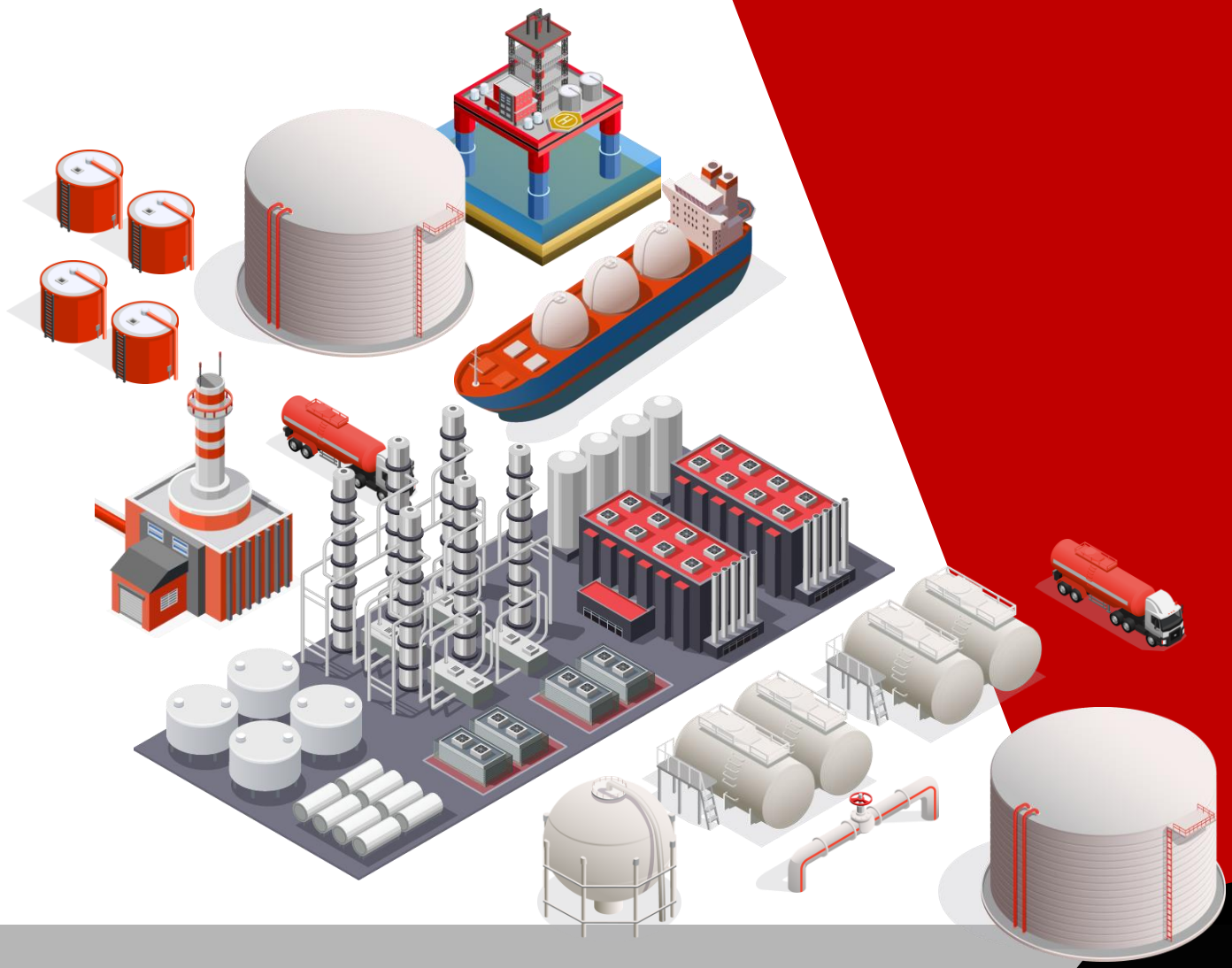
KPK
Komisi Pemberantasan Korupsi

DIREKTORAT
PENELITIAN DAN
PENGEMBANGAN

KAJIAN
TATA KELOLA



Kajian Kerentanan Korupsi

PROGRAM GASIFIKASI PEMBANGKIT LISTRIK PT.PLN (PERSERO)

2022

KAJIAN KERENTANAN KORUPSI PADA PROGRAM GASIFIKASI PEMBANGKIT LISTRIK PT. PLN (PERSERO)

PERNYATAAN

Laporan hasil kajian ini merupakan produk Direktorat Monitoring - Kedeputian Bidang Pencegahan dan Monitoring Komisi Pemberantasan Korupsi (KPK). Sifat distribusi dan pemanfaatan laporan terbatas pada internal KPK dan instansi terkait. Dilarang menggandakan dan mengedarkan laporan ini tanpa izin KPK.

Direktur	Kasatgas

Salinan 01/12

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kami panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas selesainya laporan *Kajian Kerentanan Korupsi pada Program Gasifikasi Pembangkit Listrik PT. PLN (Persero)*. Laporan kajian ini merupakan bentuk pertanggungjawaban atas pelaksanaan tugas monitor KPK di sektor energi tahun 2022.

Kami menyampaikan terima kasih dan penghargaan kepada semua pihak yang telah memberikan dukungan dan kontribusi dalam penyusunan laporan kajian ini. Semoga saran-saran perbaikan yang telah dirumuskan dalam laporan kajian ini bisa ditindaklanjuti dengan baik oleh para *stakeholders* terkait sejalan dengan ikhtiar untuk mewujudkan program-program sektor energi yang transparan, akuntabel, berintegritas dan bebas dari tindak pidana korupsi.

Akhir kata, seiring dengan ucapan permohonan maaf apabila masih terdapat kekurangan di dalamnya, kami berharap semoga laporan kajian ini bermanfaat.

Jakarta, Juni 2022

Direktur Monitoring KPK

Agung Yudha Wibowo

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR ..... **II**

DAFTAR ISI ..... **III**

DAFTAR TABEL ..... **IV**

DAFTAR GAMBAR ..... **V**

BAB I PENDAHULUAN **1**

1.1 LATAR BELAKANG 1
1.2 DASAR HUKUM 6
1.3 TUJUAN 7
1.4 RUANG LINGKUP 7
1.5 METODE KAJIAN 7
1.6 LOKASI DAN JADWAL KAJIAN 7

BAB II GAMBARAN UMUM **8**

2.1 PROGRAM GASIFIKASI PEMBANGKIT LISTRIK 8
2.2 KORUPSI PADA SEKTOR ENERGI 11

BAB III TEMUAN DAN REKOMENDASI **14**

1. Tidak Ada Studi Kelayakan Sebelum Kepmen ESDM Nomor 13/2020 Tentang Penugasan Pelaksanaan Penyediaan Pasokan dan Pembangunan Infrastruktur LNG serta Konversi Pengunaan BBM dengan LNG dalam Penyediaan Tenaga Listrik Ditetapkan oleh Menteri ESDM pada Tanggal 10 Januari 2020. 14
2. Implementasi Kepmen ESDM Nomor 13/2020 Sebagaimana Telah Diganti Menjadi Kepmen ESDM Nomor 2/2022 Tidak Selaras dengan Ketentuan UU Nomor 10 Tahun 2003 *juncto* UU Nomor 11 Tahun 2020 dan PP Nomor 45 Tahun 2005 Terkait Penetapan BUMN Penerima Penugasan Program Gasifikasi Pembangkit Listrik. 34
3. Studi Kelayakan ITS Belum Memperhitungkan Seluruh Diktum Kepmen ESDM Nomor 2/2022. 54
4. Pelaksanaan Pengadaan Infrastruktur LNG Untuk Implementasi Kepmen ESDM Nomor 2/2022 oleh PT. PGN Tbk. Belum Memiliki Dasar yang Akuntabel. 58

BAB IV KESIMPULAN **62**

REFERENSI **64**

DAFTAR TABEL

Tabel 1. Perbandingan Data Jumlah Pembangkit, Kapasitas dan Volume Gas Dalam Kepmen ESDM Nomor 13/2020 dan Kepmen ESDM Nomor 2/2022 4
Tabel 2. Peta Area Rawan Korupsi pada Sektor Energi 13
Tabel 3. Asumsi Parameter Keuangan Untuk Pemodelan Keekonomian Program Gasifkasi 22
Tabel 4. Asumsi Parameter Teknik Untuk Pemodelan Keekonomian Program Gasifikasi 23
Tabel 5. *Unit Cost* Logistik, Transportasi dan Regasifikasi pada Semua Kluster 23
Tabel 6. Opsi Skema Terbaik Jenis Kapal *LNG Carrier* dan Biaya Regasifikasi 25
Tabel 7. CAPEX dan OPEX Pembangunan Infrastruktur LNG Program Gasifikasi 26
Tabel 8. Perbandingan Indikator Volume LNG pada Kepmen ESDM Nomor 13/2020 dengan Surat Direktur Energi Primer PT. PLN (Persero) Nomor 33816/EPI.01.02/B01050200/2020 Tanggal 30 Desember 2020 30
Tabel 9. Estimasi *Capex, Opex* dan Tarif *Midstream* Gasifikasi Pembangkit Listrik 57

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. Proses Gasifikasi Pembangkit Listrik Dengan LNG 10
Gambar 2. Estimasi Besaran Biaya Setiap Tahapan Gasifikasi LNG 11
Gambar 3. Peta Lokasi Tambahan Pasokan Gas Bumi Tahun 2021-2027 17
Gambar 4. Kluster 33 Pembangkit Tenaga Listrik Untuk Implementasi Program Gasifikasi Sesuai Kepmen ESDM Nomor 2/2022 27
Gambar 5. Kronologi Pengembangan Program Gasifikasi Pembangkit Listrik Sejak Ditetapkan Melalui Kepmen ESDM Nomor 13/2020 27
Gambar 6. Studi-Studi Pelaksanaan Kepmen ESDM Nomor 13/2020 oleh *LNG Distribution and Power Plants Project* (LDPP), PT. Rinder Energia, dan ITS 28
Gambar 7. *Work Plan* Pelaksanaan Kepmen ESDM Nomor 13/2020 – Kepmen ESDM Nomor 2/2022 29
Gambar 8. *Timeline* Skenario Pelaksanaan Program Gasifikasi Pembangkit Listrik Tahun 2020-2021 32
Gambar 9. Struktur Organisasi PT. Pertamina (Persero) 37
Gambar 10. Rantai Bisnis PT. NR 39
Gambar 11. Portofolio PT. Pertagas 40
Gambar 12. *Workplan* Implementasi Kepmen ESDM Nomor 2/2022 59

BAB I PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Bahan Bakar Minyak (BBM) masih menjadi sumber energi utama Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) di Indonesia. Data PT. PLN (Persero) per November 2021 menunjukkan PLTD berkontribusi terhadap produksi 3.526 MW (5,5%) listrik atau terbesar ke empat setelah PLTU/MT (31.227 MW atau 48,5%), PLTG/GU/MG (21.582 MW atau 33,5%), dan PLTA/M/MH (5.316 MW atau 8,3%). Dengan demikian Indonesia memiliki ketergantungan tinggi terhadap konsumsi BBM yang mayoritas berasal dari impor untuk pembangkitan tenaga listrik guna memenuhi permintaan listrik yang terus meningkat. Nilai importasi BBM tumbuh sekitar 4,2% per tahun. Pada tahun 2019, Indonesia mengimpor 24,7 juta KL BBM (bensin 19,19 juta KL dan solar 3,9 juta KL), di mana 2,16 juta KL teralokasi untuk PLTD; menyebabkan defisit neraca perdagangan membengkak sebesar USD 3,2 miliar (BPS, 2019; *Ministry of Energi and Mineral Resources/MEMR*, 2019). Kondisi ini tentunya berkontribusi terhadap penambahan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) listrik dan tarif listrik yang dihasilkan lebih mahal sehingga memberatkan masyarakat.

Selain itu, penggunaan BBM pada pembangkit listrik berkontribusi terhadap peningkatan emisi Gas Rumah Kaca (GRK). Padahal Pemerintah Indonesia pada pertemuan *Conference of Party* (COP) ke-21 di Paris tahun 2006 telah berkomitmen untuk menurunkan GRK sebesar 29% dari level *'business as usual'* pada tahun 2030; atau 41% bila ada bantuan dari negara-negara maju. Sektor energi sendiri ditargetkan untuk menurunkan 314 juta ton (29%) GRK dengan upaya sendiri; dan dapat meningkat menjadi 398 juta ton dengan dukungan internasional. Target tersebut akan dicapai di antaranya dari pembangkit energi bersih sebanyak 31,8 juta ton CO2 (Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi 2022, 9).

Dalam rangka menanggulangi permasalahan-permasalahan tersebut; sekaligus menjamin ketahanan energi nasional, perbaikan neraca perdagangan nasional dan percepatan terwujudnya diversifikasi energi, maka Pemerintah mengambil kebijakan percepatan pemanfaatan gas di sektor ketenagalistrikan dengan mengurangi penggunaan BBM jenis *High Speed Diesel* (HSD) terutama di daerah Terdepan, Terpencil dan Tertinggal (3T). Untuk itu, Pemerintah melalui Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 13

K/13/MEM/2020 (selanjutnya disebut Kepmen ESDM Nomor 13/2020) tanggal 10 Januari 2020 memberi penugasan kepada dua BUMN, yaitu:

1. PT. Pertamina (Persero) untuk:
   a. Menyediakan harga dan volume gas hasil regasifikasi *Liquefied Natural Gas* (LNG) sebesar 166,98 BBTUD di 52 *plant gate* berkapasitas 1.697 MW[1] sehingga menghasilkan BPP listrik lebih rendah dibandingkan menggunakan BBM jenis HSD.
   b. Membangun infastruktur penerimaan, penyimpanan, pengangkutan dan/atau regasifikasi LNG dengan menunjuk anak perusahaan atau afiliasinya yang telah berpengalaman.

   PT. Pertamina (Persero) kemudian menunjuk PT. PGN Tbk. sebagai *lead commercial* penyedia pasokan dan infrastruktur LNG di darat, bersinergi dengan PT. Pertamina International Shipping (PIS) sebagai penyedia infrastruktur LNG di laut. Total investasi yang diperlukan untuk melaksanakan kedua penugasan tersebut diperkirakan mencapai USD 1,5-2,5 milyar[2].
2. PT. PLN (Persero) untuk membeli LNG dari PT. Pertamina (Persero) dan menggunakannya dalam kegiatan konversi BBM jenis HSD (Gasifikasi) pada 52 pembangkit tenaga listrik yang dioperasikan.

Penugasan program gasifikasi tersebut ditargetkan selesai dua tahun sejak Kepmen ESDM Nomor 13/2020 ditetapkan. Sebagai tindak lanjut atas penugasan yang diberikan, PT. Pertamina (Persero) dan PT. PLN (Persero) kemudian menandatangani *Head of Agreement* (HoA) penyediaan pasokan dan pembangunan infrastruktur LNG dalam jangka waktu 20 tahun pada tanggal 27 Februari 2020, diikuti dengan penandatanganan HoA antara PT. PGN Tbk. dan PT. PLN (Persero) pada tanggal 5 Oktober 2020 sebagai pedoman operasional.

Program gasifikasi pembangkit listrik ini diharapkan memberi *added value* kepada banyak pihak. *Added value* bagi PT. Pertamina (Persero) berupa *revenue* dari peningkatan serapan gas domestik yang saat ini baru mencapai 60% di tengah beberapa kontrak ekspor yang habis masa berlakunya (IEEFA 2021, 1), investasi pengembangan infrastruktur LNG serta utilisasi

---

[1] *Data 52 pembangkit tenaga listrik beserta kapasitas dan indikatif volume gas yang diperlukan untuk program gasifikasi tercantum dalam lampiran Kepmen ESDM Nomor 13/2020.*

[2] *https://katadata.co.id/ameidyonasution/berita/5f03d0c468448/pgn-cari-mitra-garap-proyek-gasifikasi-52-pembangkit-listrik-rp-21-t (diakses 17 Maret 2022).*

sarana dan prasarana yang dimiliki di Indonesia bagian tengah dan timur. Kebutuhan gas bumi untuk konversi pembangkit listrik diesel mencapai 325 MMSCFD, di mana 1.597 MW dialokasikan untuk pembangkit PT. PLN (Persero) dan 220 MW untuk pembangkit *Independent Power Producer*/IPP[3].

Sementara PT. PLN (Persero) diharapkan mendapat *added value* berupa *revenue* dari penghematan penggunaan BBM, tarif penjualan listrik yang lebih murah dan peningkatan jam nyala. Konversi bahan bakar ini diestimasi mampu menekan konsumsi BBM PT. PLN (Persero) dari sekitar 2,6 juta KL menjadi 1,6 juta KL/tahun. Hal ini berimbas pada penurunan biaya operasional pembangkit listrik HSD dari Rp. 16 triliun menjadi Rp. 12 triliun/tahun. Dengan demikian akan diperoleh penghematan sebesar Rp. 4 triliun/tahun.

Sedangkan bagi pemerintah, *added value* yang diperoleh berupa perbaikan anggaran fiskal karena nilai importasi BBM dan biaya subsidi listrik menurun. Data BPS (2020) menunjukkan nilai subsidi listrik pemerintah pada APBN tahun 2020 mencapai Rp. 54,80 triliun. Sementara pada APBN 2022, kebutuhan subsidi listrik sebesar Rp. 61,70 triliun. Menurut PT. PLN (Persero), penurunan subsidi listrik akan diperoleh dari selisih harga gas untuk pembangkit listrik yang ditetapkan maksimal sebesar USD 6/MMBTU[4] dengan harga tertimbang gas yang berada pada kisaran angka USD 8,39/MMBTU. Berdasarkan asumsi harga tersebut, biaya pemakaian gas pembangkit listrik PT. PLN (Persero) mencapai Rp. 60,98 triliun; sementara kebutuhan subsidi sebesar Rp. 54,79 triliun dan kompensasi senilai Rp. 34,10 triliun. Dengan harga USD 6/MMBTU, maka biaya pemakaian gas turun menjadi Rp. 47,95 triliun. Dampaknya, kebutuhan subsidi listrik pemerintah bisa ditekan ke angka Rp. 51,50 triliun dan kompensasi turun menjadi Rp. 23,79 triliun. Dengan demikian akan ada penghematan biaya pemakaian gas dan kompensasi ke PT. PLN (Persero) masing-masing sebesar Rp. 13,03 triliun dan Rp. 3,29 triliun, serta penurunan subsidi listrik pemerintah sebesar Rp. 3,29 triliun per tahun. Selain itu, melalui program gasifikasi pembangkit listrik diharapkan akan membantu Pemerintah dalam mewujudkan pemerataan akses listrik nasional, pembangunan ekonomi

---

[3] *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) Republik Indonesia Nomor 16 Tahun 2020 tentang Rencana Strategis Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Tahun 2020-2024.*

[4] *Permen ESDM Republik Indonesia Nomor 10 Tahun 2020 tentang Perubahan Atas Permen ESDM Nomor 45 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi Untuk Pembangkit Tenaga Listrik.*

dan industri baru di Indonesia Timur sekaligus penurunan emisi pembangkit listrik sekitar 1.618 ton CO_2/hari karena emisi pembakaran gas bumi termasuk LNG relatif lebih rendah 20 g CO_2e/MJ dibandingkan minyak bumi (METI & McKinsey 2021 dalam Tim Tenaga Ahli Menteri ESDM 2022, 3, 17).

Namun dalam implementasinya, sampai dengan tenggat waktu 10 Januari 2022, program gasifikasi hanya berhasil dilakukan di PLTMG Sorong oleh PT. PLN (Persero) c.q. PT. Indonesia Power bekerja sama dengan BUMD PT. Malamoi Olom Wobok sebagai penyuplai gas. Sementara pengangkutan dan pemasangan pipa gas sepanjang 3,7 km dengan *capex* sebesar USD 2,5 juta dilakukan oleh PT. Perta Daya Gas (PDG) yang merupakan *joint venture* antara PT. Pertamina Gas (Pertagas) dan PT. Indonesia Power[5]. PLTMG Sorong mulai *gas-in* pada tanggal 18 Januari 2021 dan sejak tanggal 20 Januari 2021 beroperasi penuh melalui skema pengaliran pipa dari Lapangan Arar di WK Kepala Burung dengan volume 8 BBTUD oleh operator Petrogas Basin (Ltd.). Hasilnya, BPP listrik PLTMG Sorong turun dari Rp. 1.847/kWh [bahan bakar biosolar (B20/B30] menjadi Rp. 1.368/kWh yang berkontribusi pada penghematan biaya operasional PT. PLN (Persero) sebesar Rp. 346,68 miliar/tahun (Inspektorat Jenderal Kementerian ESDM 2021, 3-4).

Hal tersebut kemudian mendasari diterbitkannya Kepmen ESDM Nomor 2.K/TL.01/MEM.L/ 2022 (selanjutnya disebut Kepmen ESDM Nomor 2/2022) tanggal 7 Januari 2022 yang merubah tenggat waktu penyelesaian menjadi tanggal 7 Januari 2024, jumlah pembangkit tenaga listrik dan volume LNG untuk pelaksanaan program gasifikasi.

Tabel 1. Perbandingan Data Jumlah Pembangkit, Kapasitas dan Volume Gas Dalam Kepmen ESDM Nomor 13/2020 dan Kepmen ESDM Nomor 2/2022

Kluster	Kepmen ESDM Nomor 13/2020			Kepmen ESDM Nomor 2/2022		
	Jumlah Pembangkit	Kapasitas MW	Vol Gas BBTUD	Jumlah Pembangkit	Kapasitas MW	Vol Gas BBTUD
Sumatera	2	190	19,81	1	34	4,4
Kalimantan	4	195	11,1	1	100	2,64
Jawa Madura Bali	1	134	7,9	-	-	-
Sulawesi	3	198	27,67	4	300	14,20
Nusra	8	273	25,91	9	397	27,88
Maluku	13	210	14,72	7	130	12,91
Papua	21	497	41,23	11	237	21,71
TOTAL	**52**	**1.697**	**148,34**	**33**	**1.198**	**83,74**

Sumber: Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi/Ditjen Migas (2022, 24).

[5] http://pertadayagas.co.id/tentang-kami/ *(diakses 23 Mei 2022).*

Selain itu, ada lima ketentuan tambahan dalam Kepmen ESDM Nomor 2/2022 yang tidak diatur sebelumnya:

1. PT. Pertamina (Persero) wajib menyediakan harga gas hasil regasifikasi LNG di *plant gate* dengan referensi harga *Indonesia Crude Price* (ICP) APBN tahun berjalan.
2. Fleksibilitas penyediaan pasokan LNG untuk pembangkit tenaga listrik.
   Tugas ini awalnya hanya melekat pada PT. Pertamina (Persero) dan/atau afiliasinya. Tugas yang sama kemudian diberikan kepada PT. PLN (Persero), dengan catatan alokasi volume LNG yang berasal dari PT. PLN (Persero) dapat dialihkan kepada PT. Pertamina (Persero) dan/atau afiliasinya atas kesepakatan para pihak untuk kemudian ditetapkan oleh Menteri ESDM.
3. Anak perusahaan atau afiliasi PT. Pertamina (Persero) dapat bersinergi dengan anak perusahaan PT. PLN (Persero) yang telah memiliki pengalaman sejenis dalam rangka percepatan penyelesaian pembangunan infrastruktur LNG.
4. PT. PLN (Persero) wajib memanfaatkan infrastruktur yang telah tersedia untuk mengkonversi BBM menjadi LNG pada pembangkit tenaga listrik.
5. Perubahan target penyelesaian, pembangkit tenaga listrik, volume kebutuhan LNG, sumber pasokan gas, dan pola pasokan gas yang disepakati antara PT. Pertamina (Persero) dan PT. PLN (Persero) wajib dilaporkan dan dimintakan persetujuan Menteri ESDM.

Berdasarkan uraian di atas, dapat diketahui bahwa implementasi program gasifikasi 52 pembangkit listrik mengalami hambatan. Jumlah pembangkit listrik dan badan usaha pelaksana tugas tidak sesuai dengan amanah Kepmen ESDM Nomor 13/2020. Hal ini tentunya menimbulkan pertanyaan bagi KPK, apakah kebijakan program gasifikasi sudah diformulasikan secara tepat dan dapat terimplementasi secara efektif, efisien dan ekonomis sesuai dengan tujuan awalnya, yaitu BPP dan tarif listrik yang lebih murah. Pertanyaan ini beralasan karena Indonesia memiliki pengalaman kegagalan dalam sejumlah program energi dengan investasi besar. Salah satunya adalah program *Non Fossil Fuel* (NF2) tahun 2015 yang justru menambah jumlah PLTMG pemakai BBM. Padahal kelistrikan merupakan salah satu sektor strategis yang mempengaruhi hajat hidup orang banyak. Korupsi pada sektor ini dapat menimbulkan efek berganda dan biaya sosial bagi banyak pihak.

Untuk itu, KPK memiliki kepentingan melakukan kajian kerentanan korupsi pada program gasifikasi pembangkit listrik milik PT. PLN (Persero) sekaligus memastikan pelaksanaan

program berjalan akuntabel, transparan, kredibel, efektif dan efisien sehingga menutup potensi korupsi yang merugikan keuangan negara. Terlebih program ini bersifat strategis yang melibatkan banyak pihak dan investasi besar di tengah kebijakan Pemerintah yang mengutamakan konversi PLTD dengan bahan bakar energi baru dan terbarukan serta melambatnya perekonomian Indonesia karena pandemi Covid-19.

1.2 DASAR HUKUM

1. UU Nomor 30 Tahun 2002 *juncto* UU Nomor 19 Tahun 2019 tentang Komisi Pemberantasan Tindak Pidana Korupsi:
   - Pasal 6 huruf c:*" Komisi Pemberantasan Korupsi bertugas melakukan monitor terhadap penyelenggaraan pemerintahan negara".*
   - Pasal 9: *"Dalam melaksanakan tugas monitor sebagaimana dimaksud dalam Pasal 6 huruf c, Komisi Pemberantasan Korupsi berwenang:*
     a. Melakukan pengkajian terhadap sistem pengelolaan administrasi di semua lembaga negara dan pemerintah;
     b. Memberi saran kepada pimpinan lembaga negara dan pemerintah untuk melakukan perubahan jika berdasarkan hasil pengkajian, sistem pengelolaan administrasi tersebut menyebabkan terjadinya tindak pidana korupsi;
     c. Melaporkan kepada Presiden Republik Indonesia, Dewan Perwakilan Rakyat Republik Indonesia, dan Badan Pemeriksa Keuangan, jika saran Komisi Pemberantasan Korupsi mengenai usulan perubahan tersebut tidak dilaksanakan".
2. Peraturan KPK Nomor 4 Tahun 2020 tentang Rencana Strategis KPK Tahun 2020-2024, arah kebijakan dan strategi dalam upaya penguatan monitoring sistem penyelenggaraan pemerintahan negara, antara lain adalah:

   1) menguatkan monitoring terhadap penyelenggaraan pemerintahan negara yang berpotensi terjadinya tindak pidana korupsi, pada sektor (b) yang berdampak signifikan terhadap perekonomian nasional (penerimaan negara, infrastruktur, sumber daya alam, keuangan negara, perbankan) termasuk pemindahan Ibu Kota Negara (IKN); (c) yang berisiko tinggi untuk tindak pidana korupsi, di antaranya adalah pengadaan barang dan jasa, proses politik, dan layanan publik.

1.3 TUJUAN

Kajian Kerentanan Korupsi pada Program Gasifikasi Pembangkit Listrik PT. PLN (Persero) bertujuan untuk:

1. Mengidentifikasi kelemahan-kelemahan program gasifikasi pembangkit listrik PT. PLN (Persero) yang berpotensi menimbulkan tindak pidana korupsi.
2. Memberikan saran perbaikan pada program gasifikasi pembangkit listrik PT. PLN (Persero) untuk mencegah terjadinya tindak pidana korupsi.

1.4 RUANG LINGKUP

Ruang lingkup kajian meliputi aspek regulasi, kelembagaan, dan ketatalaksanaan program gasifikasi pembangkit listrik PT. PLN (Persero).

1.5 METODE KAJIAN

Kajian dilaksanakan menggunakan metode kualitatif, di mana data dan informasi dikumpulkan melalui wawancara dan *focus group discussion* dengan para *stakeholders* terkait serta reviu dokumen (peraturan perundang-undangan, kebijakan, prosedur, pengaduan masyarakat, dan hasil studi pihak ketiga yang diakses melalui media tulis dan *online*). Data dan informasi tersebut kemudian digunakan untuk menganalisis permasalahan-permasalahan dalam program gasifikasi pembangkit listrik yang berpotensi menimbulkan tindak pidana korupsi dan merumuskan rekomendasi untuk memperbaikinya.

1.6 LOKASI DAN JADWAL KAJIAN

Kajian Kerentanan Korupsi pada Program Gasifikasi Pembangkit Listrik PT. PLN (Persero) bertempat di Jakarta. Waktu pelaksanaan kajian adalah Februari sampai dengan Mei 2022.

BAB II GAMBARAN UMUM

2.1 PROGRAM GASIFIKASI PEMBANGKIT LISTRIK

Pemerintah berusaha menurunkan ketergantungan yang tinggi terhadap minyak bumi seiring dengan penurunan produksi nasional sejak tahun 2003. Dalam rangka ini, pada tahun 2011 Pemerintah mengumumkan rencana konversi pembangkit listrik dari BBM ke gas menggunakan rantai distribusi LNG skala kecil. Adapun lokus rencana tersebut adalah daerah yang belum memiliki infrastruktur gas, yaitu kluster I Papua dan Papua Barat (630 MW, 138 MMSCFD), kluster II Maluku-Maluku Utara-Sulawesi Utara-Sulawesi Tengah (875 MW, 230 MMSCFD), kluster III NTT-NTB-Sulawesi Selatan (1.750 MW, 283 MMSCFD), dan kluster IV Natuna-Kalimantan Barat (495 MW, 49 MMSCFD). Pemerintah meminta PT. Pertamina (Persero) dan PT. PLN (Persero) melakukan sejumlah studi dan terlibat secara langsung dalam implementasi proposal tersebut[6]. Selama satu dekade, rencana ini tidak mengalami perkembangan berarti.

Pada tahun 2020, Pemerintah mencanangkan lagi program konversi energi. Hal ini didorong fakta bahwa produksi minyak bumi Indonesia hanya sekitar 700 ribu BOPD, tidak sebanding dengan konsumsinya yang mencapai 1,5 juta BOPD. Pemerintah kembali memilih gas alam sebagai salah satu sumber konversi dan transisi energi untuk mengurangi ketergantungan dan impor BBM (Tim Tenaga Ahli Menteri ESDM 2022, 2). Pemilihan ini didasarkan pada fakta bahwa pada tahun 2020 cadangan gas bumi mencapai 62,4 triliun kaki kubik (43,6 triliun kaki kubik *proven*) yang tersebar di Kepulauan Natuna, Sumatera Tengah dan Selatan, Kalimantan Timur, Masela-Maluku dan Tangguh di Papua Barat. Beberapa lapangan gas baru juga telah ditemukan di Sakakemang-Sumatera Selatan, Bronang-Natuna, Wolai-Sulawesi Tengah dan Lovin-Pulau Seram. Angka tersebut jauh lebih besar dibandingkan cadangan minyak bumi nasional sebanyak 4,17 miliar barel (2,44 miliar barel *proven*)[7]. Oleh karenanya dalam kebijakan bauran energi 2025, Pemerintah mentargetkan peningkatan peran gas bumi

---

[6] *Lihat https://migas.esdm.go.id/post/read/pemerintah-bangun-virtual-pipeline-di-4-cluster dan https://investor.id/archive/pertamina-pln-bangun-8-terminal-lng-skala-kecil (diakses 30 Mei 2022).*

[7] *Lihat https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/menteri-esdm-cadangan-minyak-indonesia-tersedia-untuk-95-tahun-dan-cadangan-gas-199-tahun dan RUPTL PT. PLN (Persero) Tahun 2021-2030 (diakses 11 April 2022).*

menjadi 22%. Pada tahun 2020, produksi gas mencapai 2.634 MMSCFD, namun volume penjualan dan bauran energi-nya masing-masing baru sebesar 736 BBTU dan 19,16%[8]. Salah satu kebijakan yang diambil untuk mencapai target tersebut adalah program gasifikasi pembangkit listrik berbahan baku solar.

Program gasifikasi dilakukan dengan mentransportasikan gas bumi ke lokasi pembangkit listrik melalui jaringan pipa gas. Namun demikian, mayoritas pembangkit listrik berbahan baku solar di Indonesia tidak serta merta bisa dialiri gas secara langsung karena ketiadaan jaringan pipa gas dan infrastruktur pendukung. Untuk itu, gas harus diubah dalam bentuk LNG agar lebih mudah ditransportasikan dan tetap ekonomis menjangkau lokasi-lokasi pembangkit listrik yang jauh dari sumber gas.

Menurut Kumar dkk. (2011, 4264-4273) dan Lim dkk. (2014, 1973-1985), LNG adalah fase cair dari gas bumi yang mayoritas disusun oleh metana yang dikonversi melalui *liquefaction* pada suhu minus 256°F atau minus 160°C dengan tekanan 1 atmosfir sehingga volumenya berkurang menjadi seperenam ratus kali. Dengan pengurangan volume yang sangat besar ini, LNG dapat disimpan dalam tempat terisolasi bersuhu dan bertekanan rendah sehingga mudah ditransportasikan. Berdasarkan dokumen Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) tahun 2021-2030, LNG memiliki kepadatan energi yang besar dan cukup layak secara ekonomi diangkut ke area tersebar. Namun demikian, pemanfaatan LNG membutuhkan infrastruktur untuk mengubah gas bumi menjadi bentuk cair, mentransportasi, menyimpan dan meregasifikasi sebelum dapat dimanfaatkan oleh pembangkit listrik. Dampak rantai pasok yang relatif panjang ini menjadikan harga gas dari LNG di pembangkit listrik lebih tinggi dibandingkan harga gas pipa. Hal ini tentunya berpengaruh terhadap nilai keekonomian program gasifikasi pembangkit listrik.

Secara umum, skema proses gasifikasi pembangkit listrik dengan LNG dapat digambarkan sebagai berikut.

---

[8] *Lihat https://ebtke.esdm.go.id/post/2021/04/09/2838/forum.kehumasan.dewan.energi.nasional.menuju.bauran.energi.nasional.tahun.2025 dan https://www.pertamina.com///Media/File/Pertamina%20Annual%20Report%202020.pdf (diakses 11 April 2022).*

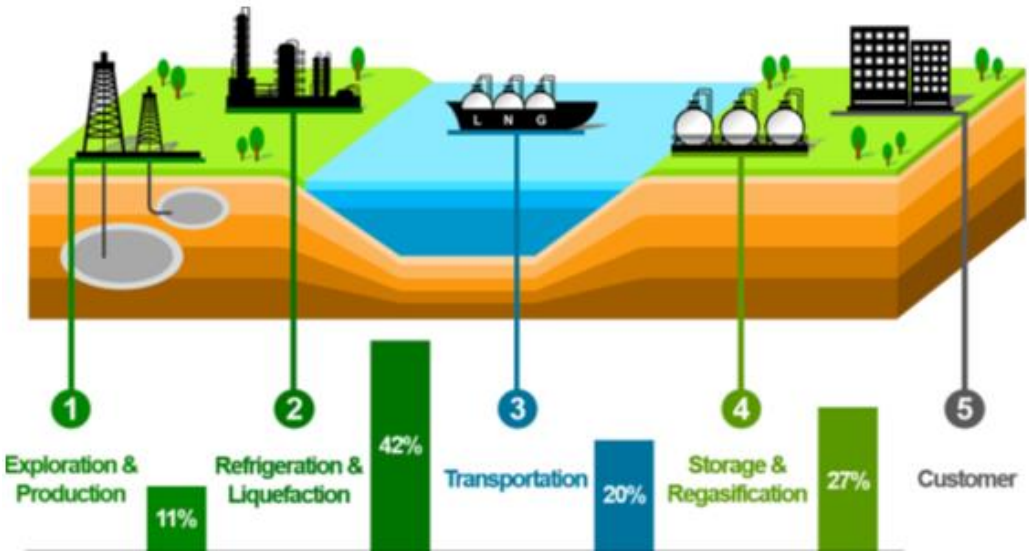
Gambar 1. Proses Gasifikasi Pembangkit Listrik Dengan LNG

Sumber: Kementerian ESDM, PT. PGN Tbk., PT. PLN (Persero), dan Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya/ ITS (2022, diolah).

Menurut Lee, Park dan Moon (2018, 5805-5807), proses gasifikasi dengan LNG tersebut membutuhkan biaya pada setiap tahapan dengan proporsi sebagaimana tercantum dalam gambar 2. Lebih lanjut, Lee, Park dan Moon menyatakan bahwa program gasifikasi pembangkit listrik dengan LNG juga menghadapi sejumlah tantangan yang bisa mempengaruhi nilai keekonomian, yaitu desain rantai pasok LNG dan *liquefaction* yang optimum, manajemen rantai pasok LNG, *boil-off gas* yang minimal, pendinginan LNG pada tahap regasifikasi, *Floating Liquefied Natural Gas* (FLNG) lepas pantai, dan keamanan atas risiko tumpahan atau kebocoran LNG. Tahap *liquefaction* membutuhkan biaya paling besar karena harus dilaksanakan di bawah kondisi *cyrogenic* (Kirillov 2004, 401-406). Oleh karena itu, agar proses *liquefaction* berjalan maksimal di tengah kondisi biaya yang tinggi, para ahli menyarankan dilakukannya optimasi energi dengan tiga opsi, yaitu metode deterministik, metode stokastik (termasuk algoritma genetika), dan optimasi biaya.

Selain itu, tipe sistem, jumlah dan kapasitas tanki yang dipilih juga memiliki pengaruh besar terhadap total biaya yang harus dialokasikan. Sementara keberadaan infrastruktur pendukung eksisting akan berkontribusi menurunkan biaya investasi yang diperlukan untuk mengimplementasikan program gasifikasi pembangkit listrik.

Gambar 2. Estimasi Besaran Biaya Setiap Tahapan Gasifikasi LNG



Sumber: Lee, Park dan Moon (2018, 5806).

2.2 KORUPSI PADA SEKTOR ENERGI

Energi merupakan salah satu sektor yang sangat rentan dengan korupsi. Beberapa literatur menemukan bahwa banyak kebijakan pada sektor ini dirumuskan atas pengaruh kepentingan *stakeholders* tertentu. Rimšaitė (2019, 260-266) dalam studinya menyatakan bahwa sektor energi rentan terhadap korupsi tingkat tinggi karena tiga alasan yang berkaitan. Pertama, sektor ini padat modal sehingga hanya bisa dimasuki oleh *stakeholders* tertentu yang bisa mengontrol dan berkonsolidasi dengan regulator untuk mengkondisikan kebijakan yang menguntungkan mereka. Kedua, sektor ini memberikan medium koordinasi dengan intensitas tinggi antara aktor publik dan swasta sehingga menimbulkan celah korupsi baik dari sisi penawaran dan permintaan. Para aktor ini seringkali mencari keuntungan politik, ekonomi dan sosial dengan melobi pemerintah dan menciptakan pasar-pasar bisnis baru yang digerakkan oleh paradigma terkini sektor energi, misal konversi energi dan perubahan iklim. Ketiga, nilai pengadaan pada sektor ini besar sehingga rentan terjadi persekongkolan lelang, penetapan harga, pembagian pasar atau pertukaran informasi yang sensitif.

Sejalan dengan Rimšaitė, hasil studi Sovacool dan Gregory (2019, 344-354; 2019, 145-153) mengenai tata kelola energi di negara-negara Sub-Sahara Afrika menunjukkan adanya berbagai bentuk korupsi di sektor energi; yaitu pencarian rente oleh sektor swasta atau pejabat publik dari nilai investasi yang ditanamkan; penyalahgunaan kewenangan oleh

pejabat publik dengan imbalan keuangan seperti suap; patrimonialisme untuk mendukung sistem patronase politik tertentu; dan skenario realokasi kepemilikan oleh aktor yang kuat terutama pada fase perencanaan dan konstruksi. Korupsi tersebut terjadi pada setiap tahapan rantai pasok, mulai dari pembuatan kebijakan-regulasi dan standar, perencanaan, pembuatan prototipe dan uji coba, perizinan, konstruksi sampai dengan operasional. Secara ringkas, risiko korupsi pada sektor energi dapat dipetakan dalam tabel 2.

Tabel 2. Peta Area Rawan Korupsi pada Sektor Energi

Area	Seleksi Opsi	Perencanaan Proyek	Kontrak	Konstruksi	Operasional dan Pemeliharaan	Penonaktifan
Pembuatan regulasi dan kebijakan	Pengaruh politik yang tidak semestinya dalam menentukan lokus dan tipe instalasi.	Pengaruh politik yang tidak semestinya dalam spesifikasi teknis, penentuan biaya dan pemilihan teknologi.	Pengaruh politik yang tidak semestinya dalam seleksi kontraktor.	Pengaruh politik yang tidak semestinya dalam siklus konstruksi.	Pengaruh politik yang tidak semestinya dalam operasional dan pemeliharaan.	Pengaruh politik yang tidak semestinya dalam seleksi opsi, kontrak, dll.
Perencanaan	Proses tidak transparan, membatasi opsi, minim pelibatan publik.	Pengukuran dampak lingkungan yang lemah dan tidak transparan.	Pre-kualifikasi dan prosedur lelang tidak transparan, dokumen lelang yang membingungkan, informasi lelang tidak dibagikan kepada peserta lain.	Menyembunyikan standar kerja yang rendah, menyetujui variasi kontrak tanpa jaminan, menunda, mengajukan klaim palsu, menyuap guna menghindari keterlambatan pembayaran-pengaturan ulang-kompensasi.	Pelanggaran komitmen, penurunan pendanaan mitigasi lingkungan.	Proses dan prosedur seleksi tidak transparan, membatasi opsi, minim pelibatan publik.
Seleksi lokasi dan jenis operasi	Memilih proyek yang tidak perlu di lokasi yang salah.	Desain dilebihkan atau dikurangi.	Kolusi dan pemberian *fee.*	Penundaan, peningkatan biaya, pelanggaran pada lingkungan konstruksi.	Korupsi pada pengadaan operasional dan pemeliharaan, *fraud* asuransi dan jaminan pelaksanaan.	Penundaan, peningkatan biaya, pencemaran lingkungan.
Dampak kepada masyarakat	Dampak negatif ke lingkungan.	Pemborosan sumber daya.	Pemborosan sumber daya dan penunjukan kontraktor dengan kualitas buruk.	Peningkatan biaya, penundaan proyek, penurunan kualitas layanan dan kehandalan.	Pemborosan sumber daya, peningkatan biaya berlebihan, fungsi tidak layak dan peningkatan potensi kecelakaan.	Peningkatan biaya, penundaan implementasi, penurunan kualitas dan kehandalan, dampak negatif ke lingkungan.

Sumber: Lu et.al. (2019).

BAB III TEMUAN DAN REKOMENDASI

Berdasarkan analisis terhadap data-data dan informasi yang diperoleh, Tim Direktorat Monitoring KPK mengidentifikasi empat temuan yang menghambat implementasi program gasifikasi pembangkit listrik dan apabila tidak diperbaiki berpotensi menjadi celah terjadinya tindak pidana korupsi. Berikut adalah hasil analisis dan rekomendasi dari setiap temuan yang telah diidentifikasi.

1. **Tidak Ada Studi Kelayakan Sebelum Kepmen ESDM Nomor 13/2020 Tentang Penugasan Pelaksanaan Penyediaan Pasokan dan Pembangunan Infrastruktur LNG serta Konversi Pengunaan BBM dengan LNG dalam Penyediaan Tenaga Listrik Ditetapkan oleh Menteri ESDM pada Tanggal 10 Januari 2020.**

   <u>Analisis:</u>

   Sesuai dengan Pasal 10 ayat (1-2) UU Nomor 30 Tahun 2014 tentang Administrasi Pemerintahan, badan dan/atau pejabat pemerintahan dalam menggunakan wewenangnya untuk mengambil keputusan dan/atau tindakan harus mengacu pada Asas-Asas Umum Pemerintahan yang Baik (AUPB) dan berdasarkan ketentuan peraturan perundang-undangan. AUPB meliputi kepastian hukum, kemanfaatan, ketidakberpihakan, kecermatan, tidak menyalahgunakan kewenangan, keterbukaan, kepentingan umum dan pelayanan yang baik. Asas kecermatan bermakna bahwa *"suatu keputusan dan/atau tindakan harus didasarkan pada informasi dan dokumen yang lengkap untuk mendukung legalitas penetapan dan/atau pelaksanaan keputusan dan/atau tindakan sehingga keputusan dan/atau tindakan yang bersangkutan dipersiapkan dengan cermat sebelum ditetapkan dan/atau dilakukan".*

   Sejalan dengan itu, Pasal 66 ayat (3) UU Nomor 19 Tahun 2003 tentang BUMN *juncto* UU Nomor 11 Tahun 2020 tentang Cipta Kerja dan Pasal 65 ayat (2) Peraturan Pemerintah (PP) Nomor 45 Tahun 2005 tentang Pendirian, Pengurusan, Pengawasan dan Pembubaran BUMN menyatakan bahwa rencana penugasan khusus kepada BUMN dikaji bersama antara BUMN yang bersangkutan dengan Pemerintah Pusat. Lebih lanjut, Permen ESDM Nomor 16 Tahun 2020 juga menyebutkan bahwa perencanaan dilakukan untuk mengidentifikasi isu dan urgensi kebutuhan penyusunan suatu kebijakan yang akan diambil sebelum diformulasikan. Perencanaan kebijakan ini terdiri dari dua hal:

a. *Agenda setting*; dilakukan untuk mengetahui kualitas isu kebijakan sebelum diformulasikan berdasarkan hasil identifikasi permasalahan dari isu pokok kebijakan, hasil kajian terhadap isu-isu aktual, proses konsultasi publik terhadap isu dan metode *assessment* yang dilakukan terhadap setiap masukan.
b. Formulasi kebijakan; yaitu proses penyusunan kebijakan sebelum diimplementasikan, meliputi kejelasan tujuan dan orientasi jangka panjang (*forward looking*), mempertimbangkan berbagai persepektif (*outward looking*) dan disusun atas dasar evaluasi kebijakan terdahulu serta memiliki instrumen evaluasi yang terintegrasi dengan kebijakan itu sendiri (*learns lessons*), mempertimbangkan sejumlah alternatif lain dan memperhitungkan risiko dari setiap alternatif, di dukung oleh basis data dan informasi yang valid dan dapat diandalkan (*evidence-based*) serta tidak bertentangan dengan hukum dan peraturan perundang-undangan.

Berdasarkan ketentuan-ketentuan di atas, jelas bahwa kebijakan yang baik harus didukung perencanaan yang tepat dengan memperhatikan berbagai aspek, kelembagaan yang kuat, dan komunikasi yang baik di lingkup internal dan eksternal. Hal ini tentunya berlaku juga pada program gasifikasi 52 pembangkit listrik yang diampu oleh Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan (Ditjen Gatrik) dan Ditjen Migas Kementerian ESDM. Aspek keteknisan dan keekonomian menjadi faktor krusial yang harus dipertimbangkan secara komprehensif sebelum program gasifikasi tersebut ditetapkan dengan Kepmen ESDM Nomor 13/2020. Terlebih program gasifikasi ini dilakukan pada daerah 3T dengan faktor geografis dan infrastruktur pendukung yang heterogen.

Mengacu pada Kepmen ESDM Nomor 13/2020, mayoritas pembangkit listrik yang dipilih dalam program gasifikasi berada pada lokasi terpencil, tersebar dan jauh dari sumber cadangan gas bumi, bahkan dipisahkan oleh kepulauan dan lautan. Dengan kondisi geografis seperti itu, gas bumi tidak dapat dialirkan secara langsung melalui jaringan pipa ke pembangkit listrik. Hal ini tentunya menjadi tantangan bagi Pemerintah untuk menyediakan gas bumi dengan moda *beyond pipeline* dari berbagai alternatif sumber cadangan gas yang ada di Indonesia melalui perancangan rute dan skema manajemen logistik yang tepat dan aman namun tetap ekonomis agar program gasifikasi pembangkit listrik di daerah 3T terimplementasi secara handal dan berkesinambungan tanpa membebani keuangan negara dan tujuan BPP listrik yang lebih murah tercapai.

Berdasarkan literatur, alternatif yang paling memungkinkan untuk mengatasi masalah tersebut adalah dengan mengkonversi gas alam menjadi LNG melalui proses *liquefaction* pada titik produksi kemudian menyimpannya dalam skala kecil pada tanker terisolasi bersuhu dan bertekanan rendah, dan selanjutnya ditransportasikan dengan kapal LNG *carrier* yang sifatnya *mobile* ke pembangkit listrik untuk proses regasifikasi. Namun demikian, setiap tahapan proses dalam program gasifikasi 52 pembangkit listrik dengan LNG skala kecil ini menghadapi sejumlah tantangan teknis dan ekonomi, yaitu:

a. Jaminan dan fleksibilitas pasokan LNG.

   Pasokan LNG Indonesia saat ini berasal dari Kilang Bontang dan Kilang Tangguh serta secara *spot* dari Kilang Donggi Senoro. Dalam beberapa tahun ke depan sumber pasokan LNG tersebut akan habis, padahal program gasifikasi pembangkit listrik membutuhkan jaminan pasokan LNG dalam jangka panjang agar *sustainable.* Permasalahan ini tentunya harus diantisipasi dengan perencanaan alternatif yang mempertimbangkan sumber-sumber pasokan LNG baru yang ditemukan di berbagai wilayah Indonesia dan menghitung nilai keekonomiannya secara komprehensif.

   Terlebih, SKK Migas pada tanggal 30 September 2020 menyatakan ada empat proyek hulu migas Proyek Strategis Nasional (PSN) yang sudah *onstream* (Lapangan Buntal-5, Bukit Tua *Phase* 3, Grati *Pressure Low* dan Randugunting) dan/atau akan dioperasikan beberapa tahun ke depan (*Indonesia Deepwater Development*/IDD Gendalo dan Gehem, Jambaran Tiung Biru, Tangguh Train-3, dan Abadi). Data tersebut diperkuat dengan Permen ESDM Nomor 16 Tahun 2020 yang menginformasikan tambahan pasokan gas bumi tahun 2021-2027 dari sembilan lokasi sebagai berikut.

Gambar 3. Peta Lokasi Tambahan Pasokan Gas Bumi Tahun 2021-2027

b. Volume gas yang dibutuhkan.

Berdasarkan Kepmen ESDM Nomor 13/2020, 27 pembangkit listrik (52%) program gasifikasi berkapasitas kecil (≤ 20 MW) dan 22 pembangkit listrik (42,3%) membutuhkan pasokan gas kurang dari 2 BBTUD. Pembangkit yang lebih besar dengan kapasitas 40, 50 dan 165 MW juga hanya membutuhkan gas sebesar 2, 6 dan 14 BBTUD. Dengan total kebutuhan gas hanya 167 BBTUD namun investasi yang diperlukan mencapai USD 1,5-2,5 milyar, Pemerintah tentunya harus merencanakan pola logistik, desain infrastruktur LNG, kepastian akses transportasi LNG dan komersialisasi paling optimal secara cermat agar program gasifikasi pada setiap lokus pembangkit listrik memenuhi nilai keekonomian dan tidak membebani keuangan negara.

c. Kapal LNG *carrier*.

Kebutuhan akan moda transportasi kapal LNG *carrier* tentunya harus dirancang secara khusus dengan mempertimbangkan nilai ekonomis, *proven* atau *non proven* teknologi, keamanan, keselamatan, kemudahan pengoperasian dan perawatan sesuai standar operasional dari *International Maritime Organization* (IMO) dan *Society Tanker and Terminal Operators* (SIGTTO). Salah satu faktor penentu konstruksi *LNG carrier* adalah bahan bakar yang akan digunakan karena menjadi komponen biaya terbesar untuk pelayaran, yaitu 40%. Mayoritas *LNG carrier* menggunakan BBM yang harga pasar internasionalnya volatil (non subsidi) sehingga dinilai tidak ekonomis untuk program gasifikasi. Untuk itu diperlukan

penggunaan kapal dengan *dual-fuel* agar biaya angkut menjadi lebih murah. Namun, tidak semua kapal serta merta dapat dikonversikan menjadi *dual-fuel* karena akan ada penambahan berat kapal (*opportunity loss*), *engine maker* belum tentu bersedia menyetujui modifikasi (garansi/asuransi menjadi *void*), dan tidak banyak perusahaan *engineering* memiliki pengalaman dalam mofidikasi mesin kapal menjadi *dual-fuel* (Tim Tenaga Ahli Menteri ESDM 2022, 5).

Selain itu, konstruksi kapal *LNG carrier* juga harus memperhatikan kepastian akses dan dinamika kondisi pelayaran berupa kedalaman dasar laut dan ketinggian ombak di berbagai daerah lokus pembangkit listrik yang sangat bervariasi. Kondisi ini berpengaruh terhadap desain modifikasi mesin kapal, kapasitas maksimum dan kemampuan moda transportasi yang digunakan merapat ke pelabuhan terdekat dengan pembangkit listrik yang tentunya perlu uji kelayakan teknis dan keselamatan. Menurut PT. PIS[9], untuk mencapai dasar laut 10 m diperlukan *LNG carrier* berkapasitas 10.000 m^3, sedangkan dasar laut 6 m membutuhkan *LNG carrier* dengan kapasitas 3.000 m^3. Produksi kapal LNG *carrier* tersebut harus dilakukan di galangan kapal luar negeri dan membutuhkan waktu minimal dua tahun sampai bisa dibawa ke Indonesia. Di tambah, biaya pembangunan per unit kapasitas dari kapal LNG *carrier* terkecil mencapai tiga kali lipat dibandingkan biaya untuk moda transportasi sejenis ukuran besar. Hal ini menyebabkan rantai pasok LNG skala kecil berpotensi memakan biaya 30-50% harga gas, lebih mahal dibandingkan biaya rantai pasok LNG konvensional yang berkisar antara 10-20% dari total harga gas (Adhiguna 2021,2). Faktor-faktor tersebut penting untuk diperhatikan karena akan mempengaruhi waktu pelaksanaan dan biaya yang harus dialokasikan oleh pelaksana tugas.

d. Infrastruktur pendukung.

Mayoritas pembangkit listrik program gasifikasi tidak bisa langsung dialiri LNG karena infrastruktur pendukung belum ada. Oleh karena itu harus dilakukan pembangunan fasilitas yang memadai, yaitu *jetty*, unit pembongkaran (*unloading*), terminal LNG atau *Compressed Natural Gas* (CNG), unit regasifikasi, pipa transmisi dan *Metering Regulating System* (MRS) untuk menerima LNG dari kapal tanker,

[9] *Berdasarkan pernyataan Direktur Utama PT. PGN Tbk. pada tanggal 22 Februari 2022 di KPK.*

menyimpan dan meregasifikasi LNG serta mengalirkan gas bumi yang dihasilkan ke pembangkit listrik. Berdasarkan Permen ESDM Nomor 16 Tahun 2020, Indonesia baru memiliki tiga fasilitas *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU) yang berlokasi di Arun – Aceh, Lampung dan Tanjung Benoa – Bali yang memasok gas ke pembangkit listrik eksisting di Pulau Sumatera, Jawa dan Bali.

Selain kendala jumlah yang masih terbatas dan waktu konstruksi yang bisa mencapai 36 bulan karena menyangkut aspek kehandalan dan keamanan, pembangunan fasilitas LNG tersebut tentunya akan menambah biaya investasi. Sebagai gambaran dari para *stakeholders*, biaya pembangungan untuk terminal LNG *single containment* dengan kapasitas 130.000 m^3 mencapai USD 27 juta. Sementara biaya penguapan dengan kapasitas 1 Bcf/hari antara USD 15 juta (dengan teknologi *Submerged Combustion Vaporisers*/SCV) sampai dengan USD 40 juta (dengan metode *Open Rack Vaporisers*/ORV). Pengembangan *jetty* juga dapat menambah biaya secara signifikan apabila lokasi membutuhkan pemecah ombak dan *dredging* yang ekstensif agar bisa menerima *LNG carrier* skala kecil berukuran tertentu.

Informasi-informasi tersebut jelas menunjukkan bahwa program gasifikasi 52 pembangkit listrik memerlukan biaya investasi yang besar. Pemerintah tentunya harus memikirkan skema pengembangan teknologi dan infrastruktur LNG yang kompetitif namun tetap ekonomis sehingga menarik minat investor.

Berdasarkan penjelasan di atas, terlihat bahwa tantangan-tantangan teknis pada program gasifikasi pembangkit listrik berkelindan dengan tantangan ekonomi berupa efisiensi biaya karena kebutuhan anggaran investasi yang besar. PT. Pertamina (Persero) sendiri memperkirakan total investasi yang diperlukan untuk pembangunan infastruktur guna memasok 167 BBTUD gas ke 52 pembangkit listrik mencapai USD 1,5-2,5 miliar. Angka tersebut dinilai memenuhi aspek keekonomian dengan mempertimbangkan lokasi pembangkit listrik, asal LNG, *sustainability* produksi sumber LNG, kapasitas pembangkit listrik, volume yang dibutuhkan pembangkit listrik, ada tidaknya infrastruktur pendukung (*jetty, storage*, unit regasifikasi), model transportasi, ukuran moda transportasi, lama perjalanan ke setiap lokus pembangkit listrik, kapasitas *storage* dan unit regasifikasi, keberadaan dan posisi hub terdekat agar perhitungan

menjadi optimum di mana harga gas yang dialirkan ke pembangkit listrik sama dengan harga HSD.

Besarnya biaya modal dan operasional yang dibutuhkan dalam program gasifikasi pembangkit listrik tentunya akan mempengaruhi BPP dan harga listrik yang dijual ke masyarakat. Menurut PT. PLN (Persero) (2022b, 6, 12), hasil perhitungan tahun 2020 menunjukkan perbandingan harga BPP listrik dari BBM, gas dan batubara berturut-turut sebesar USD 12,24/MMBTU; 7,35 USD/MMBTU; dan 2,97 USD/MMBTU. Tarif listrik yang dihasilkan dari bahan bakar gas sebesar Rp. 908/kWh, memang lebih murah dibandingkan tarif listrik dari BBM yang mencapai Rp. 1.468/kWh. Namun tarif tersebut masih 2,2 kali lipat lebih mahal dibandingkan tarif listrik dari batubara yang hanya Rp. 409/kWh. Sementara pada tahun 2021, BPP listrik berturut-turut adalah 17,54 USD/MMBTU; 6,70 USD/MMBTU; 3,17 USD/MMBTU dengan tarif listrik yang dihasilkan Rp. 2.130/kWh; Rp. 828/kWh (1,8 kali lipat dibandingkan batubara); dan Rp. 461/kWh. Data ini menimbulkan pertanyaan apakah ke-52 pembangkit listrik yang ditetapkan memang semua layak dilakukan gasifikasi mengingat aspek teknis dan ekonomi yang menantang. Di tambah harga gas dinilai belum kompetitif dibandingkan harga batubara.

Hal tersebut menjadi tantangan untuk menarik investor, terlebih program dicanangkan di tengah masa pandemi Covid-19, di mana terjadi pelambatan ekonomi pada semua sektor investasi termasuk energi. Untuk mengatasi tantangan ini, Pemerintah tentunya harus melakukan perhitungan kelayakan ekonomi menggunakan analisis makro dan mikro. Analisis mikro digunakan untuk menentukan tingkat keuntungan suatu program yang diukur dengan *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate Return* (IRR) dan *Pay Back Period* (PBP). NPV positif menunjukkan program memberikan keuntungan dan sebaliknya. Program juga layak diimplementasikan apabila nilai IRR lebih besar atau sama dengan nilai *Minimum Attractive Rate of Return*/MARR (biaya modal, risiko dan margin keuntungan). Sedangkan untuk PBP, semakin cepat modal kembali maka *attractiveness* program akan semakin baik. Pilihan investasi akan menguntungkan apabila nilai PBP lebih besar dari satu. Sementara analisis makro penting dilakukan untuk mengetahui *benefit cost ratio.*

Dengan kondisi geografis yang sangat beragam, kompleksitas teknologi yang digunakan, biaya investasi yang besar, risiko program yang belum terukur dan waktu pelaksanaan

yang terbatas dua tahun, Pemerintah tentunya harus menyiapkan perencanaan desain teknis (infrastruktur dan manajemen pasokan gas) dan operasional yang jelas, handal dan aman namun tetap ekonomis; struktur harga gas yang kompetitif; dan mitigasi risiko yang memadai melalui studi kelayakan yang komprehensif sebelum kebijakan program gasifikasi pembangkit listrik ditetapkan dalam Kepmen ESDM Nomor 13/2020. Hal ini penting dilakukan untuk menilai kelayakan operasional, efisiensi dan *sustainability* program sebagai entitas bisnis jangka panjang. Pemodelan program gasifikasi beserta mitigasi risiko yang tepat guna akan menentukan nilai keekonomian dan efisiensi operasional yang optimum serta pencapaian tujuan harga BPP listrik lebih murah dibandingkan dengan menggunakan HSD pada setiap pembangkit listrik yang ditetapkan.

Namun dalam implementasinya, pada Rencana Strategis (Renstra) Kementerian ESDM Tahun 2020-2024 tidak ditemukan adanya informasi mengenai kegiatan *pilot plant/prototype/demo plant* atau rancangan/rancang bangun/formula dan studi pendahuluan program gasifikasi pembangkit listrik oleh Ditjen Migas dan Ditjen Gatrik selama periode pelaksanaan Renstra Kementerian ESDM Tahun 2014-2019. Padahal kegiatan tersebut dilakukan pada program lain seperti pengembangan jaringan gas bumi untuk rumah tangga melalui skema Kerjasama Pemerintah Badan Usaha (KPBU).

Reviu lebih lanjut terhadap Renstra Kementerian ESDM Tahun 2020-2024 yang disahkan pada tanggal 18 September 2020 dan RUPTL PT. PLN (Persero) Tahun 2021-2030 yang disahkan melalui Kepmen ESDM Nomor 188.K/HK.02/MEM.L/2021 tanggal 28 September 2021, KPK menemukan bahwa konsep mengenai program gasifikasi pembangkit listrik diwacanakan setelah Kepmen ESDM Nomor 13/2020 ditetapkan. Hal ini terlihat dari *statement* pada kedua dokumen bahwa *'perlu dilakukan kajian penggunaan teknologi yang memungkinkan untuk pengembangan pembangkit listrik dengan BBM di daerah isolated dan di pulau-pulau kecil dengan bahan bakar yang lebih efisien seperti LNG dan biomasa. Teknologi yang potensial untuk penggantian tersebut antara lain PLTMG dual-fuel serta pembangkit energi terbarukan yang hybrid dengan PLTD maupun alternatif penggunaan bahan bakar biofuel untuk PLTD. Sementara untuk PLTG/GU/MG/MGU di sistem kecil menggunakan konsep pembangkit platform (bukan barge) dengan moda transportasi gas milk and run guna diversifikasi energi dan*

ketenagalistrikan. Hal ini untuk menghindari risiko kesulitan dalam pembebasan lahan dan menghilangkan biaya infrastruktur gas dari laut ke darat termasuk jetty'.

Studi kelayakan program gasifikasi pembangkit listrik yang ditetapkan dengan Kepmen ESDM Nomor 13/2020 justru baru dilakukan pada tahun 2021. Itupun hanya dilakukan pada 32 dari 52 pembangkit listrik yang dikelompokkan dalam lima kluster. Hal ini dibuktikan dengan Surat Dirjen Migas Nomor: T-11163/MG.03/DJM/2021 tanggal 6 Desember 2021, informasi dari berbagai *stakeholders* terkait dan reviu terhadap dokumen-dokumen yang diberikan kepada KPK. Adapun pelaksana studi kelayakan tersebut adalah:

a. PT. Rinder Energi, atas penugasan Kementerian ESDM dan PT. PGN Tbk.

   Perusahaan ini bergerak di bidang usaha jasa non konstruksi bidang penelitian dan pengembangan, utamanya dalam hal studi kelayakan pembukaan dan pengembangan lapangan produksi minyak/gas bumi serta pendirian instalasi pemurnian minyak bumi[10]. PT. Rinder Energia ditugaskan untuk menentukan model keekonomian dan kelayakan bisnis program gasifikasi pembangkit listrik. Basis data studi kelayakan PT. Rinder Energia berasal dari *literatur, vendor quotation, EPC company estimation*, dan *expert judgement* yang dikelompokkan ke dalam dua parameter sebagai berikut.

Tabel 3. Asumsi Parameter Keuangan Untuk Pemodelan Keekonomian Program Gasifkasi

No.	Deskripsi	Unit	Nilai
1.	Jangka waktu proyek	Tahun	20
2.	Pinjaman/Rasio Ekuitas	-	70/30
3.	IRR	%	11
4.	NPV	-	Positif
5.	Rate Diskon NPV	%	9,43
6.	Suku Bunga	%	5
7.	Pajak Perusahaan	%	20
8.	Masa Pinjaman	Tahun	10
9.	Pembangunan Kapal dan Durasi EPC (Untuk IDC)	Tahun	2
10.	Target Biaya Logistik (ESDM)	USD/MMBTU	<5

[10] *Detil mengenai portofolio PT. Rinder Energia dapat dilihat pada http://203.189.89.7/apdn/uploads/Lampiran%20SKUP%20PT.%20Rinder%20Energia%202018%20upload.pdf (diakses 26 Maret 2022).*

Tabel 4. Asumsi Parameter Teknik Untuk Pemodelan Keekonomian Program Gasifikasi

No.	Item	Unit	Nilai
1.	*Capex Storage Tank*	USD/m³ LNG	1,850
2.	*Capex Regas*		
	Ambient Air Vaporizer (AAV)	USD juta/MMSCFD	0,26
	LNG Pump	USD juta/HP	0,015
3.	*LNG Line*	USD juta/Inch-Km	0,15
	Gas Pipeline	USD juta/Inch-Km	0,05
4.	*Capex Marine*		
	Trestle	USD juta/0,5 km	3
	Platform for regasification system	USD juta/1.000 m²	0.9
	Platform for pressurized storage tank	USD juta/1.000 m²	1,6
	Mooring/Berthing System	USD juta	1,6
	Mob-demob special crane	USD juta/Lokasi	3
	Dock modification at LNG Hub	USD juta/Lokasi	0,6
5.	*Opex Regasification*	% Capex/Tahun	4

Data-data tersebut digunakan untuk menghitung biaya perlengkapan program gasifikasi, meliputi biaya estimasi fasilitas laut, fasilitas penyimpanan LNG, regasifikasi, fasilitas pengiriman gas dan biaya pendukung lainnya. Hasil studi kelayakan disajikan dalam ***Alignment Report Consultancy Services for LNG Infrastructure Project Implementation for PLTMG PLN Phase I Kepmen 13*** dan dipaparkan kepada *stakeholders* terkait pada 26 November 2021. (PT. Rinder Energia 2021, 2-52).

Hasil studi kelayakan PT. Rinder Energia disajikan dalam tabel 5. Hasil ini dinilai mahal dan tidak memenuhi aspek keekonomian sehingga diputuskan tidak dipakai oleh Kementerian ESDM dan PT. PGN Tbk.

Tabel 5. *Unit Cost* Logistik, Transportasi dan Regasifikasi pada Semua Kluster

Kluster	Biaya (USD/MMBTU)	*Milk Run*		*All SSS*	*Mix SSS-MR*	
		Onshore	*On Platform*		*Onshore*	*On Platform*
Papua Utara	Logistik	4,6	5,7	10,0	6,5	6,8
	Transportasi	1,9	1,9	8,4	4,6	4,6
	Regasifikasi	2,7	3,8	1,6	1,8	2,2
Papua Selatan	Logistik	6,3	N/A	16,2	N/A	N/A
	Transportasi	2,9	N/A	13,7	N/A	N/A
	Regasifikasi	3,4	N/A	2,5	N/A	N/A
Nusa Tenggara	Logistik	4,6	6,1	10,5	6,2	7,2
	Transportasi	1,6	1,6	8,9	3,9	3,9
	Regasifikasi	3,0	4,5	1,6	2,3	3,3
Sulawesi Maluku	Logistik	4,6	5,7	11,3	6,3	6,8
	Transportasi	1,7	1,7	9,6	4,5	4,5
	Regasifikasi	2,9	4,0	1,7	1,8	2,3

Kluster	Biaya (USD/MMBTU)	*Milk Run*		*All SSS*	*Mix SSS-MR*	
		Onshore	*On Platform*		*Onshore*	*On Platform*
Kalimantan Barat	Logistik	9,6	N/A	12,9	N/A	N/A
	Transportasi	6,4	N/A	10,6	N/A	N/A
	Regasifikasi	3,2	N/A	2,2	N/A	N/A

Sumber: PT. Rinder Energia (2021, 10).

b. Direktorat Kerjasama dan Pengelolaan Usaha (DKPU) ITS Surabaya, atas penugasan PT. PIS.

ITS mendapat penugasan untuk merencanakan transportasi laut (armada kapal pengangkut dan pelabuhan/terminal) dalam menunjang gasifikasi pembangkit listrik sesuai Kepmen ESDM Nomor 13/2020 pada triwulan 3-4 tahun 2021. Perencanaan ini meliputi pemodelan, metodologi pengiriman LNG, perhitungan variasi rute dan analisis sensivitasnya berdasarkan aspek teknis (kondisi perairan, infrastruktur yang ada, sumber suplai LNG, kebutuhan volume gas untuk PLTMG, dan unit regasifikasi), *safety*, *operational realibility* dan *cost effectiveness* sehingga diperoleh total biaya angkut (pelayaran dan pelabuhan) paling minimum pada masing-masing kluster pembangkit listrik.

Input perencanaan yang digunakan ITS adalah data permintaan gas pada setiap kluster yang ditetapkan dalam Kepmen ESDM Nomor 13/2020 dan asumsi-asumsi dasar dari hasil diskusi dengan PT. PGN Tbk., PT. PIS, PT. Rinder Energia dan Kementerian ESDM. Data-data tersebut kemudian diolah dalam dua tahap. Pertama untuk merencanakan strategi distribusi LNG berupa desain konseptual transportasi dan alat angkut laut yang memuat biaya angkutan LNG, komposisi armada kapal (jumlah dan kapasitas angkut), perkiraan jadwal operasional kapal dan kompatibilitas kapal dengan lingkungan operasional. Kegiatan yang dilakukan meliputi analisis kebutuhan armada/*fleet sizing* (berdasarkan kriteria keekonomian transportasi laut/*Require Freight Rare*/RFR, operasional kapal dan keselamatan pelayaran), kapal (alternatif kapasitas, spesifikasi, serta *capex* dan *opex*), pelabuhan (jumlah dan lokasi PLTMG, jumlah dan lokasi suplai LNG, kedalaman perairan, *loading/unloading rate*), dan data laut (jarak antar pelabuhan, ketinggian gelombang signifikan, dan konfigurasi *rate*). Kedua untuk merencanakan implementasi distribusi LNG berupa *preliminary design* alat angkut yang sesuai dengan *ICG code and classification* dan peraturan yang berlaku, *preliminary design*

terminal/pelabuhan/dermaga/*storage*/tangki timbun dan unit regasifikasi yang sesuai *ICG code* and *terminal safety approval*, serta perhitungan *capex* sesuai evaluasi galangan dalam negeri. Hasil pengolahan data selanjutnya dioptimasi menggunakan metode algoritma genetika untuk mendapatkan *unit cost* kompetitif dan spesifikasi kapal yang memenuhi standar keamanan di perairan Indonesia timur dengan nilai keekonomian IRR 11% bagi investor.

Hasil kajian menggambarkan sensitivitas variabel yang dapat berbeda pada masing-masing kluster di mana untuk sensitivitas *demand* dilakukan dengan melihat *maximum demand* sehingga model melakukan penyesuaian rute terbaik, ukuran kapal dan penurunan harga *unit cost*. Analisis sensivitas dilakukan pada opsi 'terbaik' dengan memvariasikan variabel yang paling sensitif terhadap perubahan harga, antara lain harga kapal, gaji *crew*, harga BBM, regasifikasi, dan *jetty* (ITS 2021, 2-54). Kajian perencanaan ini final pada Desember 2021 dengan hasil sebagai berikut.

Tabel 6. Opsi Skema Terbaik Jenis Kapal *LNG Carrier* dan Biaya Regasifikasi pada Pembangkit Listrik di Enam Kluster[11]

KLUSTER	*LNG SOURCE*	JENIS KAPAL DAN BIAYA REGASIFIKASI		
		MR[12] (USD/MMBTU)	*MIXED*[13] (USD/MMBTU)	SSS[14] (USD/MMBTU)
Papua Utara	Tangguh	**5,89**	7,61	12,20
Papua Selatan	Tangguh	**9,11**	10,41	18,90
Nusa Tenggara	Bontang	**5,90**	6,28	11,04
Sulawesi	Senoro	**3,72**	7,37	9,82
	Bontang	**3,88**	-	-
Maluku	Tangguh	**6,94**	11,23	14,17
	Senoro	**6,75**	10,62	-
Kalimantan Barat	Bontang	**11,90**	-	15,81

Sumber: ITS (2021, 28-29, 52).

[11] *BMPP Sulselbar Kolaka dan PLTG Maleo Gorontalo sudah memiliki infastruktur LNG sehingga dikecualikan dari perhitungan.*
[12] *Skema MR (Milk Run): membutuhkan storage pada setiap PLTMG, kapal berfungsi sebagai transporter, kapal berlayar multi-port dari PLTMG satu ke PLTMG lain, jenis kapal LNG carrier.*
[13] *Skema Mixed SSS dan MR: rute 100% SSS dan 100% MR.*
[14] *Skema SSS (Shuttle Storage Ship): tidak membutuhkan storage, kapal berfungsi sebagai transporter dan storage, setiap PLTMG minimal dilayani oleh dua kapal, jenis kapal LNG tipe LCT.*

Adapun hasil perhitungan *capex* dan *opex* yang diperlukan untuk membangun infrastruktur LNG pada enam kluster disajikan pada tabel 7.

Tabel 7. CAPEX dan OPEX Pembangunan Infrastruktur LNG Program Gasifikasi pada Enam Kluster

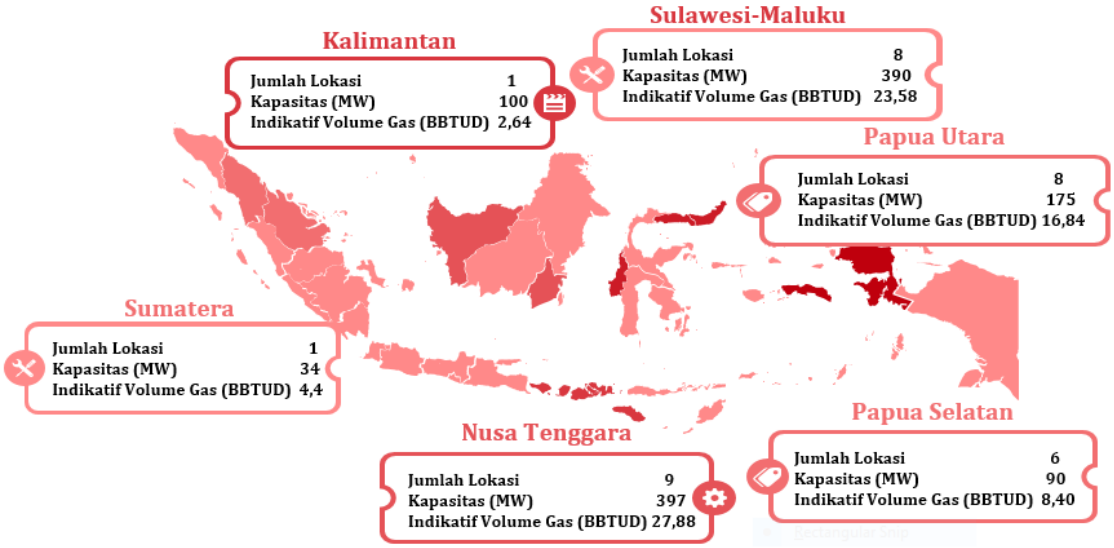
Kluster	*LNG Source*	Ukuran Kapal	*CAPEX (Million USD)*		*OPEX (Million USD/Year)*	
		M^3	Kapal	Regasifikasi	Kapal	Regasifikasi
Papua Utara	Tangguh	10.000	44,00	134,23	8,26	5,37
Papua Selatan	Tangguh	6.000	38,00	91,09	7,96	3,64
Nusa Tenggara	Bontang	10.000 4.000	77,00	214,23	14,64	8,57
Sulawesi	Senoro	8.000	40,00	40,10	7,54	1,60
	Bontang	8.500	42,00	40,16	8,13	1,61
Maluku	Tangguh	4.000	33,00	76,74	6,80	3,07
	Senoro	3.500	28,00	76,58	6,83	3,06
Kalimantan Barat	Bontang	2.000	20,00	22,65	5,17	0,91
TOTAL			**254,00**	**579,10**	**50,96**	**23,17**

Sumber: ITS (2021, 53).

Hasil perhitungan ITS menunjukkan bahwa *unit cost* terendah untuk menghasilkan harga regasifikasi LNG paling optimum di pembangkit listrik pada enam kluster menggunakan skema 100% MR dengan *LNG Source* dari Tangguh, Bontang dan Donggi Senoro. Dengan harga regasifikasi tersebut, BPP listrik akan lebih rendah dibandingkan menggunakan BBM jenis HSD. Mengacu pada hasil perhitungan, ITS menyarankan prioritas kluster yang dapat diimplementasikan adalah Papua Utara, Nusa Tenggara dan Sulawesi karena harga regasifikasi mendekati angka yang diharapkan oleh PT. PGN Tbk, yaitu sebesar USD 5/MMBTU.

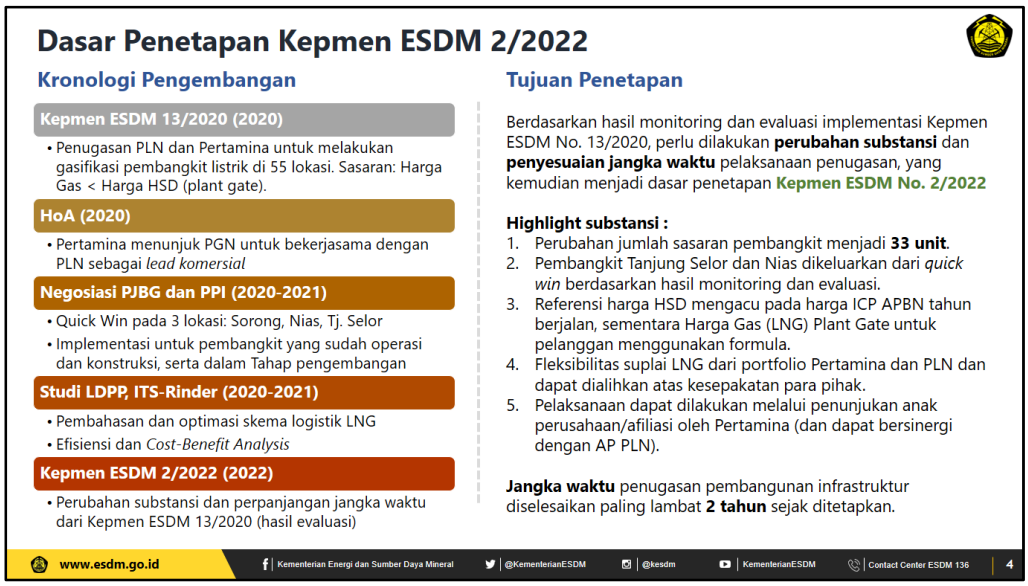
Hasil perhitungan ITS ini kemudian ditetapkan sebagai acuan pelaksanaan program gasifikasi pada 32 pembangkit listrik sebagaimana tercantum dalam Surat Dirjen Migas Nomor: T-11163/MG.03/DJM/2021 tanggal 6 Desember 2021 kepada Dirjen Gatrik dengan tembusan Menteri ESDM dan Direktur Utama PT. PLN (Persero**)**. Ke-32 pembangkit listrik ini di tambah dengan PLTMG Nias kemudian ditetapkan menjadi lokus program gasifikasi terbaru sebagaimana tercantum dalam Kepmen ESDM Nomor 2/2022 dengan target penyelesaian pada awal tahun 2024.

Gambar 4. Kluster 33 Pembangkit Tenaga Listrik Untuk Implementasi Program Gasifikasi Sesuai Kepmen ESDM Nomor 2/2022

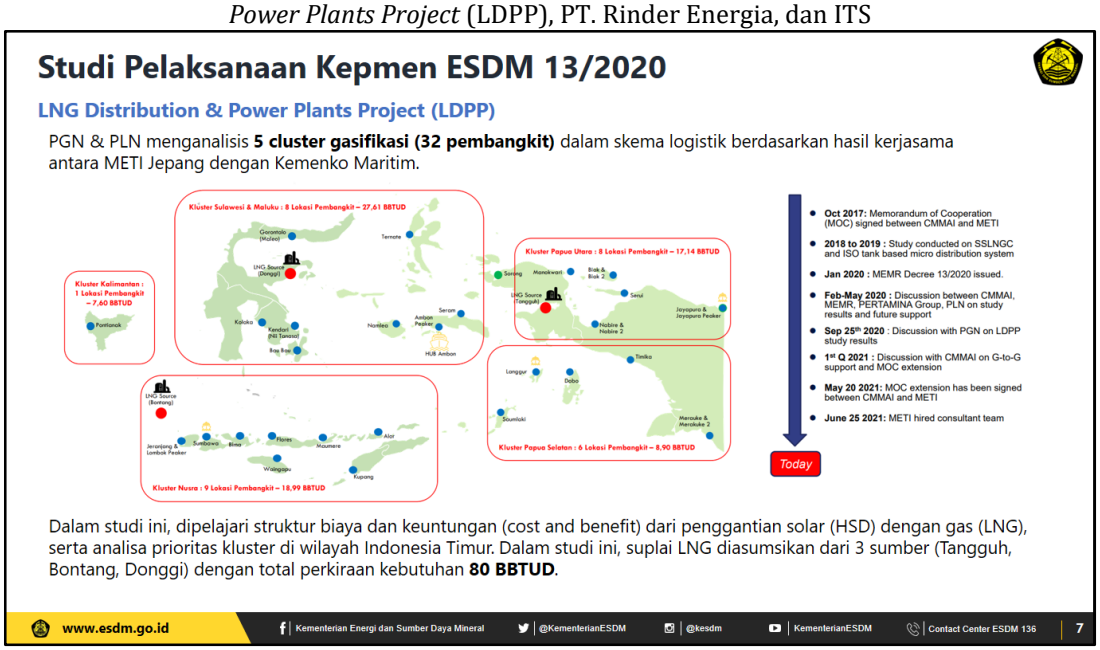


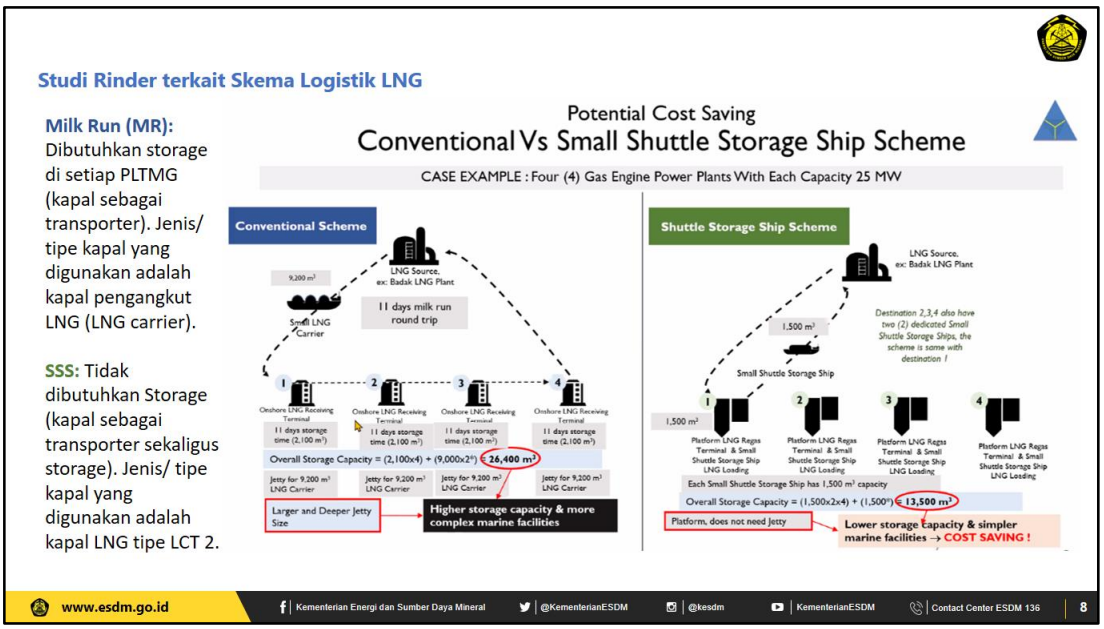
Hasil analisis KPK ini diperkuat dengan informasi dari Tim Tenaga Ahli Menteri ESDM (2022, 4) yang memaparkan dasar penetapan Kepmen ESDM Nomor 2/2022 dan studi-studi mengenai pelaksanaan Kepmen ESDM Nomor 13/2020 sebagaimana dirangkum dalam gambar-gambar berikut.

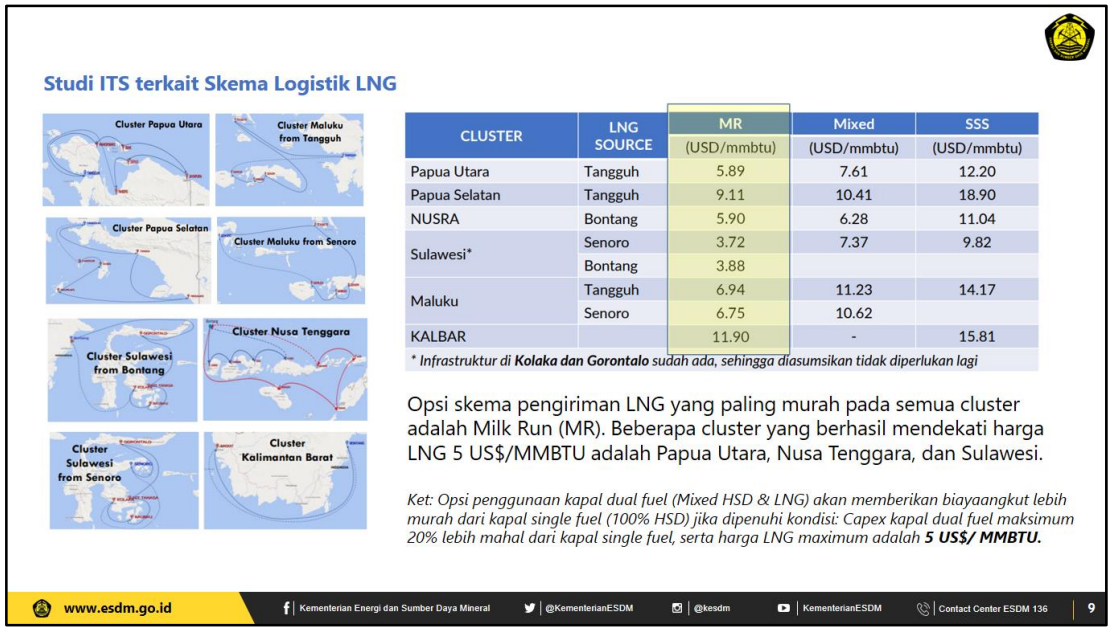
Gambar 5. Kronologi Pengembangan Program Gasifikasi Pembangkit Listrik Sejak Ditetapkan Melalui Kepmen ESDM Nomor 13/2020



Gambar 6. Studi-Studi Pelaksanaan Kepmen ESDM Nomor 13/2020 oleh *LNG Distribution and Power Plants Project* (LDPP), PT. Rinder Energia, dan ITS







Studi ITS terkait Skema Logistik LNG

CLUSTER	LNG SOURCE	MR (USD/mmbtu)	Mixed (USD/mmbtu)	SSS (USD/mmbtu)
Papua Utara	Tangguh	5.89	7.61	12.20
Papua Selatan	Tangguh	9.11	10.41	18.90
NUSRA	Bontang	5.90	6.28	11.04
Sulawesi*	Senoro	3.72	7.37	9.82
	Bontang	3.88		
Maluku	Tangguh	6.94	11.23	14.17
	Senoro	6.75	10.62	
KALBAR		11.90	-	15.81

** Infrastruktur di **Kolaka dan Gorontalo** sudah ada, sehingga diasumsikan tidak diperlukan lagi*

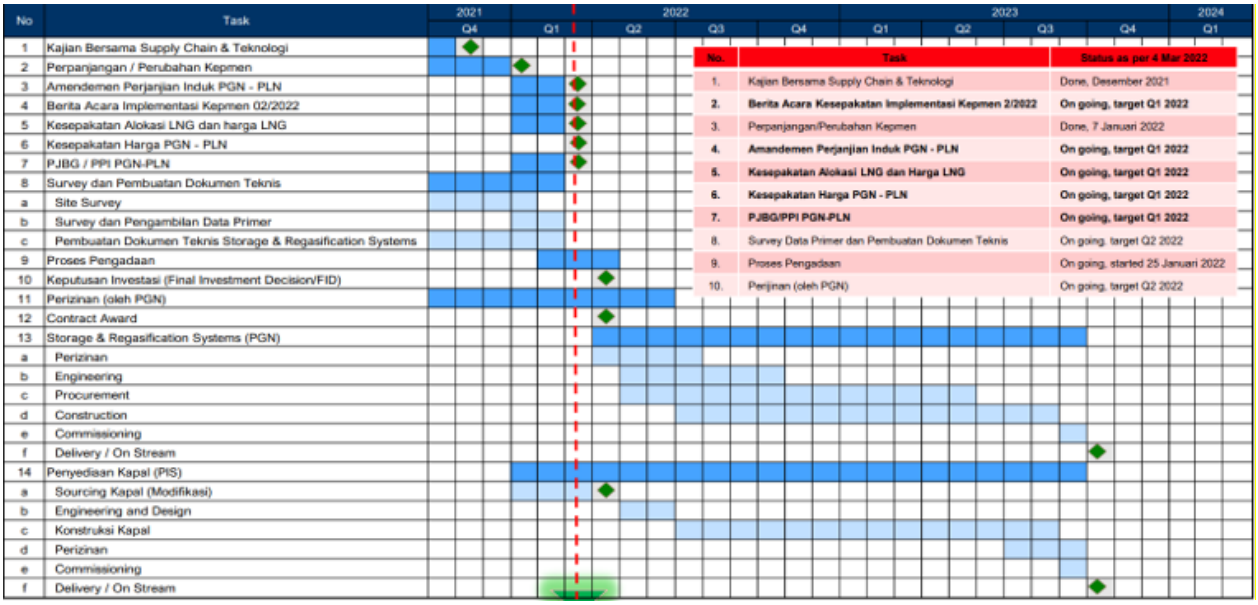
Opsi skema pengiriman LNG yang paling murah pada semua cluster adalah Milk Run (MR). Beberapa cluster yang berhasil mendekati harga LNG 5 US$/MMBTU adalah Papua Utara, Nusa Tenggara, dan Sulawesi.

*Ket: Opsi penggunaan kapal dual fuel (Mixed HSD & LNG) akan memberikan biayaangkut lebih murah dari kapal single fuel (100% HSD) jika dipenuhi kondisi: Capex kapal dual fuel maksimum 20% lebih mahal dari kapal single fuel, serta harga LNG maximum adalah **5 US$/ MMBTU.***

www.esdm.go.id | Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral | @KementerianESDM | @kesdm | KementerianESDM | Contact Center ESDM 136 | 9

Work plan pelaksanaan Kepmen ESDM Nomor 13/2020 sampai dengan perpanjangan melalui Kepmen ESDM Nomor 2/2022 juga menunjukkan kajian *supply chain* dan teknologi baru dilakukan pada triwulan IV 2021.

Gambar 7. *Work Plan* Pelaksanaan Kepmen ESDM Nomor 13/2020 – Kepmen ESDM Nomor 2/2022



Sumber: PT. Pertamina (Persero) (April 2022) dalam Tim Tenaga Ahli Menteri ESDM (2022, 16).

Selain ketiadaan studi kelayakan, kebijakan program gasifikasi pembangkit listrik juga tidak didukung dengan data yang komprehensif sebelum ditetapkan. Data-data

pendukung justru tersedia setelah Kepmen ESDM Nomor 13/2020 terbit. Hal ini terlihat dari bukti-bukti pendukung sebagai berikut:

a. Surat Kepala Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi kepada Sekretaris Jenderal Kementerian ESDM Nomor SRT-0212/ SKKMA00000/2020/S2 tanggal 4 April 2020 mengenai rekomendasi perhitungan terhadap volume pasokan dan harga gas untuk penyediaan tenaga listrik oleh PT. PLN (Persero).

b. Surat Direktur Energi Primer PT. PLN (Persero) Nomor 33816/EPI.01.02/ B01050200/2020 tanggal 30 Desember 2020 mengenai kebutuhan LNG untuk setiap kluster 32 pembangkit listrik yang ternyata angkanya berbeda dengan yang sudah ditetapkan dalam Kepmen ESDM Nomor 13/2020, yaitu:

Tabel 8. Perbandingan Indikator Volume LNG pada Kepmen ESDM Nomor 13/2020 dengan Surat Direktur Energi Primer PT. PLN (Persero) Nomor 33816/EPI.01.02/B01050200/2020 Tanggal 30 Desember 2020

Kluster	PLTMG	Indikatif Kebutuhan Volume LNG (BBTUD)		
		Kepmen ESDM Nomor 13/2020	Surat Direktur Energi Primer PT. PLN (Persero)	Selisih LNG (BBTUD)
NUSRA (9 lokasi)	Sumbawa	6,13	4,20	1.93
	Bima	6,13	3,78	2,35
	Maumere	2,90	1,54	1,36
	Alor	1,30	1,35	-0,05
	Kupang	2,90	1,67	1,23
	Waingapu	1,30	0,82	0,48
	Flores	-	0,77	-
	Lombok	-	2,12	-
	Jeranjang	3,60	2,74	0,86
PAPUA UTARA (8 lokasi)	Jayapura dan Jayapura Peaker	12,30	9,51	2,79
	Serui	0,95	1,08	-0,13
	Manokwari	5,83	2,40	3,43
	Nabire dan Nabire 2	2,34	1,76	0,58
	Biak dan Biak 2	2,27	2,39	-0,12
PAPUA SELATAN (6 lokasi)	Langgur	1,78	2,24	-0,46
	Merauke dan Merauke 2	3,15	3,66	-0,51
	Dobo	0,73	0,98	-0,25
	Saumlaki	0,64	0,93	-0,29
	Timika	0,95	1,09	-0,14
SULAWESI (8 lokasi)	Ternate	2,75	3,79	-1.04
	Bau-Bau	2,67	2,60	0,07
	Nii Tanasa	7,48	3,14	4,34

Kluster	PLTMG	Indikatif Kebutuhan Volume LNG (BBTUD)		
		Kepmen ESDM Nomor 13/2020	Surat Direktur Energi Primer PT. PLN (Persero)	Selisih LNG (BBTUD)
	Gorontalo	17,52	5,80	11,72
	Kolaka	-	7,55	-
	Ambon	2,28	2,65	1,63
	Namlea	0,85	0,98	-0,13
	Seram	1.01	1,10	-0,09
KALBAR (1 lokasi)	Jungkat	6,00	7,60	-1,60
TOTAL		**95,76**	**80,24**	**15,52**

Padahal data dari PT. PLN (Persero) sangat penting untuk menentukan keberhasilan pelaksanaan program karena menjadi basis untuk penentuan lokasi, *demand*, *CF,* dan lain-lain.

c. Surat Dirjen Gatrik Nomor 1.Lap/TL.04/DJL.3/2021 tanggal 12 Agustus 2021 mengenai *update* informasi kebutuhan volume gas maksimum (94,75 BBTUD) dan *capacity factor* (maksimum, rata-rata dan minimum) pembangkit listrik gasifikasi tahap I dan II (1.164 MW).

Akibat:

1. Program gasifikasi 52 pembangkit listrik jalan di tempat karena mengalami beberapa kali perubahan skenario pelaksanaan yang mayoritas tidak terealisasi sebagaimana terlihat dalam *timeline* berikut.

Gambar 8. *Timeline* Skenario Pelaksanaan Program Gasifikasi Pembangkit Listrik Tahun 2020-2021

2. Program gasifikasi pembangkit listrik pada akhirnya mengalami keterlambatan selama dua tahun bahkan harus diperpanjang sampai dengan tahun 2024 melalui Kepmen ESDM Nomor 2/2022.

3. Pada masa perpanjangan ini, terbit Surat Dirjen Migas Nomor B-2266/MG.03/DJM/2022 tanggal 18 Maret 2022 kepada Dirjen Gatrik dan Dirut PT. Pertamina (Persero) yang meminta dilakukannya revisi Kepmen ESDM Nomor 2/2022 karena ada pengeluaran PLTMG Nias di Gunung Sitoli Sumatera Utara (kapasitas 34,4 MW; kebutuhan gas 4,40 BBTUD; target *gas-in* Juni 2022) dari program gasifikasi. Padahal PT. PGN Tbk. (2022b, 10) menginformasikan sudah melakukan proses pengadaan berupa pembukaan sampul 1 dan 2 serta negosiasi dengan *bidder* dan telah diperoleh calon *provider* pada minggu ke-4 November 2021. Namun demikian penunjukan pemenang memang masih menunggu kontrak dengan PT. PLN (Persero).

   Pengeluaran PLTMG Nias tersebut dilakukan berdasarkan:

   a. Arahan Menteri ESDM pada Rapat Koordinasi Tindak Lanjut Program Konversi Diesel ke LNG untuk Pembangkit Listrik PLN dalam Implementasi Kepmen ESDM Nomor 13/2020 tanggal 4 Agustus 2021, bahwa untuk *quick win* pembangkit Tanjung Selor dan Nias perlu dibahas intensif antara PT. PLN (Persero) dan PT. Pertamina (Persero).
   b. Arahan Wakil Menteri BUMN I agar program gasifikasi pembangkit listrik lebih fokus pada wilayah 3T.

   Berdasarkan informasi dari Tenaga Ahli Menteri ESDM (2022, 14), pengeluaran juga dilakukan karena hasil perhitungan PT. PLN (Persero) menunjukkan adanya potensi inefisiensi serta rendahnya *reliability* pasokan akibat risiko dan hambatan dalam penyaluran sehingga biaya distribusi LNG melalui jalur darat dan laut untuk program gasifikasi pada pembangkit ini mahal dan berpotensi menambah BPP listrik eksisting.

<u>Rekomendasi:</u>

Menteri ESDM:

1. Dalam menetapkan program harus melalui *evidence based policy making* yang mengutamakan aspek keteknisan dibandingkan aspek managerial dan preferensi.
2. Menyusun pedoman teknis sebagai dasar acuan implementasi program gasifikasi pembangkit listrik dengan mencakup kriteria sebagai berikut.
   a. Pelaksana penugasan:
      i. Merupakan BUMN-BUMN hasil *assessment* bersama dengan

Menteri BUMN.

ii. Tidak boleh bertindak sebagai *broker* dan harus melakukan sendiri proyek investasi yang ditugaskan.

iii. Meminta dan mendokumentasikan persetujuan Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS) sebagai dasar pelaksanaan program.

b. Berbagai opsi kompensasi yang akan diterima oleh para BUMN penerima penugasan agar tetap memperoleh *margin* yang diharapkan berdasarkan perhitungan bisnis atau komersial sepanjang dalam tingkat kewajaran.

c. Pelaksanaan:

i. Didasarkan pada hasil perhitungan ulang *unit cost* yang paling efektif, efisien dan memenuhi nilai keekonomian paling optimum serta rekomendasi kluster paling *feasible* dari ITS.

ii. Dilakukan secara bertahap menyesuaikan evaluasi atas kebutuhan dan kondisi geografis setempat.

iii. Diberikan perpanjangan waktu pelaksanaan.

iv. Diintegrasikan dengan kebijakan penggunaan energi alternatif lain untuk konversi pembangkit listrik disesuaikan potensi daerah setempat sebagaimana telah dicantumkan dalam Kepmen ESDM Nomor 143 K/20/MEM/2019 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional Tahun 2019 Sampai Dengan Tahun 2038.

v. Diintegrasikan dengan kebijakan pemanfaatan infrastruktur gas untuk mengakomodir kebutuhan gas di luar kelistrikan agar nilai keekonomian program lebih optimal.

2. Implementasi Kepmen ESDM Nomor 13/2020 Sebagaimana Telah Diganti Menjadi Kepmen ESDM Nomor 2/2022 Tidak Selaras dengan Ketentuan UU Nomor 10 Tahun 2003 *juncto* UU Nomor 11 Tahun 2020 dan PP Nomor 45 Tahun 2005 Terkait Penetapan BUMN Penerima Penugasan Program Gasifikasi Pembangkit Listrik.

<u>Analisis:</u>

Pemerintah Pusat dapat memberikan penugasan khusus kepada BUMN, yang sejatinya didirikan dengan maksud dan tujuan mengejar keuntungan, untuk menyelenggarakan fungsi kemanfaatan umum melalui penyediaaan barang

dan/atau jasa kebutuhan masyarakat yang belum dapat dilakukan oleh swasta atau koperasi karena secara komersial tidak menguntungkan. Berdasarkan Kepmen ESDM Nomor 13/2020 sebagaimana telah diganti menjadi Kepmen ESDM Nomor 2/2022, Pemerintah Pusat melalui Menteri ESDM telah memberikan penugasan kepada PT. Pertamina (Persero) dan PT. PLN (Persero) untuk melaksanakan program gasifikasi pembangkit listrik. Selain terhadap kedua Kepmen ESDM tersebut, penugasan program gasifikasi pembangkit listrik kepada BUMN harus tunduk terhadap ketentuan Pasal 1 huruf b dan d serta Pasal 66 ayat (1-6) UU Nomor 19 Tahun 2003 *juncto* UU Nomor 11 Tahun 2020 dan Pasal 65 ayat (1-6) PP Nomor 45 Tahun 2005.

Menurut *The Morality of the Law* dari Lon L. Fuller (1969), ada delapan persyaratan yang harus dipenuhi agar peraturan perundang-undangan yang dibentuk dapat bekerja dengan baik sehingga kepastian dan ketertiban dalam masyarakat dapat terwujud, yaitu *generality, promulgation, no retroactive laws, clarity, no contradictions, no laws requiring the impossible, constancy of the law through time, dan congruence between official action and declared rules*. Apabila salah satu dari delapan persyaratan tersebut tidak dipenuhi, maka pelaksanaan peraturan perundang-undangan menjadi inefektif dan menimbulkan ketidakpastian hukum. Hal ini sejalan dengan sistem konstitusi di Indonesia, di mana ada prinsip fundamental bahwa materi muatan ketentuan peraturan perundang-undangan harus konsisten, serasi dan selaras, baik secara vertikal dan horizontal, sebagaimana amanah Pasal 5 huruf c UU Nomor 12 Tahun 2011 *juncto* UU Nomor 15 Tahun 2019. Dengan kata lain, pembentukan peraturan perundang-undangan yang baik harus berdasarkan asas kesesuaian antara jenis, hierarki dan materi muatan. Terhadap ketentuan yang bertentangan berlaku asas preferensi *lex superior*, di mana materi muatan dalam regulasi yang tingkatannya lebih rendah harus dikesampingkan (*non application*).

Dalam implementasinya, KPK menemukan penugasan Pemerintah Pusat kepada BUMN untuk melaksanakan program gasifkasi pembangkit listrik tidak memenuhi prinsip *congruence between official action* (Kepmen ESDM Nomor 13/2020 sebagaimana telah diganti menjadi Kepmen ESDM Nomor 2/2022) *and declared rules* (UU Nomor 19 Tahun 2003 *juncto* UU Nomor 11 Tahun 2020 dan PP Nomor 45 Tahun 2005) terutama dalam tiga hal, yaitu:

a. *Penugasan khusus diberikan dengan tetap memperhatikan maksud, tujuan dan kegiatan usaha BUMN, prinsip-prinsip pengelolaan perusahaan yang sehat, serta mempertimbangkan kemampuan BUMN.*

Sebagai salah satu bentuk pelimpahan wewenang Pemerintah Pusat kepada BUMN, pelaksanaan program gasifikasi pembangkit listrik termasuk penunjukan pelaksana tugas harus memperhatikan peraturan perundang-undangan dan AUPB. Salah satu AUPB dalam Pasal 10 UU Nomor 30 Tahun 2014 adalah ketidakberpihakan. Asas ini mewajibkan Badan dan/atau Pejabat Pemerintah dalam menetapkan dan/atau melakukan keputusan dan/atau tindakan dengan mempertimbangkan kepentingan para pihak secara keseluruhan dan tidak diskriminatif.

Mengacu pada ketentuan tersebut, Kementerian ESDM harus bisa menjelaskan kriteria dan alasan memilih PT. Pertamina (Persero) c.q. PT. PGN Tbk. dan PT. PIS serta PT. PLN (Persero) daripada BUMN lainnya agar tidak menimbulkan persepsi keberpihakan dalam memberikan penugasan program gasifikasi pembangkit listrik.

Berdasarkan diskusi dengan para *stakeholders* terkait dan reviu terhadap data dan dokumen yang diberikan, KPK menemukan Kementerian ESDM tidak melakukan *assessment* sesuai amanat Pasal 66 ayat (1-2) UU Nomor Tahun 2003 *juncto* UU Nomor 11 Tahun 2020 dan Pasal 65 ayat (1) PP Nomor 45 Tahun 2005 dan/atau kriteria lain sebagai dasar penunjukan tersebut secara transparan dan akuntabel.

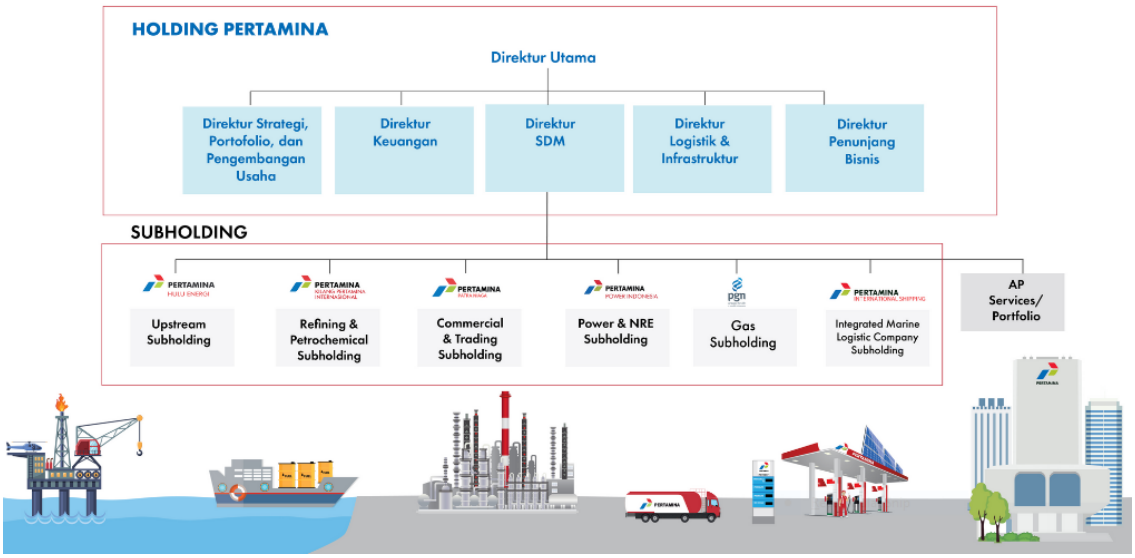
i. PT. Pertamina (Persero).

BUMN ini ditunjuk untuk menyediakan pasokan gas hasil regasifikasi dan pembangunan infrastruktur LNG berupa penyandaran *LNG carrier*, penerimaan LNG dari *LNG carrier* ke titik yang disepakati, penyimpanan sementara LNG sebelum diregasifikasi, regasifikasi LNG, transportasi dan penyerahan gas di titik serah serta pengukuran LNG dan gas. PT. Pertamina (Persero) merupakan *holding company* bidang energi sejak tanggal 12 Juni 2020 yang membawahi enam *sub-holding* dengan 42 perusahaan afiliasi (29 beroperasi di Indonesia, 13

beroperasi di luar negeri)[15].

Perusahaan ini memiliki *core business* migas terintegrasi dari hulu sampai hilir serta logistik dan infrastruktur namun terbatas pada pengelolaan jaringan distribusi BBM dan LPG terpadu. Mengingat keterbatasan tersebut dan dalam rangka percepatan penyelesaian pembangunan infrastruktur LNG pada 52 pembangkit listrik, PT. Pertamina (Persero) kemudian menunjuk dua anak perusahaannya, yaitu PT. PGN Tbk. dan PT. PIS, untuk melaksanakan penugasan program gasifikasi.

Gambar 9. Struktur Organisasi PT. Pertamina (Persero)



Sumber: https://www.pertamina.com/id/struktur-grup-perusahaan (diakses 25 April 2022).

PT. PGN Tbk. merupakan BUMN *leading* pada *subsidiaries sub holding* gas. Berdasarkan PP Nomor 37 Tahun 1994 tentang Pengalihan Bentuk Perusahaan Umum (Perum) Gas Negara Menjadi Perusahaan Perseroan (Persero) dan Pasal 3 Anggaran Dasar dengan Akta Nomor 84 Tanggal 25 Juni 2020, PT. PGN Tbk. didirikan untuk: 1). mengembangkan dan memanfaatkan gas bagi kepentingan umum dan sekaligus memupuk keuntungan berdasarkan prinsip pengelolaan perusahaan, dan 2). menyediakan gas dalam jumlah dan mutu yang memadai untuk melayani kebutuhan masyarakat. Untuk mencapai

[15] *Lihat https://www.pertamina.com/id/afiliasi-pertamina-group-di-indonesia dan https://www.pertamina.com/id/afiliasi-pertamina-group-di-luar-negeri (diakses 25 April 2022).*

tujuan tersebut, PT. PGN Tbk. menyelenggarakan usaha:

- Perencanaan, pembangunan, pengelolaan dan pengembangan usaha hilir bidang gas bumi yang meliputi kegiatan pengolahan, pengangkutan, penyimpanan dan niaga.
- Perencanaan, pembangunan, pengembangan produksi, penyediaan, penyaluran dan distribusi gas buatan (hidrokarbon).
- Kegiatan penunjang lain yang berkaitan langsung dan/atau yang mendukung kegiatan usaha utama, sesuai peraturan perundang-undangan yang berlaku (PT. PGN Tbk. 2021, 64-65).

Selain PT. PGN Tbk., ada dua anak perusahaan dan/atau afiliasi lain yang masuk dalam *sub holding* gas PT. Pertamina (Persero), yaitu PT. Nusantara Regas (NR) dan PT. Pertagas.

PT. NR didirikan pada tanggal 14 April 2010 sebagai anak BUMN yang merupakan perusahaan patungan antara PT. Pertamina (Persero) dan PT. PGN Tbk. sesuai Akta Notaris Nomor 16 dan disahkan oleh Menteri Hukum dan HAM dalam Surat Keputusan Nomor AHU-24233.AH.01.01. Sesuai Anggaran Dasar terakhir dengan Akta Notaris Nomor 1 Tanggal 02 November 2020, maksud dan tujuan Perseroan adalah melaksanakan pengelolaan dan pengembangan fasilitas *Floating Storage Regasification Terminal* (FSRT), termasuk pembelian LNG dan pemasaran atas hasil pengelolaan fasilitas FSRT serta kegiatan bisnis terkait lainnya. Adapun ruang lingkup kegiatan usahanya meliputi niaga gas bumi, yaitu melakukan pengadaan: 1). FSRT, fasilitas penyimpanan dan regasifikasi terapung, termasuk tidak terbatas pada fasilitas transportasi gas dan sarana/prasana terkait; 2). sumber pasokan LNG baik dari dalam dan luar negeri; dan 3). kebutuhan kapal dan pemilihan kapal pengangkut untuk mengangkut LNG dari pelabuhan muat di mana kilang LNG berada sampai dengan fasilitas FSRT. Rantai bisnis PT. NR adalah menyalurkan LNG dari Kilang Bontang, Tangguh dan Donggi Senoro ke pembangkit listrik melalui FSRU, pipa transmisi bawah laut, dan *Onshore Receiving Facilities*

(ORF) yang dapat digambarkan sebagai berikut[16].

Gambar 10. Rantai Bisnis PT. NR

Sementara PT. Pertagas didirikan pada 23 Februari 2007 sebagai amanat UU Nomor 22 Tahun 2001 oleh PT. PGN Tbk. dan PT. Pertamina (Persero). Perusahaan ini bergerak dalam usaha niaga, transportasi, pemrosesan dan distribusi dan regasifikasi gas serta bisnis lainnya yang terkait dengan gas alam dan produk turunannya. Kegiatan usaha regasifikasi LNG dijalankan oleh anak perusahaan PT. Perta Arun Gas (PAG) melalui pengoperasian Terminal Penerimaan dan Regasifikasi LNG berkapasitas 400 MMSCFD di Arun Lhokseumawe Aceh sejak tahun 2015 dengan pelanggan utama PT. PLN (Persero). Sedangkan anak perusahaan PT. PDG fokus pada bisnis *liquefaction*, pengangkutan/transportasi LNG di darat dan laut, penyimpanan dan regasifikasi LNG serta penunjang kelistrikan dan pelaksanaan pertambangan migas bumi baik di darat dan perairan[17].

---

[16] *Lihat https://nusantararegas.com/ dan https://nusantararegas.com/rantai-bisnis (diakses 4 Mei 2020).*

[17] *Lihat http://www.pertagas.pertamina.com/Portal/Page/Read/about-us#about, http://www.pertagas.pertamina.com/Portal/Page/Read/regasification, http://www.pertaarungas.pertamina.com/pages/siapa-kami, http://www.pertaarungas.pertamina.com/pages/regasifikasi-lng (diakses 4 Mei 2022).*

Gambar 11. Portofolio PT. Pertagas

Untuk *sub holding shipping*, PT. Pertamina (Persero) membawahi PT. PIS dan PT. Pertamina Trans Kontinental (PTK). PT. PIS dibentuk pada tanggal 23 Desember 2016 melalui *spin-off* usaha *charter out* dengan tujuan mendapatkan pendapatan *riil* yang secara konsolidasi akan memberikan keuntungan kepada PT. Pertamina (Persero). Sesuai dengan Akta Pernyataan Keputusan Pemegang Saham PT. PIS Nomor 12 tanggal 12 Januari 2018, PT. PIS memiliki bidang usaha pengangkutan laut antar pelabuhan di Indonesia, pengangkutan kargo ekspor/impor, pelayanan/pengangkutan orang-hewan-barang, dan penyewaan alat-alat yang berhubungan dengan pelayaran.

Setelah menjadi *sub holding integrated marine logistics* PT. Pertamina (Persero) berdasarkan Surat Menteri BUMN Nomor: S-616/MBU/08/2021, PT. PIS diamanatkan fokus dalam pengembangan bisnis perencanaan pembelian kapal, pembangunan kapal, pembentukan SPV dan penjajakan pasar baru. Saat ini, PT. PIS memiliki 9 unit kapal milik, terdiri dari 1 unit *Floating Storage and Offloading* (FSO) berkapasitas sampai dengan 600.000 Barrels, 1 unit *Very Large Crude Carrier* (VLCC), 1 unit *General Purpose* (GP) dengan kapasitas mencapai 130.000 Barrels, dan 6 unit kapal *Medium Range* (MR) dengan kapasitas sampai 250.000 Barrels[18].

Sementara PT. PTK didirikan pada 9 September 1969 dengan tujuan memberikan dukungan secara total terhadap aktivitas PT. Pertamina

[18] *Lihat https://pertamina-pis.com/tentang-pis dan https://pertamina-pis.com/layanan-kami (diakses 4 Mei 2022).*

(Persero) dalam pengadaan distribusi bahan bakar ke semua pelabuhan di seluruh wilayah Indonesia yang tidak terjangkau oleh kapal tanker, pengadaan transportasi maritim bagi Pertamina Logistik untuk pengembangan proyek yang tersebar di seluruh wilayah Indonesia, serta bertindak sebagai *general agent* dan *handling agent* bagi kapal-kapal tanker milik PT. Pertamina (Persero) yang disewakan. Aktivitas bisnis PT. PTK meliputi operasi kapal, *charter* dan *broker*, keagenan kapal, pengelolaan pelabuhan, *bunker agent*, *offshore and onshore logistic base, recognized security organization, kabil marine and oil logistic base at Batam Island*, dan *underwater technics hydro-oceanography and mapping*[19].

Selain BUMN-BUMN tersebut, PT. Pertamina (Persero) (2020, 106-113) juga membawahi PT. Pertamina Power Indonesia yang memiliki bidang usaha ketenagalistrikan dan energi lainnya serta melaksanakan pengelolaan dan pengembangan fasilitas FSRT termasuk pembelian LNG dan pemasaran atas hasil pengelolaan fasilitas FSRT serta kegiatan bisnis terkait lainnya.

ii. PT. PLN (Persero).

BUMN ini ditugaskan membeli LNG dari PT. Pertamina (Persero) dan menggunakannya dalam kegiatan gasifikasi 52 pembangkit listrik yang dikelolanya. Berdasarkan Pasal 3 Anggaran Dasar Tahun 2008, PT. PLN (Persero) dibentuk dengan tujuan dan lapangan usaha menyelenggarakan usaha penyediaan tenaga listrik bagi kepentingan umum dalam jumlah dan mutu yang memadai serta memupuk keuntungan dan melaksanakan penugasan Pemerintah di bidang ketenagalistrikan dalam rangka menunjang pembangunan dengan menerapkan prinsip-prinsip perseroan terbatas.

Berdasarkan RUPTL Tahun 2021-2030, dalam hal gasifikasi pembangkit listrik, PT. PLN (Persero) tercatat sudah mengambil inisiatif pembentukan rantai pasok LNG skala kecil yang

[19] *Lihat https://www.ptk-shipping.com/about-ptk dan https://www.ptk-shipping.com/ (diakses 4 Mei 2022).*

mentransportasikan kurang dari 0,5 juta metrik ton LNG/tahun. PT. PLN (Persero) juga telah membuat perencanaan pemanfaatan LNG/mini-LNG didukung dengan pipa transmisi atau fasilitas infrastruktur pendukung (regasifikasi, *break bulking*, dan lain-lain) yang sudah terbangun di Indonesia bagian tengah dan timur, di mana beberapa pembangkit tenaga listrik di dalamnya terdaftar sebagai target program gasifikasi.

Pemanfaatan tersebut dilakukan melalui skenario dikerjakan sendiri, menugaskan anak perusahaan dan/atau bekerja sama dengan PT. PGN Tbk. Khusus di Sulawesi, PT. PLN (Persero) telah menugaskan PT. PLN Gas dan Geothermal (PLNGG) yang berpengalaman dalam menyediakan infrastruktur gas (pengadaan kapal LNG, penyediaan fasilitas penerimaan LNG di pembangkit dan *O&M* infrastruktur gas) untuk memenuhi pasokan gas untuk pembangkit *Leasing Marine Vessel Power Plant* (LMVPP) Amurang dengan FSRU Sulawesi. *Pasca* berakhirnya kontrak LMVPP Amurang, FSRU Sulawesi akan digunakan di pembangkit PLTG Gorontalo (100 MW) sampai dengan beroperasinya pembangkit *Minahasa Peaker.*

Selain itu, PT. PLN (Persero) juga memiliki tiga FSRU yang telah beroperasi, salah satunya di Tanjung Benoa – Bali yang bisa digunakan untuk menyuplai pasokan gas guna program gasifikasi pembangkit listrik pada kluster terdekat. Lebih lanjut fasilitas *break bulking* FSRU Jawa 1 yang mendapat pasokan dari LNG Tangguh dapat digunakan sebagai sumber pasokan gas ke Nusa Tenggara oleh PT. PGN Tbk. dan PT. PLN (Persero) sebagai implementasi Kepmen ESDM Nomor 13/2020 *juncto* Nomor 2/2022 yang tidak terbatas hanya untuk gasifikasi pembangkit listrik yang sudah terdaftar namun bisa diperluas dengan pembangkit listrik tambahan seperti *Lombok Peaker*, Kupang 2, Bima 2 dan Sumbawa 2 untuk mendapatkan biaya gasifikasi lebih murah.

Berdasarkan uraian di atas, dapat diketahui bahwa BUMN-BUMN yang berada dalam *sub holding gas* dan *shipping* PT. Pertamina (Persero), PT. PLN (Persero), dan/atau BUMN-BUMN lain yang memiliki kegiatan usaha

dalam sektor LNG seharusnya memungkinkan dan memiliki kesempatan yang sama untuk diberikan penugasan penyediaan pasokan dan pembangunan infrastruktur LNG pada 52 pembangkit listrik oleh Kementerian ESDM.

Namun demikian, Kementerian ESDM juga harus mempertimbangkan faktor kemampuan dari BUMN yang akan diberikan penugasan. Hal ini krusial karena menentukan keberhasilan dan *sustainability* program gasifikasi pembangkit listrik. Para akademisi dari UGM dan ITB, peneliti sektor energi, serta ahli pengadaan barang dan jasa LKPP yang berdiskusi dengan KPK mengingatkan bahwa meskipun BUMN memiliki maksud, tujuan dan kegiatan usaha di sektor LNG, mereka belum tentu mampu melaksanakan penugasan yang diberikan. Para pakar tersebut menilai penunjukan PT. PGN Tbk. dan PT. PIS berpotensi menimbulkan masalah pada saat implementasi program gasifikasi pembangkit listrik karena kedua BUMN ini tidak memiliki pengalaman dalam perencanaan serta pembangunan infrastruktur untuk penerimaan, penyimpanan, pengangkutan dan/atau regasifikasi LNG sebagaimana ketentuan yang diminta dalam Kepmen ESDM Nomor 13/2020 *juncto* Nomor 2/2022.

Mengacu pada laporan tahunan PT. Pertamina (Persero) (2020, 160), meskipun PT. PGN Tbk. memiliki sejumlah insiatif untuk mengembangkan infrastruktur LNG terminal dan regasifikasi skala besar dan kecil untuk mendukung penyediaan listrik untuk daerah terpencil yang tersebar di Indonesia; meningkatkan utilisasi FSRU Lampung dengan pelanggan pembangkit listrik melalui beberapa skema di antaranya penyimpanan dan regasifikasi kargo LNG milik pelanggan, regasifikasi, penyimpanan kargo LNG; dan *breakbulking* untuk mendukung distribusi LNG menggunakan kapal kecil; *main core* bisnis mereka bukan dalam distribusi LNG. Selain itu, PT. PGN Tbk. juga tidak memiliki *core* keahlian di bidang perkapalan, peralatan pembangkit listrik, peralatan industri gas, konstruksi lepas pantai dan alat permesinan lainnya. Hal ini diperkuat dengan pernyataan Laporan Tahunan PT. PGN Tbk. (2021, 34), bahwa *'PGN sebagai sub-holding gas baru akan mulai mengembangkan bisnis LNG dan infrastruktur pendukungnya pada tahun 2021, termasuk mendukung program PLN yang akan mengimplementasikan program konversi BBM ke*

LNG di beberapa lokasi kepulauan'. Lebih lanjut, dalam penyaluran gas ke pembangkit listrik, PT. PGN Tbk. selama ini mengandalkan infrastruktur LNG yang sebagian besar dikelola oleh PT. NR dan PT. PAG. Pengalaman selama ini juga menunjukkan pola PT. PGN Tbk. sering kali mendorong mitra bisnis untuk turun tangan melakukan penyertaan modal dan melaksanakan proyek-proyek LNG yang dicanangkan dengan hasil kurang optimum. Salah satu contohnya adalah rendahnya utilisasi FSRU Lampung yang sudah beroperasi lebih dari 13 tahun dengan kapasitas sangat rendah dan masih memiliki sisa kewajiban kontrak lebih dari USD 400 juta (PT. Pertamina (Persero) 2020, 160, 230; Adhiguna 2021, 2-3). Selain itu, PT. PGN Tbk. juga mengalami kendala merealisasikan anggaran biaya investasi untuk program gasifikasi pembangkit listrik sebagaimana dijelaskan dalam poin b.

Para pakar juga menilai PT. PIS tidak memiliki pengalaman dalam operasional dan *delivery* kapal pengangkutan kargo LNG. Hal ini terlihat dari laporan tahunan periode 2017-2020. Pada tahun 2020, PT. PIS lebih fokus melakukan utilisasi kapal-kapal milik PT. Pertamina (Persero) untuk pengangkutan impor migas, *crude oil* dan LPG (PT. PIS 2020, 13-14, 23, 37-38, 59). Di tambah, PT. PIS sendiri mengakui bahwa konstruksi kapal *LNG carrier* kompleks sehingga harus dilakukan di galangan kapal luar negeri dan membutuhkan waktu minimal dua tahun sampai bisa dibawa ke Indonesia. Selain itu, biaya produksinya mahal, untuk kapal LNG *carrier* terkecil saja mencapai tiga kali lipat dibandingkan biaya untuk moda transportasi sejenis ukuran besar.

Sementara, meskipun PT. PLN (Persero) sudah memiliki perencanaan dalam RUPTL Tahun 2021-2030, sejumlah infrastruktur pendukung dan mengetahui *cost-benefit analysis* menunjukkan benefit yang diperkirakan diperoleh mencapai USD 4,43 juta/MMBTU dan total benefit sebesar USD 124 juta/tahun atau Rp. 1,7 trilyun/tahun[20] (Tim Tenaga Ahli Menteri ESDM 2022, 13, 17); sejumlah pihak menyangsingkan PT. PLN (Persero)

[20] *Perhitungan benefit dilakukan melalui selisih harga LNG dan HSD pada asumsi ICP USD 70/Bbl dan kurs Rp. 14.000,00/USD, sementara total benefit dihitung terhadap volume LNG pada seluruh kluster sesuai Kepmen ESDM Nomor 2/2022 di luar Nias dan Kalimantan Barat karena tidak ekonomis.*

akan melaksanakan program gasifikasi pembangkit listrik secara mandiri melalui *corporate action* sebagaimana yang mereka nyatakan. Hal ini terlihat dari belum adanya realisasi dari RUPTL tersebut selama tahun 2021-2022.

b. *Rencana penugasan khusus harus dikaji bersama antara BUMN yang bersangkutan dengan Pemerintah Pusat (Menteri BUMN, Menteri Keuangan, dan Menteri Teknis yang memberikan penugasan sekaligus sebagai koordinator) dan hasil pengkajian tersebut didokumentasikan secara tertulis sebagai dasar pelaksanaan kewajiban pelayanan umum (public service obligation). Lebih lanjut, apabila menurut kajian secara finansial tidak menguntungkan, maka Pemerintah Pusat harus memberikan kompensasi atas semua biaya yang telah dikeluarkan oleh BUMN, termasuk margin yang diharapkan berdasarkan perhitungan bisnis atau komersial sepanjang dalam tingkat kewajaran sesuai dengan penugasan yang diberikan.*

Penugasan program gasifikasi pembangkit listrik telah dikaji oleh PT. Rinder Energia dan ITS pada tahun 2021 atas permintaan PT. Pertamina (Persero) c.q. PT. PGN Tbk. dan PT. PIS dengan supervisi Kementerian ESDM. Pengkajian ini tidak melibatkan Menteri BUMN dan Menteri Keuangan sebagaimana amanat Pasal 66 ayat (3) UU Nomor 11 Tahun 2020 dan Pasal 65 ayat (2) PP Nomor 45 Tahun 2005. Kementerian ESDM melalui Surat Dirjen Migas Nomor T-11163/MG.03/DJM/2021 tanggal 6 Desember 2021 kemudian memutuskan hasil pengkajian ITS yang digunakan sebagai dasar pelaksanaan program gasifikasi pembangkit listrik bagi BUMN-BUMN penerima penugasan.

Namun, hasil kajian ITS tersebut tidak disertai dengan rumusan kompensasi yang akan diterima oleh BUMN penerima penugasan meskipun menunjukkan bahwa secara finansial program gasifikasi pembangkit listrik yang memenuhi nilai keekonomian hanya *cluster* Papua Utara, Nusra dan Sulawesi; itupun dengan beberapa catatan. Hal ini dibenarkan oleh Tim Tenaga Ahli Menteri ESDM yang berdiskusi dengan KPK pada tanggal 14 April 2022. Mereka menyatakan bahwa sampai saat ini Pemerintah belum menentukan kompensasi/subsidi/insentif bagi para BUMN penerima tugas program gasifikasi. Kondisi ini tentunya tidak sesuai dengan amanat Pasal

66 ayat (4) UU Nomor 11 Tahun 2020 dan Pasal 65 ayat (3) PP Nomor 45 Tahun 2005.

PT. PGN Tbk. mempertanyakan tingkat pengembalian investasi dan keuntungan yang wajar serta opsi kompensasi yang akan diberikan Pemerintah kepada mereka dalam mengimplementasikan program gasifikasi pembangkit listrik yang secara perhitungan tidak memenuhi aspek keekonomian. Menurut Adhiguna (2021, 2) ada dua penyebab utama program gasifikasi dengan LNG skala kecil di Indonesia tidak memenuhi aspek keekonomian. Pertama, rantai pasoknya memakan biaya 30-50% harga gas. Bandingkan dengan biaya rantai pasok LNG konvensional yang berkisar antara 10-20% dari total harga gas. Kedua, biaya pembangunan per unit kapasitas dari *LNGCC* terkecil mencapai tiga kali lipat dibandingkan biaya untuk moda transportasi sejenis ukuran besar. Hal ini menjadikan program kurang menarik bagi investor dibandingkan pemakaian *bunker* kapal atau bahan bakar truk. Risiko harga ini tentunya akan memberikan tekanan yang signifikan terhadap stabilitas pengembalian keuntungan jangka panjang bagi PT. PGN Tbk. sebagai badan usaha milik publik. PT. PGN Tbk. tentunya akan berhitung dengan risiko operasional dan keadaan pasar untuk menyediakan modal investasi bagi program gasifikasi.

PT. PGN Tbk. (2022a, 163; 2021, 40; PT. Pertamina (Persero) 2021, 230) mengakui menghadapi tantangan dalam merealisasikan anggaran biaya investasi untuk gasifikasi kilang dan pembangkit listrik milik PT. PLN (Persero) serta menghasilkan harga gas yang kompetitif dibandingkan harga HSD eksisting sebagaimana penugasan Kepmen ESDM Nomor 13/2020 *juncto* Nomor 2/2022. Hal ini dikarenakan lokasi pembangkit yang tersebar dan mayoritas berada di Indonesia bagian timur, kebutuhan LNG tiap pembangkit yang kecil dan seringkali berubah mengikuti revisi RUPTL PT. PLN (Persero), adanya penetapan harga jual gas bumi untuk pembangkit listrik sebesar USD 6/MMBTU, pemilihan teknologi, skema logistik dan *supply chain* dinilai tidak sesuai dengan keekonomian yang diharapkan. Kebijakan Pemerintah mematok harga gas untuk pembangkit listrik tersebut berdampak terhadap aspek komersial, kerja sama bisnis dan rencana pengembangan infrastruktur program gasifikasi. Di tambah dengan laju pertumbuhan ekonomi Indonesia mengalami penurunan sejak tahun

2020 karena pandemi Covid-19 dan implementasi penurunan harga gas bumi pada sektor industri tertentu semakin meluas berpotensi membuat PT. PGN Tbk. sebagai badan usaha milik publik yang berorientasi pada *profit* merugi melalui pengurangan *margin profit* dari USD 2,2-2,5 menjadi USD 1,8-2,00/MMBTU. Hal ini dapat terjadi mengingat sebagai badan usaha yang berniaga menggunakan infrastruktur, 95% biaya yang dikeluarkan PT. PGN Tbk. bersifat *fix cost*. Di sisi lain 80% pendapatan PT. PGN Tbk. dari segmen distribusi gas yang mana dalam lima tahun terakhir telah mengalami kontraksi karena berbagai faktor, antara lain renegosiasi kontrak gas (Adhiguna 2021, 1).

Hal tersebut dapat dilihat pada pendapatan usaha PT. PGN Tbk. tahun 2020 yang turun dari USD 3.848,72 juta menjadi USD 2.885,54 juta sehingga laba bersih yang diperoleh minus USD 215,77 juta. Sementara program gasifikasi pembangkit listrik memerlukan investasi minimal sebesar USD 1,5 milyar hanya untuk mendistribusikan gas berkapasitas 167 BBTUD yang memerlukan kehandalan infrastruktur dan aspek *safety.* Di sisi lain, pada saat yang bersamaan PT. PGN Tbk. juga mendapat penugasan dari Pemerintah berupa pembangunan empat juta sambungan jaringan gas bumi untuk rumah tangga yang harus tercapai pada tahun 2024-2025. Untuk melaksanakan penugasan pembangunan jaringan gas tersebut, PT. PGN Tbk. harus mengalokasikan investasi sebesar USD 300-400 juta/tahun.

Imbasnya, rencana belanja modal PT. PGN Tbk. tahun 2021 dan ke depan menjadi tidak sinkron dengan biaya investasi yang dibutuhkan guna memenuhi tenggat waktu implementasi program gasifikasi pembangkit listrik selama dua tahun. Dengan demikian, PT. PGN Tbk. harus melakukan peninjauan kembali atas skema biaya transmisi dan distribusi gas agar bisa mengakomodir Permen ESDM Nomor 10 Tahun 2020 sekaligus mempertahankan margin. Keterbatasan finansial tersebut menjadikan PT. PGN Tbk. tidak mampu melakukan proyek investasi secara mandiri pada seluruh kluster program gasifikasi pembangkit listrik dan lebih memilih menenderkan proyek ini kepada investor[21]. Permasalahan ini diproyeksikan akan berlanjut meskipun jangka waktu pelaksanaan program gasifikasi

[21] *Berdasarkan penjelasan Direktur Utama PT. PGN Tbk. Tanggal 2 Juni 2022 di KPK.*

pembangkit listrik diperpanjang dengan Kepmen ESDM Nomor 2/2022.

Oleh karena itu, PT. PGN Tbk. mengharapkan Pemerintah bisa memberikan kompensasi kepada mereka atas penugasan program gasifikasi pembangkit listrik. Hal ini sejalan dengan amanat Pasal 8 ayat (1-8) Permen ESDM Nomor 45 Tahun 2017 *juncto* Nomor 10 Tahun 2020 yang menyatakan bahwa *'Menteri dapat menugaskan BUMN dan/atau afiliasinya yang bergerak di bidang kegiatan usaha gas bumi untuk melaksanakan penyaluran gas bumi kepada PT. PLN (Persero) dan/atau BUPTL dengan menetapkan harga gas bumi di pembangkit listrik berdasarkan perhitungan penyesuaian terhadap harga gas bumi yang dibeli dari kontraktor dan ditambahkan dengan biaya penyaluran yang terdiri atas biaya transportasi serta biaya midstream gas bumi apabila harga gas bumi di pembangkit listrik lebih tinggi dari USD 6/MMBTU atau gas bumi berasal dari LNG atau CNG. Terhadap BUMN dan/atau afiliasinya tersebut, Pemerintah dapat memberikan insentif secara proporsional yang ditetapkan Menteri sesuai dengan kewenangannya'.*

Senada dengan PT. PGN Tbk., PT. PLN (Persero) juga menggarisbawahi keekonomian LNG skala kecil untuk pembangkit listrik yang tersebar. Menurut PT. PLN (Persero) (2022b, 12), nilai keekonomian program ini akan tercapai apabila harga LNG (USD/MMBTU) + biaya *midstream* (USD/MMBTU) = biaya gasifikasi di masing-masing pembangkit listrik (USD/MMBTU) ≤ biaya BBM di masing-masing pembangkit listrik (± USD 15/MMBTU).

Selain itu, PT. PLN (Persero) juga memiliki dua *concern* lain. Pertama adalah *sustainability* program. Hal ini dikarenakan keputusan investasi industri listrik dituntut manfaatnya dalam jangka panjang, padahal beberapa sumber gas untuk program gasifikasi seperti Bontang dan Donggi Senoro akan berakhir produksinya pada tahun 2027. Selain itu, dalam RUPTL tahun 2021-2030 mereka diwajibkan mengutamakan pembangunan pembangkit listrik dan konversi PLTD dengan bahan bakar energi baru dan terbarukan seperti panas bumi, angin, surya, *biomassa*, sampah dan tenaga air sesuai potensi energi setempat guna meningkatkan efisiensi biaya pembangkitan dan meningkatkan jam nyala terutama di daerah 3T. Pada tahun 2025, Pemerintah mentargetkan jumlah pembangkit listrik dengan bahan bakar

energi baru terbarukan mencapai 23%. Semakin berkembangnya teknologi dan *trend* penggunaan energi baru dan terbarukan dengan harga yang kompetitif dibandingkan bahan bakar fosil tentunya menjadi alternatif sebagai *dispatcher* dalam penyediaan energi listrik. Padahal kontrak program gasifikasi dengan PT. PGN Tbk. berlangsung selama 20 tahun. Artinya, PT. PLN (Persero) terikat pembayaran *commitment fee* selama periode kontrak di tengah potensi program gasifikasi pembangkit listrik dihentikan sewaktu-waktu oleh Pemerintah karena sumber pasokan gas habis, amanah RUPTL dan/atau ada penugasan program baru.

Kedua adalah penjualan listrik meskipun BPP dari program gasifikasi pembangkit listrik menurun. Hal ini dikarenakan lokus program gasifikasi adalah daerah 3T, di mana jumlah penduduk sedikit dan tersebar serta kebutuhan listrik aktual yang rendah. Ditambah pandemi Covid-19 menyebabkan penurunan *demand* kelistrikan secara umum. Padahal pengalaman selama ini menunjukkan pendapatan dari pelanggan dalam dua tahun terakhir hanya mampu menutupi 75-85% BPP PT. PLN (Persero). Selisih antara BPP dan pendapatan PT. PLN (Persero) ini merupakan beban subsidi listrik pada APBN yang harus ditanggung oleh Pemerintah. Selain itu, dengan adanya TOP IPP dan TOP kontrak energi primer menyebabkan pola *dispatch* pembangkit secara *merit order* berbasis *least cost* semakin diutamakan. Dengan kondisi banyaknya pembangkit IPP batubara ber-BPP lebih murah dibandingkan BPP pembangkit gas karena harga gas dinilai belum kompetitif dibandingkan batubara, maka penyerapan gas berpotensi menurun signifikan.

Oleh karena itu, PT. PLN (Persero) melalui RUPTL tahun 2021-2023 mengemukakan bahwa "*program gasifikasi pembangkit listrik akan memunculkan dampak teknis dan keuangan berupa penambahan beban subsidi/kompensasi sehingga perlu dikomunikasikan bersama dengan Kementerian ESDM, Kementerian Keuangan dan Kementerian BUMN*". Sama halnya dengan PT. PGN Tbk., PT. PLN (Persero) juga meminta adanya kepastian akan *sustainability* program dan insentif/subsidi yang diberikan oleh Pemerintah sebagai kompensasi untuk memastikan margin bisnis mereka terpenuhi. Terlebih apabila PT. PLN (Persero) melalui anak-anak perusahaannya ditunjuk juga oleh Menteri ESDM untuk melaksanakan tugas

menyediakan pasokan dan pembangunan infrastruktur LNG sesuai dengan amanah poin kedua huruf b, poin kelima huruf b dan poin ketujuh huruf a Kepmen ESDM Nomor 2/2022. Margin PT. PLN (Persero) sendiri pada tahun 2018-2023 diasumsikan tetap 7% atas *allowable cost,* namun *net margin* di bawah 7% atas total biaya operasi dan biaya pinjaman yang menjadi komponen pembentuk BPP listrik. Dengan subsidi listrik Pemerintah yang diterima selama ini hanya cukup untuk menutupi biaya operasi, sehingga tidak memadai digunakan investasi pengembangan sistem tenaga listrik seperti program gasifikasi.

Di sisi lain, Permen ESDM Nomor 16 Tahun 2020 sendiri menyatakan bahwa risiko investasi dalam program efisiensi energi tidak dapat diukur karena jarang tercatat baik kegagalan maupun keberhasilannya sehingga menjadikan investor enggan masuk di bidang ini. Banyak investor dan lembaga keuangan belum sepenuhnya memahami efisiensi energi sehingga menganggap investasi di bidang ini tidak menjanjikan. Selain itu, pengembalian investasinya tergantung pada jumlah efisiensi yang diperoleh yang mana tidak dapat dipastikan dengan akurat di awal proyek.

Berdasarkan uraian di atas, Pemerintah dengan persetujuan DPR perlu mempertimbangkan pemberian dukungan dan jaminan kompensasi agar *profit margin* yang wajar dengan besaran tertentu ke BUMN penerima penugasan program gasifikasi pembangkit listrik tetap terjaga. Dalam program ini, profit tercermin dari pengembalian investasi ditambah *margin* yang wajar selama 20 tahun masa kontrak. Pemberian dukungan dan jaminan tersebut juga sejalan dengan langkah Pemerintah dalam mencapai target energi terbarukan dan penurunan emisi GRK yang salah satunya dilakukan dengan memobilisasi pembiayaan yang cukup untuk melaksanakan program-program pemerintah. Adanya dukungan dan jaminan sangat penting guna memastikan tercapainya laba perusahaan, meminimalisir risiko-risiko biaya investasi dan operasional yang menyertai, keuangan BUMN tetap sehat sehingga dapat memenuhi semua kewajiban korporasinya, serta *sustainability* program.

c. *Penugasan khusus harus mendapatkan persetujuan RUPS (untuk Persero) atau Menteri (untuk Perum) sebelum dilaksanakan oleh BUMN sendiri atau*

bekerja sama dengan badan usaha milik swasta, BUMD, koperasi, BUMN lain, lembaga penelitian dan pengembangan, lembaga pengkajian dan penerapan, dan/atau perguruan tinggi.

Berdasarkan penelusuran terhadap RUPS Tahunan dan RUPS Luar Biasa PT. Pertamina (Persero) tahun 2019-2021[22], tidak ditemukan adanya persetujuan pelaksanaan penugasan program gasifikasi oleh PT. Pertamina (Persero) atau anak perusahaan dan afiliasinya. Hal ini berbeda dengan persetujuan pelaksanaan penugasan penyediaan dan pendistribusian LPG tabung 3 kg, Jenis BBM Tertentu (JBT) serta penugasan dan pendistribusian Jenis BBM Khusus Penugasan (JBKP) oleh PT. Pertamina (Persero) yang masuk dalam agenda ke-5 RUPS Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan (RKAP) Tahun 2019-2021. Hasil penelusuran pada laman https://ir.pgn.co.id/agms-rups dan laporan tahunan PT. PGN Tbk. tahun 2020-2021 juga tidak ditemukan adanya persetujuan pelaksanaan penugasan program gasifikasi pembangkit listrik melalui RUPS. Selain itu, program gasifikasi pembangkit listrik juga tidak masuk dalam perencanaan proyeksi strategis PT. PGN Tbk. yang akan direalisasikan melalui pengelolaan infrastruktur dan komersialisasi gas bumi dalam jangka menengah di tahun 2021-2023 meskipun masuk dalam Rencana Jangka Panjang Perusahaan (RJPP) yang disahkan pada April 2021 (PT. PGN Tbk. 2022, 187).

Senada dengan di PT. PGN Tbk., pada 11 RUPS Luar Biasa PT. PIS tahun 2020 juga tidak menunjukkan adanya persetujuan pelaksanaan penugasan program gasifikasi oleh PT. Pertamina (Persero) atau anak perusahaan dan afiliasinya. Selain itu, penugasan penyediaan alat transportasi LNG untuk program gasifikasi pembangkit listrik dari PT. Pertamina (Persero) tidak masuk dalam laporan tahunan PT. PIS tahun 2020. Hal ini berbeda dengan penugasan penyediaan 2 unit kapal LR (500 MB) sebagai angkutan impor dari *Singapore Straits* sekaligus unit penampungan kargo yang diapungkan di perairan Indonesia yang dicantumkan secara jelas dalam laporan direksi

[22] *https://www.pertamina.com/id/rups-tahunan-dan-rups-luar-biasa-2019, https://www.pertamina.com/id/rups-tahunan-dan-rups-luar-biasa-2020, https://www.pertamina.com/id/rups-tahunan-dan-rups-luar-biasa-2021 (diakses 25 April 2022).*

pada laporan tahunan (PT. PIS 2021, 13-14, 23, 37-38, 59, 61-64, 159).

Hal yang sama juga terjadi pada PT. PLN (Persero). Penelusuran pada laman https://web.pln.co.id/stakeholder/rapat-umum-pemegang-saham dan laporan tahun 2020 menunjukkan ketiadaan persetujuan penugasan program gasifikasi pembangkit listrik melalui RUPS[23].

Kondisi tersebut tentunya tidak sesuai dengan amanah Pasal 66 ayat (2) dan (5) UU Nomor 19 Tahun 2003 *juncto* UU Nomor 11 Tahun 2020 dan Pasal 65 ayat (4) PP Nomor 45 Tahun 2005. Ketentuan-ketentuan ini menyatakan bahwa setiap penugasan yang diterima oleh BUMN harus terlebih dahulu mendapatkan persetujuan RUPS untuk Persero atau Menteri BUMN untuk Perum. Hal ini dikarenakan penugasan akan merubah RKAP yang sudah ditetapkan sebelumnya.

Mengacu pada penjelasan di atas, dapat diketahui bahwa ketentuan dalam UU dan PP secara jelas menyiratkan Pemerintah Pusat harus melakukan pengkajian secara komprehensif, akuntabel dan transparan sebelum menetapkan BUMN penerima penugasan program gasifikasi beserta kompensasi yang menyertai. Pengkajian tersebut tentunya dengan mempertimbangkan kondisi BUMN yang berbeda-beda, baik dari kemampuan, pengalaman, pendanaan (*capex* dan *opex*), *profit oriented*, kepemilikan sarana dan prasarana pendukung, dan kehandalan menghadapi risiko; serta mengukur keuntungan optimum dan risiko minimum yang akan BUMN terima. Hal ini krusial karena kelembagaan yang tepat dan kuat serta kejelasan keuntungan yang diterima menjadi salah satu penentu keberhasilan penugasan yang diberikan.

Akibat:

1. Program gasifikasi pembangkit listrik jalan di tempat karena mengalami beberapa kali perubahan skenario pelaksanaan yang mayoritas tidak terealisasi dan pada akhirnya mengalami keterlambatan selama dua tahun bahkan harus diperpanjang sampai dengan tahun 2024 melalui Kepmen ESDM Nomor 2/2022.

[23] *Lihat https://web.pln.co.id/statics/uploads/2021/08/Laporan-Tahunan-PT-PLN-(Persero)-Tahun-2020-Hires.pdf (diakses 4 Mei 2022).*

2. Penyediaan pasokan dan infrastruktur LNG untuk program gasifikasi PLTMG Sorong bukan dilakukan oleh PT. PGN Tbk., namun oleh PT. PLN (Persero) c.q. PT. Indonesia Power bekerja sama dengan BUMD PT. Malamoi Olom Wobok sebagai penyuplai gas. Sementara pengangkutan dan pemasangan pipa gas sepanjang 3,7 km dengan *capex* sebesar USD 2,5 juta dilakukan oleh PT. PDG yang merupakan *joint venture* antara PT. Pertagas dan PT. Indonesia Power.
3. PT. PGN Tbk. tidak melakukan proyek investasi dengan mengerjakan sendiri pembangunan infrastruktur LNG program gasifikasi sebagaimana amanah Kepmen ESDM Nomor 13/2020 *juncto* Nomor 2/2022, namun ditenderkan kepada investor pemilik modal. Dalam implementasinya, mereka hanya berperan sebagai 'broker' pengadaan infrastruktur logistik LNG bagi PT. PLN (Persero) sehingga rantai *stakeholders* program gasifikasi semakin panjang dan berpotensi mengurangi optimalisasi nilai keekonomian proyek gasifikasi.

Rekomendasi:

1. Menteri ESDM dan Menteri BUMN:
   a. Menyusun kriteria dan prosedur pemilihan BUMN yang akan diberikan penugasan program gasifikasi pembangkit listrik sesuai ketentuan UU Nomor 11 Tahun 2020, PP Nomor 45 Tahun 2005, regulasi-regulasi terkait dan variabel-variabel penting lain yang disepakati.
   b. Menggunakan kriteria dan prosedur yang telah disusun untuk *assessment* lebih lanjut secara transparan dan akuntabel sehingga terpilih BUMN yang *feasible* dan peran paling tepat yang harus mereka emban dalam pelaksanaan tugas program gasifikasi pembangkit listrik.
2. Menteri ESDM, Menteri BUMN, Menteri Keuangan dan BUMN yang diberikan penugasan melakukan pengkajian terhadap rencana program yang dicanangkan untuk mengetahui kelayakan, kejelasan konsekuensi yang harus ditanggung BUMN dan Pemerintah Pusat, dan kompensasi yang diterima oleh BUMN penerima penugasan sesuai ketentuan peraturan

perundang-undangan yang berlaku[24].

3. BUMN penerima penugasan meminta dan mendokumentasikan persetujuan RUPS sebagai dasar pelaksanaan program gasifikasi pembangkit listrik.

3. Studi Kelayakan ITS Belum Memperhitungkan Seluruh Diktum Kepmen ESDM Nomor 2/2022.

Analisis:

Hasil studi kelayakan ITS yang ditetapkan sebagai acuan pelaksanaan program gasifikasi pada 32 pembangkit listrik melalui Surat Dirjen Migas Nomor: T-11163/MG.03/DJM/2021 tanggal 6 Desember 2021 perlu mendapat persetujuan internal PT. PLN (Persero) sebelum digunakan sebagai materi pembahasan Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) (Ditjen Migas 2022, 31) dan basis data bagi PT. PGN Tbk. untuk indikasi HPS pelelangan moda transportasi dan pembangunan infrastruktur LNG pada setiap pembangkit listrik. Berdasarkan reviu guna memberikan persetujuan internal, PT. PLN (Persero) menilai hasil studi kelayakan ITS tersebut belum memadai karena belum memperhitungkan aspek penting diktum kedua, ketiga dan ketujuh Kepmen ESDM Nomor 2/2022 berupa:

a. Sumber LNG.

   Sumber LNG menentukan harga *LNG carrier*, biaya regasifikasi dan skema logistik yang digunakan. Perhitungan ITS menggunakan sumber LNG yang sama selama 20 tahun kontrak, yaitu Tangguh, Bontang dan Donggi Senoro. Padahal menurut estimasi, pada tahun 2027 produksi LNG di Kilang LNG Bontang akan habis, sementara untuk Kilang LNG Donggi Senoro seluruh produksinya secara komersial sudah terikat secara penuh untuk suplai kontrak eksisting termasuk alokasi non ADP. Dengan demikian, pembicaraan komersial dan teknis lanjutan baru dapat dilakukan setelah tahun 2027 (Tim Tenaga Ahli Menteri ESDM 2022, 6). Hal ini tentunya akan

---

[24] *Permen BUMN Nomor PER-1/MBU/03/2021 tentang Pedoman Pengusulan, Pelaporan, Pemantauan, dan Perubahan Penggunaan Tambahan Penyertaan Modal Negara Kepada BUMN dan Perseroan Terbatas.*

berpengaruh terhadap jaminan ketersediaan gas hasil regasifikasi LNG secara berkelanjutan pada pembangkit listrik *pasca* tahun 2027.

Di sisi lain, produksi LNG Tangguh masih akan berlanjut dan PT. PLN (Persero) sudah memiliki kontrak pasokan LNG jangka panjang sampai tahun 2035 dengan volume mencapai 60 kargo/tahun (kandungan energi 1 kargo ekuivalen dengan 2.650-3.100 BBTU) dan klausul multi destinasi ke fasilitas regasifikasi di berbagai lokasi untuk selanjutnya didistribusikan ke pembangkit listrik sesuai kebutuhan. Selain itu, Pemerintah telah memberikan jaminan kepastian alokasi gas ke seluruh pembangkit berbahan gas sesuai dengan RUPTL tahun 2019-2028 sebagaimana ditetapkan dengan Kepmen ESDM Nomor 34 K/16/MEM/2020 tanggal 3 Februari 2020 tentang Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi Untuk Penyediaan Tenaga Listrik oleh PT. PLN (Persero). Lebih lanjut, pada kluster Papua Utara, sumber LNG bisa diperoleh dari kesepakatan kerja sama dengan Perusda Papua bernama Padoma. Sedangkan untuk kluster Sulawesi dan Maluku serta Nusa Tenggara, pasokan LNG bisa diperoleh dari *Full Unloading FSU* Sulbagsel dan *Partial Discharge ORU* Sidakarya. Sementara PLTMG Seram memiliki potensi pasokan gas dari Blok Lovin dan pasokan LNG kluster Kalimantan bisa di sokong dari Hub Arun dan *Full Unloading* Bontang setelah tahun 2025.

Mengacu pada poin kedua dan ketiga Kepmen ESDM Nomor 2/2022, alokasi-alokasi pasokan LNG yang dimiliki oleh PT. PLN (Persero) tersebut dapat dialihkan pada PT. Pertamina (Persero) dan/atau afiliasinya atas kesepakatan para pihak. Dengan demikian, ada jaminan sumber dan pasokan LNG dalam jangka panjang untuk *sustainability* program gasifikasi pembangkit listrik. Potensi pengembangan penggunaan gas yang lebih realistis dan ketersediaan alokasi gas yang lebih dekat dari pembangkit ini belum masuk dalam perhitungan ITS.

b. Biaya *breakbulking.*

Berdasarkan poin ketujuh Kepmen ESDM Nomor 2/2022, PT. PLN (Persero) wajib memanfaatkan infrastruktur yang telah tersedia dalam melaksanakan penugasan konversi dari penggunaan BBM menjadi LNG pada pembangkit listrik. Data di lapangan menunjukkan PT. PLN (Persero) (2022a, 7-12)

sudah memiliki sejumlah infrastruktur pendukung pada beberapa kluster pembangkit listrik. Sebagai contoh di kluster Sulawesi terdapat *storage FSU* Sulbagsel dan kluster Nusa Tenggara memiliki *Partial Discharge ORU* Sidakarya yang bisa diberdayakan sehingga biaya *breakbulking* bisa diminimalisir. Selain itu, ketersediaan infrastruktur pendukung pada beberapa kluster menjadikan jangka waktu *buffer storage* bisa dimaksimalkan selama tiga hari.

Studi kelayakan ITS tidak mempertimbangkan ketersediaan infrastruktur *breakbulking* milik PT. PLN (Persero) tersebut dan masih menggunakan asumsi *buffer storage* satu hari pada semua kluster. Hal ini tentunya tidak mencerminkan *unit cost* program gasifikasi yang paling *riil.*

Selain aspek-aspek tersebut, hasil perhitungan ITS juga belum mempertimbangkan kompatibilitas dan ketersediaan fasilitas terminal di titik suplai LNG Bontang, Tangguh dan Donggi Senoro. Sebagai contoh, *jetty* 2 Tangguh hanya bisa menerima *LNG carrier* skala kecil ukuran 10.000-30.000 m^3 dengan maksimal 24 *call/year* (*BOR jetty* 50%); sehingga perlu modifikasi jika akan menerima *LNG carrier* skala kecil 4.000-6.000 m^3, penambahan LNG *flow line* dan *LNG tank*, serta perubahan jadwal pengapalan yang sudah ditetapkan setiap 1,5-2 hari sekali. Sementara *jetty* di Donggi Senoro hanya bisa menerima *LNG carrier* skala kecil berukuran minimal 55.000 m^3 (Tim Tenaga Ahli Menteri ESDM 2022, 6). Perhitungan *capex* dan *opex* juga hanya menggunakan LNG Bontang dan Tangguh tanpa Donggi Senoro.

Lebih lanjut, PT. PLN (Persero) (2022a, 7-12) mengusulkan mengganti pembangkit-pembangkit listrik berkapasitas ≤20 MW dari program gasifikasi karena dinilai tidak memenuhi aspek keekonomian. Pembangkit-pembangkit tersebut antara lain Saumlaki, Dabo dan Langgur di kluster Papua Selatan; Alor dan Waingapu di kluster Nusa Tenggara; serta Namlea di kluster Maluku. Penggantian ini dilakukan dengan memasukkan pembangkit-pembangkit listrik tambahan agar program gasifikasi di kluster tertentu lebih murah, seperti Pontianak *Peaker*, Siantan, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Selatan di kluster Kalimantan.

Kondisi tersebut mendasari PT. PLN (Persero) melakukan perhitungan pembanding dengan hasil sebagai berikut.

Tabel 9. Estimasi *Capex, Opex* dan Tarif *Midstream* Gasifikasi Pembangkit Listrik oleh PT. PLN (Persero) dan ITS

Kluster	Komponen	Perhitungan PT. PLN (Persero)				Perhitungan ITS			
		Capex (Juta USD)	*Opex* (Juta USD/Tahun)	Tarif (USD/MMBTU)		*Capex* (Juta USD)	*Opex* (Juta USD/Tahun)	*Tarif* (USD/MMBTU)	
				Estimasi	Total			Estimasi	Total
Papua Selatan	Infrastruktur Regasifikasi	77,16	3,09	3,78	**7,23**	91,09	3,64	4,84	**9,11**
	LNGC	45,51	6,46	3,45		38,00	7,96	4,27	
Papua Utara	Infastruktur Regasifikasi			3,58	**5,89**	134,23	5,37	3,58	**5,89**
	LNGC			2,31		44,00	8,26	2,31	
Sulawesi	Infrastruktur Regasifikasi	321,78	12,87	4,26	**6,54**	40,10	1,60	4,60	**7,07**
	LNGC	118,80	14,67	2,28		40,00	7,54	2,47	
Nusa Tenggara	Infrastruktur Regasifikasi	374,42	14,97	3,63	**5,15**	214,33	8,57	3,44	**5,90**
	LNGC	120,39	11,63	1,52		77,00	14,64	2,46	
Maluku	Infrastruktur Regasifikasi	245,36	9,81	3,69	**5,70**	76,58	3,06	3,64	**6,75**
	LNGC	102,71	10,01	2,02		28,00	6,83	3,11	
Kalimantan	Infrastruktur Regasifikasi	197,75	7,91	2,50	**4,73**	22,65	0,91	3,78	**11,90**
	LNGC	123,16	14,80	2,23		20,00	5,17	8,12	

Sumber: PT. PLN (Persero) (2022a, 6) & ITS (2021, 28-51).

Berdasarkan perbandingan pada tabel di atas, terlihat bahwa *unit cost* program gasifikasi pembangkit listrik hasil perhitungan PT. PLN (Persero) lebih murah dibandingkan hasil perhitungan ITS. Namun demikian, perhitungan PT. PLN (Persero) tersebut memerlukan pengujian ulang untuk memastikan hasilnya valid dan memenuhi nilai keekonomian yang diharapkan.

Akibat:

Unit cost program gasifikasi pembangkit listrik hasil perhitungan ITS belum memadai dan mencerminkan nilai yang paling minimum.

Rekomendasi:

Menteri ESDM bersama dengan Menteri BUMN menugaskan:

1. PT. PLN (Persero) memberikan data realisasi penggunaan BBM, kebutuhan gas untuk 32 pembangkit listrik, dan variabel-variabel penting lain untuk perhitungan *unit cost* program gasifikasi yang paling minimum.
2. PT. PLN (Persero) bersama dengan BUMN penerima tugas penyedia

pasokan dan infrastruktur LNG mereviu dan menyepakati data-data pada poin nomor 1 yang digunakan untuk menghitung *unit cost* program gasifikasi pembangkit listrik.

3. PT. PLN (Persero) bersama BUMN penerima tugas penyedia pasokan dan infrastruktur LNG bekerja sama dengan ITS menghitung kembali *unit cost* program gasifikasi berdasarkan input data dan informasi ter*update* yang disepakati agar dihasilkan nilai keekonomian paling optimum pada setiap kluster.

4. Pelaksanaan Pengadaan Infrastruktur LNG Untuk Implementasi Kepmen ESDM Nomor 2/2022 oleh PT. PGN Tbk. Belum Memiliki Dasar yang Akuntabel.

Hasil Analisis:

PT. Pertamina (Persero) menerbitkan surat penugasan kepada PT. PGN Tbk. dan PT. PIS pada tanggal 20 Januari 2022 *pasca* ditetapkannya hasil studi kelayakan ITS dan disahkannya Kepmen ESDM Nomor 2/2022 pada tanggal 7 Januari 2022 sebagai acuan terbaru dalam pelaksanaan program gasifikasi pembangkit listrik. PT. PGN Tbk. diberi tugas menyediakan pasokan dan infrastruktur LNG di darat, bersinergi dengan PT. PIS sebagai penyedia infrastruktur LNG di laut.

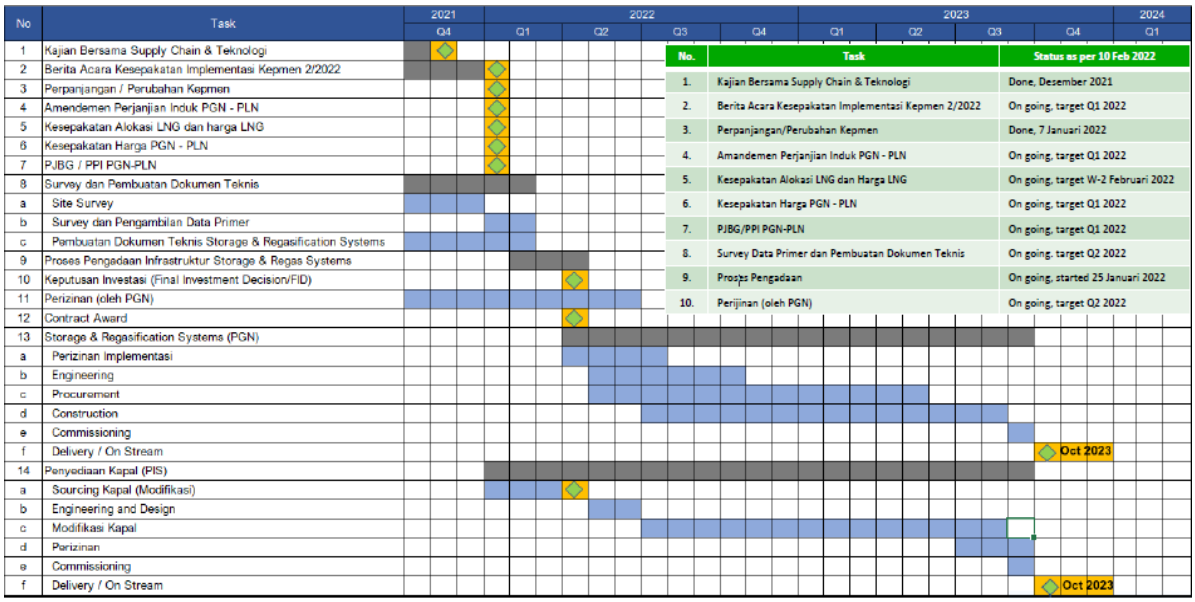
Selanjutnya dilakukan *Kick Off Meeting* (KOM) implementasi Kepmen ESDM Nomor 2/022 antara PT. Pertamina (Persero), PT. PGN Tbk. dan PT. PLN (Persero) pada tanggal 21 Januari 2022. Pada KOM tersebut, PT. PGN Tbk. selaku *lead comercial* program gasifikasi pembangkit listrik menyerahkan *draft* Amandemen Perjanjian Induk serta Berita Acara Kesepakatan Implementasi untuk di*review* oleh PT. PLN (Persero). PT. Pertamina (Persero), PT. PGN Tbk. dan PT. PLN (Persero) kemudian membahas kedua dokumen komersial tersebut beserta *keyterms* PJBG dengan merujuk hasil kajian skema logistik dari ITS, di antaranya durasi kontrak 20 tahun (perencanaan melibatkan Ditjen Gatrik dan Ditjen Migas), titik suplai LNG melalui fasilitas LNG Tangguh-Bontang-Donggi Senoro (melibatkan SKK Migas) dan tarif infrastruktur. Pembahasan dilakukan beberapa kali dengan melibatkan anak-anak perusahaan. Pada tanggal 2 Februari 2022, telah dilakukan pembahasan *draft* HOA antara PT. PGN Tbk. Group dan PT. PLN Gas & Geothermal (PLN GG) untuk implementasi di kluster Papua Utara. Hasilnya, kedua BUMN pelaksana tugas menyepakati:

- Skema bisnis PJBG akan digunakan untuk kluster Papua Utara antara PT. PGN Tbk. Group dan PT. PLN GG (berdasarkan pembahasan *draft* HOA tanggal 2 Februari 2022).
- Skema bisnis Perjanjian Pemanfaatan Infrastruktur (PPI) akan digunakan untuk kluster lainnya.
- Penyediaan fasilitas regasifikasi di kluster Sulawesi (Kolaka dan Gorontalo) dilakukan oleh PT. PLN GG (berdasarkan pembahasan di Bogor pada Desember 2021) (PT. PGN Tbk. 2022b, 10).

Di sisi lain, *Steerco Meeting* tanggal 24 Januari 2022 di Kementerian ESDM memutuskan proses pengadaan infrastruktur program gasifikasi pembangkit listrik oleh PT. PGN Tbk. dimulai pada tanggal 25 Januari 2022 dan harus sudah selesai pada minggu ke-4 April 2022. Kebijakan ini diambil agar konstruksi fasilitas regasifikasi dan pengangkutan LNG bisa terlaksana pada triwulan III 2022 sehingga target *gas-in* pembangkit listrik pada maksimal Oktober 2023 bisa tercapai (PT. PGN Tbk. 2022b, 13).

Berdasarkan kesepakatan dan keputusan *Steerco Meeting* tersebut, PT. PGN Tbk. dan PT. PIS menyusun *workplan* pengadaan infrastruktur LNG dengan rincian sebagai berikut.

Gambar 12. *Workplan* Implementasi Kepmen ESDM Nomor 2/2022



Sumber: PT. PGN Tbk. (2022b, 9).

PT. PGN Tbk. kemudian melakukan survei ke lapangan, membuat dokumen teknis dan menerbitkan pengumuman prakualifikasi pengadaan penyedia jasa

pengangkutan, penyimpanan dan regasifikasi LNG untuk kluster Nusra, Sulawesi, Papua Utara, Papua Selatan dan Maluku. Adapun metode penawaran untuk pengadaan ini ditetapkan satu tahap dua sampul; sedangkan sistem evaluasi yang digunakan adalah harga terendah *pass/fail* (administrasi) dan *passing grade* ≥ 75% teknis. Sementara jenis kontrak adalah *Build, Own, Operate* (BOO) dengan opsi transfer.

Dalam implementasinya, *Project Management Office* PT. PGN Tbk. telah melakukan proses pengadaan di dua kluster. Untuk kluster Nusra, per 15 Februari 2022 (PT. PGN Tbk. 2022b, 13-16) telah selesai dilaksanakan:

- Pengumuman prakualifikasi: 25 Januari 2022 di Koran Kontan serta laman PT. PGN Tbk. dan PT. Pertamina (Persero)[25].
- Pengumuman perpanjangan pendaftaran dan pengambilan dokumen prakualifikasi: 28 Januari 2022.
- Pendaftaran dan pengambilan dokumen (secara elektronik melalui email project.procurement@pgn.co.id): 26 Januari – 3 Februari 2022.
- *Aanwijzing* (secara *online* melalui aplikasi *microsoft teams*): 4 Februari 2022.
- Pemasukan dokumen prakualifikasi: 16 Februari 2022.

Sementara untuk kluster Sulawesi sudah dilakukan pengumuman prakualifikasi pada tanggal 24 Februari 2022 dengan jadwal sebagai berikut[26]:

- Pendaftaran dan pengambilan dokumen prakualifikasi (secara elektronik melalui email project.procurement@pgn.co.id): 25 Februari – 8 Maret 2022.
- *Aanwijzing* (secara *online* melalui aplikasi *microsoft teams*): 9 Maret 2022.
- Batas akhir pemasukan proposal prakualifikasi: 24 Maret 2022.

---

[25] *Lihat https://www.pertamina.com/id/news-room/general-procurement/jasa-pengangkutan-dan-regasifikasi-liquified-natural-gas-lng-untuk-pembangkit-listrik-pt-pln-klaster-nusa-tenggara (diakses 30 Mei 2022).*
[26] *Lihat https://www.pertamina.com/id/news-room/general-procurement/Jasa-Penyimpanan-Dan-Regasifikasi-Liquified-Natural-Gas-LNG-Untuk-Pembangkit-Listrik-PT-PLN-Klaster-Sulawesi (diakses 30 Mei 2022).*

Bersamaan dengan proses pengadaan tersebut, PT. PLN (Persero) melakukan perhitungan pembanding karena menilai ada beberapa variabel penentu yang tidak masuk dalam studi kelayakan ITS sehingga *unit cost* yang dihasilkan bukan yang paling minimum. Berdasarkan hasil perhitungan pembanding, pada akhir Maret 2022 PT. PLN (Persero) meminta ITS melakukan perhitungan ulang *unit cost* program gasifikasi dengan memasukkan beberapa variabel penentu. Padahal hasil perhitungan ITS tahun 2021 menjadi acuan HPS dalam proses pengadaan infrastruktur yang dilakukan oleh PT. PGN Tbk., utamanya untuk kluster Nusra dan Sulawesi sebagaimana penjelasan di atas.

Akibat:

Pengadaan infrastruktur LNG program gasifikasi pembangkit listrik yang sudah dilaksanakan oleh PT. PGN Tbk. di kluster Nusra dan Sulawesi belum memiliki dasar yang akuntabel sehingga berpotensi rawan *fraud.*

Rekomendasi:

Menteri ESDM memerintahkan BUMN penerima tugas menunda pelaksanaan pengadaan infrastruktur LNG sampai pedoman teknis sebagai dasar acuan implementasi program gasifikasi pembangkit listrik diterbitkan.

BAB IV KESIMPULAN

Diversifikasi energi dan transisi energi bersih melalui program gasifikasi pembangkit listrik memang penting dan menjadi salah satu terobosan untuk meningkatkan penyerapan gas oleh pasar domestik dan penyediaan listrik murah di daerah 3T. Meski demikian, Pemerintah harus tetap realistis dalam mengimplementasikannya di tengah masa pandemi Covid-19 yang berimbas pada penurunan ekonomi dan pertumbuhan listrik di Indonesia. Terlebih kesuksesan program ini membutuhkan infrastruktur LNG kompleks dan biaya tinggi yang identik dengan permasalahan teknis yang terkadang sulit diantisipasi risikonya karena ukuran proyek yang besar sehingga harus ada intervensi dan dukungan kompensasi dari Pemerintah agar nilai keekonomiannya terjaga.

Oleh karena itu, agar program gasifikasi pembangkit listrik terimplementasi secara akuntabel, *sustainable* dan tidak membebani para pihak yang terlibat, maka Pemerintah harus melakukan perencanaan mendetil dan studi kelayakan yang cermat. Selain itu, Pemerintah perlu:

1. Menyusun pedoman teknis sebagai dasar acuan implementasi program gasifikasi pembangkit listrik PT. PLN (Persero) dengan mencakup kriteria:
    a. Pelaksana penugasan: merupakan BUMN-BUMN hasil *assessment* bersama, tidak boleh bertindak sebagai *broker* dan harus melakukan sendiri proyek investasi yang ditugaskan sesuai kemampuan, serta meminta dan mendokumentasikan persetujuan RUPS sebagai dasar pelaksanaan program.
    b. Berbagai opsi kompensasi yang akan diterima oleh para BUMN penerima penugasan agar tetap memperoleh *margin* yang diharapkan berdasarkan perhitungan bisnis atau komersial sepanjang dalam tingkat kewajaran.
    c. Pelaksanaan program didasarkan pada hasil perhitungan ulang *unit cost* yang paling minimum, rekomendasi kluster, jumlah pembangkit listrik, kebutuhan gas dan jangka waktu pelaksanaan yang paling *feasible* dan realistis.
2. Mengintegrasikan pelaksanaan program gasifikasi pembangkit listrik PT. PLN (Persero) dengan kebijakan penggunaan energi alternatif lain untuk konversi

pembangkit listrik disesuaikan potensi daerah setempat dan pemanfaatan infrastruktur gas di luar kelistrikan agar diperoleh biaya infrastruktur gas yang lebih kompetitif dan nilai keekonomian program lebih optimal.

REFERENSI

REGULASI

Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 11 Tahun 2020 tentang Cipta Kerja.

Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 15 Tahun 2019 tentang Perubahan Atas Undang-Undang Nomor 12 Tahun 2011 tentang Pembentukan Peraturan Perundang-Undangan.

Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 30 Tahun 2014 tentang Administrasi Pemerintahan.

Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 12 Tahun 2011 tentang Pembentukan Peraturan Perundang-Undangan.

Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 19 Tahun 2003 tentang Badan Usaha Milik Negara.

Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 45 Tahun 2005 tentang Pendirian, Pengurusan, Pengawasan dan Pembubaran Badan Usaha Milik Negara.

Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 37 Tahun 1994 tentang Pengalihan Bentuk Perusahaan Umum (Perum) Gas Negara Menjadi Perusahaan Perseroan (Persero).

Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 16 Tahun 2020 tentang Rencana Strategis Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Tahun 2020-2024.

Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 10 Tahun 2020 tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 45 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi Untuk Pembangkit Tenaga Listrik.

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor: 2.K/TL.01/MEM.L/2022 tentang Penugasan Pelaksanaan Penyediaan Pasokan dan Pembangunan Infrastruktur Liquefied Natural Gas, serta Konversi dari Penggunaan Bahan Bakar Minyak Menjadi Liquefied Natural Gas dalam Penyediaan Tenaga Listrik.

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor: 188.K/HK.02/MEM.L/2021 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2021 Sampai Dengan Tahun 2030.

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor: 34 K/16/MEM/2020 tentang Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi Untuk Penyediaan Tenaga Listrik oleh PT. PLN (Persero).

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor: 13 K/13/MEM/2020 tentang Penugasan Pelaksanaan Penyediaan Pasokan dan Pembangunan Infrastruktur Liquefied Natural Gas (LNG), serta Konversi Penggunaan Bahan Bakar Minyak dengan Liquefied Natural Gas (LNG) dalam Penyediaan Tenaga Listrik.

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 143 K/20/MEM/2019 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional Tahun 2019 Sampai Dengan Tahun 2038.

ARTIKEL DAN JURNAL

Adhiguna, P. 2021. Indonesia's Small-Scale LNG Power Plant Conversion – A Triple Hit for PGN? The Goal Is Clear but Not the Numbers, *Institute for Energy Economics and Financial Analysis*, [1-37].

Gregory, J. & Sovacool, B.K. 2019. Rethinking the governance of energy poverty in sub-Saharan Africa: reviewing three academic perspectives on electricity infrastructure investment, *Renew. Sustain. Energy*, Rev. 111, [344–354].

Gregory, J. & Sovacool, B.K. 2019. The financial risks and barriers to electricity infrastructure in Kenya, Tanzania, and Mozambique: a critical and systematic review of the academic literature, *Energy Pol*. 125, [145–153].

Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). 2021. Press Release IEEFA: Konversi Pembangkit Listrik Diesel ke Gas Masih Belum Ekonomis, Jakarta, [1-3].

Kirillov, N.G. 2004. Analysis of Modern Natural Gas Liquefaction Technologies. *Chem. Pet. Eng.*, 40 (7), [401–406].

Kumar, S., Kwon, H.T, Choi, K.H., Lim, W., Cho, J.H., Tak, K., Moon, I. 2011. LNG: An Eco-friendly Cryogenic Fuel for Sustainable Development. *Appl. Energy*, 88, [4264–4273].

Lee, I., Park, J. & Moon, I. 2018. Key Issues and Challenges on the Liquefied Natural Gas Value Chain: A Review from the Process Systems Engineering Point of View, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 57, [5805-5818].

Lim, W.; Lee, I.; Tak, K.; Cho, J. H.; Ko, D.; Moon, I. 2014. Efficient Configuration of a Natural Gas Liquefaction Process for Energy Recovery, *Ind. Eng. Chem. Res*., 53 (5), [1973–1985].

Lu, J., Ren, L., Qiao, J., Yao, W., Strielkowski, W. & Streimikis, J. 2019. Corporate social responsibility and corruption: implications for the sustainable energy sector, *MDPI.*

Rimˇsait˙e, L. 2019. Corruption risk mitigation in energy sector: issues and challenges, *Energy Pol.* 125, [260–266].

BUKU

Fuller, L.L. 1969. *The Morality of the Law*. Revised edn. New Haven: Yale University.

LAPORAN

Badan Pusat Statistik. 2020. *Pertumbuhan Ekonomi Indonesia Triwulan IV-2019*, Jakarta: Badan Pusat Statistik.

Badan Pusat Statistik. 2019. *Statistik Ekspor Impor 1996-2019*. Jakarta.

Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. 2021. *Laporan Akhir Perencanaan Transportasi Laut LNG Dalam Menunjang Gasifikasi Pembangkit Listrik Sesuai Kepmen 13/2020*, Surabaya: DKPU – ITS, [1-54].

Ministry of Energi and Mineral Resources. 2019. *Handbook of Energy and Economic Statitics of Indonesia 2019.* Final Edition, Ministry of Energy and Mineral Resources, Jakarta.

PT. PGN Tbk.2022a. *Laporan Tahunan 2021 PT. PGN Tbk. – Greater Collaboration*, Stronger Energy, Jakarta, [1-594].

PT. PGN Tbk.2021. *Laporan Tahunan 2020 PT. PGN Tbk. – Answering The Challenges*, Jakarta, [1-638].

PT. PIS. 2021. *Laporan Tahunan 2020 – Transformasi Untuk Pertumbuhan Berkelanjutan*. Jakarta, [1-327].

PT. Pertamina (Persero). 2021. *Laporan Tahunan 2020 – CHANGE*, Jakarta, [1-744].

PT. PLN (Persero). 2021. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) 2021-2030*, Jakarta, [1-915].

PT. Rinder Energia. 2021. *Consultancy Services for LNG Infrastructure Project Implementation for PLTMG PLN Phase I Kepmen 13 – Alignment Report*, Jakarta, [1-53].

PAPARAN

Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi. 2022. Migas dan Transisi Energi. Paparan pada Forum Energizing Indonesia – Iluni DTGPK UI Seminar Nasional-12 Tanggal 16 Maret 2022, [1-20].

Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi. 2022. Keputusan Menteri ESDM Nomor 02 Tahun 2022 Terkait Penugasan Untuk Membangun PLTG, Jakarta: Materi Paparan Disampaikan Kepada KPK pada Tanggal 17 Februari 2022, [1-34].

Inspektorat Jenderal Kementerian ESDM. Pengawasan Konversi BBM ke LNG pada PLTMG Indonesia Timur – Hasil Pengawasan Terpadu Sektor ESDM, [1-7].

PT. PGN Tbk. 2022b. Implementasi Penyediaan Pasokan dan Pembangunan Infrastruktur LNG Untuk Pembangkit Listrik PLN (*Update* Percepatan Eksekusi Kepmen ESDM 2.K/TL.01/MEM.L/2022), Jakarta: Materi Paparan Disampaikan Kepada KPK pada Tanggal 15 Februari 2022, [1-16].

PT. PLN (Persero). 2022a. Rencana Gasifikasi Pembangkit Listrik PT. PLN (Persero), Jakarta: Materi Paparan Disampaikan Kepada KPK pada Tanggal 10 Maret 2020, [1-13].

PT. PLN (Persero). 2022b. Pemanfaatan Gas untuk Pembangkit PLN, Paparan dalam Forum Energizing Indonesia 2022, Maret 2022, [1-15].

Tim Tenaga Ahli Menteri ESDM. 2022. Pelaksanaan Kepmen ESDM No. 2/2022 tentang Penugasan Pelaksanaan Penyediaan Pasokan dan Pembangunan Infrastruktur LNG, serta Konversi dari Penggunaan BBM menjadi LNG dalam Penyediaan Tenaga Listrik, Jakarta: Materi Paparan Disampaikan Kepada KPK pada Tanggal 14 April 2022, [1-22].

KPK
Komisi Pemberantasan Korupsi

DIREKTORAT
MONITORING

Direktorat Monitoring
Komisi Pemberantasan Korupsi
JL. Kuningan Persada Kav-4, Karet, Setiabudi, Jakarta Selatan 12950
Telp: (021) 2557 8300
Fax: (021) 2557 8333
Call Center: 198
www.kpk.go.id