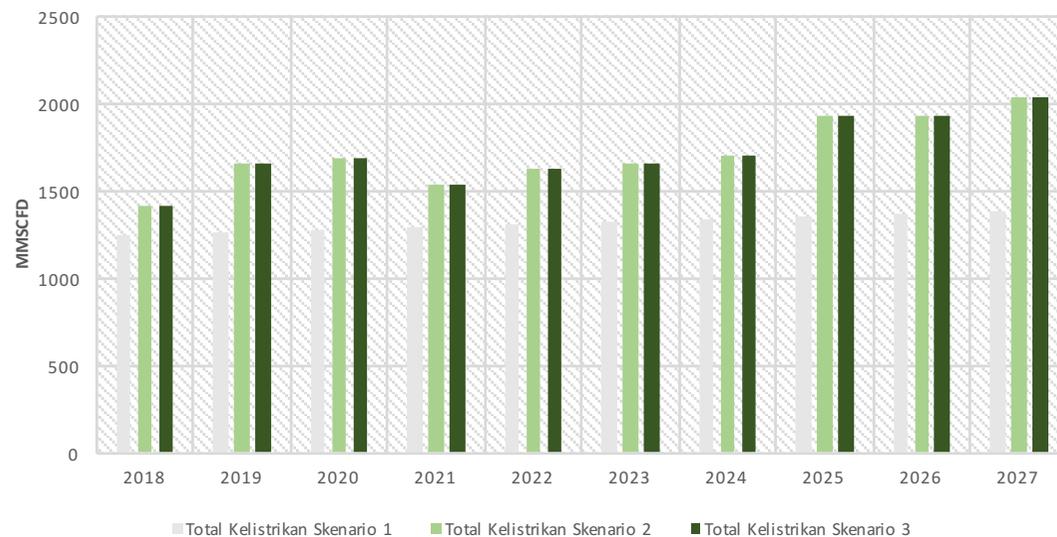
Tahun 2018 berdasarkan skenario I, dibutuhkan gas sebesar 1,254.71 MMSCFD kemudian naik sampai 1,384.12 MMSCFD di tahun 2027, untuk skenario II dan skenario III berdasarkan RUPTL 2018-2027 diproyeksikan untuk tahun 2018 dibutuhkan 1,411.33 MMSCFD kemudian naik sampai 2,030.60 MMSCFD di tahun 2027. Kebutuhan gas terbesar berada di Region 2 dan 4. Untuk dapat memenuhi seluruh kebutuhan gas bumi tersebut diperlukan pasokan gas bumi dari pasokan gas bumi eksisting maupun beberapa lapangan yang akan berproduksi. Pasokan gas tersebut dapat berasal dari gas pipa maupun LNG.

Untuk Indonesia Bagian Timur, berdasarkan skenario I, dibutuhkan gas 42.72 MMSCFD di tahun 2018 naik sampai 46.72 MMSCFD di tahun 2027, untuk skenario II dan III sesuai dengan RUPTL 2018 - 2027 kebutuhan gas di tahun 2018 mencapai 132.71 MMSCFD dan meningkat

menjadi 236.02 MMSCFD di tahun 2027.

Dalam rangka mengoptimalkan pemanfaatan gas bumi di sektor kelistrikan, Pemerintah, KKKS dan PT PLN (Persero) bersama-sama menyusun strategi perencanaan infrastruktur gas untuk kelistrikan, terutama di kawasan Indonesia Bagian Timur. Perencanaan infrastruktur yang dimaksud seperti rencana pembangunan Hub LNG, terminal regasifikasi dan penyimpanan, serta jaringan pipa yang terintegrasi. Sedangkan untuk strategi adalah pengembangan tata niaga gas bumi ke arah *multiple network*, saat ini pasokan gas bumi melalui LNG untuk pembangkit-pembangkit listrik PLN dari satu KKKS dapat ditujukan ke beberapa tujuan sesuai dengan kebutuhan pembangkit PLN.

Pemerintah memberikan dukungan berupa jaminan pasokan gas selama 10 tahun melalui Kepmen ESDM No. 1790 K/20/MEM/2018 tentang Perubahan atas Kepmen ESDM 1750 tentang Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi untuk Penyediaan Tenaga Listrik oleh PLN.



Gambar 5.5 Grafik Demand Sektor Kelistrikan Tahun 2018-2027

Namun dukungan Pemerintah tidak bisa berdiri sendiri, oleh karena itu diharapkan perencanaan kebutuhan dan infrastruktur kelistrikan, lebih realistis mengingat gas bumi merupakan sumber daya yang tak terbarukan dan tidak bisa disimpan lama.

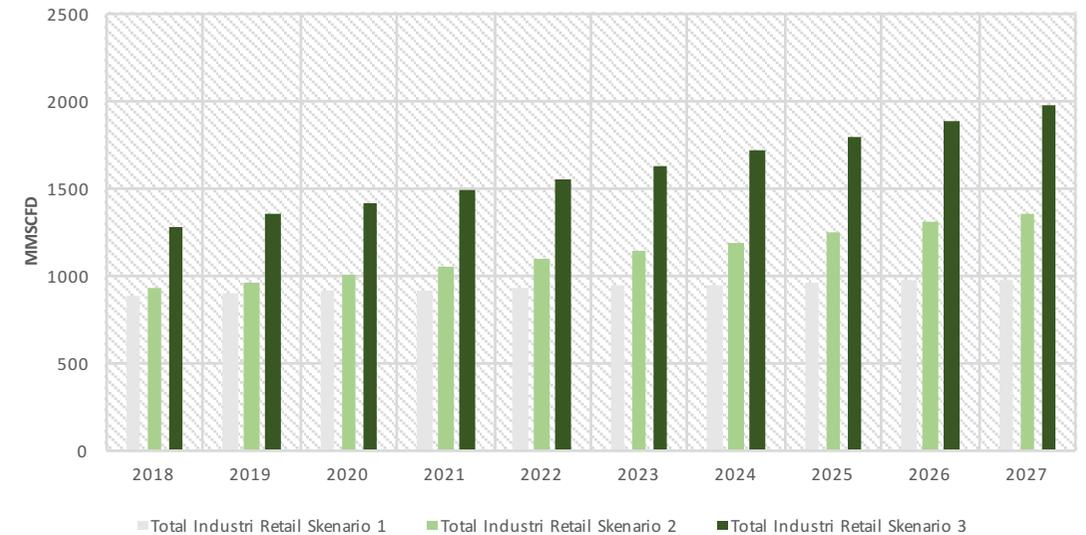
Sektor Industri

Industri Retail

Berdasarkan skenario I realisasi pemanfaatan gas bumi 2017, kebutuhan industri retail sebesar 887.35 MMSCFD di tahun 2018 kemudian naik menjadi 979.17 MMSCFD di tahun 2027. Kebutuhan gas di skenario II sebesar 921.64 MMSCFD di tahun 2018 kemudian naik menjadi 1,359.22 MMSCFD di tahun 2027. Kebutuhan gas di skenario III sebesar 1,282.02 MMSCFD di tahun 2018 kemudian naik menjadi 1,981.55 MMSCFD di tahun 2027. Diharapkan pertumbuhan industri ini menjadi salah satu acuan dalam pembangunan infrastruktur gas yang terintegrasi.

Industri Non-Retail

Pertamina sedang merencanakan sejumlah mega proyek



Gambar 5.6 Grafik Demand Sektor Industri Retail Tahun 2018-2027

revamping dan *upgrading* kilang minyak eksisting serta mengupayakan pembangunan kilang minyak baru untuk dapat memproses minyak mentah dengan kapasitas lebih dari 1 juta bph. Berkenaan dengan hal tersebut, untuk mengatasi berbagai kendala operasional kilang eksisting seperti spesifikasi kilang, fleksibilitas dan tingkat efisiensi yang rendah, dilakukan upaya revitalisasi dan modernisasi kilang eksisting melalui *Proyek Refinery Development Master Plan* (RDMP) di Kilang Balikpapan, Kilang Cilacap, Kilang Dumai dan Kilang Balongan. Program revitalisasi kilang melalui RDMP di kilang Balongan ditargetkan *onstream* tahun 2021, Kilang Cilacap ditargetkan *onstream* tahun 2024, kilang Balikpapan ditargetkan *onstream* tahun 2025 dan kilang Dumai ditargetkan *onstream* pada tahun 2025.

Selain revitalisasi kilang eksisting, Pertamina juga merencanakan untuk membangun kilang pengolahan minyak mentah baru melalui proyek *New Grass Root*

Refinery (NGRR), yaitu NGRR East di Bontang, dan NGRR West di Tuban. NGRR East Bontang ditargetkan selesai tahun 2025 dan NGRR West Tuban selesai di 2023. Realisasinya proyek ini diharapkan akan membuat Indonesia lepas dari ketergantungan impor BBM. Selain akan menghasilkan pendapatan yang signifikan dan kontribusi dalam bentuk devisa kepada negara, pembangunan kilang minyak baru juga berpotensi meningkatkan nilai tambah ekonomi dengan mengintegrasikan kilang minyak dan petrokimia.

Kebutuhan Gas RDMP Kilang Cilacap

Kilang Cilacap diproyeksikan membutuhkan gas sekitar sekitar 206 MMSCFD (termasuk kebutuhan untuk pembangkit listrik) di tahun 2024. Direncanakan sumber pasokan berupa LNG dengan perkiraan waktu pembangunan sekitar 32 bulan.

Kebutuhan Gas RDMP Kilang Balikpapan

Kilang Balikpapan diproyeksikan membutuhkan gas sekitar 229 MMSCFD di tahun 2025. Direncanakan sumber pasokan berasal dari FSRU dengan perkiraan waktu pembangunan sekitar 21 bulan.

Kebutuhan Gas RDMP Kilang Balongan

Kilang Balongan diproyeksikan membutuhkan gas sekitar 80 MMSCFD (termasuk kebutuhan untuk pembangkit listrik) di tahun 2021. Direncanakan sumber pasokan berasal dari FSRU dengan perkiraan waktu pembangunan sekitar 21 bulan.

Kebutuhan Gas NGRR Tuban

Kilang Tuban diproyeksikan membutuhkan gas sebesar 125 MMSCFD (termasuk kebutuhan untuk pembangkit listrik) dengan tentative timeline pada Q2 2023.

Kebutuhan Gas NGRR Bontang

Kilang Bontang diproyeksikan membutuhkan gas sebesar 125 MMSCFD di tahun 2025. Direncanakan sumber pasokan berasal dari Kalimantan Timur.

Sektor Program Pemerintah

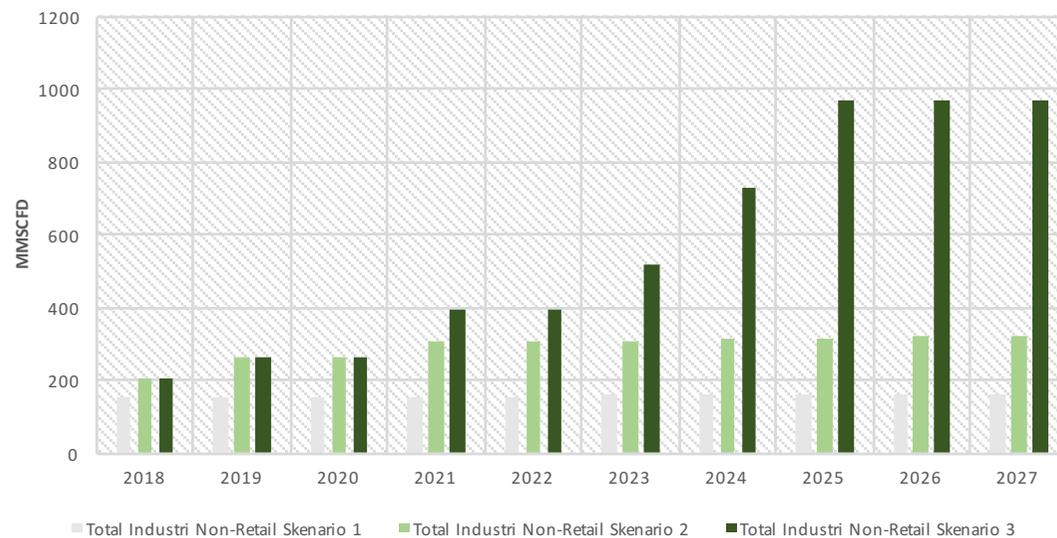
Jaringan Gas Bumi Untuk Rumah Tangga dan Gas untuk Transportasi

Tujuan dari program Jaringan Gas Bumi untuk Rumah Tangga adalah substitusi dan/atau penyediaan energi alternatif bagi sektor rumah tangga untuk menggunakan gas bumi pipa sebagai bahan bakar. Salah satu hal yang harus diperhatikan dalam penyediaan gas bumi untuk rumah tangga adalah dekat dengan sumber gas atau dilewati infrastruktur gas bumi. Saat ini jaringan gas bumi untuk rumah tangga maupun transportasi dibangun di dekat daerah penghasil gas bumi. Hal inilah yang menyebabkan region II dan region IV merupakan kawasan yang paling besar penggunaan gas bumi untuk rumah tangga dan region II pengguna alokasi gas untuk transportasi yang paling besar dibandingkan region lain. Kedua region ini relatif dekat dengan sumber-sumber pasokan gas bumi.

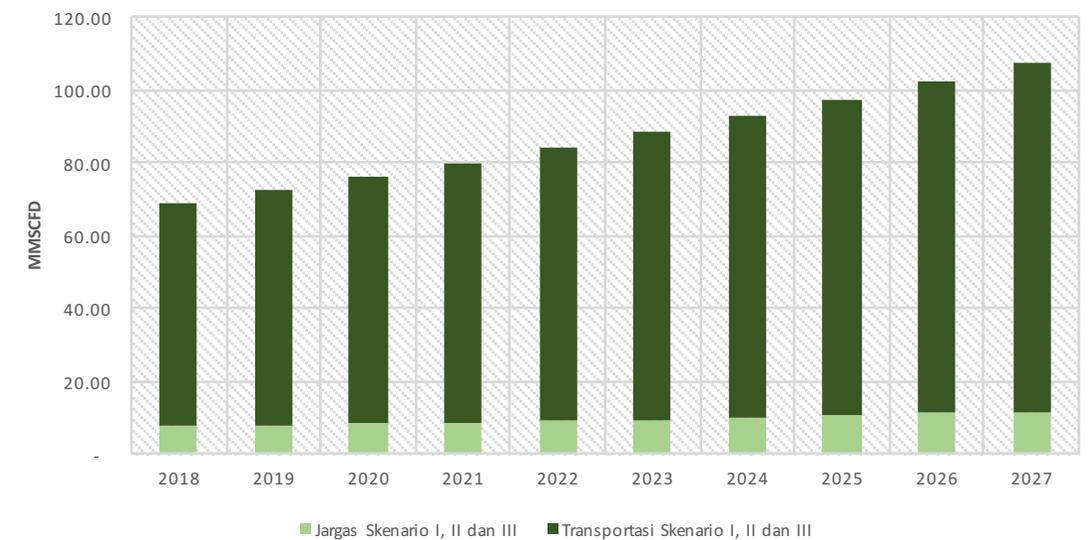
Diperlukan alternatif pasokan gas bumi dan pengembangan infrastruktur yang dapat mendukung pengembangan jaringan gas rumah tangga dan transportasi terutama di daerah yang jauh dari sumber gas bumi.

Untuk sektor transportasi, tujuan dari program ini adalah penyediaan energi bersih dan energi alternatif bagi sektor transportasi. Kendala utama untuk program ini adalah penyediaan lahan untuk pembangunan SPBG dan minat pengguna yang masih kurang.

Tahun 2018 diproyeksikan kebutuhan gas bumi sebesar 7.64 MMSCFD untuk jaringan gas bumi rumah tangga dan naik menjadi 11.84 MMSCFD di tahun 2027 sedangkan untuk sektor transportasi diproyeksikan membutuhkan gas bumi sebesar 61.59 MMSCFD di tahun 2018 kemudian naik menjadi 95.55 MMSCFD di tahun 2027.



Gambar 5.7 Grafik Demand Sektor Industri Non Retail Tahun 2018-2027



Gambar 5.7 Grafik Demand Sektor Jaringan Gas Rumah Tangga dan Sektor Transportasi Tahun 2018-2027



Kesimpulan

Pasokan gas bumi nasional pada prinsipnya dapat memenuhi kebutuhan gas domestik, komitmen ekspor pipa dan LNG. Kondisi dapat terjadi apabila pasokan gas eksisting sesuai dengan perencanaan dan proyek-proyek hulu gas bumi *onstream* pada waktunya. Namun perencanaan tersebut dipengaruhi oleh beberapa faktor seperti harga minyak yang mempengaruhi keekonomian lapangan, infrastruktur yang terintegrasi ke lokasi-lokasi *demand* eksisting maupun *demand* baru, termasuk juga faktor kestabilan geopolitik, ekonomi dan kemudahan berinvestasi.

Kebutuhan gas bumi domestik terus mengalami pertumbuhan seiring dengan pertumbuhan ekonomi, jumlah penduduk dan perubahan pola konsumsi energi dan preferensi konsumen. Dalam rangka pemenuhan kebutuhan tersebut Pemerintah terus berupaya meningkatkan pasokan gas bumi domestik melalui peningkatan eksplorasi dan optimalisasi produksi dari lapangan eksisting dan tidak memperpanjang kontrak-kontrak ekspor gas bumi jangka panjang yang berakhir.

Pemerintah berusaha untuk meningkatkan pemanfaatan gas alam domestik dengan mendorong pengembangan infrastruktur gas. Peraturan Menteri ESDM Nomor 4 tahun 2018 dimaksudkan untuk merestrukturisasi model bisnis yang ada sehingga Badan Usaha dapat fokus pada pembangunan infrastruktur sementara pemerintah mengamankan pasokan melalui alokasi gas. Peraturan ini juga dimaksudkan untuk menghilangkan investasi ganda yang telah berlangsung selama beberapa tahun terakhir. Dalam konsep ini hanya akan ada satu distributor dan *trader* gas di satu area (Wilayah Jaringan Distribusi dan Wilayah Niaga Tertentu). Pemerintah akan mengalokasikan gas untuk distributor gas ini dan juga mengatur harga di dalam wilayah distribusi. Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral akan menentukan Rencana Induk Infrastruktur Gas yang akan digunakan sebagai dasar untuk mengembangkan infrastruktur gas alam di Indonesia.

Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027 telah memperhitungkan konektivitas pipa transmisi dan distribusi gas bumi serta adanya infrastruktur lain seperti LNG *Receiving Terminal* dan *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU) baik yang telah terbangun, sedang dalam proses konstruksi maupun dalam proses perencanaan. Perhitungan *demand* diklasifikasikan menjadi 3 skenario yaitu **Skenario I**, dimana *demand* gas disusun dengan asumsi alokasi untuk lifting minyak sesuai dengan kontrak *existing*, pertumbuhan kebutuhan gas untuk Program Pemerintah melalui Jargas Rumah Tangga dan SPBG sebesar 5% per tahun, pertumbuhan kebutuhan gas untuk pabrik pupuk dan petrokimia selama 10 tahun tetap stabil (sesuai perencanaan), pertumbuhan kebutuhan gas sektor kelistrikan 1.1% sesuai asumsi pertumbuhan sektor industri dan pertumbuhan kebutuhan gas untuk sektor industri sebesar 1.1% per tahun dan non-retail sebesar 1.1% per tahun dengan tidak lebih dari kapasitas pabriknya.

Skenario II, disusun dengan asumsi alokasi untuk lifting minyak sesuai dengan kontrak *existing*, pertumbuhan kebutuhan gas untuk Program Pemerintah melalui Jargas Rumah Tangga dan SPBG sebesar 5% per tahun, pertumbuhan kebutuhan gas untuk pabrik pupuk dan petrokimia selama 10 tahun tetap stabil (sesuai perencanaan), pertumbuhan kebutuhan gas sektor kelistrikan 5.5% per tahun (proyeksi RUPTL 2018-2027) sesuai asumsi pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan kebutuhan gas untuk sektor industri retail sebesar 5.5% per tahun dan non-retail sesuai dengan kapasitas pabriknya.

Skenario III, dimana disusun dengan asumsi alokasi untuk lifting minyak sesuai dengan kontrak *existing*, pertumbuhan kebutuhan gas untuk Program Pemerintah melalui Jargas Rumah Tangga dan SPBG sebesar 5% per tahun, pertumbuhan kebutuhan gas untuk pabrik pupuk dan petrokimia selama 10 tahun tetap stabil (sesuai perencanaan), pertumbuhan kebutuhan gas sektor

kelistrikan 5.5% per tahun (proyeksi RUPTL 2018-2027) sesuai asumsi pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan kebutuhan gas untuk sektor industri retail sebesar 5.5% per tahun dari nilai kontrak dan non-retail sesuai dengan kapasitas pabrik dan potensial *demand*.

Kondisi cadangan gas bumi Indonesia, status per Januari 2017 mencapai 142.72 TSCF, sebesar 100.36 TSCF merupakan cadangan terbukti dan 42.36 TSCF merupakan cadangan potensial. Dalam rangka peningkatan cadangan gas bumi, Pemerintah meningkatkan kegiatan eksplorasi melalui kebijakan strategis seperti penyediaan data dan informasi yang akurat, kemudahan dalam perizinan dan penerapan skema kontrak baru. Penemuan cadangan baru dimungkinkan diperoleh melalui pengembangan eksplorasi pada cekungan sedimen di Indonesia baik di darat (*onshore*) maupun lepas pantai (*offshore*).

Kondisi *supply* gas bumi berdasarkan Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027 rata-rata mencapai kurang lebih 8,000 MMSCFD dengan telah memasukan seluruh pasokan baik dari *existing*, *project* dan *potential supply*. *Project supply* dan *potential supply* terdiri dari beberapa proyek-proyek hulu gas bumi seperti Blok A-Aceh, East Natuna, JTB, IDD, Merakes, Tangguh Train 3, Asap-Kido-Merah dan Abadi.

Neraca gas bumi nasional, dihasilkan sebagai berikut :

A. Skenario I

Skenario I menggunakan *baseline* realisasi penyerapan gas bumi 2017 untuk setiap sektornya. Kemudian disimulasikan sesuai metodologi. Neraca Gas Nasional skenario I menghasilkan simulasi berupa surplus gas dari tahun 2018-2027. Hal ini dikarenakan penyerapan gas oleh Badan Usaha dibawah kontrak *existing* dan tidak diperpanjangnya kontrak-kontrak ekspor gas pipa/LNG jangka panjang.

B. Skenario II

Skenario II menggunakan *baseline* realisasi penyerapan gas bumi 2017 untuk setiap sektornya. Kemudian disimulasikan sesuai metodologi. Neraca Gas Nasional skenario II akan mengalami surplus gas dari tahun 2018-2024 dan akan mengalami defisit gas pada tahun 2025-2027. Kondisi ini terjadi dengan asumsi :

- Penyerapan gas dari kontrak *existing* 100%,
- Kondisi ekonomi makro membaik dan daya beli meningkat,
- Kebutuhan gas untuk sektor kelistrikan sesuai dengan RUPTL 2018-2027,
- Perencanaan *Refinery Development Master Plan* (RDMP) sesuai jadwal,
- Perencanaan pembangunan pabrik-pabrik baru petrokimia dan pupuk sesuai jadwal.

C. Skenario III

Skenario III menggunakan *baseline* realisasi penyerapan gas bumi 2017 untuk setiap sektornya. Kemudian disimulasikan sesuai metodologi. Neraca Gas Nasional skenario III menghasilkan simulasi berupa surplus gas dari tahun 2019-2024, mengalami defisit di tahun 2018 dan 2025-2027. Kondisi ini terjadi dengan asumsi :

- Penyerapan gas dari kontrak *existing* 100%,
- Industri Retail menggunakan asumsi kontrak + 5.5% dimana kondisi ekonomi makro membaik dan daya beli meningkat,
- Kebutuhan gas untuk sektor kelistrikan sesuai dengan RUPTL 2018-2027,
- Perencanaan *Refinery Development Master Plan* (RDMP) sesuai jadwal,
- Perencanaan pembangunan pabrik-pabrik baru petrokimia dan pupuk sesuai jadwal.

Berdasarkan Neraca Gas Indonesia tahun 2018-2027, kebutuhan domestik sampai dengan tahun 2024 terpenuhi untuk semua skenario yang digunakan. Namun, apabila skenario II dan III digambarkan sebagai kondisi moderat dan optimis, maka diperlukan pasokan tambahan pada tahun 2025 dengan peningkatan kegiatan eksplorasi dalam rangka penemuan cadangan gas baru. Selain itu, mempercepat pengembangan lapangan-lapangan gas yang telah ada penemuan untuk memenuhi kebutuhan tersebut.



Daftar Singkatan

BBM	:	Bahan Bakar Minyak
BBG	:	Bahan Bakar Gas
BOE	:	Barrel Oil Equivalent
BSCF	:	Billion Standart Cubic Feet
BUMN	:	Badan Usaha Milik Negara
BUMD	:	Badan Usaha Milik Daerah
CBM	:	Coal Bed Methane
CNG	:	Compressed Natural Gas
DEDC	:	Design Engineering For Detail Contruction
DEN	:	Dewan Energi Nasional
Ditjen Migas	:	Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi
DMO	:	Domestic Market Obligation
DSLNG	:	Donggi Senoro LNG
ESDM	:	Energi Dan Sumber Daya Mineral
EBT	:	Energi Baru Dan Terbarukan
EOR	:	Enhanced Oil Recovery
FEED	:	Front End Engineering Design
FSRU	:	Floating Storage And Regasification Unit
GSA	:	Gas Supply Agreement
HoA	:	Heads of Agreement
Jargas	:	Jaringan Distribusi Gas Bumi untuk Rumah Tangga
JOB	:	Joint Operating Body

KEK	:	Kawasan Ekonomi Khusus
KIM	:	Kawasan Industri Medan
KKS	:	Kontrak Kerja Sama
KKKS	:	Kontraktor Kontrak Kerja Sama
KSO	:	Kerja Sama Operasi
LNG	:	Liquefied Natural Gas
LPG	:	Liquefied Petroleum Gas
MBOE	:	Million Barrel Oil Equivalent
MMSCFD	:	Milion Metric Standart Cubic Feet Per Day
MMTPA	:	Milion Metric Ton Per Annum
MPP	:	Mobile Power Plant
MT	:	Milion Ton
MTOE	:	Milion Ton Oil Equivalent
MTPA	:	Milion Ton Per Annum
NAD	:	Nanggroe Aceh Darussalam
PDB	:	Produk Domestik Bruto
PDRB	:	Produk Domestik Regional Bruto
Permen	:	Peraturan Menteri
Perpres	:	Peraturan Presiden
PJBG	:	Perjanjian Jual Beli Gas
PLTG	:	Proyek Listrik Tenaga Gas
PLTGU	:	Proyek Listrik Tenaga Gas dan Uap
PoD	:	Plan of Development
PP	:	Peraturan Pemerintah
PSC	:	Production Sharing Contract
R/P	:	Reserve To Production
RUPTL	:	Rancangan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik
SKK MIGAS	:	Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Hulu Minyak Dan Gas Bumi
SPBG	:	Stasiun Pengisian Bahan Bakar Gas
SPBE	:	Stasiun Pengisian Bahan Bakar Elpiji
SR	:	Sambungan Rumah Tangga
Sumbagselteng	:	Sumatera Bagian Selatan Dan Tengah
SSWJ	:	South Sumatra West Java
TGI	:	PT Transportasi Gas Indonesia
TSCF	:	Trillions of Standart Cubic Feet
UU	:	Undang-Undang
WP&B	:	Work Program And Budget
WJD	:	Wilayah Jaringan Distribusi

Daftar Istilah

Associated Gas	Gas bumi yang terdapat bersama-sama dengan minyak bumi di reservoir	Gas Deliverability	Kemampuan suatu sumur/lapangan untuk memproduksi gas bumi
Coal Bed Methane	Gas metana yang terkandung (absorb) dalam lapisan batu bara	Gas non konvensional	Gas yang diproduksi dengan teknik khusus
Committed Demand	Volume kebutuhan gas bumi berdasarkan kapasitas infrastruktur terpasang yang belum dapat dipenuhi karena belum memiliki PJBG/GSA	LNG	LNG merupakan gas alam (C ₁ & C ₂) yang didinginkan hingga melewati titik didihnya (boiling point) dibawah -161,5 °C sehingga terkondensasi dan berubah fasa menjadi cair
CNG	Gas bumi yang dimampatkan dalam bejana baja bertekanan tinggi (sekitar 200 bar) tanpa terjadinya pencairan gas. Gas tersebut dapat ditransportasikan dalam tabung dan dimanfaatkan terutama untuk kendaraan bermotor dengan nama komersial BBG	LPG	Campuran gas bumi hidrokarbon yang diekstrak dari minyak bumi dan/atau gas bumi dengan komposisi utama propana (C ₃) dan butana (C ₄). LPG ini berbentuk gas pada kondisi atmosfer, dimampatkan serta diturunkan suhunya sehingga berubah menjadi cair
Contracted Demand	Volume kebutuhan gas bumi berdasarkan PJBG/GSA	Non Associated Gas	Gas bumi di dalam reservoir yang tidak mengandung minyak bumi dalam jumlah yang cukup besar
Dedicated hilir	Ruas transmisi dan atau ruas distribusi gas bumi yang ditetapkan dengan mempertimbangkan pasokan gas bumi dan kondisi infrastruktur dalam kerangka kegiatan usaha niaga gas bumi	Non Eligible Costumer	Konsumen Gas Bumi yang pemakaiannya kecil
Dedicated hulu	Ruas transmisi dan atau ruas distribusi gas bumi yang ditetapkan dengan mempertimbangkan sumber gas bumi dan keperluan operasi lapangan sebagai fasilitas pengangkutan gas bumi dalam kerangka kegiatan usaha hulu	Offshore	Lepas pantai atau di danau besar
Demand gas bumi	Jumlah gas berdasarkan kebutuhan yang dibagi dalam sektor-sektor tertentu	Onshore	Di darat
DEDC	Rancangan teknik untuk kontruksi secara spesifik	Open Access	Ruas transmisi atau wilayah jaringan distribusi gas bumi yang ditetapkan dengan mempertimbangkan sumber gas bumi berdasarkan rencana pembangunan Pemerintah dan/atau usulan badan pengatur dan/atau usulan badan usaha dalam kerangka kegiatan usaha pengangkutan gas bumi
DMO	Kewajiban kontraktor untuk memasok kebutuhan domestik sejumlah volume tertentu	Peaker	Pembangkit listrik yang bekerja saat beban puncak
Eligible Costumer	Konsumen Gas Bumi yang pemakaiannya besar	PoD	Rencana pengembangan suatu lapangan migas secara terpadu untuk mengembangkan dan memproduksi cadangan hidrokarbon secara optimal dengan mempertimbangkan aspek teknis, ekonomis, dan HSE (Health Savety Environment)
Existing Supply	Perkiraan volume gas bumi yang mampu dipasok dan dialirkan dari lapangan minyak dan gas bumi yang sedang berproduksi (on-stream)	Potential Demand	Volume kebutuhan gas bumi yang didasarkan dari perencanaan perkembangan dari masing-masing sektor dengan memperhitungkan pertumbuhan kebutuhan gas bumi dimasa mendatang
FEED	Rancangan teknik yang digunakan untuk mengontrol biaya proyek dan seluruh rencana proyek	Potential Supply	Perkiraan volume gas bumi yang PoD-nya belum diajukan oleh KKKS namun telah terindikasi memiliki cadangan terbukti yang diperkirakan ekonomis untuk dikembangkan dan diproduksi
FSRU	Fasilitas LNG yang berupa kapal yang didesain khusus untuk penyimpanan dan regasifikasi LNG yang terapung di lautan	PSC	Bentuk kerja sama pemerintah dengan kontraktor Migas dengan skema bagi hasil
Gas bumi	Bahan bakar fosil yang berbentuk akibat adanya lapisan yang terdiri atas tanaman, gas, dan hewan yang terkena panas dan tekanan ekstrem selama jutaan tahun		

Project supply	Perkiraan volume gas bumi yang mampu dipasok dan dialirkan dari lapangan minyak dan gas bumi yang PoD-nya sudah disetujui maupun yang sedang dalam proses persetujuan, serta dari Unit Penyimpanan dan Regasifikasi yang telah mendapatkan kepastian pasokan
Rate of return	Keuntungan dari investasi dalam jangka waktu tertentu
Reserve to production	Sisa kandungan sumber daya alam yang tidak terbarukan
Saleable Gas	Gas bumi tanpa impuritas dan siap jual (tanpa memperhitungkan kehilangan/losses)
Shale Gas	Gas alam yang terkandung di lapisan permeabilitas ketat
Shipper	Badan usaha yang memanfaatkan jasa transporter dengan membayar toll fee
Toll Fee	Tarif yang dibayar oleh shipper atas setiap volume gas yang diangkut
Transporter	Badan usaha pengangkutan yang ditunjuk oleh Badan Pengatur Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi (BPH Migas) setelah memenangkan lelang ruas transmisi tertentu
Well Testing	pegujian sumur Migas yang bertujuan untuk mengetahui kemampuan produksi suatu lapisan atau formasi
WP&B	Rencana kerja dan anggaran tahunan

Daftar Pustaka

- Badan Pusat Statistik.2017. Produk Domestik Regional Bruto. (Diakses dari <https://www.bps.go.id/>)
- Biro Perencanaan dan kerja Sama Kementerian ESDM. 2015. Renstra KESDM 2015-2019. Jakarta: KESDM
- Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi.2015.Neraca Gas Bumi Indonesia Tahun 2015-2030. Jakarta: Ditjen Migas
- Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi .2014. Peta Jalan Kebijakan Gas Bumi Nasional 2014-2030. Jakarta: Ditjen Migas
- SKK Migas. 2017. Pemanfaatan Gas Bumi di Indonesia.
- World Bank.2017. Gross Domestic Product. (Diakses dari <http://data.worldbank.org/>)
- Cadangan Gas Dunia. (Diakses dari <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>)

Peraturan dan Regulasi Mengenai Gas Bumi:

- Undang Undang No. 22 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi
- Undang Undang No. 30 Tahun 2007 Tentang Energi
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia No. 35 Tahun 2004 jo PP No. 55 Tahun 2009 Tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia No. 36 Tahun 2004 Tentang Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan gas bumi jo. PP No. 30 Tahun 2009;
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia No. 79 Tahun 2014 Tentang Kebijakan Energi Nasional
- Peraturan Presiden Republik Indonesia No. 40 Tahun 2016 Tentang Penetapan Harga Gas Bumi
- Peraturan Menteri ESDM No. 6 Tahun 2016 Tentang Ketentuan dan Tata Cara Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan serta Harga gas bumi.
- Peraturan Menteri ESDM No. 40 tahun 2016 Tentang Harga Gas Bumi untuk Industri Tertentu