

PROYEK INFRASTRUKTUR GAS

REVITALISASI EKOSISTEM REGASIFIKASI

Melimpahnya cadangan gas yang terkonsentrasi di wilayah timur Indonesia sejatinya telah memberi sinyal perlunya pembangunan infrastruktur gas yang lebih masif di berbagai wilayah, terutama interkoneksi kawasan industri sebagai konsumen strategis.

Aziz Rahardyan & Lukas Hendra TM redaksi@bisnis.com

Namun, dari tiga proyek prioritas pipa transmisi gas, baru satu yang telah beroperasi. Dua lainnya masih berproses hingga saat ini, bahkan ada yang masih dalam tahap studi kelayakan (*feasibility study/FS*). (Lihat infografik)

Mengingat hanya satu proyek prioritas yang beroperasi, hal ini berisiko terhambatnya rantai distribusi gas dari sumber-sumber yang terkonsentrasi di wilayah timur Indonesia, ke konsumen yang berada di wilayah barat.

Hingga paruh pertama 2024, baru ada proyek pipa transmisi Cirebon—Semarang (Cisem) Tahap I yang telah beroperasi. Sementara itu, pipa transmisi Cisem Tahap II masih berproses, sedangkan pipa transmisi Dumai—Sei Mangke masih dalam tahap FS.

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) memastikan bahwa pengerjaan proyek pipa Cisem Tahap II bakal bersamaan dengan pipa distribusi Tegay—Cilacap. Proyek Cisem Tahap II ini diharapkan tuntas pada Februari 2026.

Adapun, proyek pipa distribusi Tegay—Cilacap diwajibkan dimulai pada tahun ini dan diharapkan dapat melakukan uji coba operasi (*commissioning*)

FOKUS BISNIS

pada kuartal III/2026. Rencananya, pada kuartal II/2025, pemerintah juga bakal memulai lelang proyek pipa transmisi Dumai—Sei Mangke yang menjadi bagian dari integrasi jaringan gas bumi antara Sumatra dan Jawa.

Proyek tersebut diperkirakan menyerap investasi hingga Rp7,8 triliun, yang saat ini masih diusulkan agar dapat dibiayai oleh Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN).

Kementerian ESDM mengungkapkan bahwa pipa transmisi Dumai—Sei Mangke bakal terhubung dengan pipa West Natuna Transportation System (WNTS) yang ditargetkan rampung pada 2028.

Selain proyek-proyek tersebut, pemerintah juga telah memiliki perencanaan pembangunan infrastruktur gas dengan diterbitkannya Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 10.K/MC.01/ MEM.M/2023 tentang Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional Tahun 2022—2031, yang berlaku sejak Januari 2023.

Dalam beleid ini, ada 6 fasilitas dan sarana infrastruktur gas seperti pipa transmisi, pipa distribusi, pipa untuk kepentingan sendiri, fasilitas gas alam cair (*liquefied natural gas/LNG*), fasilitas gas terkompresi (*compressed natural gas/CNG*), dan jaringan pengelolaan gas bumi untuk rumah tangga dan pelanggan kecil. Keenam fasilitas itu, tersebar menjadi 6 zonasi. (Lihat infografik)

Rencana pembangunan infrastruktur gas ini didasarkan pada proyeksi ketidakseimbangan pasokan gas pipa, yang diperkirakan terus menurun akibat penurunan produksi alami (*natural decline*) dari sejumlah sumur gas tua. Hal ini sesuai dengan Skenario Neraca Gas Indonesia 2023-2032 yang dirilis oleh Kementerian ESDM. Dokumen itu menunjukkan bahwa hal tersebut terjadi di wilayah barat Indonesia yang menjadi 'rumah' dari berbagai macam industri yang membutuhkan pasokan gas sebagai bahan baku maupun penopang utama operasional bisnis mereka.

Region II yang meliputi Pulau Sumatra bagian Te-

ngah, Selatan, Kepulauan Riau, dan Pulau Jawa bagian Barat memiliki kebutuhan sekitar 2.000 Billion British Thermal Unit per day (BBTUD) pada 2030.

Begitu pula dengan region III & IV yang meliputi Pulau Jawa bagian Tengah dan Timur yang diperkirakan memiliki kebutuhan sekitar 1.000 BBTUD pada 2030.

Di tengah kondisi itu, pembangunan ekosistem LNG terutama fasilitas regasifikasi dipandang dapat menjadi kunci untuk memenuhi kebutuhan domestik lantaran mulai menyusutkan pasokan untuk gas pipa di wilayah barat Indonesia.

Untuk itu, setidaknya, di pulau-pulau utama Indonesia, perlu memiliki fasilitas regasifikasi yang kemudian tersambung oleh pipa transmisi ke kawasan-kawasan industri.

Chairman Indonesian Gas Society (IGS) Aris Mulya Azof berpendapat bahwa optimalisasi LNG merupakan keniscayaan.

"Sumber gas yang dekat dengan *demand* [wilayah barat Indonesia] sudah tidak banyak, sehingga percepatan infrastruktur pendukung distribusi sistem LNG dari Papua, Masela, dan laut dalam Kalimantan merupakan kebutuhan dalam negeri," jelasnya kepada *Bisnis*.

Serentnya pasokan gas pipa di wilayah barat bahkan membuat emiten pelat merah *sub-holding* gas alam milik PT Pertamina (Persero), PT Perusahaan Gas Negara Tbk. (PGAS) alias PCN, bermanuver dengan sumber gas hasil regasifikasi LNG sejak medio 2024.

Sekretaris Perusahaan PCN Fajriyah Usman menjelaskan bahwa pihaknya berkomitmen memasok gas hasil regasifikasi LNG dengan 100% penyaluran kepada pelanggan, atas tiga kargo alokasi LNG domestik dari pemerintah sebagai alternatif energi untuk memenuhi kebutuhan pelanggan.

"Untuk 2025, tantangan ketersediaan pasokan gas pipa akan lebih besar, sehingga sangat memungkinkan bahwa pasokan gas regasifikasi LNG akan meningkat untuk memenuhi kebutuhan pelanggan, terutama industri," ujarnya ketika dikonfirmasi *Bisnis*.

Namun, Kepala Divisi Program dan Komunikasi Satuan Kerja Khusus Pelaksanaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) Hudi Suryodipuro juga telah memastikan

bahwa kebutuhan LNG untuk domestik masih terjaga. "Untuk 2025, kebutuhan LNG domestik di kuartal I/2025 telah terpenuhi dari Kilang Tangguh, Bontang, dan Donggi Senoro," jelasnya saat dihubungi *Bisnis*.

HAMBATAN

Sementara itu, Tim Pusat Studi Energi Universitas Gadjah Mada menemukan adanya sejumlah hal yang membuat molornya pelaksanaan proyek pembangunan infrastruktur gas yakni pembebasan lahan, FS, dan proses pelelangan.

Tim Peneliti Pusat Studi Energi Universitas Gadjah Mada Agung Satriyo Nugroho mengungkapkan bahwa ada juga persoalan terkait dukungan regulasi infrastruktur gas bumi, terutama menyangkut izin jalan atau hak khusus, melalui hak khusus lelang, izin pengangkutan, dan izin penjualan.

"Hak khusus lelang belum ramah investor. Untuk infrastruktur pipa distribusi misalnya hanya diperbolehkan untuk 1 operator saja untuk setiap kabupaten. Ini sangat sulit mencari investor. Sementara itu, *existing* yang tersedia, malah ada beberapa operator pada 1 kabupaten sehingga butuh *di-merger*," katanya kepada *Bisnis*.

Menurutnya, perlu ada pemetaan yang mendetail antara pasokan dan permintaan gas agar pembangunan pipa transmisi maupun distribusi dapat dioptimalkan pada masa mendatang.

Akan tetapi, imbuhnya, yang saat ini terjadi adalah ketika investor membangun pipa tetapi tidak ada kepastian pengguna. "Ada pula isu pasokan gas. Beberapa kasus terjadi, sudah mendapatkan izin, tetapi belum ada kepastian pasokan gas yang bisa dimanfaatkan," katanya.

Tak heran apabila Pendiri Research Institute for Mining and Energy Economics (ReforMiner) sekaligus akademisi Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti Pri Agung Rakhmanto berpandangan bahwa percepatan proyek-proyek hulu gas seperti Masela dan laut dalam Kalimantan Timur amat diperlukan agar segera *on-stream*.

Dia memandang bahwa harga gas LNG bisa kompetitif apabila infrastruktur pendukung LNG matang.

Menurutnya, pemerintah

Percepatan infrastruktur pendukung distribusi sistem LNG dari Papua, Masela, dan laut dalam Kalimantan merupakan keniscayaan untuk memasok kebutuhan dalam negeri.

dapat memberikan insentif bagi pengoptimalan infrastruktur, terutama terkait LNG. "Baiknya, insentif diarahkan ke sektor industri tertarget secara langsung, misalnya dari perpajakan. Jadi tidak mengganggu mata rantai penyediaan gas," katanya.

Di sisi lain, sejumlah pelaku industri justru kini telah ancap-ancang untuk bisa melakukan impor LNG secara mandiri lantaran adanya ketidakpastian formula harga gas di dalam negeri.

Ketua Umum Asosiasi Produsen Serat dan Benang Filament Indonesia (APSyFI) Redma Cita Wirawasta menjelaskan bahwa pihaknya membuka untuk impor LNG secara mandiri lantaran kebutuhan sektor tekstil hulu berbasis petrokimia per bulan bisa sekitar 800.000 MMBtu. "Baiknya keran impor LNG dibuka, karena harga [gas domestik] di sini sudah keterlaluhan," katanya.

Menurutnya, harga gas di dalam negeri sangat tidak kompetitif. Dia mencontohkan bahwa pasar India bisa mematok harga di kisaran harga US\$6 per MMBtu. Bahkan, imbuhnya, China dan Vietnam hanya US\$4 per MMBtu.

Dia pun mengalkulasi, apabila impor LNG secara mandiri pun masih lebih kompetitif ketimbang membeli LNG domestik. "Kalau [harga gas] mahal, otomatis domino efek dan jadi beban untuk hilir. Tidak adanya kepastian ini yang membuat industri manufaktur kita tidak berdaya saing. Kalau begini, bagaimana cara mendorong kontribusi manufaktur naik ke 25% dan pertumbuhan ekonomi tumbuh ke 8%," dia



Producers Utama Gas Nasional

- Dari 3 proyek prioritas pipa transmisi gas nasional, baru 1 yang telah beroperasi.
- Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional 2022-2031 tersebar di 6 region yang terbagi menjadi 6 jenis proyek.

Proyek Prioritas Transmisi Gas Bumi (Per Semester I/2024)

CISEM Tahap I
Ruas: Semarang-Batang
Panjang Pipa: 60 km
Penganggaran: APBN Multi Years Contract
Nilai Investasi: Rp1,04 triliun
Status: Selesai Konstruksi

CISEM Tahap II
Ruas: Batang-Kandang Haur Timur (Indramayu)
Panjang Pipa: 240 km
Penganggaran: APBN Multi Years Contract
Nilai Investasi: Rp3,3 triliun
Periode Proyek: 2024-2025
Status: Tahap Proses Lelang

Dumai-Sei Mangke
Ruas: Dumai-Sei Mangke
Panjang Pipa: 400 km
Status: Studi Kelayakan

01. Aceh & Sumut
• Pipa Transmisi KEK Sei Mangke - Dumai

02. Riau, Kepri, Jambi, Sumsel, Lampung, Banten, Jakarta, Jabar
• Pipa Service Receiver APR 1 Kab. Pelalawan
• Pipa Service MRS EMP Bentu Ltd., Kab. Pelalawan
• Tie In Point West Natuna Transportation System - ORF Pulau Pemping

• Kilang LNG Senggang, Kab. Wajo
• Kilang LNG Berau Train III, Kab. Teluk Bintuni
• Terminal LNG PLTMG Baubau, Kota Baubau
• Terminal LNG MPP Sultra, Kab. Konawe
• Terminal LNG PLTG Gorontalo, Kab. Gorontalo

06. Sulawesi, Maluku, NTT, NTB, Papua
• Terminal LNG PLTMG Bima, Kab. Bima
• Terminal LNG MPP Lombok, Kab. Lombok Barat
• Terminal LNG PLTMG Maumere, Kab. Sikka
• Terminal LNG PLTMG Kupang Peaker, Kab. Kupang
• Fasilitas Lainnya

03. Jateng
• Jumperline ORF Tambak Lorok, Kota Semarang
• CISEM Tahap I, Semarang-Batang
• CISEM Tahap II, Batang-Cirebon
• Tangki LNG Offshore & Regasifikasi Offshore, Cilacap

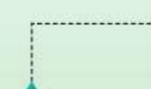
04. Jatim
• Tap Out Pipa PT DPS - PT Sun Power Ceramic, Kab. Mojokerto
• Control Box PT IKD - MS PT Dharma Pratama Sejati, Kab. Sidoarjo
• Pipa PT DPS-PT Dharma Perkasa Gemilang, Kab. Mojokerto
• Tie In Pipa Looping Gresik PKG - MS PT SCE, Kab. Gresik
• Kilang LNG Tuban

05. Kalimantan & Bali
• Pipa Kalimantan-Jawa Tahap II, Kaltim, Kalsel, & Jateng
• Kilang LNG PT Kayan LNG, Kab. Tana Tidung
• Kilang LNG PT Intan Giri Abadi, Kab. Kutai Timur
• Fasilitas Pengisian LNG & Filling Station Area Cargo Dock, Kab. Bontang

Pengembangan Pipa Transmisi Gas & Fasilitas LNG Nasional 2022-2031

Sumber: Kepmen ESDM No. 10.K/MC.01/ MEM.M/2023, Januari 2023

Sumber: Capaian Kinerja Semester I/2024 Kementerian ESDM, September 2024
BISNIS/KEVIN CHRISTIAN



Save & Share