RANCANGAN
PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR ... TAHUN ...
TENTANG
PETA JALAN (*ROAD MAP*) TRANSISI ENERGI SEKTOR KETENAGALISTRIKAN

DENGAN RAHMAT TUHAN YANG MAHA ESA

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

Menimbang :

a. bahwa untuk mengurangi ketergantungan terhadap energi fosil dan mencapai komitmen target pembangunan berkelanjutan, perlu melaksanakan transisi energi berkeadilan melalui pemanfaatan energi baru dan energi terbarukan menuju pengurangan emisi gas rumah kaca;
b. bahwa untuk memberikan pedoman dalam pelaksanaan transisi energi sektor ketenagalistrikan, perlu menetapkan peta jalan (*road map*) transisi energi sektor ketenagalistrikan yang mendukung pencapaian target *net zero emission* gas rumah kaca;
c. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a, huruf b, dan untuk melaksanakan ketentuan Pasal 3 ayat (1) Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik, perlu menetapkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Peta Jalan (*Road Map*) Transisi Energi Sektor Ketenagalistrikan;

Mengingat :

1. Pasal 17 ayat (3) Undang-Undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945;
2. Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2007 Nomor 96, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4746);
3. Undang-Undang Nomor 39 Tahun 2008 tentang Kementerian Negara (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2008 Nomor 166, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4916) sebagaimana telah diubah dengan Undang-Undang Nomor 61 Tahun 2024 tentang Perubahan atas Undang-Undang Nomor 39 Tahun 2008 tentang Kementerian Negara (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2024 Nomor 225, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 6994);

4. Undang-Undang Nomor 59 Tahun 2024 tentang Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional Tahun 2025-2045 (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2024 Nomor 194, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 6987);
5. Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2012 Nomor 28, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5281) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014 tentang Perubahan atas Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2014 Nomor 75, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5530);
6. Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2022 Nomor 181);
7. Peraturan Presiden Nomor 169 Tahun 2024 tentang Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2024 Nomor 365);
8. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 12 Tahun 2023 tentang Pemanfaatan Bahan Bakar Biomassa sebagai Campuran Bahan Bakar pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2023 Nomor 946);
9. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 9 Tahun 2024 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2024 Nomor 414);

MEMUTUSKAN:

Menetapkan : PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG PETA JALAN (*ROAD MAP*) TRANSISI ENERGI SEKTOR KETENAGALISTRIKAN.

Pasal 1

Dalam Peraturan Menteri ini yang dimaksud dengan:

1. Transisi Energi adalah proses transformasi penyediaan dan pemanfaatan energi tak terbarukan menjadi energi baru dan energi terbarukan, penggunaan teknologi energi rendah karbon, dan/atau efisiensi energi secara bertahap, terukur, nasional, dan berkelanjutan untuk menurunkan emisi gas rumah kaca.
2. Pembangkit Listrik Tenaga Uap Batubara yang selanjutnya disebut PLTU adalah pembangkit listrik tenaga uap yang memanfaatkan sumber energi bahan bakar batubara.
3. Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU adalah penghentian operasi PLTU sebelum mencapai usia teknis atau masa pakai yang direncanakan.

4. Menteri adalah menteri yang menyelenggarakan urusan pemerintahan di bidang energi dan sumber daya mineral.

Pasal 2

(1) Transisi Energi sektor ketenagalistrikan dilaksanakan untuk mengurangi emisi gas rumah kaca.
(2) Transisi Energi sektor ketenagalistrikan sebagaimana dimaksud pada ayat (1) dilaksanakan melalui:
    a. implementasi *cofiring* biomassa di PLTU;
    b. akselerasi pengurangan penggunaan bahan bakar minyak pada pembangkitan tenaga listrik;
    c. *retrofiting* pembangkit fosil;
    d. pembatasan penambahan PLTU;
    e. akselerasi pengembangan *variable renewable energy* dan tambahan pembangkit tenaga listrik hanya dari pembangkit energi baru dan energi terbarukan;
    f. produksi *green hidrogen* (H_2) atau *green amonia* (NH_3);
    g. pengembangan pembangkit listrik tenaga nuklir; dan/atau
    h. Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU.

Pasal 3

Implementasi *cofiring* biomassa di PLTU sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (2) huruf a dilaksanakan sepanjang tidak menambah biaya investasi secara signifikan yang berdampak pada kenaikan biaya pokok penyediaan tenaga listrik.

Pasal 4

Akselerasi pengurangan penggunaan bahan bakar minyak pada pembangkitan tenaga listrik sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (2) huruf b dilaksanakan melalui:
a. *dedieselisasi*, berupa percepatan pengurangan penggunaan bahan bakar minyak pada pembangkit listrik tenaga diesel dengan tetap menjaga kontinuitas dan kecukupan pasokan tenaga listrik sepanjang waktu sehingga tidak ada sistem yang mengalami defisit; atau
b. *gasifikasi* pembangkit listrik tenaga gas, pembangkit listrik tenaga gas dan uap, pembangkit listrik tenaga mesin gas, atau pembangkit listrik tenaga mesin gas uap dan *hybrid* dengan pembangkit *variable renewable energi*.

Pasal 5

Retrofitting pembangkit fosil sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (2) huruf c dilaksanakan melalui:
a. *retrofiting* PLTU, berupa implementasi teknologi penangkapan dan penyimpanan karbon (*carbon capture and storage*) yang dapat menyimpan emisi gas rumah kaca dalam formasi geologi; atau
b. *retrofiting* pada pembangkit listrik tenaga gas, pembangkit listrik tenaga gas dan uap, pembangkit listrik tenaga mesin gas, atau pembangkit listrik tenaga mesin gas uap, yang dapat dilakukan melalui implementasi penangkapan dan penyimpanan karbon (*carbon capture and storage*)

dan penggantian bahan bakar menjadi 100% (seratus persen) *green hirdogen* (H_2).

Pasal 6

(1) Pembatasan penambahan PLTU sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (2) huruf d dilaksanakan melalui pelarangan pembangunan PLTU baru.

(2) Pembangunan PLTU baru sebagaimana dimaksud pada ayat (1) dilarang kecuali untuk:
   a. PLTU yang telah ditetapkan dalam rencana usaha penyediaan tenaga listrik sebelum berlakunya Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik; atau
   b. PLTU yang memenuhi persyaratan:
      1) terintegrasi dengan industri yang dibangun berorientasi untuk peningkatan nilai tambah sumber daya alam atau termasuk dalam proyek strategis nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja dan/atau pertumbuhan ekonomi nasional;
      2) berkomitmen untuk melakukan pengurangan emisi gas rumah kaca minimal 35% (tiga puluh lima persen) dalam jangka waktu 10 (sepuluh) tahun sejak PLTU beroperasi dibandingkan dengan rata-rata emisi PLTU di Indonesia pada tahun 202l melalui pengembangan teknologi, *carbon offset*, dan/atau bauran energi terbarukan; dan
      3) beroperasi paling lama sampai dengan tahun 2050.

Pasal 7

Akselerasi pengembangan *variable renewable energy* dan tambahan pembangkit tenaga listrik hanya dari pembangkit energi baru dan energi terbarukan sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (2) huruf e dilaksanakan sebagai alternatif penyediaan tenaga listrik karena pengembangan pembangkit listrik energi baru dan energi terbarukan skala besar memerlukan waktu yang lama.

Pasal 8

Produksi *green hidrogen* (H_2) atau *green amonia* (NH_3) sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (2) huruf f dapat dilakukan melalui pemanfaatan potensi hidro skala besar.

Pasal 9

Pengembangan pembangkit listrik tenaga nuklir sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (2) huruf g harus memenuhi persyaratan keselamatan (*safety*), keamanan (*security*), dan garda aman (*safeguards*) sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

Pasal 10

(1) Pelaksanaan Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU sebagaimana dimaksud dalam Pasal 10 memperhatikan kriteria paling sedikit:
   a. kapasitas;
   b. usia pembangkit;
   c. utilisasi;
   d. emisi gas rumah kaca PLTU;
   e. nilai tambah ekonomi;
   f. ketersediaan dukungan pendanaan dalam negeri dan luar negeri; dan
   g. ketersediaan dukungan teknologi dalam negeri dan luar negeri.

(2) Selain kriteria sebagaimana dimaksud pada ayat (1), pelaksanaan Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU dilakukan dengan mempertimbangkan:
   a. keandalan sistem ketenagalistrikan;
   b. dampak kenaikan biaya pokok penyediaan tenaga listrik terhadap tarif tenaga listrik yang menyebabkan subsidi dan kompensasi; dan
   c. penerapan aspek *just energy transition*.

Pasal 11

(1) Transisi Energi sektor ketenagalistrikan sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 dilaksanakan sesuai dengan peta jalan (*road map*) Transisi Energi sektor ketenagalistrikan.

(2) Peta jalan (*road map*) Transisi Energi sektor ketenagalistrikan sebagaimana dimaksud pada ayat (1) meliputi:
   a. latar belakang;
   b. kondisi penyediaan tenaga listrik nasional;
   c. strategi pelaksanaan Transisi Energi sektor ketenagalistrikan;
   d. peta jalan (*road map*) Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU;
   e. potensi pengurangan emisi gas rumah kaca PLTU;
   f. keselarasan antar berbagai kebijakan lainnya; dan
   g. perdagangan karbon pada subsektor pembangkit listrik.

(3) Peta jalan (*road map*) Transisi Energi sektor ketenagalistrikan sebagaimana dimaksud dalam ayat (1) tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Peraturan Menteri ini.

Pasal 12

Penetapan PLTU yang dilakukan Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU dilakukan oleh Menteri setelah mendapatkan persetujuan tertulis dari menteri yang menyelenggarakan urusan pemerintahan di bidang keuangan negara dan menteri yang menyelenggarakan urusan pemerintahan di bidang badan usaha milik negara.

Pasal 13

Peta jalan (*road map*) Transisi Energi sektor ketenagalistrikan sebagaimana dimaksud dalam Pasal 10 dievaluasi setiap 2 (dua) tahun atau sewaktu-waktu apabila diperlukan.

Pasal 14

Peraturan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal diundangkan.

Agar setiap orang mengetahuinya, memerintahkan pengundangan Peraturan Menteri ini dengan penempatannya dalam Berita Negara Republik Indonesia.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

BAHLIL LAHADALIA

Diundangkan di Jakarta
pada tanggal

DIREKTUR JENDERAL
PERATURAN PERUNDANG-UNDANGAN
KEMENTERIAN HUKUM REPUBLIK INDONESIA,

DHAHANA PUTRA

BERITA NEGARA REPUBLIK INDONESIA TAHUN ... NOMOR ...

LAMPIRAN
PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA
NOMOR ... TAHUN ...
TENTANG
PETA JALAN (*ROAD MAP*) TRANSISI ENERGI SEKTOR KETENAGALISTRIKAN

PETA JALAN (*ROAD MAP*)
TRANSISI ENERGI SEKTOR KETENAGALISTRIKAN

A. LATAR BELAKANG

Dalam rangka mendukung upaya global untuk mengurangi emisi gas rumah kaca, Pemerintah Indonesia telah menerbitkan beberapa kebijakan dan regulasi. Pada saat *Conference of the Parties* (COP) ke-21, Pemerintah Indonesia menandatangani Persetujuan Paris yakni perjanjian internasional tentang perubahan iklim yang bertujuan untuk menahan kenaikan suhu rata-rata global di bawah 2 (dua) °C di atas tingkat di masa praindustrialisasi dan melanjutkan upaya untuk menekan kenaikan suhu ke 1,5 (satu koma lima) °C di atas tingkat praindustrialisasi.

Pemerintah Indonesia selanjutnya meratifikasi Persetujuan Paris melalui Undang-Undang Nomor 16 Tahun 2016 tentang Pengesahan *Paris Agreement to the United Nations Framework Convention on Climate Change* (Persetujuan Paris atas Konvensi Kerangka Kerja Perserikatan Bangsa-Banga mengenai Perubahan Iklim). Dengan penandatanganan dan ratifikasi Persetujuan Paris, Pemerintah Indonesia wajib menyampaikan kontribusi yang ditetapkan secara nasional (*Nationally Determined Contribution*) yang memuat komitmen dan aksi (rencana mitigasi dan adaptasi) perubahan iklim hingga tahun 2030. *Nationally Determined Contribution* pertama telah disampaikan oleh Pemerintah Indonesia pada November tahun 2016.

Pemerintah Indonesia memperkuat komitmen iklimnya melalui *Updated Nationally Determined Contribution* dengan target pengurangan emisi yang adil dan memperkuat keselarasan antara tujuan iklim dan tujuan pembangunan negara. Bersama dengan *Updated Nationally Determined Contribution*, Pemerintah Indonesia juga menyampaikan dokumen Strategi Jangka Panjang Penurunan Emisi Karbon dan Ketahanan Iklim 2050 (*Long-term Strategy on Low Carbon and Climate Resilience*/LTS-LCCR) yang menguraikan tujuan Indonesia untuk mencapai puncak emisi gas rumah kaca nasional pada tahun 2030 dengan *net sink* pada sektor kehutanan dan penggunaan lahan serta untuk maju lebih jauh menuju emisi *net-zero* (*net zero emission*) pada tahun 2060 atau lebih cepat.

Pada tahun 2022, Pemerintah Indonesia menyampaikan peningkatan target penurunan emisi gas rumah kaca melalui *Enhanced Nationally Determined Contribution*. Dokumen ini disusun untuk memutakhirkan kebijakan nasional terkait perubahan iklim.Dalam dokumen *Enhanced Nationally Determined Contribution*, Pemerintah Indonesia menargetkan pengurangan emisi gas rumah kaca sebesar 915.000.000 (sembilan ratus lima belas juta) ton CO_2e atau 31,89% (tiga puluh satu koma delapan sembilan persen) dengan usaha sendiri dan 1.240.000.000 (satu miliar dua ratus empat puluh juta) ton CO_2e atau 43,20% (empat puluh tiga koma dua nol persen) dengan bantuan internasional berupa dukungan finansial, transfer teknologi, dan peningkatan kapasitas sumber daya manusia. Menindaklanjuti hasil *Conference of Parties* (COP) ke-26 dan target *Enhanced Nationally Determined Contribution* serta untuk meningkatkan investasi dan mempercepat pencapaian target bauran energi terbarukan dalam bauran energi nasional sesuai dengan Kebijakan Energi Nasional serta penurunan emisi gas rumah kaca, Pemerintah Indonesia menetapkan Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Secara spesifik, Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 mengamanatkan pelaksanaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dalam rangka Transisi Energi sektor ketenagalistrikan.

Lebih lanjut, pada Konferensi Tingkat Tinggi G20, Pemerintah Indonesia secara resmi meluncurkan Mekanisme Transisi Energi (*Energy Transition Mechanism*). Untuk mendukung program *Energy Transition Mechanism*, Pemerintah Indonesia melalui Keputusan Menteri Keuangan Nomor

275/KMK.010/2022 tentang Penugasan kepada Perusahaan Perseroan (Persero) PT Sarana Multi Infrastruktur dalam Rangka Pemberian Dukungan Fiskal melalui Kerangka Pendanaan dan Pembiayaan untuk Percepatan Transisi Energi di Sektor Ketenagalistrikan menunjuk PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) sebagai pengelola pendanaan (*country platform manager*) Transisi Energi di Indonesia. *Country platform manager* untuk *Energy Transition Mechanism* menjadi kerangka yang menyediakan kebutuhan pembiayaan dalam mempercepat Transisi Energi nasional dengan memobilisasi dana yang bersumber dari publik dan swasta secara berkelanjutan. Pada Konferensi Tingkat Tinggi G20, *Just Energy Transition Partnership* Indonesia juga telah resmi diluncurkan melalui perjanjian internasional yang dituangkan dalam *Joint Statement* antara Pemerintah Indonesia dengan Grup Mitra Internasional (*International Partners Group*). Kemitraan ini bertujuan untuk mempercepat Transisi Energi yang adil dari bahan bakar fosil ke energi terbarukan dengan melibatkan mobilisasi pendanaan awal sebesar 20.000.000.000 (dua puluh miliar) USD selama periode 3 (tiga) tahun hingga 5 (lima) tahun ke depan.

Salah satu *key takeaway* dari *Conference of Parties* (COP) ke-27 adalah memobilisasi lebih banyak dukungan keuangan untuk negara berkembang dengan menciptakan pendanaan yang lebih luas menuju pembangunan rendah emisi dan berketahanan iklim. Hal ini tentunya akan membantu Indonesia dalam melakukan reduksi emisi melalui Transisi Energi dan dekarbonisasi.

Selain itu, sebagai upaya penurunan emisi Pemerintah Indonesia menerbitkan:

1. kebijakan pajak karbon melalui Undang-Undang Nomor 7 Tahun 2021 tentang Harmonisasi Peraturan Perpajakan;
2. instrumen nilai ekonomi karbon melalui Peraturan Presiden Nomor 98 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Nilai Ekonomi Karbon untuk Pencapaian Target Kontribusi yang Ditetapkan secara Nasional dan Pengendalian Emisi Gas Rumah Kaca dalam Pembangunan Nasional antara lain mengatur perdagangan emisi, pengimbangan emisi *(offset)*, dan pembayaran berbasis kinerja *(result-based payment)*; dan
3. tata cara penyelenggaraan nilai ekonomi karbon khusus untuk subsektor pembangkit tenaga listrik melalui Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 16 Tahun 2022 tentang Tata Cara Penyelenggaraan Nilai Ekonomi Karbon Subsektor Pembangkit Tenaga Listrik.

Selanjutnya, untuk mengakselerasi upaya Transisi Energi pada sektor ketenagalistrikan, Pemerintah melakukan evaluasi dan penyesuaian Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2019-2038 antara lain untuk memutakhirkan rencana pembangunan kawasan industri, kawasan ekonomi khusus, *smelter*, sentra kelautan dan perikanan terpadu, destinasi pariwisata superprioritas, kendaraan bermotor listrik berbasis baterai, kompor listrik, kebutuhan *green hydrogen*, pengendalian pembangunan PLTU, dan target *net zero emmision* pada tahun 2060 atau lebih cepat., melalui Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 314.K/TL.01/MEM.L/2024 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional.

Salah satu upaya dekarbonisasi di subsektor pembangkitan tenaga listrik telah dilakukan oleh Pemerintah Indonesia melalui Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral 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. Langkah dekarbonisasi dan penurunan emisi dari PLTU di dalam

Keputusan Menteri tersebut antara lain pembatalan 13,3 (tiga belas koma tiga) gigawatt PLTU baru yang sebelumnya direncanakan pada Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2019 sampai dengan Tahun 2028 dan pembatalan 1,3 (satu koma tiga) gigawatt PLTU yang sudah tahapan *power purchase agreement* dan terdapat pada *pipeline* Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara Tahun 2021 sampai dengan Tahun 2030. Upaya tersebut menunjukkan komitmen Pemerintah Indonesia untuk menekan emisi dari PLTU.

Berdasarkan latar belakang tersebut, Transisi Energi sektor ketenagalistrikan merupakan langkah penting Indonesia untuk berkontribusi pada Transisi Energi dan dekarbonisasi global. Transisi Energi sektor ketenagalistrikan adalah proses transformasi penyediaan dan pemanfaatan energi tak terbarukan menjadi energi baru dan energi terbarukan, penggunaan teknologi energi rendah karbon dan/atau efisiensi energi secara bertahap, terukur, nasional, dan berkelanjutan pada sektor ketenagalistrikan untuk menurunkan emisi gas rumah kaca.

Berdasarkan Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional, Transisi Energi sektor ketenagalistrikan dilakukan antara lain melalui implementasi *cofiring* biomassa di PLTU, akselerasi pengurangan penggunaan bahan bakar minyak pada pembangkitan tenaga listrik, *retrofitting* pembangkit fosil, pembatalan penambahan PLTU, akselerasi pengembangan *variable renewable energy* dan tambahan pembangkit tenaga listrik hanya dari pembangkit energi baru dan energi terbarukan, PLTA di Papua untuk produksi *green hydrogen* atau *green ammonia*, serta pengembangan PLTN.

Pada strategi Transisi Energi retrofitting pembangkit fosil, Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU batubara bersifat *conditional*, mempertimbangkan ketersediaan bantuan internasional, biaya pokok penyediaan tenaga listrik, dan keandalan sistem tenaga listrik. Percepatan pengakhiran masa operasional PLTU ini merupakan upaya mitigasi perubahan iklim yang tidak termasuk dalam target *Enhanced Nationally Determined Contribution*.

Guna mendukung Transisi Energi sektor ketenagalistrikan, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral menyusun Peta Jalan (*Road Map*) Transisi Energi Sektor Ketenagalistrikan.

B. KONDISI PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK NASIONAL

Analisis kondisi penyediaan tenaga listrik nasional ditujukan untuk memahami sistem ketenagalistrikan nasional, terutama terkait proyeksi permintaan listrik, bauran pembangkit dan emisi nasional, dan klasifikasi PLTU berdasarkan izin dan wilayah usaha. Analisis juga dilakukan terkait isu ketenagalistrikan nasional, rekapitulasi PLTU dan kondisi *economic lifetime retirement*, potensi sumber energi terbarukan dan tantangan dalam pengembangannya, serta inisiatif terkait percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dalam lingkup global dan nasional.

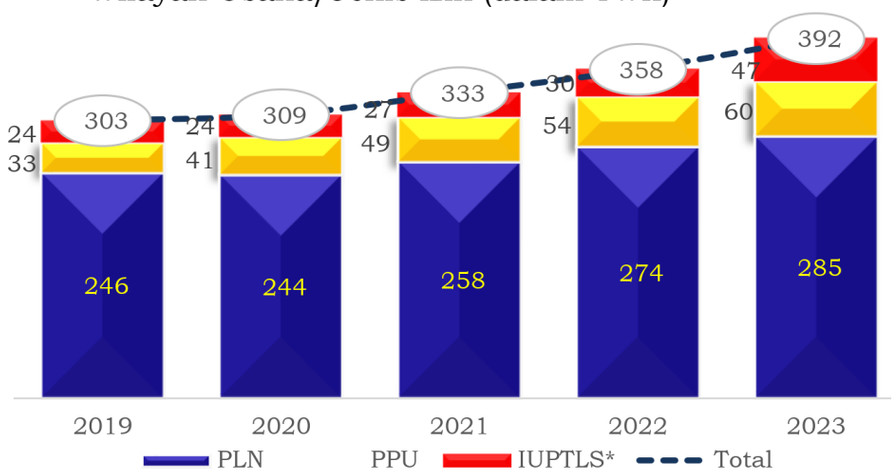
1. Sistem Ketenagalistrikan

   a) Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

      Konsumsi tenaga listrik nasional mengalami pertumbuhan rata-rata sekitar 7% (tujuh persen) per tahun dalam 5 (lima) tahun terakhir. Konsumsi tenaga listrik nasional tumbuh sekitar 6% (enam persen) pada tahun 2019 dan turun menjadi sekitar 2% (dua persen) pada tahun 2020 akibat pandemi COVID-19. Pada tahun berikutnya, konsumsi tenaga listrik kembali meningkat menjadi sekitar 8% (delapan persen) pada tahun 2021 dan tahun 2022. Perkembangan konsumsi tenaga listrik nasional didominasi

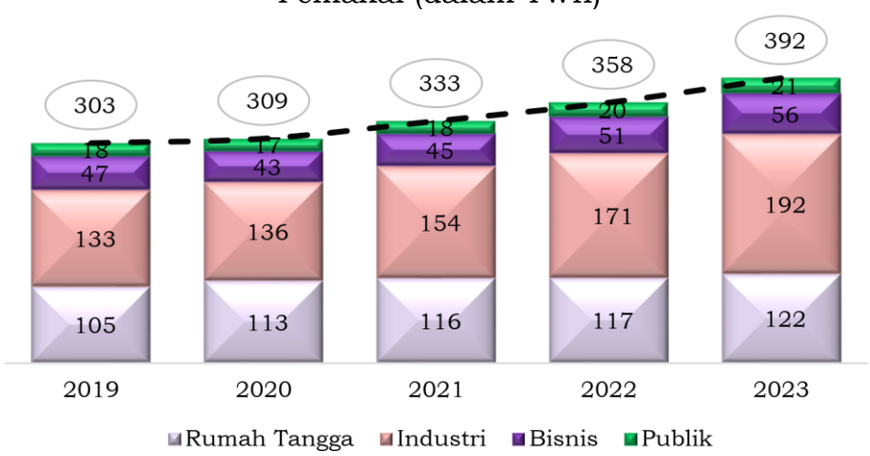
oleh konsumsi tenaga listrik di wilayah usaha PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) diikuti konsumsi tenaga listrik di luar wilayah usaha PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan konsumsi tenaga listrik oleh pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Sendiri (Gambar B.1). Secara sektoral, konsumsi tenaga listrik nasional didominasi oleh sektor industri dan sektor rumah tangga (Gambar B.2).

Gambar B.1
Perkembangan Konsumsi Tenaga Listrik Nasional Berdasarkan Wilayah Usaha/Jenis Izin (dalam TWh)



* estimasi berdasarkan kapasitas terpasang pembangkit

Gambar B.2
Perkembangan Konsumsi Tenaga Listrik Nasional per Sektor Pemakai (dalam TWh)



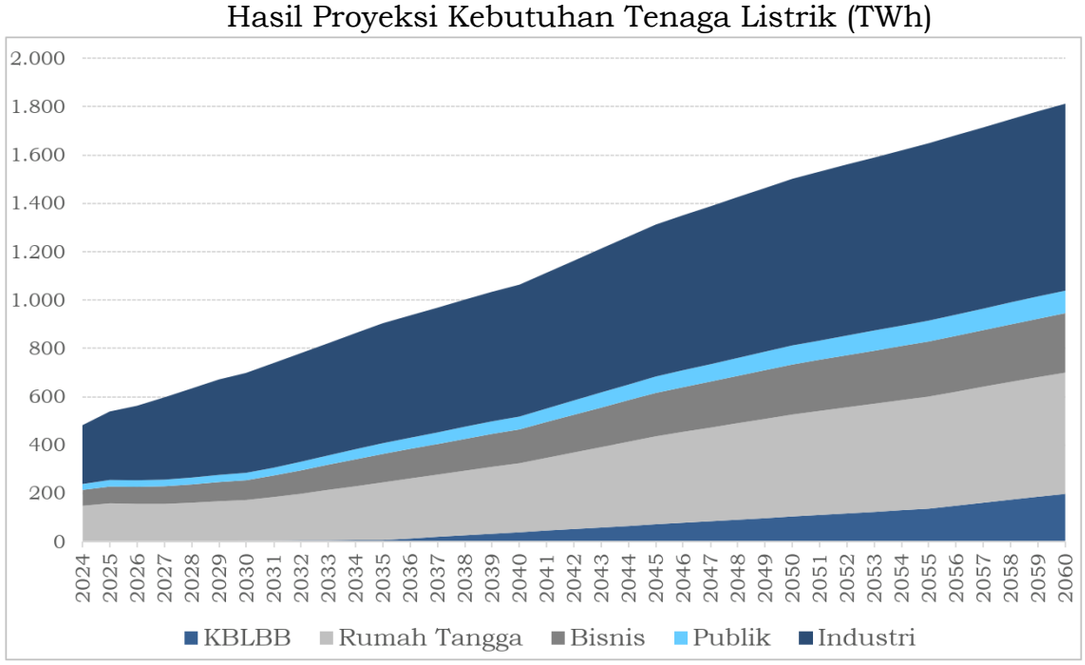
Di wilayah usaha PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), konsumsi tenaga listrik didominasi oleh sektor rumah tangga sekitar 31% (tiga puluh satu persen) dari total konsumsi tenaga listrik nasional dan sektor industri sekitar 23% (dua puluh tiga persen) dari total konsumsi tenaga listrik nasional. Konsumsi tenaga listrik di wilayah usaha selain PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) didominasi oleh sektor industri sekitar 15% (lima belas persen) dari total konsumsi tenaga listrik nasional. Wilayah usaha dengan konsumsi tenaga listrik terbesar adalah PT Indonesia Morowali Industrial Park, PT Weda Bay Energi, PT Cikarang Listrindo, dan PT Perusahaan Listrik Negara Batam.

Proyeksi kebutuhan tenaga listrik menggunakan target konsumsi listrik nasional pada tahun 2060 sekitar 5.038 (lima ribu tiga puluh delapan) kWh per kapita dan telah memperhitungkan kebutuhan tenaga listrik untuk rencana pengembangan kawasan industri, kawasan ekonomi khusus, hilirisasi/smelter, sentra kelautan dan perikanan terpadu, destinasi pariwisata superprioritas, dan kendaraan bermotor listrik yang akan mendongkrak pertumbuhan ekonomi mencapai sekitar 8% (delapan persen) pada tahun 2029.

Proyeksi kebutuhan tenaga listrik pada tahun 2024 sekitar 482 (empat ratus delapan puluh dua) TWh meningkat menjadi sekitar 1.813 (seribu delapan ratus tiga belas) TWh pada tahun 2060 (Gambar B.3). Rata-rata pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik sekitar 3,8% (tiga koma delapan persen) per tahun. Porsi kebutuhan tenaga listrik pada tahun 2060 per jenis konsumen adalah sebagai berikut:

1) rumah tangga sekitar 502 (lima ratus dua) TWh atau sekitar 28% (dua puluh delapan persen);
2) bisnis sekitar 245 (dua ratus empat puluh lima) TWh atau sekitar 13% (tiga belas persen);
3) publik sekitar 94 (sembilan puluh empat) TWh atau sekitar 5% (lima persen);
4) industri sekitar 774 (tujuh ratus tujuh puluh empat) TWh atau sekitar 43% (empat puluh tiga persen); dan
5) kendaraan bermotor listrik berbasis baterai sekitar 198 (seratus sembilan puluh delapan) TWh atau sekitar 11% (sebelas persen);

Gambar B.3
Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

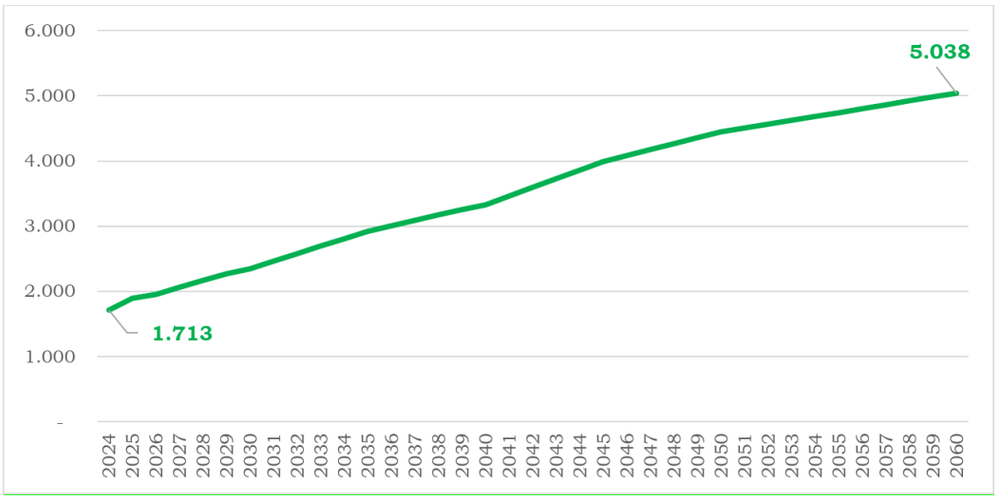


Sedangkan konsumsi listrik per kapita merupakan suatu indikator kemajuan suatu negara. Konsumsi listrik per kapita merupakan jumlah energi listrik yang digunakan atau dimanfaatkan, baik secara langsung maupun tidak langsung, dibagi jumlah penduduk dalam periode 1 (satu) tahun.

Konsumsi listrik per kapita pada tahun 2024 sekitar 1.713 (seribu tujuh ratus tiga belas) kWh diperkirakan akan meningkat menjadi sekitar 5.038 (lima ribu tiga puluh delapan) kWh pada tahun 2060. Peningkatan konsumsi listrik per kapita tahun 2024 sampai dengan tahun 2060 (Gambar B.4) secara rinci adalah sebagai berikut:

1) tahun 2025 sekitar 1.893 (seribu delapan ratus sembilan puluh tiga) kWh;
2) tahun 2030 sekitar 2.346 (dua ribu tiga ratus empat puluh enam) kWh;
3) tahun 2035 sekitar 2.920 (dua ribu sembilan ratus dua puluh) kWh;
4) tahun 2040 sekitar 3.328 (tiga ribu tiga ratus dua puluh delapan) kWh;
5) tahun 2045 sekitar 3.990 (tiga ribu sembilan ratus sembilan puluh) kWh;
6) tahun 2050 sekitar 4.444 (empat ribu empat ratus empat puluh empat) kWh;
7) tahun 2055 sekitar 4.738 (empat ribu tujuh ratus tiga puluh delapan) kWh; dan
8) tahun 2060 sekitar 5.038 (lima ribu tiga puluh delapan) kWh.

Gambar B.4
Peningkatan Konsumsi Listrik per Kapita (kWh)



b) Bauran Pembangkit dan Emisi Nasional

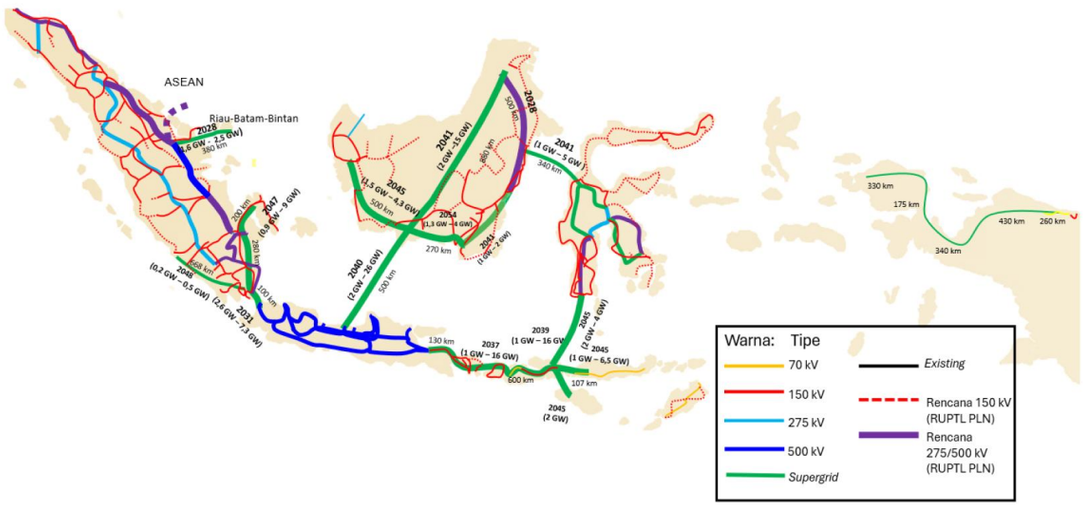
Sesuai dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 20 Tahun 2020 tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*), sistem ketenagalistrikan Indonesia secara umum dapat dibagi berdasarkan wilayah, yaitu sistem tenaga listrik Jawa, Madura, Bali (Jamali); Sumatera; Kalimantan; dan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua (NTMP). Saat ini, belum semua subsistem tersebut sepenuhnya terhubung, seperti subsistem Kalimantan Selatan, Kalimantan Barat, dan Kalimantan Utara yang belum terhubung; subsistem Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua yang masih berdiri sendiri untuk masing-masing pulau; dan lainnya.

Seiring dengan pertumbuhan konsumsi tenaga listrik dan rencana pengembangan pembangkit tenaga listrik diperlukan pembangunan jaringan transmisi tenaga listrik baru dari pembangkit tenaga listrik ke transmisi tenaga listrik *backbone*

dan pengembangan jaringan transmisi tenaga listrik dalam provinsi atau pulau dan antarprovinsi atau antarpulau. Prioritas pengembangan jaringan transmisi tenaga listrik *backbone supergrid* (Gambar B.5) antara lain:
Interkoneksi internal pulau:
1) Sumatera (Sumbagut-Sumbagsel);
2) Sulawesi (Sulbagut-Sulbagsel);
3) Kalimantan (Looping Kalimantan); dan
4) Papua (Jayapura-Sorong).

Interkoneksi antarpulau:
1) tahun 2028: Sumatera-Batam;
2) tahun 2029: Jawa-Bali (Jawa-Bali Connection);
3) tahun 2031: Sumatera-Jawa;
4) tahun 2035: Bali-Lombok-Sumbawa;
5) tahun 2040: Kalimantan-Jawa;
6) tahun 2041: Sumbawa-Flores dan Kalimantan-Sulawesi; serta
7) tahun 2045: Sumba-Sumbawa-Sulawesi.

Gambar B.5
Supergrid Indonesia

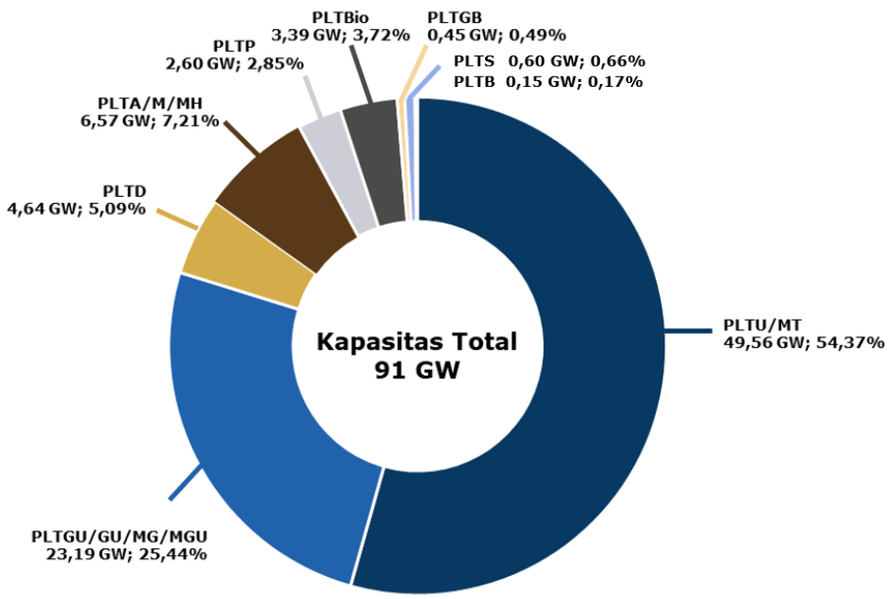


Untuk mendukung peningkatkan bauran energi baru dan energi terbarukan dan pemenuhan *demand* listrik di masa mendatang, salah satu upaya yang dilakukan adalah dengan pengembangan interkoneksi tenaga listrik antarsistem di dalam pulau dan interkoneksi tenaga listrik antarpulau. Hal ini untuk mengatasi *mismatch demand* listrik dengan potensi energi baru dan energi terbarukan karena *demand* listrik terutama ada di Jawa dan Bali, sedangkan potensi energi baru dan energi terbarukan banyak terdapat di luar Jawa dan Bali. Selain itu, rencana pengembangan pembangkit yang memanfaatkan energi baru dan energi terbarukan yang akan terhubung pada sistem transmisi tenaga listrik memerlukan antisipasi pengembangan sistem transmisi tenaga listrik dengan memperhatikan pedoman penyambungan yang tertuang dalam aturan jaringan sistem tenaga listrik.
Gambar B.6 menunjukkan total kapasitas pembangkit listrik nasional per jenis pembangkit pada akhir tahun 2023. Berdasarkan grafik tersebut, peranan pembangkit fosil masih sangat tinggi. Dari total 91 (sembilan puluh satu) gigawatt kapasitas terpasang, sekitar 54% (lima puluh empat persen) pembangkit di Indonesia merupakan PLTU/MT berbahan bakar

batubara. Sedangkan total pembangkit berbasis energi terbarukan (PLTA/M/MH, PLTP, PLTBio, PLTGB, PLTB, PLTS) hanya sebesar 13,78 (tiga belas koma tujuh delapan) gigawatt atau 15,1% (lima belas koma satu persen) dari total kapasitas pembangkit.

Dominannya pembangkit fosil menyebabkan tingginya emisi gas rumah kaca. Hal ini menjadi salah satu perhatian khusus dalam mewujudkan Transisi Energi menuju *Net Zero Emission* di sektor energi. Transisi perlu dilakukan dengan mengganti pembangkit listrik berbahan bakar fosil dengan pembangkit listrik tenaga energi terbarukan yang lebih bersih, rendah emisi, dan ramah lingkungan.

Gambar B.6
Kapasitas terpasang pembangkit listrik nasional
tahun 2023 per jenis



c) Klasifikasi Pembangkit berdasarkan Izin dan Wilayah Usaha

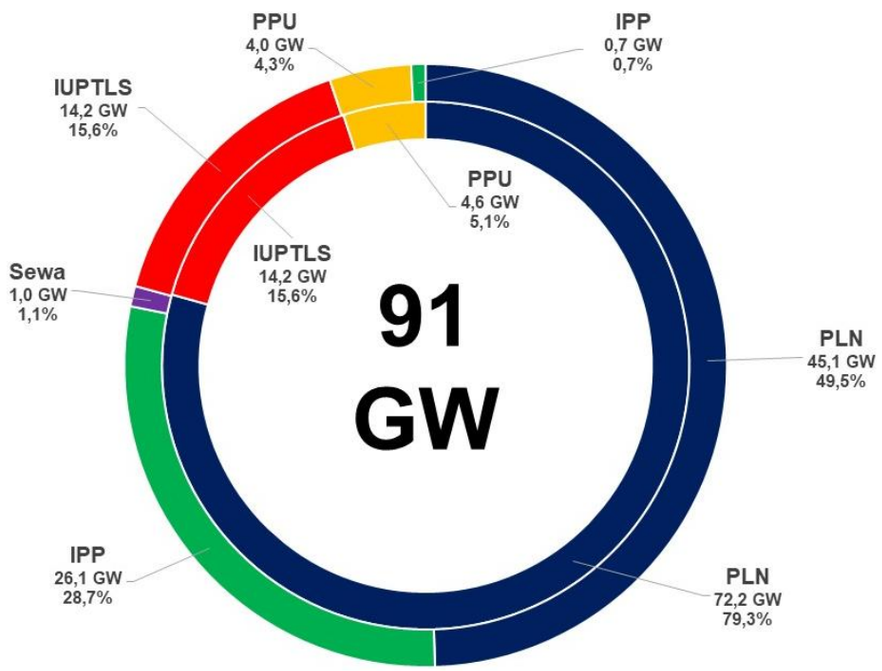
Berdasarkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 11 Tahun 2021 tentang Pelaksanaan Usaha Ketenagalistrikan, perizinan usaha penyediaan tenaga listrik terdiri atas Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Umum dan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Sendiri ditunjukkan pada Gambar B.7.

Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Umum dibagi menjadi dua jenis berdasarkan wilayah usahanya, yaitu wilayah usaha PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan wilayah usaha non-PLN. Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Umum dengan wilayah Usaha PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dimiliki oleh pembangkit listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan *independent power producer*. Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Umum dengan wilayah usaha non-PLN dimiliki oleh pembangkit PPU. Sedangkan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Sendiri dimiliki oleh pembangkit Pemerintah dan *Captive Power*. Kapasitas pembangkit sesuai dengan jenis izin dan kepemilikannya pada tahun 2023 ditunjukkan pada Gambar B.8.

Sampai dengan tahun 2023, total kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik nasional mencapai sekitar 91 (sembilan puluh satu) gigawatt yang terdiri atas pembangkit tenaga listrik di wilayah usaha PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sekitar 79,3% (tujuh puluh sembilan koma tiga persen) dari total kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik nasional, *private power utility* sekitar 5,1% (lima koma satu persen) dari total kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik nasional, pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Sendiri sekitar 15,6% (lima belas koma enam persen) dari total kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik nasional. Pembangkit tenaga listrik di wilayah usaha PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagian besar adalah milik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sekitar 49,5% (empat puluh sembilan koma lima persen) dari total kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik nasional dan milik *independent power producer* sekitar 28,7% (dua puluh delapan koma tujuh persen) dari total kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik nasional. Pembangkit tenaga listrik di wilayah usaha selain PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagian besar dimiliki oleh *private power utility* sekitar 4,3% (empat koma tiga persen) dari total kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik nasional.

Gambar B.7
Klasifikasi pembangkit listrik
berdasarkan izin dan wilayah usaha

Gambar B.8
Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik nasional tahun 2023 per pemilik



2. Isu Ketenagalistrikan Nasional

Terdapat beberapa isu terkait ketenagalistrikan Indonesia yang perlu menjadi perhatian, khususnya yang berkaitan dengan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU.

a) Subsidi dan Kompensasi Listrik

Guna menjamin keterjangkauan harga listrik, tarif listrik pelanggan ditetapkan oleh Pemerintah Indonesia yang umumnya lebih rendah dari harga produksi listrik. Untuk menutup perbedaan harga produksi dan jual listrik tersebut, Pemerintah Indonesia menyalurkan subsidi dan kompensasi listrik ke PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagai *offtaker*. Dengan kata lain, besaran subsidi dan kompensasi listrik akan sangat bergantung pada tarif listrik pelanggan yang ditetapkan pemerintah dan harga produksi listrik yang berkaitan erat dengan jenis pembangkitnya.

b) *Supply* dan *Demand* Listrik

Pada tahun 2015, pertumbuhan ekonomi Indonesia diproyeksikan mencapai sekitar 6,1% (enam koma satu persen). Guna mendukung pertumbuhan ekonomi tersebut, pertumbuhan konsumsi listrik diestimasi mencapai 8% (delapan persen) menjadi basis dalam perancangan penambahan pembangkit listrik, khususnya untuk program 35.000 (tiga puluh lima ribu) megawatt. Namun, realisasi pertumbuhan ekonomi dan konsumsi listrik nasional kurang dari yang diproyeksikan sehingga menimbulkan kondisi *overcapacity* pembangkit.

Berdasarkan neraca daya sistem pada Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) 2021-2030, *overcapacity* terjadi di Sistem Jawa-Bali dengan *reserve margin* mencapai 47% (empat puluh tujuh persen) pada tahun 2022. Sementara itu, sesuai konsep perencanaan yang baik *reserve margin* tetap dijaga pada level optimal. Namun demikian, perencanaan pembangkit pada Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) 2021–2030 telah disesuaikan dengan proyeksi pertumbuhan demand yang lebih realistis untuk mendapatkan nilai *reserve margin* yang optimal. Oleh karena itu, pelaksanaan pengakhiran operasi PLTU lebih dini perlu disiapkan langkah mitigasi dalam rangka menjaga *reserve margin* tetap optimal.

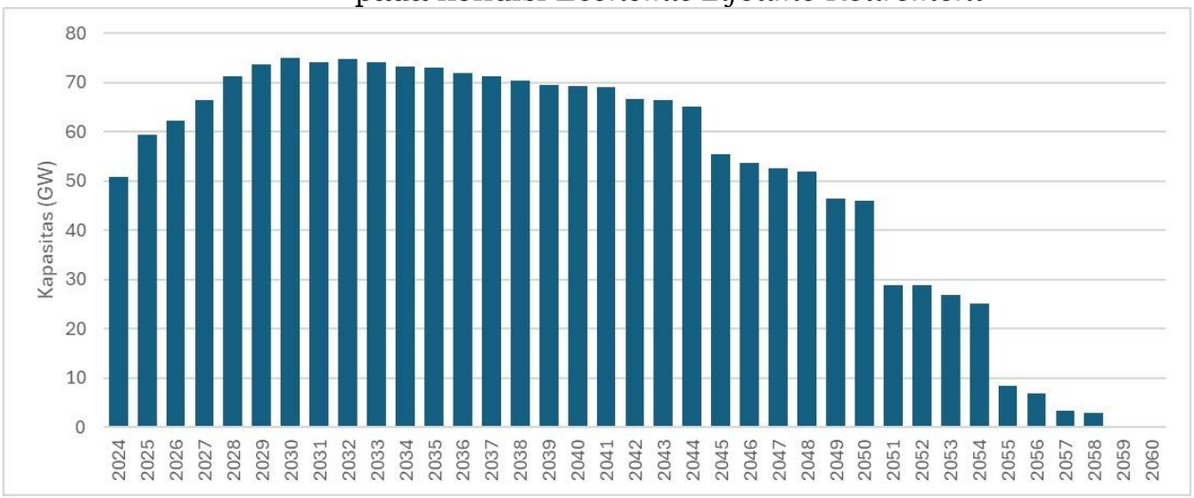
c) Kebijakan *Domestic Market Obligation* Batubara

Untuk menjamin keberlangsungan industri di dalam negeri, badan usaha pertambangan batubara diwajibkan untuk mengutamakan pemasokan kebutuhan batubara dalam negeri yang selanjutnya disebut *domestic market obligation*. Melalui Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral, Pemerintah Indonesia setiap tahunnya menetapkan kewajiban persentase volume penjualan dan harga batubara untuk kebutuhan dalam negeri termasuk ke pembangkit listrik. Saat ini, harga jual batubara yang ditetapkan sebesar 70 (tujuh puluh) USD per metrik ton *Free On Board* (FOB) *Vessel*, dengan spesifikasi batubara tertentu (nilai kalori 6.332 kCal/kg *Gross Air Received*). Harga ini umumnya jauh lebih rendah dibanding harga jual batubara internasional, sehingga secara tidak langsung biaya produksi pembangkitan listrik dari PLTU menjadi rendah. Hal ini membuat biaya produksi pembangkit listrik tenaga energi terbarukan relatif lebih tinggi dibandingkan dengan PLTU.

d) Kondisi keuangan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)
Untuk menjaga agar harga listrik tetap terjangkau oleh masyarakat, Pemerintah Indonesia telah menyalurkan subsidi dan kompensasi listrik ke PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) mencapai 142.000.000.000.000 (seratus empat puluh dua triliun) Rupiah atau 29,15% (dua puluh sembilan koma lima belas persen) dari total pendapatan audited PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebesar 487.000.000.000.000 (empat ratus delapan puluh tujuh triliun) Rupiah pada tahun 2023. PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) telah melaporkan margin laba kotor dan pendapatan sebelum bunga, pajak dan amortisasi (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization*/EBITDA) yang positif selama 5 (lima) tahun terakhir yang mencakup subsidi dan kompensasi. Tanpa subsidi atau kompensasi dari pemerintah, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) berisiko memiliki laba operasional negatif.
Selama lima tahun terakhir, rasio utang PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) terhadap aset mengalami penurunan dari 28,59% (dua puluh delapan koma lima sembilan persen) pada tahun 2019 menjadi 23,72 (dua puluh tiga koma tujuh dua persen) pada tahun 2023. Meskipun demikian, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) memiliki rasio liabilitas jangka panjang terhadap aset tidak lancar sebesar 33% (tiga puluh tiga persen) yang menunjukkan ketergantungan yang tinggi pada perjanjian jual beli tenaga listrik yang ditandatangani dengan *independent power producer*. Dalam hal pengambilan utang, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sangat memerlukan dukungan pemerintah untuk mendapatkan pinjaman dengan *cost of fund* yang kompetitif, mengingat peringkat utang PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sangat dikaitkan dengan *sovereign credit rating* Indonesia.

3. Rekapitulasi PLTU dan Kondisi *Economic Lifetime Retirement*
Dalam konsep pengembangan pembangkit, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral berpedoman pada tiga pilar yaitu *affordability* (*least cost*), *security of supply* (keandalan), dan *acceptability* (*environmental consideration*). Tantangan pemenuhan ketiga pilar tersebut adalah masih tingginya harga teknologi pembangkit yang ramah lingkungan. Harga tersebut diproyeksikan turun dengan adanya inovasi teknologi dan semakin bertambahnya kapasitas pembangkit ramah lingkungan.
Pada kondisi *economic lifetime retirement*, kapasitas PLTU yang telah beroperasi dan sedang dibangun diproyeksikan tidak mengalami percepatan pengakhiran masa operasional PLTU atau pensiun sesuai umur naturalnya (*Natural Retirement*). Masa operasional PLTU ditentukan berdasarkan jangka waktu perjanjian jual beli tenaga listrik, usia yang diperpanjang sebagai dampak revaluasi aset dan usia ekonomis pembangkit tersebut yang umumnya berkisar antara 25 (dua puluh lima) tahun hingga 30 (tiga puluh) tahun.

Gambar B.9
Proyeksi kapasitas PLTU Nasional s.d. 2060
pada kondisi *Economic Lifetime Retirement*



4. Potensi Sumber Energi Terbarukan

Seperti tertuang dalam Pasal 3 Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022, dalam pelaksanaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU, perlu memastikan adanya pembangkit pengganti, yaitu pembangkit listrik tenaga energi terbarukan dengan mempertimbangkan kondisi penyediaan dan permintaan listrik.

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral telah memutakhirkan potensi energi terbarukan Indonesia. Berdasarkan hasil survei Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, potensi energi terbarukan mencapai 3.685 (tiga ribu enam ratus delapan puluh lima) gigawatt. Tabel B.1 merangkum potensi energi terbarukan di masing-masing pulau besar di Indonesia.

Energi surya memiliki potensi terbesar mencapai 3.294 (tiga ribu dua ratus sembilan puluh empat) gigawatt disusul oleh PLTA *run-off river* dan PLTB *offshore* dengan kapasitas masing-masing mencapai 94 (sembilan puluh empat)) gigawatt. Potensi energi terbarukan tersebar cukup merata di seluruh Indonesia. Potensi energi surya yang terbesar terdapat di pulau Sumatera. Pulau Kalimantan, yang dikenal juga dengan "pulau seribu sungai", memiliki potensi hidro untuk PLTA *run-off river* yang terbesar. Potensi terbesar angin untuk PLTB *offshore* dapat dijumpai di kepulauan Maluku dan Papua.

PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) juga merencanakan pembangunan pembangkit listrik tenaga energi terbarukan sesuai potensi teknis yang sudah diproyeksikan, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar B.10. Energi surya akan memiliki potensi paling besar, di mana mayoritas pembangkitan ada di Sumatera dan Kalimantan. Potensi tenaga air dan angin juga merata di seluruh pulau untuk mengakomodasi kebutuhan kapasitas energi terbarukan di seluruh Indonesia.

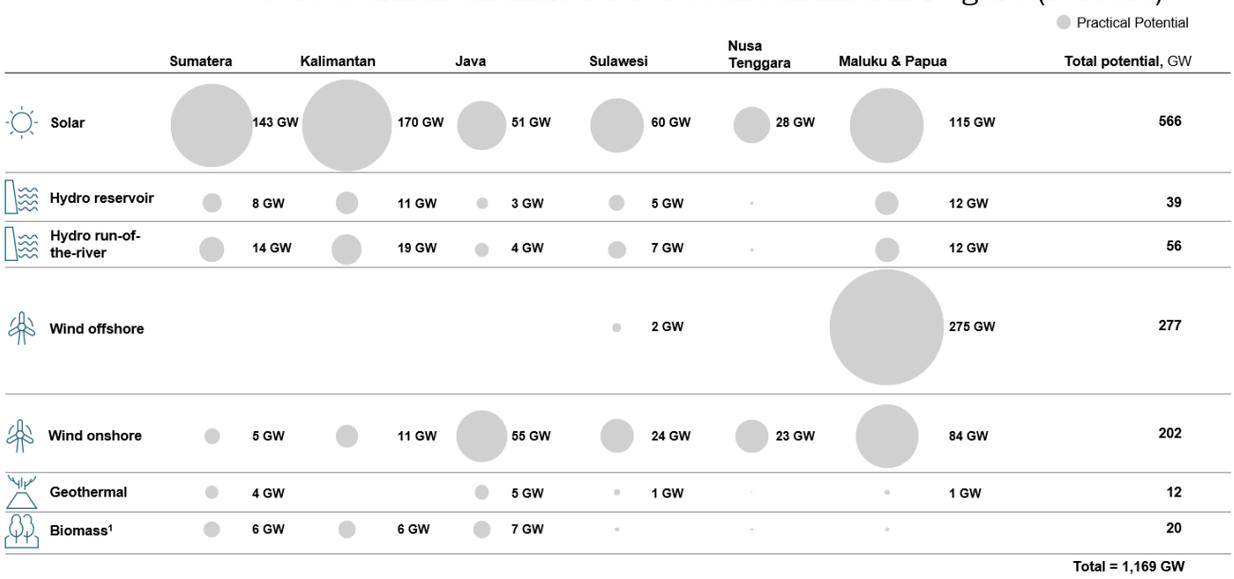
Selain potensi sumber energi terbarukan, perlu dipertimbangkan juga proyek energi terbarukan yang siap untuk dikembangkan dan menggantikan PLTU yang dipercepat masa akhir operasinya. Adapun potensi proyek energi terbarukan yang sudah memiliki *pre-feasibility study* ditunjukkan pada Gambar B.11. Potensi energi terbarukan yang siap dikembangkan mencapai 38,4 (tiga puluh delapan koma empat) gigawatt yang tersebar di setiap provinsi. Potensi paling besar baik

secara nasional maupun regional adalah PLTA/PLTM dengan total potensi 22,3 (dua puluh dua koma tiga) gigawatt (nasional).

Tabel B.1
Potensi energi terbarukan di Indonesia berdasarkan hasil survei Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral

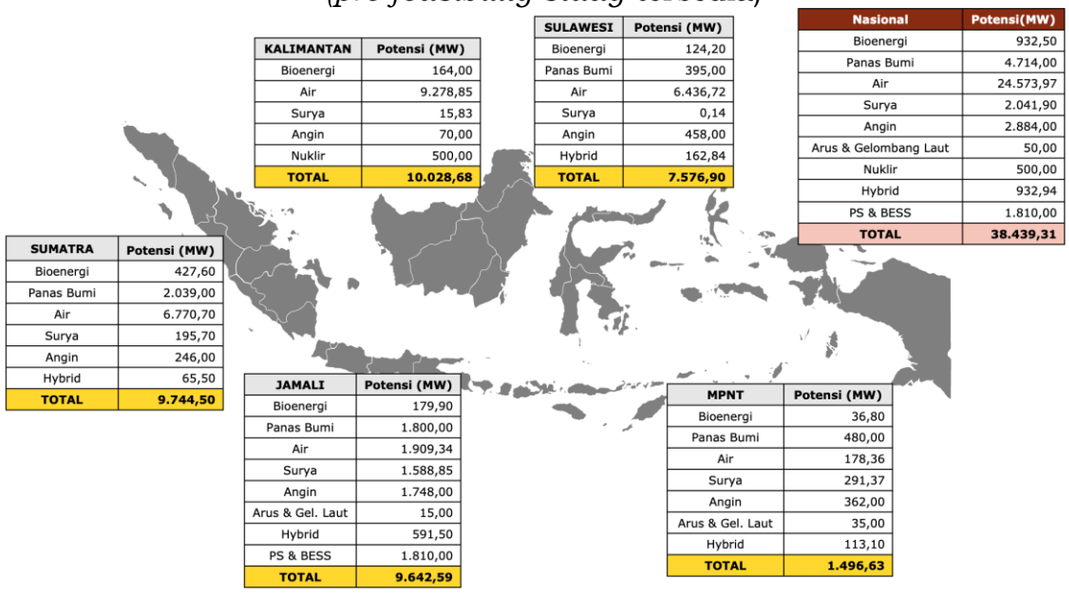
Energi Terbarukan	Sumatera	Kalimantan	Jawa-Bali	Sulawesi	Nusa Tenggara	Maluku & Papua	Total Potensial (gigawatt)
Surya	1.173,70	430,10	661,90	223,00	392,90	412,80	3.294,40
Hidro (bendungan)	0,06	0,01	0,15	0,05	0,01	0,01	0,29
Hidro (sungai)	6,38	48,44	0,44	2,94	0,07	36,13	94,40
Angin (*onshore*)	7,40	2,53	24,02	8,38	12,79	5,54	60,65
Angin (*offshore*)	3,84	23,46	16,59	6,51	3,22	40,61	94,23
Panas bumi	9,52	0,18	8,39	3,07	1,40	1,22	23,77
Laut	60,00						60,00
Biomassa	57,00						57,00
Total							3.684,74

Gambar B.10
Peta potensi energi terbarukan di Indonesia
berdasarkan analisis PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)



Mempertimbangkan kondisi sistem ketenagalistrikan saat ini dengan pertumbuhan permintaan (*demand*) listrik yang diproyeksikan akan tetap dominan di sistem Jawa-Bali, perlu diantisipasi persiapan proyek pembangkit energi terbarukan yang siap ketika kebijakan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU diterapkan.
Berdasarkan Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2021-2030, daftar potensi energi terbarukan yang sudah siap dikembangkan di sistem Jawa-Bali mencapai 9,6 (sembilan koma enam) gigawatt. Besar proyek energi terbarukan yang siap dikembangkan perlu terus diperhatikan agar kesetimbangan permintaan dan suplai tetap terjaga.

Gambar B.11
Peta Potensi energi terbarukan yang siap dikembangkan
(pre-feasibility study tersedia)



KALIMANTAN	Potensi (MW)
Bioenergi	164,00
Air	9.278,85
Surya	15,83
Angin	70,00
Nuklir	500,00
TOTAL	**10.028,68**

SULAWESI	Potensi (MW)
Bioenergi	124,20
Panas Bumi	395,00
Air	6.436,72
Surya	0,14
Angin	458,00
Hybrid	162,84
TOTAL	**7.576,90**

Nasional	Potensi(MW)
Bioenergi	932,50
Panas Bumi	4.714,00
Air	24.573,97
Surya	2.041,90
Angin	2.884,00
Arus & Gelombang Laut	50,00
Nuklir	500,00
Hybrid	932,94
PS & BESS	1.810,00
TOTAL	**38.439,31**

SUMATRA	Potensi (MW)
Bioenergi	427,60
Panas Bumi	2.039,00
Air	6.770,70
Surya	195,70
Angin	246,00
Hybrid	65,50
TOTAL	**9.744,50**

JAMALI	Potensi (MW)
Bioenergi	179,90
Panas Bumi	1.800,00
Air	1.909,34
Surya	1.588,85
Angin	1.748,00
Arus & Gel. Laut	15,00
Hybrid	591,50
PS & BESS	1.810,00
TOTAL	**9.642,59**

MPNT	Potensi (MW)
Bioenergi	36,80
Panas Bumi	480,00
Air	178,36
Surya	291,37
Angin	362,00
Arus & Gel. Laut	35,00
Hybrid	113,10
TOTAL	**1.496,63**

5. Tantangan Pengembangan Potensi Energi Terbarukan
   Meskipun Indonesia memiliki potensi energi terbarukan yang berlimpah, namun terdapat tantangan dalam pemanfaatan energi terbarukan terutama untuk pengembangan pembangkit listrik tenaga energi terbarukan. Tantangan tersebut dijelaskan sebagai berikut:
   a) Kebutuhan data dan informasi untuk kajian interkoneksi yang akurat menjadi tantangan dikarenakan tidak semua wilayah familiar dengan teknologi energi terbarukan. Terlebih, dikarenakan potensi energi terbarukan yang bersifat *site-specific*, diperlukan kajian transmisi dari lokasi pembangkit ke titik interkoneksi jika jumlah jalur transmisi tidak mencukupi. Kajian perlu dilakukan dengan menghindari asumsi-asumsi yang terlalu optimis agar jaringan listrik dapat menyerap listrik yang dihasilkan dari pembangkit listrik energi terbarukan pada kapasitas penuh.
   b) Dinamika regulasi dan sistem perizinan
      Pemerintah Indonesia terus berusaha meningkatkan efisiensi perizinan dan menciptakan iklim investasi yang mendukung pengembangan energi terbarukan. Namun demikian, perubahan regulasi, nomenklatur, alur/proses administrasi dan perizinan, kewenangan perizinan, dan lainnya menyebabkan calon pengembang harus memahami kembali alur/proses administrasi dan perizinan.
   c) Tingkat komponen dalam negeri
      Dengan diberlakukannya Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 11 tahun 2024 tentang Penggunaan Produk Dalam Negeri untuk Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan, Indonesia menetapkan kebijakan yang lebih jelas mengenai persyaratan tingkat komponen dalam negeri dalam proyek-proyek pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan. Regulasi ini bertujuan untuk meningkatkan penggunaan produk lokal dan mengurangi ketergantungan terhadap impor. Meskipun peraturan ini memberikan dukungan pada industri lokal dan potensi untuk meningkatkan perekonomian domestik, tantangan tetap ada, terutama terkait

dengan kapasitas dan kualitas produksi lokal yang belum sepenuhnya memenuhi standar teknis dan jumlah yang dibutuhkan untuk proyek-proyek besar. Selain itu, tantangan dalam memenuhi syarat tingkat komponen dalam negeri yang tinggi ini dapat menghambat laju investasi internasional jika produksi dalam negeri tidak dapat bersaing dengan produk impor baik dari segi harga maupun kualitas. Oleh karena itu, pemerintah perlu memastikan bahwa kebijakan tingkat komponen dalam negeri diimbangi dengan upaya peningkatan kapasitas produksi nasional dan dukungan teknis untuk memastikan produk lokal dapat memenuhi kebutuhan proyek pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan secara efektif dan efisien.

d) Pendanaan

Pengembangan pembangkit listrik tenaga energi terbarukan di Indonesia masih memiliki tantangan agar *bankable* yang mengakibatkan pengembang kesulitan mendapat pendanaan. Selain itu, belum banyak pemberian bunga yang kompetitif dan tenor yang panjang pada pembiayaan pembangkit listrik tenaga energi terbarukan.

Secara khusus, masing-masing jenis pembangkit memiliki tantangannya sendiri antara lain:

a) Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP)
   1) Isu sosial masyarakat, terdapat beberapa resistansi masyarakat yang memiliki persepsi proyek PLTP dapat merusak lingkungan. Dinamika penerimaan masyarakat dalam pengembangan energi panas bumi, sejak dalam tahap awal, akan berdampak pada kepastian penerbitan izin yoleh pemerintah daerah.
   2) Pendanaan, biaya modal awal yang besar dibutuhkan untuk melakukan kegiatan eksplorasi. Ketidakpastian keberhasilan eksplorasi dapat menyebabkan tarif listrik PLTP kurang ekonomis dibandingkan PLT lainnya. Selain itu, tahap pengembangan proyek PLTP yang lama 7 (tujuh) sampai dengan 10 (sepuluh) tahun menimbulkan kekhawatiran karena adanya kemungkinan perubahan pada aspek legal (perubahan kebijakan pemerintah) serta perubahan bunga bank dan laju inflasi dalam rentang waktu tersebut.
   3) Risiko sumber daya, pemanfaatan panas bumi juga memiliki risiko berupa ketidakpastian sumber daya panas bumi di daerah yang sedang dieksplorasi. Ada risiko perbedaan realitas dengan perkiraan cadangan energi dan/atau potensi pengembangan pembangkit listrik yang berdampak pada nilai komersialnya.
b) Pembangkit Listrik Tenaga Bioenergi
   1) Ketersediaan bahan baku, elemen rantai pasok bioenergi mulai dari pemanenan/pengumpulan, prapemrosesan, kontrol kualitas, dan penyimpanan belum berjalan efisien sehingga menimbulkan ketidakpastian pasokan dan harga bioenergi.
   2) Stabilitas harga biomassa, harga biomassa cenderung fluktuatif dan menggunakan harga bahan bakar fosil (batubara) sebagai referensi. Dengan adanya kebijakan *domestic market obligation* batubara yang bertujuan untuk menjaga ketahanan energi nasional, harga batubara

domestik lebih rendah dibandingkan harga internasional. Hal ini secara tidak langsung mengakibatkan harga jual biomassa domestik kurang menarik.

c) Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSa)
Pemilahan Sampah berdasarkan jenisnya baik di sumber penghasil sampah (rumah tangga, pasar, perkantoran, dan lainnya) maupun di Tempat Pembuangan Akhir masih menjadi tantangan. Pemilahan sampah adalah hal yang penting karena masing-masing tipe teknologi PLTSa umumnya memerlukan karakteristik sampah kota yang spesifik sebagai bahan baku.

d) Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)
1) Isu sosial masyarakat dalam pembangunan PLTA. Terdapat potensi relokasi desa untuk keperluan pembangunan waduk yang berisiko mendapat penolakan dari warga setempat.
2) Keterbatasan *site* geografis, meskipun Indonesia memiliki banyak sungai, namun ukuran sungai-sungai tersebut relatif kecil. Hal ini menimbulkan tantangan dalam pengembangan PLTA skala besar.
3) Ekologis, pembangunan PLTA berpotensi mengubah habitat di hulu dan hilir sungai. Adanya waduk PLTA berisiko menciptakan efek penghalang bagi organisme yang hidup di sungai yang dapat memberikan pengaruh negatif pada populasi ikan dan organisme hidup lainnya.

e) Pembangkit Listrik Tenaga Mini-hidro dan mikro-hidro (PLTM/MH)
1) Ketersediaan data hidrologi, pengembangan PLTM/MH memerlukan data hidrologi dalam kurun waktu yang cukup lama untuk memastikan potensi energi air untuk pembangkit. Terdapat tantangan dalam memastikan data hidrologi terutama di wilayah-wilayah yang jauh dari pemukiman/sulit dijangkau.
2) Akses lokasi, akses yang sulit ke sungai-sungai potensial memberikan tantangan dalam logistik pengembangan PLTM/MH.

f) Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS)
1) Intermitensi karena intensitas pencahayaan sinar matahari tidak selalu sama dan dapat berubah sewaktu-waktu, menyebabkan fluktuasi pasokan energi (intermiten). Hal ini menimbulkan tantangan bagi keandalan sistem ketenagalistrikan. Oleh karena itu, diperlukan sistem penyimpanan energi berupa baterai atau *pumped-storage* untuk mempertahankan pasokan listrik yang konsisten dan dapat diandalkan sehingga meningkatkan keandalan jaringan.
2) Pembatasan oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagai o*fftaker*. Adanya pembatasan kapasitas oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) pada pengembangan PLTS Atap untuk skema ekspor-impor di sisi konsumer untuk tetap menjaga keandalan sistem ketenagalistrikan.

g) Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB)
1) Potensi energi angin di Indonesia rendah, Indonesia memiliki kecepatan angin tahunan yang rendah antara 3-6 m/s, sedangkan kecepatan angin minimum yang dibutuhkan untuk memutar baling-baling turbin angin umumnya adalah 5 m/s.

2) Intermitensi, sama halnya dengan energi surya, energi angin juga berfluktuasi. Hal ini menimbulkan tantangan bagi keandalan sistem ketenagalistrikan. Oleh karena itu, diperlukan sistem penyimpanan energi berupa baterai atau *pumped-storage* untuk mempertahankan pasokan listrik yang konsisten dan dapat diandalkan sehingga meningkatkan keandalan jaringan.

6. Inisiatif Terkait Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU

a) Inisiatif Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU Global

Percepatan pengakhiran masa operasional PLTU juga mendapatkan sorotan dunia internasional. Inisiatif terkait percepatan pengakhiran masa operasional PLTU global didorong oleh entitas publik, termasuk pemerintah nasional dan organisasi multilateral. Inisiatif multilateral seperti itu dibutuhkan oleh negara berkembang yang memiliki dana Transisi Energi lebih terbatas dibandingkan dengan negara maju. Beberapa inisiatif global yang sudah berjalan saat ini adalah sebagai berikut:

1) *Coal Asset Transition Accelerator* (CATA) merupakan platform kolaborasi yang memberikan dukungan transisi untuk audiens yang relevan termasuk negara-negara dalam transisi, pemodal publik, pemodal swasta, negara donor dan organisasi masyarakat sipil. Selain itu, CATA menyediakan platform untuk menghubungkan pengetahuan, keterampilan, dan pendanaan bagi pemangku kepentingan yang membutuhkan. CATA didanai oleh filantropi, termasuk IKEA *Foundation* dan *Growald Climate Fund*.

2) *Accelerating Coal Transition* adalah program dukungan transisi yang menawarkan perangkat holistik untuk mendukung negara-negara yang beralih dari batubara. Didirikan pada awal tahun 2021, dengan *Climate Investment Funds* sebagai platform pembiayaan berbagai bank pembangunan multilateral (*Multilateral Development Bank,* MDB). Dengan dukungan keuangan dari G7, yang mengumumkan bantuan hingga 2.000.000.000 (dua miliar) USD, CIF bekerja dengan enam bank pembangunan multilateral untuk menyediakan bantuan perangkat keuangan dan teknis yang komprehensif kepada negara-negara yang berpartisipasi dalam transisi dari batubara.

3) *EU Just Transition Mechanism* (JTM) merupakan program dukungan transisi yang berupaya untuk mengurangi dampak sosial dan ekonomi dari transisi iklim. Mendukung daerah (daerah pertambangan batubara), industri (industri terkait batubara) dan pekerja yang akan menjadi kelompok masyarakat rentan, melalui tiga pilar: *Just Transition Fund*, *InvestEU "Just Transition" Scheme*, dan *Public Sector Loan Facility*.

Selain itu, beberapa negara juga sedang melakukan program pengakhiran masa operasional PLTU, seperti Chili, Afrika Selatan, Jerman, dan Filipina. Terdapat beberapa pembelajaran dari cerita sukses penerapan skema pengakhiran masa operasional PLTU SLTEC di Filipina. Rangkuman dari pembelajaran tersebut antara lain:

1) Kemauan dan pernyataan melakukan Transisi Energi
Keputusan ACEN untuk berdivestasi dari aset PLTU di tahun 2019 yang menyusun 90% (sembilan puluh persen) portofolio

perusahaan saat itu menjadi titik balik yang kuat. ACEN segera melepas saham kepemilikan di portofolio PLTU yang mereka miliki. Terkhusus untuk SLTEC, ACEN mengupayakan untuk operasi PLTU dapat berhenti lebih awal dengan menerapkan skema *Energy Transition Mechanism*, setelah sebelumnya mengakuisisi 100% saham SLTEC. Deklarasi ini disampaikan ACEN ke publik dan juga selaras dengan target *net zero emission* perusahaan yang sudah dideklarasikan sebelumnya.

2) Pelibatan institusi finansial komersial dan kesiapan struktur pendanaan pendukung

Pendanaan ulang SLTEC melibatkan bank komersial (RCBC). Hal ini penting untuk memastikan bahwa terdapat cukup pendanaan untuk melakukan proses divestasi aset tersebut. ACEN mendukung proses pendanaan awal tersebut secara tidak langsung dengan pelibatan BPI (yang sebagian sahamnya dimiliki ACEN). Kontrak operasi dan pemeliharaan dengan ACEN akan memastikan bahwa aset dapat beroperasi dengan baik menuju tahun berakhir operasi yang sudah dipercepat. Keberadaan EPHI sebagai *special purpose vehicle* untuk penerapan *Energy Transition Mechanism* memudahkan proses pendanaan dari berbagai investor dan juga memungkinkan *blended finance* serta akses ke pendanaan rendah biaya (*low-cost financing*).

3) Reinvestasi pada energi terbarukan dan kepercayaan investor

Komitmen ACEN dalam investasi ke energi terbarukan sudah terbentuk dengan peningkatan portofolio energi terbarukan yang cukup masif sejak tahun 2019. ACEN berhasil meningkatkan portofolio energi terbarukan dari hitungan ratusan MW di tahun 2019, mencapai 2.000 (dua ribu) megawatt di tahun 2021, dan 3.400 (tiga ribu empat ratus) megawatt di tahun 2022. Aspirasi ACEN untuk mencapai target kapasitas energi terbarukan sebesar 5.000 (lima ribu) megawatt di tahun 2025 dan 20.000 (dua puluh ribu) megawatt di tahun 2030 juga meningkatkan kepercayaan investor dalam memberikan pendanaan ke ACEN. Sebagai timbal baliknya, terdapat fleksibilitas dari proses reinvestasi yang perlu dilakukan ACEN ke energi terbarukan sebagai bagian dari proses Transisi Energi. Kepercayaan ini juga dijawab ACEN segera dengan pengembangan portofolio investasi segera setelah proses pendanaan ulang selesai.

b) Inisiatif Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU Nasional

Pemerintah Indonesia bersama dengan Bank Pembangunan Asia (Asian Development Bank) mengumumkan mekanisme kemitraan *Energy Transition Mechanism*. *Energy Transition Mechanism* terdiri dari dua skema, yaitu:

1) skema fasilitas pengurangan emisi (*Carbon Reduction Facility*) yang digunakan untuk percepatan pengakhiran masa operasional PLTU di Indonesia; dan
2) skema fasilitas energi bersih (*Clean Energy Facility*) yang ditujukan untuk mengembangkan atau menginvestasikan pembangunan fasilitas energi hijau.

Untuk mendukung program *Energy Transition Mechanism*, Pemerintah Indonesia meluncurkan *country platform manager* yaitu PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) yang didukung oleh Asian Development Bank. Berdasarkan Keputusan Menteri Keuangan Nomor 275/KMK.010/2022, PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) ditunjuk sebagai country platform manager. Country platform manager untuk *Energy Transition Mechanism* menjadi kerangka yang menyediakan kebutuhan pembiayaan dalam mempercepat Transisi Energi nasional dengan memobilisasi dana yang bersumber dari publik dan swasta secara berkelanjutan. Platform ini dan mekanisme terkait lainnya akan diturunkan dari kerangka kebijakan yang lebih luas mengenai Transisi Energi yang adil untuk mencapai target *National Determined Contributions* dan *Net Zero Emission*. Sumber investasi *country platform manager* akan berasal dari pembiayaan campuran (*blended finance*) melalui PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero), sebagai manajer, dan melibatkan seluruh investor, termasuk Asian Development Bank, Bank Dunia, Lembaga Pengelola Investasi (Indonesia National Authority), Aliansi Keuangan Glasgow untuk Emisi Bersih (Glasgow Financial Alliance for Net Zero), dan bank pembangunan multilateral lainnya, negara, sektor swasta, dan filantropi.

Selain itu, salah satu hasil kesepakatan dari Konferensi Tingkat Tinggi G7 di Elmau, Jerman, adalah kolaborasi dengan negara-negara berkembang termasuk Indonesia untuk mempercepat agenda Transisi Energi bersih melalui program pendanaan *Just Energy Transition Partnership* Indonesia. Pada Konferensi Tingkat Tinggi G20 November tahun 2022, *Just Energy Transition Partnership* Indonesia telah resmi diluncurkan dengan adanya *Joint Statement* antara Pemerintah Indonesia dengan Grup Mitra Internasional yang dibentuk oleh Amerika Serikat, Jepang, Kanada, Denmark, Uni Eropa, Prancis, Jerman, Italia, Norwegia, dan Britania Raya. Kemitraan ini bertujuan untuk mempercepat Transisi Energi yang adil dari bahan bakar fosil ke energi terbarukan. Pelaksanaan rencana tersebut akan mendukung negara untuk memenuhi target dekarbonisasinya. Kemitraan ini melibatkan mobilisasi pendanaan awal sebesar 20.000.000.000 (dua puluh miliar) USD selama periode 3 (tiga) tahun hingga 5 (lima) tahun ke depan. Nilai ini dapat mengalami perkembangan dari waktu ke waktu.

C. STRATEGI PELAKSANAAN TRANSISI ENERGI SEKTOR KETENAGALISTRIKAN

1. Opsi Dekarbonisasi Sektor Ketenagalistrikan

Strategi pengelolaan pembangkit *existing* dan pengembangan pembangkitan tenaga listrik dalam rangka pencapaian target dekarbonisasi dan peningkatan bauran energi baru dan energi terbarukan sebagai berikut:

1) Implementasi *Cofiring* Biomassa

Cofiring biomassa dengan porsi tertentu dilakukan secara bertahap di PLTU, kecuali milik *Independent Power Producer* yang bekerja sama dengan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dapat bersifat *voluntary* tanpa perubahan *power purchase agreement*. *Cofiring* dilakukan sepanjang tidak menambah biaya investasi secara signifikan sehingga tidak berdampak pada

kenaikan biaya pokok penyediaan tenaga listrik rata-rata. Porsi *cofiring* dapat bervariasi sesuai dengan jenis *boiler* yang digunakan pada PLTU, untuk *boiler* jenis *stocker* dan *circulating fluidized bed* paling sedikit 15% (lima belas persen) dan *pulverized coal boiler* sampai dengan sekitar 5% (lima persen) secara bertahap. Namun demikian tidak menutup kemungkinan jika ada upaya untuk melakukan *retrofitting* PLTU dengan mengganti bahan bakar menjadi 100% (seratus persen) biomassa sepanjang kebutuhan bahan bakar biomassa dapat dipenuhi secara berkelanjutan.

2) Akselerasi Pengurangan Penggunaan BBM pada Pembangkitan Tenaga Listrik

a. Dedieselisasi

PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) harus melakukan percepatan pengurangan penggunaan BBM pada PLTD (dedieselisasi), namun harus tetap menjaga kontinuitas dan kecukupan pasokan tenaga listrik sepanjang waktu sehingga tidak ada sistem yang mengalami defisit. Dedieselisasi dapat dilakukan secara bertahap, namun harus menunjukkan kemajuan yang signifikan, sehingga pada tahun 2033 seluruh sistem tenaga listrik bebas dari PLTD bahan bakar minyak. Beberapa strategi dedieselisasi yang dapat dilakukan antara lain:

1. penggantian PLTD bahan bakar minyak menjadi pembangkit yang memanfaatkan energi baru dan energi terbarukan, termasuk *variable renewable energy* dengan kombinasi *battery energy storage system* dan *fuelcell*;
2. interkoneksi sistem *isolated* ke *grid*; dan
3. penggantian BBM menjadi energi terbarukan, baik berupa bahan bakar cair maupun gas bumi, melalui *retrofitting* mesin PLTD.

b. Gasifikasi PLTG/PLTGU/PLTMG/PLTMGU dan *Hybrid* dengan *Variable Renewable Energy*

Saat ini masih banyak PLTG/PLTGU/PLTMG/PLTMGU di wilayah usaha PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) yang menggunakan bahan bakar minyak dalam operasionalnya. Hal ini tidak tepat guna dan berdampak negatif pada bertambahnya beban negara karena defisit neraca perdagangan akibat impor bahan bakar minyak dan menurunkan efisiensi pembangkit tenaga listrik akibat ketidaksesuaian penggunaan bahan bakar. Selain itu dengan volatilitas dan tingginya harga bahan bakar minyak mengakibatkan naiknya biaya pokok penyediaan tenaga listrik yang pada akhirnya menjadi beban APBN.

Sebagai upaya peningkatan bauran energi baru dan energi terbarukan, fleksibilitas PLTG/PLTGU/PLTMG/PLTMGU perlu dimanfaatkan dengan mengoptimalkan pemanfaatan pembangkit *variable renewable energy* yang harganya cenderung turun sehingga berkontribusi pada penurunan biaya pokok penyediaan tenaga listrik.

3) *Retrofitting* Pembangkit Fosil

Sebagai upaya penurunan emisi CO_2, penggunaan energi fosil pada pembangkit tenaga listrik perlu terus dikurangi. Namun karena kebutuhan tenaga listrik nasional terus tumbuh,

kapasitas pembangkit tenaga listrik harus terus ditambah. Tantangan penurunan emisi CO_2 tersebut perlu dihadapi dengan strategi yang tepat dengan mempertimbangkan aspek keandalan pemenuhan pasokan tenaga listrik. Keberlanjutan operasional PLTU sebagai pembangkit pemikul beban dasar (*baseload*) dan PLTG/PLTGU/PLTMG/PLTMGU sebagai pembangkit *follower* dalam menjaga keandalan di pusat beban pada kota besar perlu dipertimbangkan. Namun demikian target *net zero emission* untuk pembangkitan tenaga listrik tetap perlu dicapai. Untuk itu diperlukan strategi melalui *retrofitting* pembangkit fosil sebagai berikut:

a. *Retrofitting* PLTU

   Emisi CO_2 akibat penggunaan batubara pada PLTU di masa mendatang dapat diatasi dengan implementasi teknologi *carbon capture storage* sehingga CO_2 dari PLTU dapat disimpan ke dalam formasi geologi berupa *coalbed* dan dimanfaatkan untuk *enhanced oil recovery* pada lapangan minyak dan *saline aquifer.*

   Teknologi *carbon capture storage* pada PLTU masih menyisakan sekitar 10% (sepuluh persen) emisi CO_2. Untuk mencapai target *net zero emission* perlu *cofiring* biomassa paling sedikit 10% (sepuluh persen) karena *carbon capture storage* yang diimplementasikan dengan bahan bakar biomassa akan menghasilkan emisi negatif.

   Mengingat tidak semua PLTU berlokasi relatif dekat dengan formasi geologi untuk storage CO_2, alternatif *retrofitting* PLTU batubara menjadi PLTU *green* NH_3 dapat menjadi pilihan.

   Pilihan implementasi *carbon capture storage* akan menimbulkan tambahan investasi yang relatif besar, sedangkan *retrofitting* NH_3 sebesar 100% (seratus persen) menimbulkan kenaikan biaya bahan bakar yang relatif besar. Untuk itu, pilihan tersebut hanya dapat dilakukan pada saat *book value* PLTU telah mencapai 0 (nol) atau depresiasi PLTU telah mencapai 0 (nol) atau *power purchase agreement* dengan *independent power producer* telah berakhir.

   Dalam hal *feedstock* biomassa tersedia, misalnya dari hutan tanaman energi pada lahan kritis dan dapat menjamin kontinuitas operasional PLTU, dimungkinkan dilakukan *retrofitting* menjadi 100% (seratus persen) biomassa.

   Early retirement PLTU batubara bersifat *conditional*, mempertimbangkan ketersediaan bantuan internasional, biaya pokok penyediaan tenaga listrik, dan keandalan sistem tenaga listrik.

b. *Retrofiting* PLTG/PLTGU/PLTMG/PLTMGU

   Retrofiting PLTG/PLTGU/PLTMG/PLTMGU dapat dilakukan melalui implementasi *carbon capture storage* dan penggantian bahan bakar menjadi 100% (seratus persen) *green* H_2.

4) Pembatasan Penambahan PLTU

   Pembangunan PLTU baru dilarang kecuali untuk:

   a. PLTU yang telah ditetapkan dalam Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik sebelum berlakunya Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan

Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik; atau

b. PLTU yang memenuhi persyaratan antara lain:
   1. terintegrasi dengan industri yang dibangun berorientasi untuk peningkatan nilai tambah sumber daya alam atau termasuk dalam proyek strategis nasional yang memiliki kontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja dan/atau pertumbuhan ekonomi nasional;
   2. berkomitmen untuk melakukan pengurangan emisi gas rumah kaca minimal 35% (tiga puluh lima persen) dalam jangka waktu 10 (sepuluh) tahun sejak PLTU beroperasi dibandingkan dengan rata-rata emisi PLTU di Indonesia pada tahun 202l melalui pengembangan teknologi, *carbon offset*, dan/atau bauran energi terbarukan; dan
   3. beroperasi paling lama sampai dengan tahun 2050

5) Akselerasi Pengembangan *Variable Renewable Energy* dan Tambahan Pembangkit Tenaga Listrik Hanya dari Pembangkit Energi Baru dan Energi Terbarukan

Untuk percepatan pencapaian bauran energi baru dan energi terbarukan diperlukan percepatan penambahan pembangkit yang memanfaatkan energi baru dan energi terbarukan skala besar seperti PLTA dan PLTP. Mengingat pengembangan PLTP dan PLTA membutuhkan waktu relatif lama, penambahan pembangkit tenaga listrik yang berbasiskan fosil selain batubara dan bahan bakar minyak masih diperlukan. Untuk itu, pengembangan pembangkit *variable renewable energy* dan pengembangan PLTG/PLTGU/ PLTMG/PLTMGU sesuai neraca gas dilakukan sebelum *commercial operation date* PLTA dan PLTP skala besar yang diperkirakan mulai tahun 2032.

Pengembangan pembangkit *variable renewable energy* berupa PLTB dan PLTS termasuk PLTS *floating* dan PLTS *rooftop* perlu dilakukan percepatan karena tren harganya yang semakin murah. Dengan pertimbangan keandalan pasokan pembangkit *variable renewable energy*, kombinasi pembangkit *variable renewable energy* dengan *battery energy storage system* atau dengan PLTG/PLTGU/PLTMG/PLTMGU dapat menjadi solusi.

Akselerasi pembangunan PLTP dan PLTA skala besar, termasuk PLTA waduk/ bendungan/saluran irigasi yang dibangun oleh Kementerian Pekerjaan Umum, harus segera dilakukan. Pertimbangan demand sering kali menjadi alasan ditundanya target *commercial operation date* PLTP dan PLTA dalam Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik. Hal ini menyebabkan lambatnya pengembangan pembangkit yang memanfaatkan energi baru dan energi terbarukan skala besar. Pada saat *demand* meningkat yang pada umumnya dalam jangka waktu 2 (dua) tahun sampai dengan 3 (tiga) tahun, PLTP dan PLTA tidak dapat menjadi solusi sehingga harus mengembangkan pembangkit tenaga listrik lain yang relatif mahal.

6) PLTA di Papua untuk Produksi *Green* H_2 atau *Green* NH_3

Dalam mencapai target *net zero emission* di sektor energi, dekarbonisasi pada pembangkitan tenaga listrik, sektor industri, dan sektor transportasi diperlukan. Salah satu strategi penurunan emisi pada sektor tersebut adalah penggantian

penggunaan bahan bakar berbasis fosil menjadi *green* H_2 atau *green* NH_3. Untuk memproduksi *green* H_2 dan *green* NH_3 dapat dilakukan pemanfaatan potensi hidro skala besar terutama yang ada di Papua.

7) Pengembangan PLTN
Untuk diversifikasi pasokan tenaga listrik dan meningkatkan keandalan pasokan dari pembangkit *baseload*, PLTN pertama ditargetkan mulai *commercial operation date* pada tahun 2032. Pembangunan dan pengoperasian PLTN harus memenuhi persyaratan keselamatan (*safety*), keamanan (*security*), dan garda aman (*safeguards*) sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan. Pemilihan lokasi pembangunan PLTN di suatu wilayah dilakukan dengan pertimbangan antara lain lokasi yang aman dari ancaman bencana geologi, daerah tidak padat penduduk, dan daerah bukan lumbung pangan. Pembangunan dan pengoperasian PLTN harus mensyaratkan jaminan pasokan bahan bakar nuklir dan pengelolaan limbah radioaktif. Untuk memastikan jaminan pasokan bahan bakar nuklir diperlukan pencadangan sumber daya bahan galian nuklir nasional. Untuk memastikan keselamatan dan keamanan pembangunan dan pengoperasian PLTN harus disetujui oleh badan pengawas tenaga nuklir.

2. Peta Jalan (*Road Map*) Dekarbonisasi Sektor Ketenagalistrikan

Berbagai strategi pengelolaan pembangkit *existing* dan pengembangan pembangkitan tenaga listrik yang telah disampaikan sebelumnya kemudian diterjemahkan dalam proyeksi kapasitas pembangkit listrik hingga tahun 2060 melalui pendekatan optimasi pembangkitan tenaga listrik.

Sebagai upaya untuk memenuhi pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik dan menggantikan pembangkit tenaga listrik *existing* yang akan berkurang diperlukan tambahan pembangkit tenaga listrik rata-rata sekitar 9,6 (sembilan koma enam) gigawatt per tahun.

Kapasitas pembangkit tenaga listrik (dalam daya mampu neto) pada tahun 2060 diproyeksikan sekitar 443 (empat ratus empat puluh tiga) gigawatt. Pembangkit yang memanfaatkan energi baru dan energi terbarukan akan mendominasi kapasitas pembangkit tenaga listrik terdiri dari sekitar 41,6% (empat puluh satu koma enam persen) pembangkit *variable renewable energy* yang dilengkapi *storage* sekitar 34 (tiga puluh empat) gigawatt dan sekitar 58,4% (lima puluh delapan koma empat persen) pembangkit *dispatchable* (non-*variable renewable energy*).

Kapasitas pembangkit *variable renewable energy* terdiri atas:

1) PLTS sekitar 109,4 (seratus sembilan koma empat) gigawatt atau sekitar 24,7% (dua puluh empat koma tujuh persen);
2) PLTB sekitar 73,2 (tujuh puluh tiga koma dua) gigawatt atau sekitar 16,6% (enam belas koma enam persen); dan
3) PLTAL sekitar 1,4 (satu koma empat) gigawatt atau sekitar 0,3% (nol koma tiga persen).

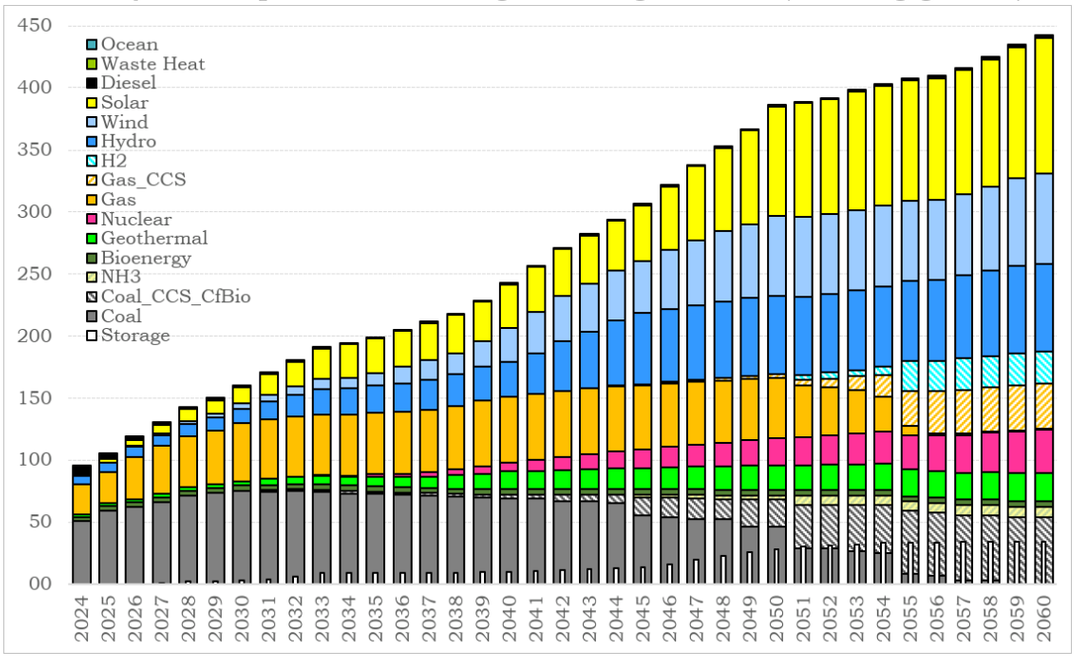
Kapasitas pembangkit *dispatchable* (non-*variable renewable energy*) terdiri atas:

1) PLTA sekitar 70,5 (tujuh puluh koma lima) gigawatt atau sekitar 15,9% (lima belas koma sembilan persen);
2) PLTU NH_3 sekitar 8,4 (delapan koma empat) gigawatt atau sekitar 1,9% (satu koma sembilan persen);

3) PLTU *cofiring* biomassa dan *carbon capture storage* sekitar 54 (lima puluh empat) gigawatt atau sekitar 12,2% (dua belas koma dua persen);
4) PLTP sekitar 22,7 (dua puluh dua koma tujuh) gigawatt atau sekitar 5,1% (lima koma satu persen);
5) PLTG/PLTGU/PLTMG/PLTMGU H_2 sekitar 25,3 (dua puluh lima koma tiga) gigawatt atau sekitar 5,7% (lima koma tujuh persen);
6) PLTG/PLTGU/PLTMG/PLTMGU dan *carbon capture storage* sekitar 36,6 (tiga puluh enam koma enam) gigawatt atau sekitar 8,3% (delapan koma tiga persen);
7) PLTG/PLTGU/PLTMG/PLTMGU sekitar 0,8 gigawatt (nol koma delapan) gigawatt atau sekitar 0,2% (nol koma dua persen);
8) PLTBio sekitar 4,5 (empat koma lima) gigawatt atau sekitar 1% (satu persen);
9) PLTN sekitar 35 (tiga puluh lima) gigawatt atau sekitar 7,9% (tujuh koma sembilan persen); dan
10) *waste heat* sekitar 0,9 (nol koma sembilan) gigawatt atau sekitar 0,2% (nol koma dua persen).

Proyeksi kapasitas pembangkit tenaga listrik dapat dilihat pada Gambar C.1.

Gambar C.1
Proyeksi Kapasitas Pembangkit Tenaga Listrik (dalam gigawatt)



Gambar C.1. menunjukkan proyeksi kapasitas pembangkit tenaga listrik yang cenderung mengalami peningkatan. Peningkatan yang sangat signifikan terjadi pada pembangkit berbahan bakar angin, pembangkit yang memanfaatkan energi surya, dan pembangkit yang memanfaatkan energi air, sedangkan untuk kapasitas pembangkit fosil mengalami penurunan yang sangat signifikan.

D. PETA JALAN (*ROAD MAP*) PERCEPATAN PENGAKHIRAN MASA OPERASIONAL PLTU

Seperti yang telah disampaikan sebelumnya pada bagian *retrofitting* pembangkit fosil, percepatan pengakhiran masa operasional PLTU batubara bersifat *conditional*, mempertimbangkan ketersediaan bantuan internasional, biaya pokok penyediaan tenaga listrik, dan keandalan sistem

tenaga listrik. Sehingga opsi dekarbonisasi percepatan pengakhiran masa operasional dapat dilakukan selama memenuhi kriteria-kriteria tertentu.
Pada bagian peta jalan (*road map*) percepatan pengakhiran masa operasional PLTU ini akan dijelaskan lebih lanjut terkait amanat percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dari Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022, kriteria dan hal-hal yang harus dipenuhi, Usulan Skema Pembiayaan, Strategi Percepatan, dan Peluang dan Risiko Sosio-ekonomi dari Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU.

1. Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU

   Pasal 3 Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 secara spesifik mengamanatkan pelaksanaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU kepada kementerian negara di bidang yang terkait termasuk penyusunan peta jalan (*road map*). Dalam hal ini Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral telah berkoordinasi dengan Kementerian Keuangan dan Kementerian Badan Usaha Milik Negara. Terminologi "*percepatan pengakhiran masa operasional PLTU*" sebagaimana tertulis di Pasal 3 ayat (1) dapat didefinisikan sebagai upaya penghentian PLTU lebih cepat dari masa operasinya untuk mendukung Transisi Energi di sektor ketenagalistrikan. PLTU yang sudah mengalami peremajaan (*rejuvenation*) atau renovasi dan modernisasi sebagaimana yang telah dilakukan oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) terhadap beberapa unit PLTU miliknya, maka batas akhirnya mengacu kepada batas akhir dari usia operasional PLTU yang telah diperpanjang. Contoh salah satu PLTU di Pulau Jawa yang awalnya memiliki batas akhir usia operasionalnya pada tahun 2016, setelah dilakukan renovasi dan modernisasi pada tahun 2010 dan 2011, kedua unit tersebut memiliki batas akhir usia operasional terkini di tahun 2055.

   Dalam hal penyusunan peta jalan (*road map*) yang dimaksud terdapat beberapa prasyarat dan larangan yang harus dipenuhi, sebagaimana tertulis di Pasal 3 ayat (3) dan ayat (4) Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022. Secara umum, peta jalan (*road map*) diharuskan untuk memuat pengurangan emisi gas rumah kaca PLTU, strategi percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dan keselarasan antar berbagai kebijakan lainnya. Sejalan dengan ketiga prasyarat tersebut adalah adanya larangan untuk pengembangan atau pembangunan PLTU baru dengan pengecualian PLTU baru yang direncanakan di dalam Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2021-2030 yang terbit sebelum Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 ini berlaku. Juga termasuk di dalam pengecualian dari larangan tersebut adalah PLTU baru yang terintegrasi dengan industri yang dapat memberikan nilai tambah sumber daya alam atau yang termasuk di dalam Proyek Strategis Nasional yang berkontribusi besar terhadap penciptaan lapangan kerja dan/atau pertumbuhan ekonomi nasional. PLTU yang akan diintegrasikan dengan industri yang dimaksud juga diharuskan untuk berkomitmen melakukan pengurangan emisi gas rumah kaca minimal 35% (tiga puluh lima persen) dalam jangka waktu 10 (sepuluh) tahun sejak PLTU terkait beroperasi relatif terhadap rata-rata emisi PLTU di Indonesia pada tahun 2021. Pengurangan emisi yang dimaksud dimandatkan untuk dicapai dengan pengembangan teknologi, *carbon offset*, dan/atau bauran energi terbarukan. Operasi dari PLTU yang dikecualikan ini dibatasi masa operasinya hingga tahun 2050.

   Dalam hal kriteria PLTU yang dipercepat pengakhiran masa operasionalnya, Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 secara

spesifik memasukkan PLTU milik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan *independent power producer* dengan mempertimbangkan kondisi penyediaan dan permintaan listrik. Selain itu, PLTU yang dipercepat pengakhiran masa operasionalnya juga dimandatkan untuk memperhatikan kriteria-kriteria teknis dan ekonomi, seperti kapasitas pembangkit, usia pembangkit, utilisasi, emisi gas rumah kaca, nilai tambah ekonomi, ketersediaan dukungan pendanaan dalam dan luar negeri, serta ketersediaan dukungan teknologi dalam dan luar negeri.
Adapun mandat penyusunan peta jalan (*road map*) dan kriteria pelaksanaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU memiliki keterkaitan yang erat dengan beberapa tujuan pembangunan berkelanjutan (*sustainable development goals*), yaitu:

a) *Sustainable development goals* 7 (Energi Bersih dan Terjangkau): Percepatan penghentian operasional PLTU bertujuan untuk meningkatkan porsi energi bersih dan terbarukan dalam bauran energi nasional. Hal ini mendukung *Sustainable development goals* 7 dengan menyediakan akses energi yang bersih, terjangkau, dan dapat diandalkan bagi masyarakat.
b) *Sustainable development goals* 8 (Pekerjaan Layak dan Pertumbuhan Ekonomi): Transisi Energi yang berkelanjutan memerlukan upaya yang signifikan dalam menciptakan lapangan kerja baru di sektor energi terbarukan dan teknologi hijau. Hal ini juga mendorong pertumbuhan ekonomi yang lebih inklusif dan ramah lingkungan, sejalan dengan *sustainable development goals* 8.
c) *Sustainable development goals* 9 (Industri, Inovasi, dan Infrastruktur): Peta Jalan (*Road Map*) Transisi Energi Sektor Ketenagalistrikan membuka peluang untuk investasi pada infrastruktur energi hijau dan inovasi teknologi, termasuk pembangunan jaringan HVDC dan peningkatan kapasitas pembangkit energi terbarukan. Langkah-langkah ini mendukung pengembangan industri yang berkelanjutan dan modernisasi infrastruktur ketenagalistrikan, sesuai dengan *sustainable development goals* 9.
d) *Sustainable development goals* 10 (Mengurangi Ketimpangan): Penghentian operasional PLTU dan transisi menuju energi terbarukan dapat membantu mengurangi ketimpangan akses energi antara wilayah perkotaan dan pedesaan serta antara masyarakat yang lebih dan kurang mampu. Hal ini selaras dengan tujuan *sustainable development goals* 10, yaitu mengurangi ketimpangan dalam akses dan manfaat pembangunan.
e) *Sustainable development goals* 12 (Konsumsi dan Produksi yang Bertanggung Jawab): Pengakhiran masa operasional PLTU dan beralih ke energi terbarukan juga berarti mengurangi ketergantungan pada sumber daya yang tidak terbarukan dan menekan emisi karbon. Hal ini sejalan dengan *sustainable development goals* 12 yang mendorong pola konsumsi dan produksi yang lebih bertanggung jawab, khususnya dalam konteks energi.
f) *Sustainable development goals* 13 (Penanganan Perubahan Iklim): Langkah percepatan penghentian PLTU sangat berkontribusi dalam mengurangi emisi gas rumah kaca dan mendukung target mitigasi perubahan iklim Indonesia. Ini mendukung komitmen global pada *sustainable development goals* 13 dalam upaya

penanganan perubahan iklim dan menjaga keberlanjutan lingkungan hidup.

2. Kriteria dan Hal-hal yang Harus Dipenuhi dalam Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU

Berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022, pelaksanaan percepatan pengakhiran waktu operasi PLTU memperhatikan kriteria paling sedikit

a) kapasitas;
b) usia pembangkit;
c) utilisasi;
d) emisi gas rumah kaca PLTU;
e) nilai tambah ekonomi;
f) ketersediaan dukungan pendanaan dalam negeri dan luar negeri; dan
g) ketersediaan dukungan teknologi dalam negeri dan luar negeri.

Selain kriteria diatas, pelaksanaan Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU dilakukan dengan mempertimbangkan kriteria:

a) keandalan sistem ketenagalistrikan;
b) dampak kenaikan biaya pokok penyediaan tenaga listrik terhadap tarif tenaga listrik yang menyebabkan subsidi dan kompensasi; dan
c) penerapan aspek *just energy transition*.

Kriteria tersebut dan hal-hal lain yang harus dipenuhi dalam pelaksanaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dijelaskan pada bagian berikut.

a) Kapasitas

Pelaksanaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU tidak terbatas pada nilai kapasitas tertentu. Dalam hal percepatan pengakhiran waktu masa operasional PLTU memerlukan penggantian energi listrik, dapat digantikan dengan pembangkit energi terbarukan. Penggantian oleh energi terbarukan tersebut dapat didukung dengan optimalisasi penggunaan gas dan/atau fasilitas lainnya dengan memperhatikan kestabilan sistem ketenagalistrikan terdampak. Dukungan fasilitas lainnya harus menghasilkan intensitas emisi yang lebih rendah dibandingkan dengan PLTU yang akan dipercepat pengakhiran waktu operasinya.

b) Usia pembangkit

Kriteria usia pembangkit dihitung sejak PLTU beroperasi secara komersial (*commercial operation date*).

c) Utilisasi

Faktor kapasitas (*capacity factor*) secara tidak langsung mengindikasikan utilisasi PLTU. Nilai *capacity factor* yang tinggi menunjukkan ketergantungan sistem tenaga listrik yang lebih besar pada PLTU. Oleh karena itu, PLTU dengan *capacity factor* yang tinggi tidak diprioritaskan untuk dipercepat pengakhiran masa operasionalnya.

d) Emisi gas rumah kaca PLTU

Selain aspek teknis, kriteria lingkungan juga menjadi hal yang harus diperhatikan dalam percepatan penghentian masa operasi PLTU. Dengan mengurangi emisi dari PLTU, yang merupakan salah satu sumber emisi karbon terbesar di sektor ketenagalistrikan Indonesia, peta jalan (*road map*) ini berkontribusi langsung pada mitigasi perubahan iklim, mendukung *sustainable development goals* 13 melalui penguatan

aksi untuk memitigasi perubahan iklim. Potensi pengurangan emisi gas rumah kaca dari PLTU yang dipercepat pengakhiran masa operasionalnya mendukung target Indonesia dalam *Nationally Determined Contribution* dan Persetujuan Paris.

e) Nilai tambah ekonomi
Dalam aspek ekonomi, selain dampak kenaikan biaya pokok penyediaan terhadap tarif listrik, subsidi, dan kompensasi, kriteria lain yang harus dipertimbangkan adalah nilai tambah ekonomi dari pelaksanaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dan pengembangan pembangkit energi terbarukan pengganti atau pilihan dekarbonisasi lainnya, termasuk di dalamnya nilai ekonomi karbon.

f) Ketersediaan dukungan pendanaan dari lembaga pendanaan dalam negeri dan/atau luar negeri
Inisiatif percepatan pengakhiran masa operasional PLTU merupakan upaya tambahan di luar komitmen *Nationally Determined Contribution* Pemerintah Indonesia. Pelaksanaan inisiatif ini memiliki implikasi yang besar baik dari sisi teknis maupun finansial bagi korporasi maupun bagi negara. Oleh karena itu, ketersediaan dukungan pendanaan dari lembaga pendanaan dalam negeri maupun luar negeri terutama dalam bentuk hibah untuk program percepatan pengakhiran masa operasional PLTU diperlukan sebagai syarat utama dapat terlaksananya percepatan pengakhiran masa operasional PLTU.
Pada PLTU eksisting, praktik yang telah dilakukan sebelumnya oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) adalah memperpanjang masa operasinya selama secara teknis masih dapat digunakan, walaupun umur ekonomisnya sudah selesai. Praktik ini memungkinkan penyediaan energi listrik yang lebih terjangkau bagi masyarakat Indonesia.

g) Ketersediaan dukungan teknologi dalam negeri dan luar negeri
Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, untuk dapat melaksanakan percepatan penghentian masa operasi PLTU, perlu dipastikan pembangkit energi terbarukan pengganti telah beroperasi sebelum dilakukan percepatan pengakhiran masa operasional. Dalam mengembangkan pembangkit energi terbarukan pengganti ini, khususnya terkait teknologi baru di Indonesia, pemerintah dan pemangku kepentingan terkait memerlukan dukungan pendampingan teknis dari dalam negeri maupun luar negeri. Ketersediaan dukungan teknologi ini secara langsung akan berkontribusi pada pengembangan industri energi terbarukan dan modernisasi infrastruktur energi Indonesia, sesuai dengan prinsip *sustainable development goals* 9. Infrastruktur energi terbarukan dan inovasi teknologi di sektor energi mendukung target *sustainable development goals* 9.4 untuk meningkatkan efisiensi sumber daya melalui teknologi yang bersih dan ramah lingkungan

h) Keandalan sistem
Dalam pelaksanaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU perlu memperhatikan keandalan dan keamanan operasi sistem ketenagalistrikan. *Reserve margin* sistem harus selalu dijaga pada nilai optimal. Selain itu kriteria *security*, kualitas dan kestabilan sistem (e.g. kontingensi N-1, standard tegangan, indeks kekuatan sistem) dan parameter-parameter keandalan lainnya harus terpenuhi mengacu pada aturan jaringan (*grid code*)

yang berlaku. Pembangunan *green super grid* (e.g. interkoneksi Sumatera-Jawa) merupakan salah satu opsi *enabler* yang dapat digunakan untuk memenuhi kecukupan daya setelah PLTU dipercepat masa operasinya.

i) Dampak kenaikan biaya pokok penyediaan terhadap tarif listrik, subsidi, dan kompensasi

PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagai badan usaha milik negara memperoleh tugas untuk menggerakkan roda perekonomian nasional melalui penyediaan tenaga listrik dengan jumlah cukup, harga wajar, dan kualitas yang baik. Salah satu tantangan yang harus dihadapi oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) adalah volatilitas harga dan efisiensi sistem rantai pasok penyediaan tenaga listrik yang mempengaruhi biaya pokok penyediaan. Mengingat di Indonesia umumnya biaya pembangkitan listrik dari pembangkit energi terbarukan lebih tinggi dari biaya pembangkitan listrik PLTU, biaya pokok penyediaan berpotensi naik akibat penetrasi pembangkit energi terbarukan yang masif sebagai pengganti PLTU yang dipercepat pengakhiran masa operasionalnya. Selain itu, terdapat juga potensi kenaikan BPP akibat biaya percepatan pengakhiran masa operasional PLTU yang dibebankan ke biaya pokok penyediaan.

Di sisi lain, tarif listrik pelanggan saat ini dikendalikan sepenuhnya oleh Pemerintah untuk menjamin keterjangkauan harga listrik. Perbedaan antara biaya produksi/biaya pokok penyediaan dan harga jual listrik tersebut ditanggung Pemerintah Indonesia melalui subsidi dan kompensasi listrik ke PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagai *offtaker*. Akibatnya, peningkatan biaya pokok penyediaan yang tidak diiringi dengan penyesuaian tarif listrik pelanggan akan mempengaruhi kebutuhan subsidi dan kompensasi listrik oleh Pemerintah. Sehingga kenaikan pada besaran biaya pokok penyediaan harus diminimalisasi.

Implementasi program percepatan pengakhiran masa operasional PLTU juga akan berimplikasi pada peningkatan biaya dari kompensasi terhadap nilai sisa aset pembangkit yang mengalami percepatan pengakhiran masa operasional dan dari kebutuhan investasi penambahan kapasitas pembangkit energi terbarukan beserta perkuatan jaringan tenaga listrik yang harus dibangun untuk menggantikan PLTU yang dipercepat pengakhiran masa operasionalnya. Selain itu akan terjadi peningkatan biaya operasi pembangkitan yang diakibatkan oleh selisih biaya pembangkitan PLTU dengan biaya pembangkitan energi terbarukan yang menggantikan PLTU yang dipercepat pengakhiran masa operasionalnya.

j) Penerapan aspek *just transition*

Aspek *just transition* harus menjadi perhatian karena perubahan iklim tidak hanya memberikan dampak terhadap aspek lingkungan, tetapi juga aspek sosial. *Just transition* adalah kerangka kerja yang bertujuan untuk memaksimalkan manfaat penghijauan ekonomi sekaligus mempromosikan kesetaraan dan inklusivitas. Selanjutnya, menurut Stanley Foundation, *just transition* harus memperhatikan tiga tantangan yaitu potensi kehilangan pekerjaan, degradasi aspek lingkungan, dan ketidaksamarataan. Organisasi Buruh Internasional (*The International Labor Organization*) menyatakan bahwa definisi dari

just transition adalah fokus terhadap penggantian lapangan pekerjaan yang hilang akibat proses transisi dengan lapangan pekerjaan yang memadai. Selain itu prinsip *just transition* selaras dengan tujuan *sustainable development goals* 8 dalam menciptakan pekerjaan yang layak serta pertumbuhan ekonomi yang inklusif. Aspek ini juga berkaitan erat dengan *sustainable development goals* 10 dalam mengurangi ketimpangan, karena proses Transisi Energi harus memastikan bahwa seluruh lapisan masyarakat, terutama kelompok rentan, memperoleh manfaat yang setara.

Dampak yang tidak terhindarkan dari perubahan iklim akan terasa terutama pada kelompok masyarakat yang rentan. Sehingga sebuah kebijakan preventif yang berpihak kepada hak dan kewajiban kelompok masyarakat yang terdampak oleh perubahan iklim maupun perubahan selama proses transisi berlangsung perlu untuk disiapkan. Dalam konteks percepatan pengakhiran masa operasional PLTU, proses transisi akan berdampak terhadap turunnya pendapatan pada sektor produksi dan penjualan batubara yang akan berujung pada melambatnya aktivitas ekonomi pada sektor tersebut. Sehingga penerapan aspek *just transition* yaitu dampak terhadap isu sosial dan ekonomi perlu menjadi sorotan. Jika tidak diperhatikan, hal ini akan menimbulkan kesenjangan dan ketidakadilan.

Negara anggota Kerjasama Ekonomi Asia-Pasifik (*Asia-Pacific Economic Cooperation*), termasuk Indonesia, akan mengembangkan Inisiatif Transisi Energi yang Adil (*Just Energy Transition Initiative*) melalui kelompok kerja energi untuk mendorong upaya-upaya memajukan Transisi Energi di kawasan *Asia-Pacific Economic Cooperation*. Inisiatif ini melibatkan tenaga kerja, perusahaan, dan investor sektor swasta, serta masyarakat dengan cara yang inklusif, termasuk usaha mikro, kecil, dan menengah, perempuan, dan pihak-pihak lain yang memiliki potensi ekonomi yang belum tersentuh, seperti masyarakat adat yang sesuai. Hal ini selaras dengan nilai-nilai *sustainable development goals* 8 dan *sustainable development goals* 10 dalam menciptakan masyarakat yang adil dan inklusif melalui pertumbuhan ekonomi yang berkeadilan.

Upaya percepatan pengakhiran masa operasional PLTU memiliki implikasi yang jauh lebih besar jika dibandingkan upaya memensiunkan PLTU setelah umur ekonomisnya selesai namun umur teknisnya belum habis. Implikasi percepatan pengakhiran masa operasional PLTU antara lain berkaitan dengan adanya biaya kehilangan aset, biaya investasi untuk pembangkit energi terbarukan pengganti PLTU yang dipercepat pengakhiran masa operasionalnya, biaya peningkatan biaya pokok penyediaan, biaya penguatan jaringan kelistrikan, serta biaya sosial yang terkait dengan *just transition*. Oleh karena itu, dukungan pembiayaan dari komunitas internasional menjadi persyaratan utama yang harus dipenuhi terlebih dahulu agar inisiatif percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dapat berjalan dengan baik.

3. Usulan Skema Pembiayaan Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU

   Berdasarkan laporan *International Energy Agency*, ketersediaan dana yang dikelola investor global mencapai 200.000.000.000.000 (dua ratus triliun) USD pada tahun 2020. Namun, hanya sekitar 10%

(sepuluh persen) dari ketersediaan dana tersebut dikelola oleh investor di negara berkembang. Oleh karena itu, penting bagi Indonesia sebagai negara berkembang untuk dapat menarik pendanaan dari internasional untuk mendukung Transisi Energi, di antaranya juga untuk mendukung percepatan pengakhiran masa operasional PLTU.
Perkembangan 5 (lima) tahun terakhir menunjukkan bahwa terdapat dorongan lebih kuat terhadap pendanaan berkelanjutan (*sustainable finance*). Contoh, inisiatif seperti *Task Force on Climate-Related Financial Disclosure* mendorong integrasi risiko emisi karbon dalam keputusan investasi. Contoh lain, tahun 2021, terbentuk aliansi lebih dari 450 institusi finansial dalam *Glasgow Financial Alliance for Net Zero* yang mengelola aset finansial mencapai 130.000.000.000.000 (seratus tiga puluh triliun) USD. Tekanan yang serupa juga dihadapi bank komersial, terutama bank yang ada di Eropa. Tren ini perlu disiasati oleh negara berkembang karena kecenderungan dana publik (seperti kemampuan fiskal pemerintah) akan terbatas, sebagai akibat kebutuhan untuk menahan inflasi dan juga membayar utang, apalagi di tengah kondisi harga komoditas yang cenderung naik di tahun ini.
Dalam pembiayaan Transisi Energi, *International Energy Agency* memperkirakan peran dari pendanaan komersial/swasta bisa mencapai 70% (tujuh puluh persen) di tahun 2030. Peran dana publik akan lebih ditujukan untuk membuka peluang pemanfaatan dana komersial, misalnya dalam bentuk *blended finance*.
Konferensi Tingkat Tinggi G20 telah mencapai sebuah komitmen pendanaan Transisi Energi melalui *Just Energy Transition Partnership* Indonesia. Dalam hal ini, Indonesia dan anggota International Partners Group telah meluncurkan *Joint Statement* yang memuat tujuan untuk mempercepat Transisi Energi yang adil dari bahan bakar fosil ke energi terbarukan di Indonesia. Dalam kemitraan ini, komitmen awal pendanaan sebesar 20.000.000.000 (dua puluh miliar) USD akan dimobilisiasi selama tiga sampai lima tahun ke depan, dengan 10.000.000.000 (sepuluh miliar) USD akan dimobilisasi oleh anggota International Partners Group; dan setidaknya 10.000.000.000 (sepuluh miliar) USD pendanaan swasta akan dimobilisasi dan difasilitasi oleh anggota kelompok kerja Glasgow Financial Alliance for Net Zero. Nilai ini dapat mengalami perkembangan dari waktu ke waktu.

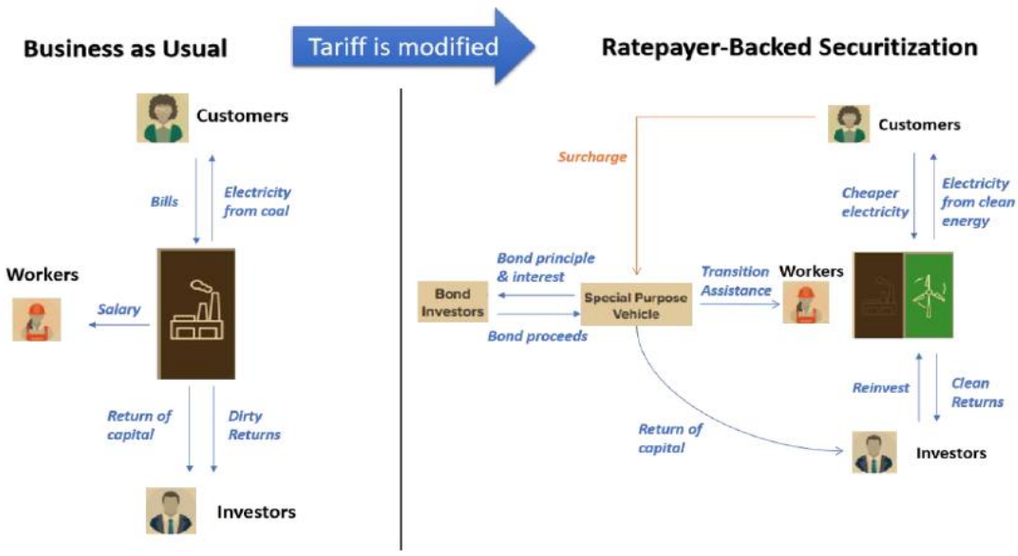
a) Struktur dan Mekanisme Pendanaan Global yang Ada
   Terdapat beberapa struktur pendanaan yang memanfaatkan kombinasi pendanaan dari publik dan komersial/swasta. Dari pembelajaran studi kasus di Filipina, penting untuk bisa menghubungkan pendanaan dan investasi terkait percepatan pengakhiran masa operasi PLTU dengan investasi pada energi terbarukan atau bahkan energi bersih secara umum. Hal ini dikarenakan kecenderungan dari institusi finansial yang juga didorong untuk berinvestasi di aset rendah karbon/aset energi terbarukan dan pelarangan investasi di energi fosil. Beberapa contoh struktur dan mekanisme pendanaan global yang sudah diterapkan untuk mendukung percepatan pengakhiran masa operasional PLTU adalah sebagai berikut:
   1) *Ratepayer-backed Bond Securitization*
      Terdapat *special purpose vehicle* yang mendapatkan pendanaan awal berupa *bond* dari investor. Dana tersebut selanjutnya digunakan untuk memberikan pendanaan dengan bunga rendah untuk mendukung reinvestasi pemilik

aset PLTU ke energi terbarukan (penggantian perjanjian jual beli tenaga listrik dari PLTU ke aset yang baru). Konsumen listrik akan dapat membeli listrik dengan harga yang lebih murah karena biaya listrik dari energi terbarukan yang lebih rendah. Namun di saat yang bersamaan, konsumen listrik membayar *surcharge* di tagihan listriknya untuk membantu pembayaran *bond*.

Skema ini telah dipakai di Amerika Serikat, misalnya di Michigan. Karakteristik dari skema ini adalah beban pembiayaan yang ditaruh pada perubahan tarif listrik yang dikenakan pada konsumen (Gambar D.1).

Ketersediaan pembiayaan juga bergantung pada terbukanya peluang penggantian aset dari PLTU ke energi terbarukan. Selain itu, pembangkit energi terbarukan dapat memberikan biaya pembangkitan yang lebih murah dibandingkan PLTU, sehingga skema ini cenderung dapat diterapkan pada sistem ketenagalistrikan dengan pasar dan industri energi terbarukan yang sudah berkembang (*mature)*. Dalam konteks Indonesia, masih perlu dukungan regulasi agar investor dapat mengganti aset dari PLTU langsung ke energi terbarukan. Selanjutnya, perubahan pada tarif listrik bisa dibebankan pada konsumen langsung atau ditanggung melalui subsidi seperti layaknya yang berlaku saat ini.

Gambar D.1
Skema pendanaan *ratepayer-backed bond securitization* (RBS)

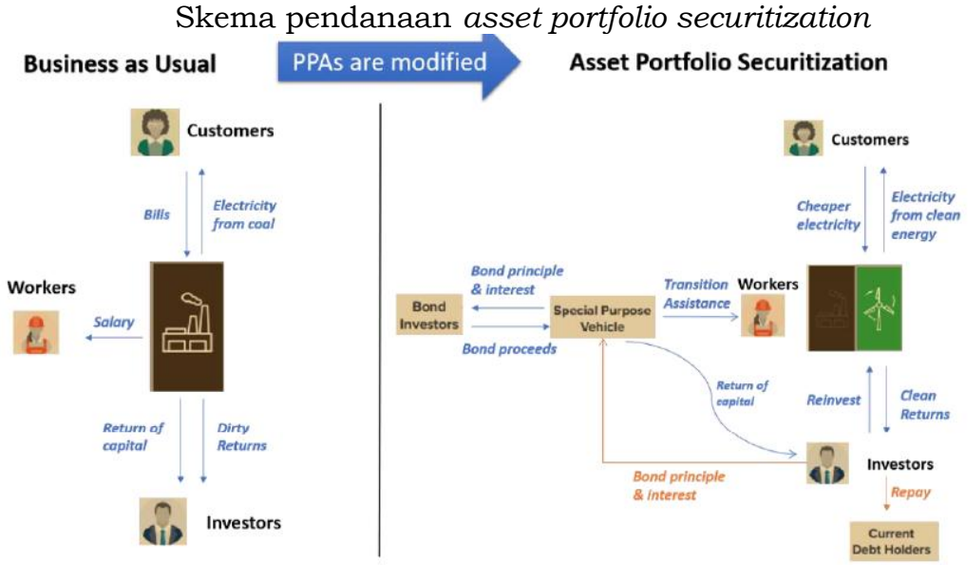


2) *Asset Portfolio Securitization*

Skema ini serupa dengan skema *ratepayer-backed bond securitization*. Perbedaan terletak pada pembebanan pembayaran utang yang diletakkan pada selisih pendapatan/keuntungan yang didapat pemilik aset (pengembang pembangkit listrik) ketika mengganti asetnya dengan energi terbarukan. Negosiasi lebih lanjut diperlukan antara pengembang pembangkit listrik dengan operator (*off-taker*) untuk menentukan harga perjanjian jual beli tenaga listrik yang mempertimbangkan beban tambahan bagi pengembang pembangkit listrik tersebut (Gambar D.2). Dalam konteks Indonesia, dukungan regulasi yang sama

dengan skema sebelumnya dibutuhkan. Selanjutnya, karena pasar ketenagalistrikan Indonesia masih menerapkan *single off-taker*, maka mekanisme dalam menentukan tarif perjanjian jual beli tenaga listrik terbaru juga perlu disusun dan dikelola (terinstitusionalisasi) agar memungkinkan negosiasi berjalan dengan cepat dan adil antara pengembang pembangkit listrik dan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

Gambar D.2
Skema pendanaan *asset portfolio securitization*



3) *Carbon Retirement Portfolio*
Pada skema ini, percepatan pengakhiran operasi PLTU dilakukan dengan membeli aset PLTU dari pemilik saat ini dengan komitmen untuk mengoperasikan PLTU dalam jangka waktu operasi yang lebih singkat. Pembelian aset menggunakan pendanaan dengan bunga lebih rendah sehingga memungkinkan pemilik aset baru untuk tetap mendapatkan pengembalian investasi yang cukup. Pemilik aset yang lama juga terbebas dari beban biaya *decommissioning*.
Untuk mendukung mekanisme ini, dapat digunakan juga insentif tambahan untuk membantu keekonomian dari proses percepatan pengakhiran operasi PLTU, misalnya dengan memanfaatkan dukungan fiskal dari dana publik atau bonus dari pengurangan emisi karbon (dari penghentian operasi PLTU lebih awal). Di Indonesia, skema ini diusulkan melalui *Energy Transition Mechanism* yang dipelopori Asian Development Bank. Untuk menerapkan skema ini di Indonesia, dibutuhkan pendanaan dengan biaya rendah dan juga regulasi pendukung.

4) *Carbon Avoidance Bonus for Early Retirement*
Skema ini diprakarsai oleh sektor publik yang menyiapkan pendanaan untuk pemilik aset PLTU agar bisa mengganti asetnya ke energi terbarukan. Pendanaan publik dapat diberikan dalam berbagai macam bentuk seperti *cash*/*grant*, pengurangan pajak, pinjaman bunga murah dan monetisasi dari nilai ekonomi karbon. Skema ini dipakai di Chili.

Dari beberapa skema percepatan pengakhiran masa operasional PLTU yang sudah diterapkan di dunia, terdapat sumber pendanaan dan peruntukan penggunaan dana tersebut. Dana

publik dapat disalurkan sebagai faktor *leverage*, *derisking* dan juga meningkatkan keekonomian transaksi. Sedangkan pendanaan *debt/bond* tersedia untuk memfasilitasi proses transisi dari PLTU ke aset energi terbarukan yang umumnya bukan berasal dari pendanaan publik. Pada semua skema juga terlihat pentingnya pembangunan aset energi terbarukan sebagai bagian dari proses Transisi Energi yang memungkinkan tersedianya *low cost financing*.

b) Potensi Sumber Pendanaan

Sumber pendanaan untuk mendukung proses percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dapat berasal dari berbagai lembaga finansial, dukungan dana publik bahkan juga bank komersial. Setiap sumber pendanaan memiliki keterbatasan dari sisi volume yang tersedia dan bagaimana dana tersebut digunakan. Sumber dana dari lembaga finansial swasta akan diperlukan, mengingat besar volume pendanaan yang dimiliki oleh lembaga tersebut.

Namun, tren pendanaan berkelanjutan dan batasan dalam melakukan investasi ke energi fosil membuat pemanfaatan sumber pendanaan ini juga akan bergantung pada bagaimana mekanisme percepatan pengakhiran masa operasional PLTU yang digunakan beserta juga dapat merefleksikan proses Transisi Energi, di mana ada investasi pada aset energi terbarukan/rendah karbon sebagai bagian dari transaksi. Secara garis besar sumber pendanaan, karakteristik, dan kebutuhannya dapat dikelompokkan dalam kategori aktor publik, komersial/swasta, dan aktor lainnya seperti yang dirangkum pada Tabel D.1.

Belum ada kejelasan mengenai skema yang terbaik dan aplikatif dalam konteks Indonesia. Selain itu pemetaan yang lebih dalam terkait aktor yang dapat berperan serta potensi pendanaan juga perlu dilakukan. Ganti rugi/kompensasi nilai aset untuk percepatan pengakhiran masa operasional yang berasal dari sumber dana publik negara-negara donor tidak mudah didapat karena terkendala oleh ketentuan penggunaan dana-dana publik di negara-negara tersebut. Demikian juga pembiayaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dari lembaga keuangan internasional terkendala ketentuan bahwa lembaga ini tidak boleh lagi membiayai aset-aset PLTU dan tercantum dalam *balance sheet* mereka.

Dalam mendukung pelaksanaan peta jalan (*road map*) ini, diperlukan analisis lebih dalam terkait sumber pendanaan, alokasinya serta mekanisme pendanaan yang berasal dari berbagai sumber dalam bentuk *blended finance*.

Tabel D.1
Sumber pendanaan Transisi Energi dan karakteristiknya

Kategori Aktor	Tipe	Contoh Aktor	Karakteristik	Kebutuhan
Publik	Pemerintah Nasional dan daerah		Volume terbatas, bentuk dapat berupa insentif	*Unlocking finance*, dukungan pada persiapan transaksi

Kategori Aktor	Tipe	Contoh Aktor	Karakteristik	Kebutuhan
			finansial (subsidi) dan fiskal (penguranga n pajak)	
	Bank Publik/BUMN	Mandiri, Bank Nasional Indonesia, Bank Rakyat Indonesia	Volume dana besar, *financing cost kompetitif*, mandat/tug as dari pemerintah	Pembangunan proyek, profit
Swasta/ komersial	*Institutional Investors,* dana pensiun, dana asuransi		Volume dana sangat besar, *low cost finance*, *investment return* cukup, Terbatas oleh mandat dana (*sustainable finance*)	Keamanan pengembalian investasi, pemenuhan mandat sustainability, profit yang cukup
	Bank komersial		Volume dana besar, *financing cost kompetitif*, tekanan untuk mengurangi aset investasi fosil	Pembangunan proyek, profit
	Development Bank, Multilateral development bank	*World Bank, Asian Development Bank*, IDB	Volume dana besar, *financing cost* kompetitif, dukungan	Penyaluran pendanaan dari negara *lender,* pembangunan proyek.

Kategori Aktor	Tipe	Contoh Aktor	Karakteristik	Kebutuhan
Aktor lainnya	*Philantrophies*	IKEA foundation, Growald Climate Fund, GEAPP, dsb.	Dapat dalam bentuk *grant*	Pendanaan *just transition,* penyiapan proyek, dukungan proses

Mempertimbangkan besarnya kebutuhan biaya dalam pelaksanaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU, diperlukan strategi untuk menjaga sustainability keuangan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan meminimalisir beban fiskal negara, oleh karena itu pembiayaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU diutamakan melalui dukungan pendanaan global berupa hibah dan bentuk pendanaan murah lainnya. Dalam hal masih ada kebutuhan pembiayaan yang tidak dapat terpenuhi seluruhnya dari hibah maka setidaknya terdapat 3 (tiga) skema pembiayaan yang dapat dipertimbangkan untuk digunakan agar masa operasi PLTU dapat dihentikan lebih cepat.

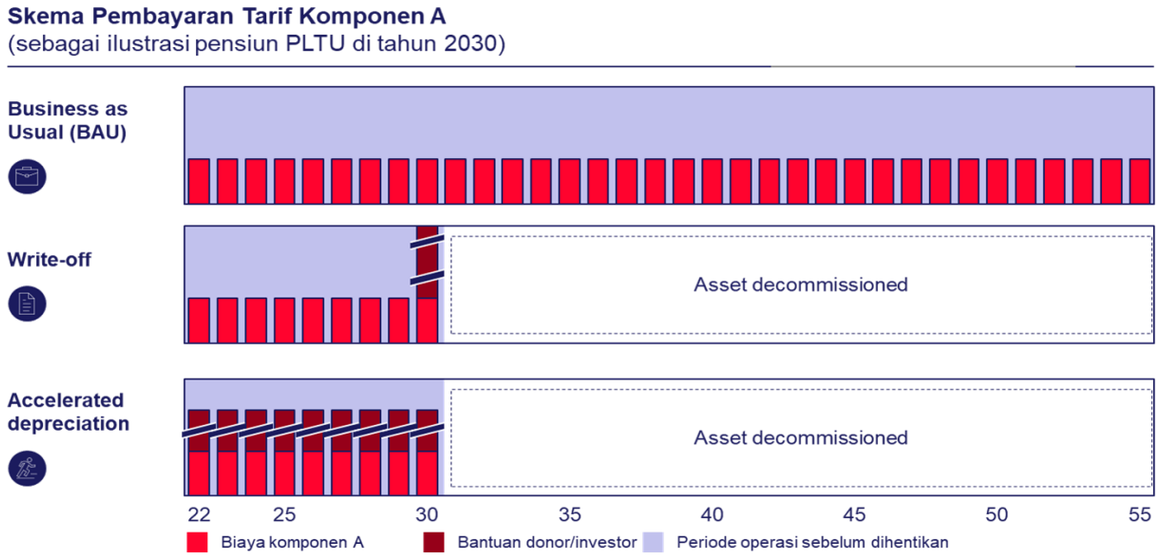
a. *Write-off/ accelerated depreciation*

   Dengan skema ini, masa operasi PLTU dapat dihentikan lebih cepat dengan cara menghapus nilai buku (*book value*) dari pembukuan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). Namun, penghapusan *book value* harus diikuti dengan pemberian kompensasi kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), di samping pembayaran biaya komponen A yang merupakan biaya tetap (*fixed cost*) dari PLTU yang terdepresiasi mengikuti umur aset.

   Gambar D.3 mengilustrasikan mekanisme skema ini dengan contoh percepatan pengakhiran masa operasional PLTU pada tahun 2030. Dalam skenario *business as usual*, PLTU dipercepat pengakhiran masa operasionalnya mengikuti tenggat waktu masa operasi normal hingga tahun 2055 dengan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) menerima pembayaran untuk biaya komponen A yang terdepresiasi setiap tahunnya.

   Dalam skenario *write-off*, operasi PLTU dihentikan 25 (dua puluh lima) tahun lebih awal dan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) akan menerima kompensasi dari penghapusan asetnya di tahun 2030, di samping pembayaran untuk biaya komponen A. Masih dalam konteks PLTU yang operasinya dihentikan lebih awal, dalam skenario *accelerated depreciation*, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) akan menerima kompensasi dari penghapusan asetnya setiap tahun hingga tahun 2030, sebagaimana pembayaran untuk biaya komponen A yang juga dilakukan setiap tahunnya. Sumber kompensasi pada skenario *write-off* dan *accelerated depreciation* bersumber dari bantuan donor maupun investor dari dalam maupun luar negeri.

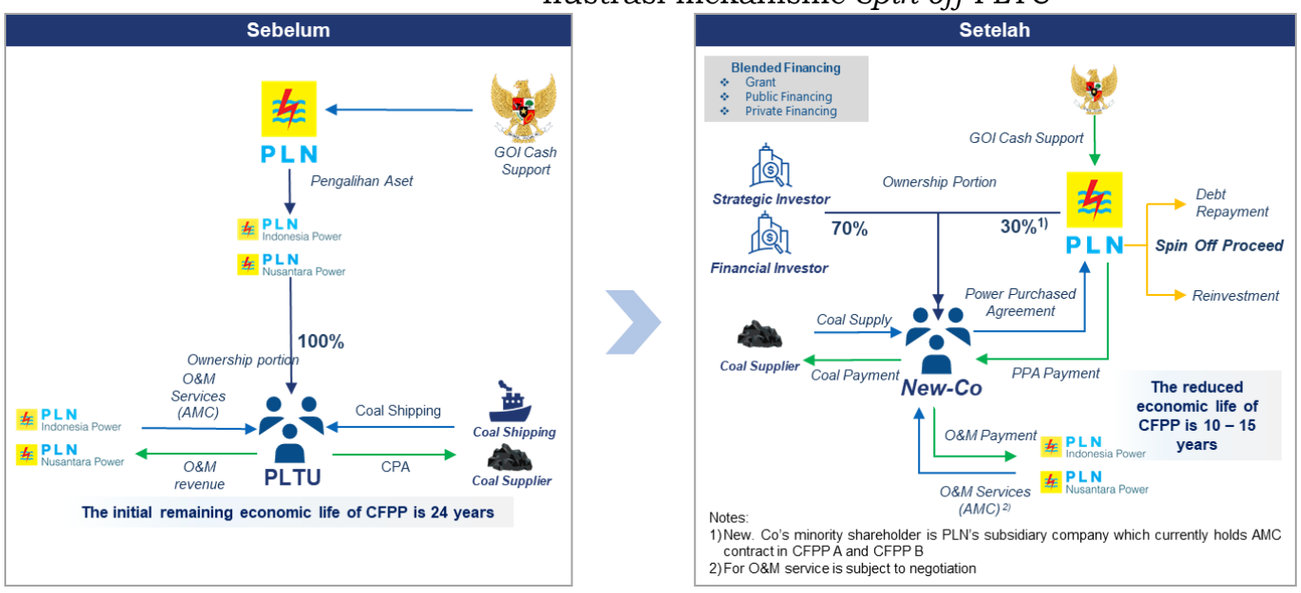
Gambar D.3
Ilustrasi mekanisme *write-off/accelerated depreciation* PLTU



b. Pengalihan Aset/*Spin-off*

Salah satu opsi untuk mempercepat penghentian masa operasi PLTU adalah melalui skema pengalihan aset/*spin-off* dengan memanfaatkan mekanisme pasar seperti yang ditunjukkan pada Gambar D.4.

Gambar D.4
Ilustrasi mekanisme *spin-off* PLTU

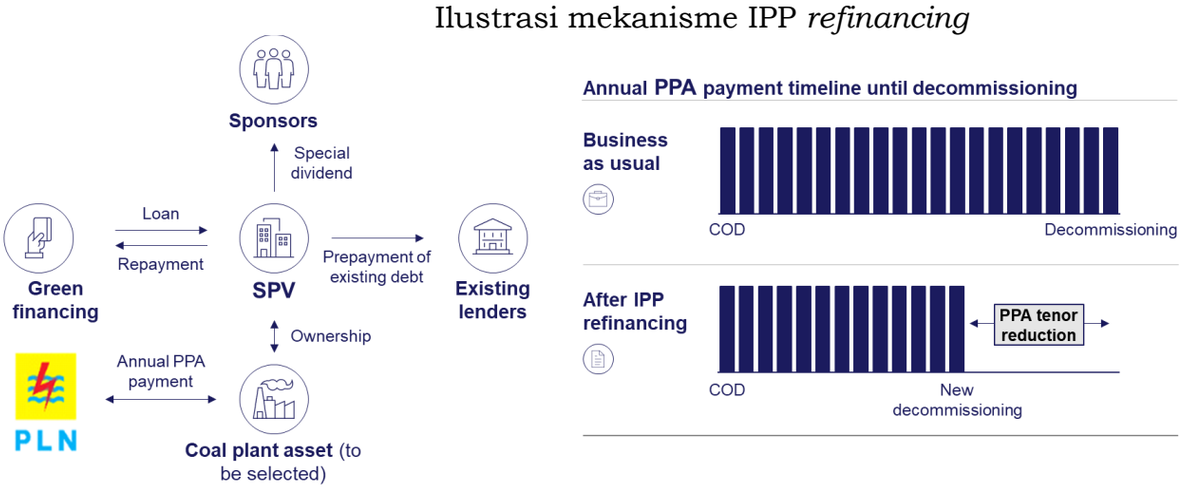


PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) akan mengalihkan PLTU ke *special purpose vehicle* baru di mana investor strategis atau keuangan dapat mengakuisisi sebagian kepemilikan saham di dalam *special purpose vehicle* tersebut. Hasil dari akuisisi tersebut dapat digunakan oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) untuk membayar utang ataupun diinvestasikan kembali untuk pengembangan energi terbarukan. PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) akan melakukan kontrak perjanjian jual beli tenaga listrik dengan *special purpose vehicle* dengan masa operasi yang lebih pendek dari umur ekonomis PLTU tersebut. Untuk memastikan percepatan penghentian PLTU , investor akan memerlukan dukungan pendanaan pasar yang rendah dalam

bentuk *blended financing* yang dapat merupakan kombinasi dari *grant, green/transition financing, public* dan *commercial financing.* Sebagai alternatif opsi penyedia pendanaan, investor dapat juga mengakses fasilitas pendanaan dari *Energy Transition Mechanism Country Platform.*

c. *Independent power producer refinancing*
Pada mekanisme *independent power producer refinancing* (Gambar D.5) pinjaman dari *green/transition financing* dengan biaya lebih rendah digunakan untuk membayar pinjaman dari kreditur saat ini. Sehingga tenor pada perjanjian jual beli tenaga listrik dapat dikurangi dengan jaminan *internal rate of return* yang tetap. Perjanjian jual beli tenaga listrik yang dikurangi tenornya akan membuat PLTU tersebut memungkinkan untuk dilakukan percepatan pengakhiran masa operasionalnya. Dalam implementasinya maka akan dilakukan perubahan pada perjanjian jual beli tenaga listrik terkait dengan pemendekan durasi kontrak dan perubahan klausul lain yang diperlukan terkait rencana refinancing.

Gambar D.5
Ilustrasi mekanisme IPP *refinancing*

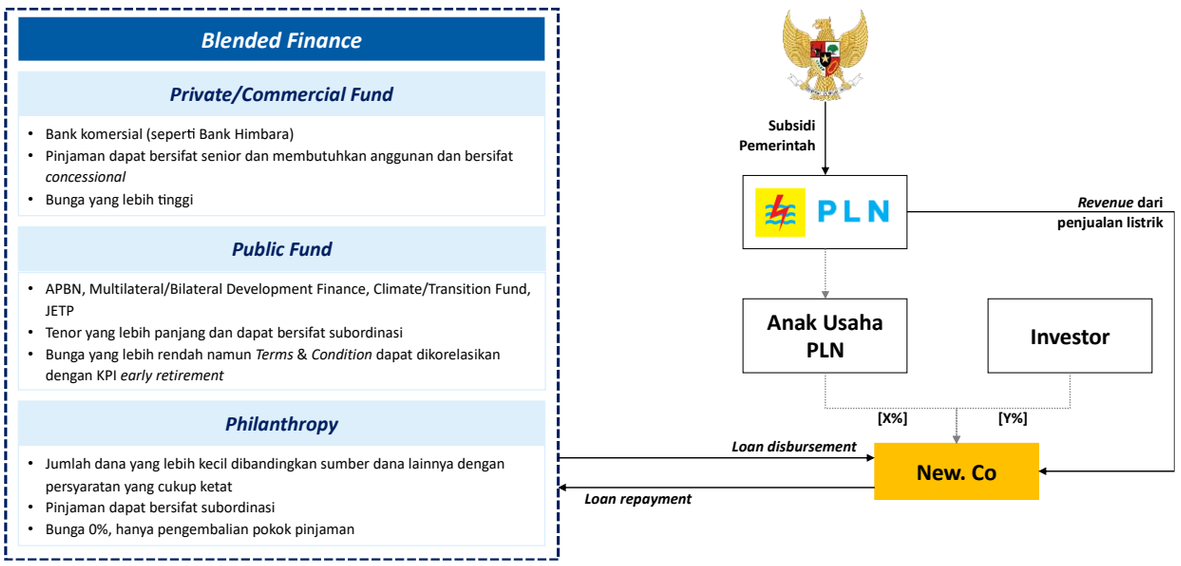


d. Usulan Sumber Pembiayaan (Badan Usaha Milik Negara/ *Climate Investment Funds* / *Blended Finance*)
Pada saat PLTU dimiliki PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan dikelola oleh anak perusahaan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), PLTU tersebut tidak memiliki perjanjian jual beli tenaga listrik sehingga tidak ada tarif atas penjualan listrik, namun tetap memperhitungkan komponen depresiasi, B (biaya O&M tetap), C (biaya bahan bakar) dan D (biaya O&M tidak tetap). Namun setelah adanya *holding subholding*, PLTU tersebut dialihkan ke anak perusahaan dan terdapat perjanjian jual beli tenaga listrik dengan perhitungan komponen yang masih sama dengan sebelumnya.
Sesuai dengan indikatif struktur akhir bahwa *New Co* akan berdiri sebagai *independent power producer*, maka perlu memasukkan *return* dari investor serta utang ke dalam perhitungan komponen A (*capital cost*). Oleh karena itu, terdapat potensi kenaikan biaya fiskal dari perubahan komponen A tersebut. Berdasarkan diskusi dengan Kementerian Keuangan dan *stakeholder* terkait, perlu dilakukan upaya untuk menekan komponen A yang dikeluarkan sehingga dapat meminimalisasi

kenaikan biaya pokok penyediaan. Opsi pendanaan yang sedang dijajaki adalah menggunakan *blended financing* yang merupakan kombinasi dari *private fund, public fund,* dan dana filantropi. Adapun skema lazim untuk *blended financing* ditampilkan pada Gambar D.6.

Dalam transaksi percepatan pengakhiran masa operasional PLTU, diharapkan PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) sebagai *Energy Transition Mechanism Country Platform Manager* dapat membantu untuk memberikan *blended financing* tersebut. Saat ini, pemerintah juga sedang menjajaki skema *carbon financing* yang mempertimbangkan penerbitan sertifikat karbon dari penurunan emisi yang terjadi. Nantinya, sertifikat tersebut akan dijadikan dasar untuk pemberian *carbon financing* oleh filantropi atau institusi lainnya dengan tujuan menurunkan umur ekonomi lebih pendek.

Gambar D.6
Skema *Blended Finance*



c) Dukungan Kebijakan dan Regulasi

Berdasarkan skema pembiayaan yang sudah diusulkan dan sedang dikembangkan (Bab D.3), terdapat perubahan dan/atau penyusunan regulasi yang diperlukan untuk memastikan skema tersebut dapat diterapkan. Rangkuman dari kebutuhan perubahan dan/atau penyusunan regulasi tersebut dirangkum dalam Tabel D.2.

Secara umum, diperlukan juga dukungan kebijakan dan regulasi, khususnya dari Kementerian Keuangan, mengenai pembatasan bunga pinjaman untuk mengakselerasi percepatan pengakhiran masa operasional PLTU, *sustainable taxonomy*, kerangka evaluasi/uji tuntas, dukungan fiskal, dan sebagainya.

Penambahan dan perubahan regulasi yang diusulkan akan bergantung pada mekanisme pendanaan dan proses percepatan pengakhiran masa operasional PLTU yang diterapkan. Oleh karena itu, proses persiapan regulasi ini perlu diketahui oleh kementerian terkait.

Tabel D.2
Identifikasi awal perubahan dan/atau penyusunan regulasi dalam mendukung penerapan peta jalan (*road map*)

Opsi Mekanisme	Regulasi Kunci	Penjelasan
Write-off/ accelerated depreciation with/without replacement (non-bundling)	Peraturan Kementerian Keuangan terkait penambahan biaya depresiasi pada kalkulasi biaya pokok penyediaan listrik	Mekanisme ini dapat menyebabkan perubahan biaya pokok penyediaan sebagai akibat hilangnya biaya depresiasi (komponen A). Peraturan diperlukan untuk memastikan bahwa hal ini dibolehkan dan mengatur mekanisme implementasinya
	Peraturan pemerintah di sektor Energi dan Sumber Daya Mineral terkait proses pengadaan yang memungkinkan *bundling* biaya pengakhiran operasi PLTU dengan investasi pembangkit energi terbarukan	*Book value* PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) akan mengalami perubahan dan berdampak pada aset negara, biaya pokok penyediaan, dan kondisi keuangan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). Jika proses dapat di-*bundling* maka risiko ini dapat dimitigasi
Spin off with green financing	Peraturan pemerintah di sektor Energi dan Sumber Daya Mineral yang mengatur mekanisme transfer aset di Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik dari PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ke *independent power producer*	Belum ada mekanisme atau payung regulasi yang membolehkan dan mengatur proses transfer aset tersebut
	Peraturan pemerintah di sektor Energi dan Sumber Daya Mineral dan keuangan yang mengatur mekanisme perubahan nilai perjanjian jual beli tenaga listrik dan dampak pada biaya pokok penyediaan	Peraturan ini akan memastikan bahwa proses ini diketahui oleh pemerintah dan kenaikan biaya pokok penyediaan dimungkinkan dalam kasus tersebut
	Peraturan pemerintah di sektor Energi dan Sumber Daya Mineral yang mengatur mekanisme penunjukan langsung untuk pemilik aset	Perlu mekanisme pengadaan khusus di luar skema yang ada saat ini, yang memungkinkan penunjukan langsung pemilik aset baru dan pembuatan perjanjian jual beli tenaga listrik
independent power producer refinancing	Peraturan pemerintah di sektor Energi dan Sumber Daya Mineral yang mengatur perubahan perjanjian jual beli tenaga listrik	Pengaturan mekanisme perubahan perjanjian jual beli tenaga listrik terutama terkait perubahan masa kontrak (diperpendek) dan juga perubahan dari mekanisme BOOT ke BOOD (*decommission*)

4. Strategi Percepatan Pengakhiran Masa Operasional pada PLTU di Wilayah Usaha PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)

Setelah mengetahui kondisi penyediaan tenaga listrik nasional, memahami amanat percepatan pengakhiran masa operasional PLTU pada Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 dan mengetahui opsi skema dan sumber pembiayaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU serta opsi dekarbonisasi PLTU, strategi percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dikembangkan. Strategi percepatan pengakhiran masa operasional PLTU yang dikembangkan, dibagi berdasarkan jenis izin dan pemiliknya. Pembagian tersebut adalah untuk pembangkit di wilayah usaha PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan di wilayah usaha non- PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan *captive*. Sesuai mandat Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022, strategi percepatan pengakhiran masa operasional PLTU memperhatikan kriteria kapasitas; usia pembangkit; utilisasi; emisi gas rumah kaca PLTU; nilai tambah ekonomi; ketersediaan dukungan pendanaan dalam dan luar negeri; dan ketersediaan dukungan teknologi dalam dan luar negeri.

a) Kriteria dan Metodologi Pemilihan PLTU yang akan Dipercepat Pengakhiran Masa Operasionalnya

1) Pembobotan Kriteria

Dalam penentuan PLTU yang berpotensi untuk dipercepat pengakhiran masa operasionalnya, dapat diidentifikasi 7 (tujuh) kriteria yang perlu diperhatikan sesuai amanat Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022, dimana dalam peta jalan (*road map*) ini telah diuraikan menjadi 10 (sepuluh) kriteria, dimana tambahan kriteria tersebut memiliki tujuan untuk mengakomodasi pertimbangan terhadap keandalan sistem tenaga listrik, dampak terhadap tarif tenaga listrik, serta aspek Transisi Energi yang berkeadilan. 10 (sepuluh) kriteria tersebut kemudian diklasifikasikan menjadi aspek teknis dan non-teknis. Kriteria yang masuk dalam aspek teknis antara lain:

a. kapasitas PLTU
b. usia pembangkit
c. utilisasi (*capacity factor* PLTU)
d. keandalan sistem ketenagalistrikan
e. emisi gas rumah kaca PLTU
f. dampak kenaikan biaya pokok penyediaan terhadap tarif tenaga listrik (perubahan subsidi dan kompensasi)

Sedangkan kriteria yang masuk dalam aspek non-teknis adalah:

a. nilai tambah ekonomi
b. penerapan aspek *just energy transition*
c. ketersediaan dukungan teknologi dalam dan luar negeri
d. ketersediaan dukungan pendanaan dari lembaga pendanaan dalam negeri dan/atau luar negeri

Terhadap 10 (sepuluh) kriteria tersebut telah dilakukan pembobotan berdasarkan penilaian 33 (tiga puluh tiga) ahli dari berbagai bidang dengan menggunakan metode *analytical hierarchy process* dalam rangka memastikan bahwa pembobotan tersebut mempunyai landasan yang lebih kuat baik secara akademis maupun praktis.

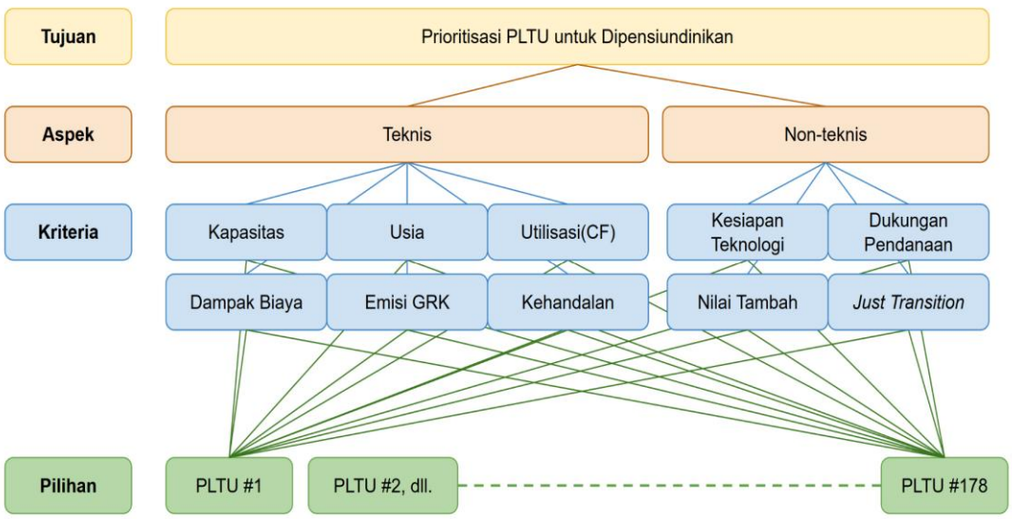
Analytical hierarchy process merupakan metode pengambilan keputusan multi-kriteria yang awalnya dikembangkan oleh

Thomas L. Saaty untuk menyusun prioritas kriteria secara relatif melalui perbandingan berpasangan (*pairwise comparison*). Hal ini memungkinkan pengguna untuk secara intuitif menilai bobot suatu kriteria dibandingkan dengan satu kriteria lainnya secara berpasangan, yang kemudian dianalisis secara sistemik sebagai pertimbangan opsi dalam pengambilan keputusan. *Analytical hierarchy process* dapat mendukung pengambilan keputusan mengenai permasalahan yang kompleks secara detail, terutama untuk menguraikan mekanisme pengambilan keputusan ke dalam aspek-aspek pertimbangan yang disusun secara hierarkis.
Hasilnya, *Analytical hierarchy process* memfasilitasi penilaian terhadap penentuan prioritas kandidat (opsi) dari seluruh PLTU yang berpotensi untuk dilakukan percepatan pengakhiran masa operasionalnya. Prosedur dasar analisis pembobotan dengan metode *analytical hierarchy process* terdiri dari:

a. penyusunan aspek pertimbangan dalam pengambilan keputusan secara hirarkis
b. penetapan prioritas kriteria
c. perbandingan berpasangan pilihan pada setiap kriteria
d. perolehan skor relatif keseluruhan untuk setiap opsi

Langkah pertama pelaksanaan *analytical hierarchy process* adalah penyusunan komponen pertimbangan opsi prioritas pensiun dini PLTU ke dalam struktur hierarki yang disederhanakan, berisikan fokus (tujuan), aspek (kriteria) dan alternatif (pilihan) (Gambar D.7).

Gambar D.7
Struktur hierarki dalam pohon pengambilan keputusan AHP



Langkah kedua adalah menilai skala kepentingan (prioritas) relatif dari kriteria-kriteria tersebut dalam bentuk matriks perbandingan berpasangan (*pairwise comparison*), dimana metode skala fundamental dengan nilai 1-9 digunakan untuk menggambarkan intensitas kepentingan dan prioritisasi suatu kriteria dibanding kriteria lain terhadap pencapaian tujuan (Tabel D.3). Penilaian ini diperoleh berdasarkan rata-rata nilai yang diberikan oleh para ahli, dimana metode *geometric mean* digunakan berdasarkan berbagai referensi

yang dikutip oleh Rozann W. Saaty untuk memenuhi konsistensi resiprokal saat *analytical hierarchy process* dilakukan melalui penilaian secara berkelompok.
Setelah membuat tabel *pairwise matrix* tersebut dan mengisi nilai skala rasio, maka bobot per kriteria dapat diperoleh dari pengolahan data melalui *square matrix* untuk menghitung rasio preferensi pada tabel pairwise comparison antar kriteria berpasangan menggunakan perhitungan Microsoft Excel atau *software* khusus lainnya. Nilai dari *square matrix* tersebut akan dijumlahkan untuk mendapatkan nilai total yang merupakan hasil dari "vektor prioritas" atau "bobot" dari masing-masing kriteria (Tabel D.4).

Tabel D.3
Perbandingan kriteria berpasangan AHP dalam skala 9-poin

Nilai Perbandingan Berpasangan AHP (Skala 1-9)										
	Kapasitas	Usia	Utilisasi	Dampak BPP	Emisi Gas Rumah	Keandalan	Pendanaan	Teknologi	Nilai Tambah	*Just Transition*
Kapasitas	1	0,7	0,5	0,5	0,4	0,3	0,6	0,2	0,5	0,4
Usia	1,5	1	0,9	0,4	0,4	0,3	0,5	0,1	0,4	0,3
Utilisasi	2,1	1,1	1	0,5	0,5	0,4	0,7	0,1	0,5	0,4
Dampak BPP	2,0	2,6	2,2	1	1,1	0,8	2,2	0,3	1,2	1,1
Emisi Gas Rumah Kaca	2,5	2,7	2,2	0,9	1	0,8	1,4	0,2	1,1	0,8
Keandalan	3,2	3,3	2,7	1,2	1,3	1	2,5	0,5	1,5	1,5
Teknologi	1,6	2,0	1,5	0,5	0,7	0,4	1	0,2	0,5	0,6
Pendanaan	4,9	6,8	6,9	3,4	4,0	2,1	5,2	1	2,7	2,9
Nilai Tambah	2,2	2,8	2,1	0,8	0,9	0,7	1,9	0,4	1	1,1
Just Transition	2,7	3,1	2,3	0,9	1,3	0,7	1,5	0,3	0,9	1

Tabel D.4
Squared matrix dari *pairwise comparison* untuk menentukan bobot kriteria

Nilai Vektor Prioritas *Square Matrix* AHP												
	Kapasitas	Usia	Utilisasi	Dampak BPP	Emisi	Keandalan	Pendanaan	Teknologi	Nilai Tambah	*Just Transition*	Total	Bobot
Kapasitas	11,5	12,1	10,1	4,9	5,4	3,9	8,4	2,0	5,2	5,1	69	4,4%
Usia	12,4	12,0	10,0	5,0	5,3	3,9	8,3	2,0	5,2	5,0	69	4,4%
Utilisasi	14,7	14,1	11,6	5,9	6,2	4,5	9,7	2,4	6,2	5,9	81	5,2%
Dampak BPP	29,4	28,7	23,5	11,0	12,2	8,7	18,4	4,6	11,6	11,4	160	10,3%
Emisi	27,0	25,5	21,0	10,2	11,0	8,0	16,7	4,3	10,7	10,3	145	9,3%
Keandalan	37,3	36,2	29,7	14,2	15,6	11,0	23,3	5,9	14,8	14,4	202	13,0%
Teknologi	18,7	17,8	14,7	7,0	7,6	5,5	11,6	2,8	7,4	7,1	100	6,4%
Pendanaan	78,6	74,8	61,9	29,5	32,6	23,3	47,2	12,7	30,8	29,8	421	27,1%
Nilai Tambah	28,1	27,2	22,5	10,6	11,7	8,3	17,5	4,3	11,0	10,8	152	9,8%
Just Transition	29,3	27,6	22,9	11,1	12,0	8,6	17,9	4,5	11,5	11,0	156	10,1%
Penilaian Total											1556	100,0%

Berdasarkan metode *analytical hierarchy process* yang telah dilakukan dalam rangka pembobotan terhadap kriteria teknis dan non-teknis pelaksanaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU (Tabel D.5), didapat indikasi bahwa ketersediaan dukungan pendanaan dari lembaga pendanaan dalam negeri maupun luar negeri untuk program percepatan pengakhiran masa operasional PLTU merupakan kriteria dengan bobot terbesar.

Tabel D.5
Pembobotan kriteria hasil AHP

Kriteria	Bobot
Kapasitas PLTU	4,4%
Usia pembangkit	4,4%
Utilisasi (*capacity factor* PLTU)	5,2%
Dampak kenaikan BPP terhadap tarif tenaga listrik (perubahan subsidi dan kompensasi)	10,3%
Emisi gas rumah kaca PLTU	9,3%
Keandalan sistem ketenagalistrikan	13,0%
Ketersediaan dukungan teknologi dalam dan luar negeri	6,4%
Ketersediaan dukungan pendanaan dari lembaga pendanaan dalam negeri dan/atau luar negeri	27,1%
Nilai tambah ekonomi	9,8%
Penerapan aspek *just energy transition*	10,1%

2) Indeksasi dan Penilaian Kriteria PLTU

Setelah diperoleh pembobotan pada setiap kriteria, kemudian ditetapkan sistem penilaian setiap kriteria untuk pengoperasian data PLTU. Data setiap PLTU bersumber dari data PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. Setiap data PLTU yang tersedia terdiri dari: Nama, Lokasi, Kapasitas (MW), Daya Mampu Pembangkit (MW), Tahun Tanggal Operasi Komersial (COD), Tahun Selesai Kontrak/Pensiun Alami (*Natural Retirement*), *Capacity Factor* (%-CF), Intensitas Emisi (tCO_2) /MWh), Status Operasional, Biaya Produksi (Rp/kWh), Sistem (Wilayah), dan *Reserve Margin* (%).

Dalam hal sistem penilaian yang digunakan, rentang nilai per kriteria dikategorikan dan disederhanakan menjadi nilai indeks (skala Likert). Kombinasi metode *analytical hierarchy process* dan skala Likert ini dapat digunakan dalam assessment prioritas teknologi di bidang *social science* dan kesehatan. Kategori dalam indeksasi ini dilakukan melalui metode statistik pengklasifikasian data menurut populasi yang tersebar dalam distribusi normal, dimana nilai tepi dari kelas parameter (*edge of class*) didefinisikan sehingga menghasilkan kelompok indeks 5-poin (skala 1-5) yang ternormalisasi dan distribusi merata untuk nilai parameter pada setiap kriteria.

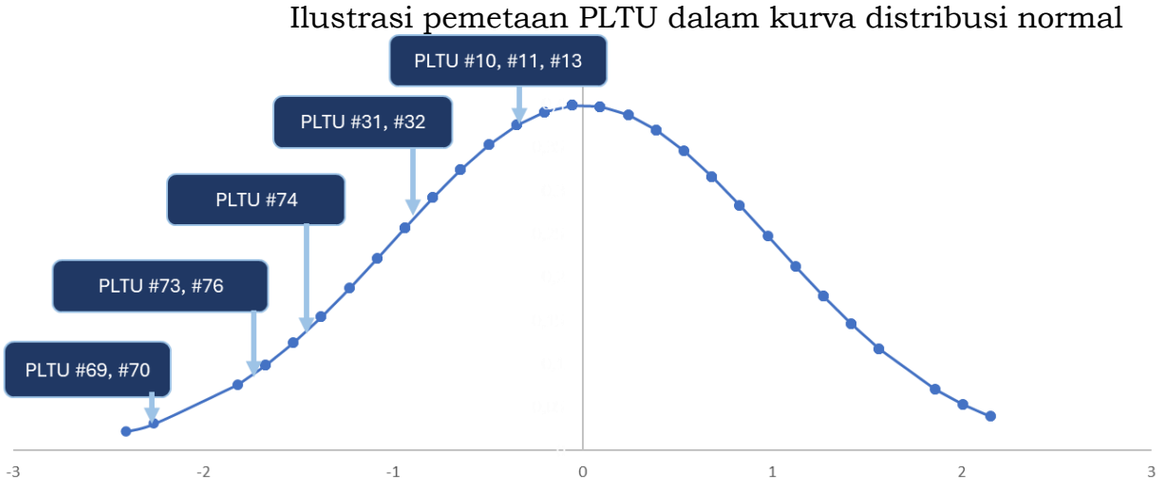
Setelah data kriteria PLTU diterjemahkan ke dalam nilai indeks, maka dilakukan pemeringkatan akhir prioritas

kandidat PLTU dengan menghitung parameter yang diindeksasi (skala 1-5) untuk kriteria teknis, dimana indeks 1 menggambarkan indikator PLTU dengan kinerja rendah (sangat prioritas), kemudian berkurang sampai dengan indeks 5 menggambarkan indikator PLTU dengan kinerja tinggi (kurang prioritas) dan skor 1 (ada) atau 5 (tidak ada) untuk kriteria non teknis dengan menggunakan bobot yang diperoleh dari hasil *analytical hierarchy process* (Tabel D.5).

$$Nilai\ Prioritas\ PLTU\ = \sum_{kriteria} Bobot\ (\%) * Nilai\ Indeksasi\ (1/2/3/4/5)$$

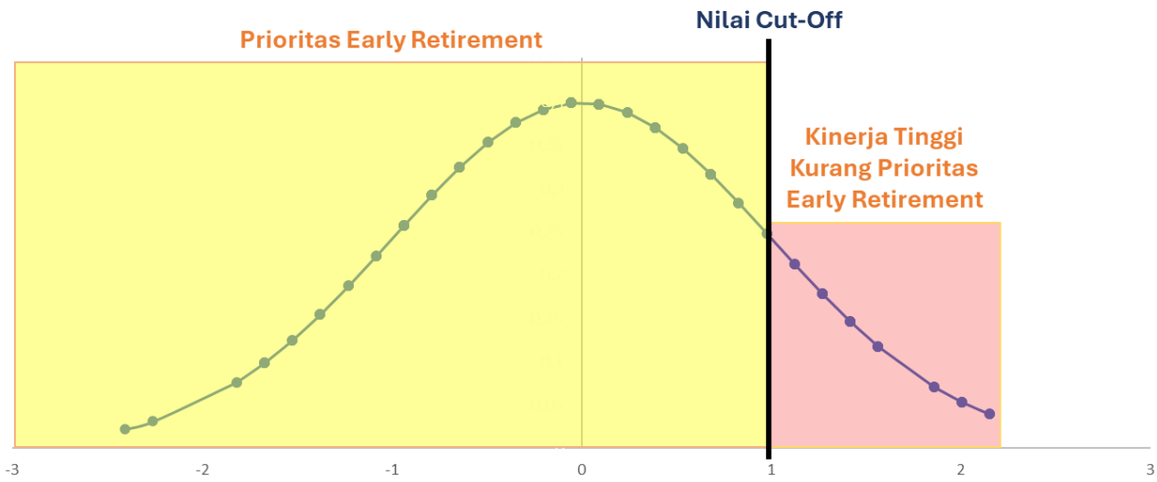
Hasilnya, diperoleh rentang skor akhir/ nilai prioritas (1 – 5) untuk seluruh PLTU. Kemudian, hasilnya dipetakan secara statistik ke dalam kurva distribusi normal untuk melihat bagaimana PLTU tertentu secara umum diposisikan terhadap seluruh populasi sesuai nilai prioritas yang telah didapatkan (Gambar D.8). Semakin kiri posisi kandidat PLTU tersebut di dalam kurva, maka semakin prioritas, dimana nilai relatif terhadap nilai tengah (skor median) semakin kecil.

Gambar D.8
Ilustrasi pemetaan PLTU dalam kurva distribusi normal



3) Penentuan Nilai *Threshold* (cut-off)
Setelah mendapatkan nilai prioritas akhir untuk seluruh PLTU, maka perlu ditetapkan nilai *threshold* (ambang batas) untuk menentukan opsi (kandidat) PLTU yang berpotensi untuk diprioritaskan percepatan pengakhiran masa operasionalnya. Ambang batas ini akan menjadi *cut-off value* untuk mengidentifikasi PLTU dengan kinerja tinggi dan kurang prioritas untuk menjadi kandidat pensiun dini sehingga diperoleh sebaran PLTU yang berpotensi untuk dipercepat pengakhiran masa operasionalnya seperti pada Gambar D.9.

Gambar D.9
Ilustrasi nilai threshold untuk prioritisasi kandidat PLTU



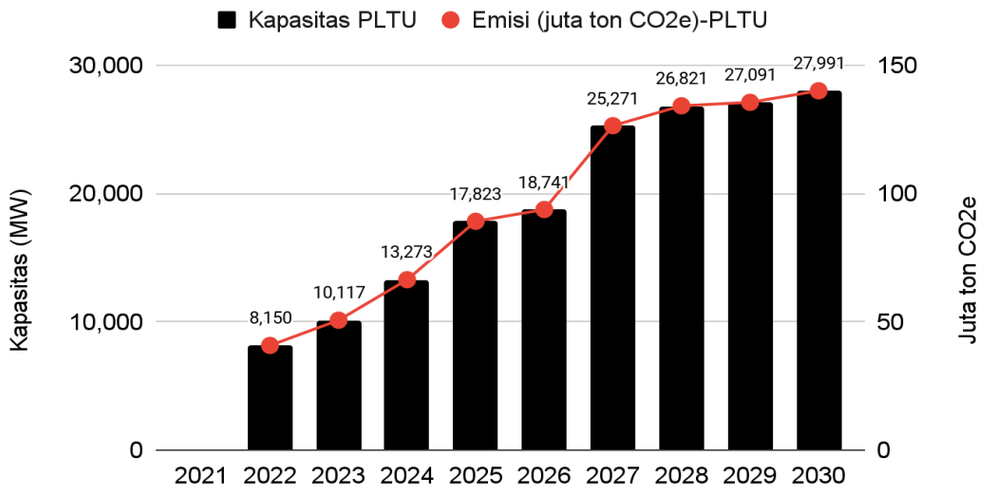
Berdasarkan *focus group discussion* dengan para ahli dari berbagai bidang, hasil threshold rata-rata yang diperoleh berada pada nilai 19,67% (sembilan belas koma enam tujuah persen) yang memiliki kinerja tinggi kurang menjadi prioritas untuk dipercepat pengakhiran masa operasionalnya.

b) Strategi Percepatan Pengakhiran Masa Operasional pada PLTU di Wilayah Usaha non- PT Perusahaan Listik Negara (Persero) dan Pemilik Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk Kepentingan Sendiri

Target penurunan emisi sebesar 358.000.000 (tiga ratus lima puluh delapan juta) ton CO_2 di sektor energi pada tahun 2030 dibandingkan dengan kondisi BAU tidak hanya meliputi emisi di dalam wilayah usaha milik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), namun juga di luar, termasuk di dalamnya adalah mereka yang mengantongi izin penetapan wilayah usaha untuk penyediaan tenaga listrik dan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Sendiri.

Sehingga perlu dilakukan upaya percepatan pengakhiran masa operasional PLTU yang dimiliki oleh kedua pemegang izin ini yang tercatat memiliki kapasitas eksisting masing-masing sebesar 8,1 (delapan koma satu) gigawatt dan 10,2 (sepuluh koma dua) gigawatt dan kapasitas di *pipeline* masing-masing sebesar 19,9 (sembilan belas koma sembilan) gigawatt dan 13,1 (tiga belas koma satu) gigawatt. Dengan asumsi semua pembangkit di *pipeline* terbangun, maka di tahun 2030 akan terdapat 28 (dua puluh delapan) gigawatt PLTU di luar wilayah usaha milik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dengan proyeksi emisi CO_2 mencapai 140.000.000 (seratus empat puluh juta) ton CO_2, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar D.10.

Gambar D.10
Proyeksi emisi CO_2 per tahun (garis dengan titik berwarna merah) dan penambahan kapasitas (grafik kolom berwarna hitam) dari PLTU di luar wilayah milik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)



Berdasarkan latar belakangnya, perusahaan-perusahaan pemegang izin penetapan wilayah usaha dan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Sendiri yang menggunakan PLTU dapat dikelompokkan menjadi beberapa klaster, antara lain:

1) Klaster industri *pulp & paper*
   Uap memiliki peran penting di dalam proses inti dari industri ini, baik itu dalam bentuk aslinya maupun bentuk turunannya, misal listrik yang diproduksi menggunakan turbin uap. Secara umum, terdapat tiga proses inti di industri *pulp & paper*: persiapan, *pulping*, dan pembuatan kertas. Listrik yang dihasilkan dari turbin uap hanya digunakan pada mesin-mesin perkakas di dalam proses persiapan, di mana batang kayu dikuliti dan dicacah hingga menjadi *chips*. Uap lebih dominan digunakan di dua proses sisanya, seperti untuk menjaga temperatur di proses *pulping* tidak kurang dari 180 (seratus delapan puluh) °C, maupun untuk pengeringan di proses pembuatan kertas. Pemanfaatan uap dari total energi yang digunakan di industri ini mencapai 84% (delapan puluh empat persen). Untuk menopang hal tersebut, PLTU yang beroperasi di industri *pulp & paper* dioperasikan dengan *capacity factor* berkisar antara 53% (lima puluh tiga persen) hingga 86% (delapan puluh enam persen), dengan rentang kapasitas 150 (seratus lima puluh) megawatt hingga 250 (dua ratus lima puluh) megawatt.
2) Klaster industri semen
   Proses pembuatan semen dapat dikategorikan sebagai salah satu proses dengan intensitas energi, dan juga emisi gas rumah kaca, yang tinggi. Hal ini tercermin dari salah satu proses inti dari industri ini, yakni produksi *clinker*, di mana bahan-bahan mentah, seperti kalsium karbonat, silika, *iron oxide*, dan alumina, dipanaskan hingga setengah meleleh pada temperatur 1.450 (seribu empat ratus lima puluh) °C.

Proses pemanasan ini menggunakan panas dari pembakaran langsung batubara. Penggunaan PLTU sendiri lebih difokuskan untuk melistriki peralatan mesin pendukung proses pembuatan semen, seperti mesin penggiling untuk bahan-bahan mentah dan mesin pemutar *kiln* saat produksi *clinker*. *Capacity factor* PLTU di industri semen berkisar antara 75% (tujuh puluh lima persen) hingga 80% (delapan puluh persen).

3) Klaster industri pertambangan dan pemurnian

Industri pertambangan dan industri hilirnya, salah satunya pemurnian, mengonsumsi energi yang besar. Listrik memiliki peranan yang penting di dalam menopang proses-proses inti, seperti eksplorasi, ekskavasi, *material handling*, dan pemrosesan. Secara umum, 54% (lima puluh empat persen) konsumsi energi di pertambangan datang dari konsumsi listrik, di mana 25% (dua puluh lima persen) konsumsi ini diperuntukkan bagi aktivitas *comminution* (penghancuran dan penghalusan). Kondisi yang sama juga berlaku pada industri pemurnian, baik itu untuk bijih logam maupun mineral. Sebagai contoh, untuk menghasilkan satu ton aluminium cair dari aluminium oksida (Al_2O_3) diperlukan listrik yang berkisar antara 13-15 megawatthour. Untuk proses yang sama di industri pemurnian nikel diperlukan antara 380-620 kilowatthour untuk setiap ton kalsin nikel. Pembangkit listrik berbahan bakar fosil, seperti solar dan batubara, masih menjadi opsi utama untuk penyediaan listrik di industri pertambangan dan pemurnian di Indonesia. Sehingga, pembangkit-pembangkit ini terutama PLTU, dioperasikan dengan *capacity factor* antara 80% (delapan puluh persen) hingga 83% (delapan puluh tiga persen), dengan rentang kapasitas 20 (dua puluh) megawatt hingga 55 (lima puluh lima) megawatt.

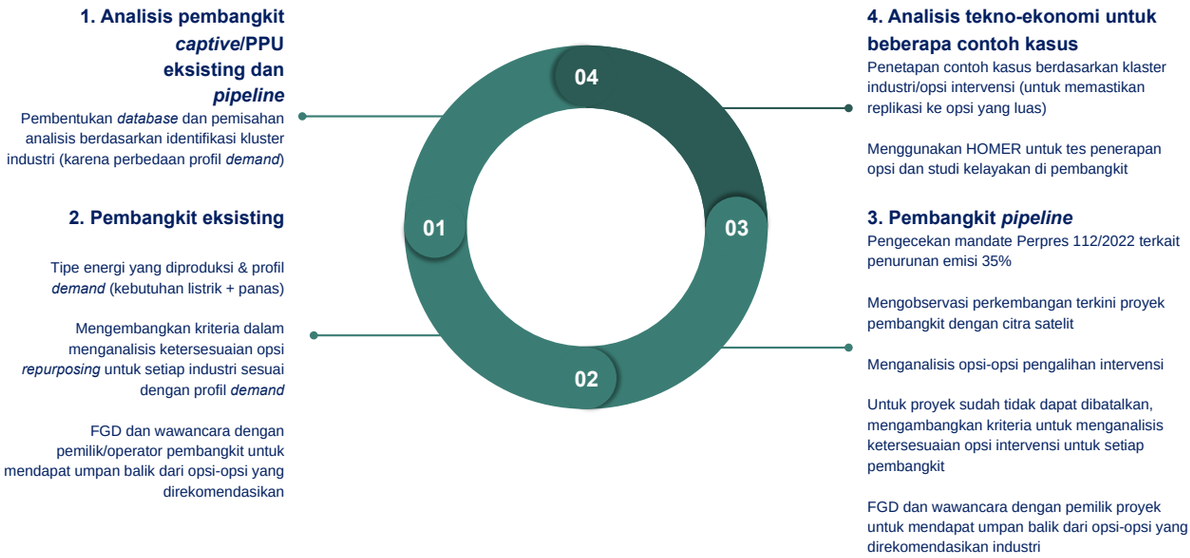
4) Klaster penyedia listrik untuk satu dan/atau kawasan industri dan kawasan terintegrasi

Berbeda dari ketiga klaster sebelumnya yang memiliki izin Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Sendiri, perusahaan-perusahaan di klaster ini memiliki izin yang berbeda, yakni izin penetapan wilayah usaha. Sehingga, perusahaan-perusahaan yang termasuk di dalam klaster ini memiliki bisnis di penyediaan tenaga listrik secara komersial untuk pelanggan non-residensial maupun industri yang tercakup di dalam wilayah usahanya dan belum terkoneksi ke jaringan milik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). Berdasarkan data, terdapat 1,7 (satu koma tujuh) gigawatt PLTU yang dioperasikan oleh perusahaan-perusahaan di klaster ini.

Pelanggan dari klaster ini cukup bervariasi, dari industri pertambangan, kawasan industri, dan pelabuhan. Hal ini tentunya akan mempengaruhi *capacity factor* dari PLTU yang dimiliki perusahaan-perusahaan dalam klaster. Beberapa perusahaan di klaster ini, memiliki PLTU dengan *capacity factor* antara 30% (tiga puluh persen) hingga 90% (sembilan puluh persen), dengan rentang kapasitas sebesar 30 (tiga puluh) megawatt hingga 3 (tiga) gigawatt.

Dengan karakteristik operasi yang berbeda-beda, maka analisis untuk mendukung penyusunan strategi harus dilakukan secara *plant by plant*. Metodologi untuk analisis yang dilakukan dapat dibagi menjadi 4 tahap, sebagaimana terangkum pada Gambar D.11. Khusus untuk analisis *plant by plant* yang eksisiting dan *pipeline*, dilakukan secara terpisah.

Gambar D.11
Metodologi untuk analisis penyusunan strategi percepatan pengakhiran masa operasional PLTU di wilayah usaha non-PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)



Di dalam analisis *plant-by-plant* juga dilakukan kajian beberapa opsi dekarbonisasi untuk PLTU di wilayah usaha non-PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

c) Tindak lanjut Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU

Dalam rangka implementasi PLTU yang akan dilakukan percepatan pengakhiran masa operasionalnya, terdapat beberapa hal yang perlu ditindak lanjuti antara lain sebagai berikut:

1) Pembentukan tim kerja gabungan antara kementerian dan lembaga yang mencakup paling sedikit Kementerian Koordinator Bidang Perekonomian, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Kementerian Keuangan, Kementerian Badan Usaha Milik Negara, dan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dalam rangka implementasi Peta Jalan (*Road Map*) Transisi Energi Sektor Ketenagalistrikan.
2) Mengidentifikasi kebutuhan dukungan regulasi, di luar mandat Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022, untuk memungkinkan penerapan peta jalan (*road map*), antara lain regulasi pendukung, struktur pendanaan, kesiapan pembangkit energi terbarukan pengganti.
3) Melakukan koordinasi lintas kementerian (Kementerian Koordinator Bidang Perekonomian, Kementerian Keuangan, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Kementerian Badan Usaha Milik Negara, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan instansi terkait lainnya) dalam rangka mendukung *pilot project* percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dalam rangka percepatan pemenuhan syarat-syarat regulasi ketenagalistrikan dan perizinan

operasional PLTU yang diperlukan untuk pelaksanaan transaksi.

4) Melakukan studi/analisis lebih lanjut mengenai, namun tidak terbatas pada:
   a. Biaya-biaya yang diperlukan untuk melakukan percepatan penghentian pengoperasian PLTU , termasuk memastikan terlaksananya *Just and Affordable Energy Transition*—besar kompensasi yang wajar bagi pemilik PLTU yang dipercepat pengakhiran masa operasionalnya dan pihak lain yang terdampak (pekerja, komunitas setempat, pelaku usaha dalam rantai pasokan bahan baku batubara).
   b. Penentuan *best alternative* untuk memberikan proyeksi biaya yang lebih spesifik dan opsi pemberian fasilitas pembiayaan atau fiskal yang akan dipilih guna menjamin upaya percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dapat terlaksana.
   c. Dampak terhadap keandalan sistem ketenagalistrikan (*grid impact study*) bagi setiap kandidat PLTU yang akan dipensiundinikan, dimana analisis ini dapat menjadi salah satu dasar pertimbangan penetapan dan rujukan dalam rangka implementasi peta jalan (*road map*) maupun mendukung *pilot project* percepatan pengakhiran masa operasional PLTU oleh tim gabungan antar kementerian dan lembaga terkait.
   d. Dampak terhadap biaya pokok penyediaan akibat timbulnya biaya pengakhiran operasional PLTU terhadap nilai estimasi belanja anggaran pendapatan dan belanja negara untuk masing-masing skenario dan skema yang telah ditentukan.
   e. Pengaruh percepatan pengakhiran masa operasional PLTU terhadap kebijakan perdagangan karbon, jika langkah pengakhiran masa operasional PLTU yang digunakan adalah *decommissioning*.
   f. Alternatif teknologi baru yang dapat menggantikan PLTU seperti ammonia *cofiring*, implementasi teknologi *Carbon Capture and Storage*, dan lainnya.
   g. Dampak penetrasi aneka energi baru dan terbarukan skala besar pada skenario *net zero emission* terhadap mutu dan keandalan sistem, baik untuk jangka pendek maupun jangka panjang.

5. Peluang dan Risiko Sosio-ekonomi dari Percepatan Pengakhiran Masa Operasional PLTU

   a) Peluang dan Risiko Fiskal

      Percepatan pengakhiran masa operasional PLTU memberikan dampak positif (peluang) dan negatif (risiko) terhadap kondisi fiskal Indonesia. Peluang yang paling relevan untuk neraca fiskal Indonesia antara lain (i) potensi optimalisasi subsidi dan kompensasi untuk sektor pembangkit listrik; (ii) dorongan untuk mengkonsolidasikan sektor yang dinamis dan sepenuhnya berkelanjutan bagi perekonomian Indonesia; (iii) sektor energi terbarukan yang lebih *robust* dan luas; dan (iv) potensi peningkatan penerimaan pajak penghasilan dari sektor pertambangan sehubungan dengan meningkatnya potensi ekspor batubara.

Sementara, risiko yang ditimbulkan dari percepatan pengakhiran masa operasional PLTU antara lain (i) tekanan politik untuk tidak menurunkan subsidi dan kompensasi, membuat terbatasnya ketersediaan dana untuk membiayai percepatan pengakhiran masa operasional dan pengembangan energi terbarukan; dan (ii) sistem yang tidak sesuai untuk valuasi dan pembiayaan percepatan pengakhiran masa operasional PLTU, langkah penting untuk membuat percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dapat dilakukan adalah dengan mencapai kesepakatan dengan *independent power producer*, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dengan financier untuk menetapkan nilai percepatan pengakhiran masa operasional dan sistem pembayaran untuk setiap PLTU yang tidak mempengaruhi stabilitas keuangan *independent power producer* dan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) serta peningkatan beban fiskal.

b) Peluang dan Risiko Finansial PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)

Peluang dari percepatan pengakhiran masa operasional PLTU untuk finansial PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) adalah sebagai berikut:

1) Dekarbonisasi. Jika mendapatkan dukungan pembiayaan, percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dapat memberikan kesempatan bagi PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) untuk merestrukturisasi keuangannya, sehingga dapat mengubah aset modal, memberikan *cash* untuk diinvestasikan kembali pada teknologi yang lebih bersih atau infrastruktur yang dibutuhkan.
2) Efisiensi dan profitabilitas. Percepatan pengakhiran masa operasional PLTU akan memungkinkan Indonesia mempercepat pengakhiran masa operasional PLTU yang sudah tua dan tidak efisien. Penghentian PLTU yang tidak efisien ini, yang juga semakin tidak menguntungkan karena membutuhkan volume batubara yang besar, dapat membantu meringankan sebagian biaya pemeliharaan fasilitas PLTU yang intensif karbon.
3) Akses terhadap pembiayaan. Di tengah transisi global menuju dunia yang rendah karbon, para investor akan lebih banyak berinvestasi pada bisnis yang bersih. Jika PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) menunjukkan komitmennya terhadap transisi yang sama dari bahan bakar fosil dengan memimpin penghentian penggunaan batubara di Indonesia, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) akan memiliki lebih banyak akses terhadap pembiayaan dan menjadi entitas yang dipercaya untuk investasi masa depan karena para investor akan mencari proyek-proyek semacam itu. Sebagai contoh, bank-bank di Uni Eropa diperkirakan akan mematuhi kewajiban pelaporan kegiatan berkelanjutan dalam beberapa tahun ke depan dan dengan demikian menghindari pembiayaan yang berhubungan dengan batubara.

Di sisi lain, terdapat risiko untuk finansial PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari percepatan pengakhiran masa operasional PLTU berupa:

1) Risiko Kesiapan sistem. Percepatan pengakhiran waktu operasi PLTU baik yang dilakukan secara *phase out*, *phase*

down, ataupun *natural retirement*, memerlukan Pembangkit pengganti berupa pembangkit energi terbarukan. Rencana penanganan risiko yang dapat dilakukan yaitu memastikan bahwa *commercial operation date* pembangkit energi terbarukan pengganti PLTU beroperasi sebelum pembangkit PLTU dilakukan pengakhiran waktu operasi. Opsi lainnya yang dapat dilakukan berupa pembangunan *green super grid* (interkoneksi Sumatera-Jawa) sehingga cadangan daya *(reserve margin)* setelah dilakukan pengakhiran waktu operasi PLTU tetap berada dalam toleransi risiko PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

2) Risiko ketahanan Sistem. Penghentian pembangkit batubara dapat mempengaruhi ketahanan sistem tenaga listrik. Sumber energi terbarukan cenderung bergantung pada kondisi alam, seperti cuaca dan musim. Pembangkit pengganti PLTU yang dilakukan percepatan pengakhiran berupa pembangkit energi terbarukan dimana produksi energi yang dihasilkan oleh energi terbarukan masih bersifat fluktuatif. Peningkatan ketergantungan pada satu jenis sumber energi juga dapat membuat sistem lebih rentan terhadap gangguan eksternal. Rencana penanganan risiko yang dapat dilakukan yaitu mendiversifikasi pembangkit energi terbarukan, membangun pembangkit energi terbarukan beserta teknologi penyimpanan energi, serta pembangunan *green super grid* yang mendukung pembangunan pembangkit energi terbarukan sesuai dengan lokasi potensi energi terbarukannya sehingga bauran energi setelah dilakukan pengakhiran waktu operasi PLTU tetap berada dalam toleransi risiko PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

3) Terganggunya kesehatan finansial PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). Saat ini PLTU merupakan opsi yang paling terjangkau bagi penyediaan listrik di tanah air. Tanpa adanya dukungan pembiayaan, percepatan pengakhiran masa operasional PLTU akan berdampak terhadap kesehatan keuangan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) karena beberapa hal, antara lain: adanya kehilangan aset dalam neraca keuangan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), adanya kebutuhan investasi yang sangat besar untuk membangun energi terbarukan sebagai pengganti PLTU yang dipercepat pengakhiran masa operasionalnya dan penguatan jaringan kelistrikan, yang dapat menyebabkan rasio finansial PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (e.g., DSCR, CICR, *debt to* EBITDA, *interest bearing debt*) menjadi tidak sehat, dan adanya kenaikan biaya pokok penyediaan yang merupakan selisih dari biaya pokok penyediaan PLTU dengan biaya pokok penyediaan pembangkit

4) Kehilangan aset. Meskipun opsi yang layak untuk PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) adalah mengganti PLTU yang ada dengan fasilitas energi terbarukannya sendiri, ada kemungkinan pemilik pembangkit energi terbarukan baru bukanlah PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). Dalam kasus Mekanisme Transisi Energi Asian Development Bank, kelompok investor yang mengakuisisi PLTU mungkin juga merupakan investor dan pemilik pembangkit energi

terbarukan baru. Oleh karena itu, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) menjadi berisiko kehilangan aset, bersamaan dengan turunnya nilai buku perusahaan.

5) Manajemen risiko. Selain menjalankan operasi bisnis utama yang fokus pada pembangkitan, transmisi, dan distribusi listrik, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) juga telah mulai merambah proyek-proyek lain seperti *smart grid* dan penyimpanan energi. Dengan adanya transformasi pembangkitan listrik yang diperkirakan akan terjadi di Indonesia, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) kemungkinan besar akan perlu melakukan operasi bisnis baru untuk mengikutinya. Sebagai contoh, peta jalan (*road map*) menyerukan penetrasi energi terbarukan yang lebih besar, yang berarti PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) kemungkinan besar akan mengelola lebih banyak pembangkit listrik energi terbarukan di masa depan. Rencana lainnya termasuk meningkatkan stabilitas jaringan dan meningkatkan penyimpanan energi. Sebagai perusahaan yang terutama berurusan dengan PLTU , PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) harus berhati-hati dalam mengelola operasi bisnis yang begitu beragam untuk memastikan keberhasilannya.

6) Persyaratan tingkat komponen dalam negeri. Terlepas dari berbagai manfaatnya, tingkat komponen dalam negeri dapat menjadi penghalang bagi kemajuan energi terbarukan, karena komponen produk lokal umumnya lebih mahal dibandingkan dengan komponen impor. Jika dipaksa untuk menggunakan komponen yang diproduksi secara lokal dan membayar harga yang mahal, sektor-sektor tersebut menjadi tidak kompetitif. Sebagai contoh, manufaktur untuk sektor energi surya mengalami kesulitan karena skalanya yang relatif kecil di Indonesia. Oleh karena itu, proyek-proyek semacam itu dianggap tidak layak secara finansial karena persyaratan ini. Sebuah studi di Indonesia mengungkapkan bahwa tingkat komponen dalam negeri mungkin tidak menciptakan lingkungan yang tepat bagi bisnis domestik untuk tumbuh. Dengan demikian, kemungkinan besar akan sulit bagi PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) untuk mengejar pengembangan energi terbarukan dengan peraturan tingkat komponen dalam negeri yang ketat.

7) Kontrak. Bersamaan dengan program percepatan pengakhiran masa operasional, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dapat mencoba menegosiasikan ulang perjanjian jual beli tenaga listrik dengan *independent power producer*. Meskipun hal ini bukanlah pekerjaan yang mudah, perusahaan listrik milik negara di Ghana dan Kenya mencoba untuk mengubah salah satu klausul dalam perjanjian jual beli tenaga listrik, yaitu *take-or-pay*. Perusahaan listrik negara tersebut telah mulai bernegosiasi dengan *independent power producer* untuk mengubah klausul *take-or-pay* menjadi klausul *take-and-pay* di mana pembayaran dari pembeli tidak bersyarat karena pembeli hanya berkomitmen untuk membeli jika volume yang disepakati diproduksi. PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dapat mencoba metode tersebut, namun perlu

menjadi catatan bahwa *take-and-pay* mengalihkan risiko volume kembali ke *independent power producer* yang dapat menjadi tantangan yang signifikan ketika melakukan negosiasi ulang kontrak.

c) Peluang dan Risiko Sosial

Peluang di sektor sosial dari percepatan pengakhiran masa operasional PLTU di antaranya:

1) Meningkatkan kualitas kesehatan. Percepatan pengakhiran masa operasional PLTU, terutama yang dekat dengan daerah perkotaan, akan memberikan manfaat yang signifikan bagi kesehatan masyarakat. Beberapa studi telah membuktikan bahwa penutupan PLTU membuat polusi udara berkurang. Selain itu, studi dari Institute for Essential Services Reform mengestimasikan bahwa dengan skenario miliknya yang sesuai dengan target 1,5 (satu koma lima) ˚C, program percepatan pengakhiran masa operasional dapat menghindarkan biaya kesehatan sebesar 6.300.000.000 (enam miliar tiga ratus juta) USD pada tahun 2022 hingga tahun 2030.
2) Membuka lapangan kerja dan mendorong perekonomian. Pengembangan pembangkit energi terbarukan akan meningkat untuk menggantikan PLTU yang dipercepat pengakhiran masa operasionalnya. Hal ini tentunya akan membuka lapangan pekerjaan baru. Sebuah studi yang dilakukan oleh Transition Zero membandingkan kehilangan pekerjaan yang diperkirakan akan terjadi pada setiap PLTU di Indonesia dan keuntungan yang diharapkan dari pembangkit energi terbarukan. Diperkirakan bahwa terdapat rata-rata 1,3 (satu koma tiga) pekerjaan per megawatt di PLTU. Untuk pengembangan pembangkit energi terbarukan, terdapat rata-rata 2 (dua) pekerjaan per megawatt dan 5 (lima) pekerjaan per megawatt masing-masing untuk tenaga surya dan angin untuk tahap konstruksi, pengembangan proyek, serta operasi dan pemeliharaan yang sedang berlangsung. Hal ini berarti terdapat rata-rata 1.580 (seribu lima ratus delapan puluh) pekerjaan per instalasi tenaga surya dan 2.265 (dua ribu dua ratus enam puluh lima) pekerjaan per instalasi tenaga angin.
3) Meningkatkan akses pendanaan eksternal. Transisi Energi dipandang sebagai peluang bisnis yang signifikan bagi para pemangku kepentingan di berbagai sektor di seluruh dunia. Menurut studi Tren Investasi Transisi Energi 2022 yang diterbitkan oleh BloombergNEF, investasi global dalam transisi energi mencapai 755.000.000.000 (tujuh ratus lima puluh lima miliar) USD pada tahun 2021, sebuah rekor baru dan meningkat 21% (dua puluh satu persen) dari tahun 2020 dengan hampir separuh dari investasi tersebut terjadi di Asia.

Sementara, risiko di sektor sosial antara lain sebagai berikut:

1) Peningkatan pengangguran. Penutupan PLTU akan menghilangkan lapangan pekerjaan termasuk di industri sepanjang rantai nilai PLTU seperti tambang batubara, transportasi batubara, dan *vendor* PLTU (perusahaan manufaktur, dll.). Pemerintah harus memperhatikan jenis-jenis dukungan yang perlu diberikan untuk membantu

masyarakat yang memiliki risiko lebih dalam kehilangan pekerjaan. Hal ini termasuk dukungan keuangan untuk pekerja yang dirumahkan, percepatan pengakhiran masa operasional, dan program pelatihan.

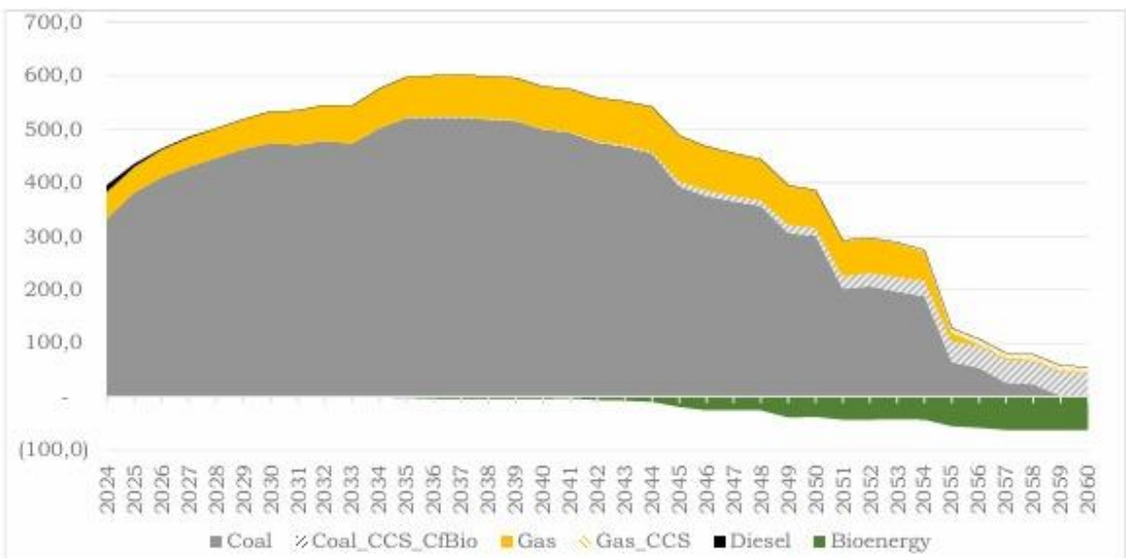
2) Turunnya perekonomian di sektor informal. Ketika PLTU dipercepat pengakhiran masa operasionalnya, tenaga kerja yang terkena dampak di sepanjang rantai nilai PLTU mungkin akan berpindah untuk mencari peluang di lokasi terdekat. Sektor informal yang bergantung pada pengeluaran dari para tenaga kerja tersebut akan kehilangan aliran pendapatan dan dengan demikian akan memiliki lebih sedikit uang untuk dibelanjakan pada ekonomi lokal. Secara keseluruhan, bisnis di wilayah tersebut akan terdampak.
3) Peningkatan kemiskinan. Lebih lanjut, pekerja di seluruh rantai nilai PLTU yang kehilangan pekerjaan karena percepatan pengakhiran masa operasional PLTU berisiko mengalami kemiskinan jika tidak segera menemukan pekerjaan pengganti atau sumber pendapatan alternatif.
4) Layanan publik dan infrastruktur. Iuran Tetap dan Iuran Produksi/Royalti dari tambang batubara dialokasikan untuk pemerintah daerah sebesar 80% (delapan puluh persen). Percepatan pengakhiran masa operasional PLTU berpotensi mengurangi permintaan batubara domestik yang secara tidak langsung, juga berpotensi menurunkan pendapatan iuran tetap dan royalti, sehingga pendapatan pemerintah daerah akan berkurang. Hal ini dapat berdampak pada pengembangan layanan publik dan infrastruktur.
5) Kontribusi industri di daerah. Meskipun saat ini industri pertambangan batubara dianggap tidak berada dalam bahaya karena meningkatnya permintaan energi internasional dan perluasan penggunaan batubara dalam negeri, namun peningkatan potensi kontribusi industri ini terhadap pendapatan pemerintah daerah dapat menyebabkan kerugian yang lebih besar di masa depan ketika pada akhirnya batubara dihapuskan secara bertahap dalam masa transisi batubara.
6) Peningkatan ketegangan sosial. Dalam beberapa tahun terakhir, Indonesia menghadapi banyak ketegangan sosial yang berujung pada demonstrasi, protes, dan kerusuhan akibat kebijakan pemerintah seperti kenaikan harga bahan bakar, Undang-Undang Nomor 6 Tahun 2023 tentang Penetapan Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang Nomor 2 Tahun 2022 tentang Cipta Kerja Menjadi Undang-Undang, dan lainnya. Oleh karena itu, pemerintah harus memperhatikan dampak sosio-ekonomi dari kebijakan dan rencana di masa depan.
7) Kekerasan dalam rumah tangga. Hilangnya sumber pendapatan akibat kehilangan pekerjaan karena percepatan pengakhiran masa operasional PLTU dapat memicu terjadinya ketegangan dalam rumah tangga. Berdasarkan publikasi Komisi Nasional Anti Kekerasan terhadap Perempuan, akibat dampak pandemi terhadap ekonomi, banyak pekerja laki-laki yang dihentikan dari pekerjaannya sehingga mengalami krisis maskulinitas dan melakukan

kekerasan dalam rumah tangga sebagai upaya pengembalian krisis tersebut.

E. POTENSI PENGURANGAN EMISI GAS RUMAH KACA PLTU

Berdasarkan dokumen Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional, Puncak emisi CO_2 pada pembangkitan tenaga listrik diperkirakan terjadi pada tahun 2037 sekitar 598.000.000 (lima ratus sembilan puluh delapan juta) ton CO_2 yang terdiri atas emisi *grid* sekitar 432.000.000 (empat ratus tiga puluh dua juta) ton CO_2 dan emisi *captive* sekitar 166.000.000 (seratus enam puluh enam juta) ton CO_2. Dari puncak emisi CO_2 pada tahun 2037 tersebut, PLTU berkontribusi sebesar 523.000.000 (lima ratus dua puluh tiga juta) ton CO_2 yang berasal dari total 71 (tujuh puluh satu) gigawatt PLTU. Gambar E.1 menunjukkan proyeksi emisi gas rumah kaca pembangkitan tenaga listrik dari tahun ke tahun, dimana secara keseluruhan emisi gas rumah kaca akan mengalami penurunan mulai tahun 2038 hingga mendekati 0 (nol) pada tahun 2058 dan akan mencapai titik terendah pada tahun 2060. Penurunan emisi gas rumah kaca pada pembangkitan tenaga listrik merupakan hasil dari implementasi kebijakan peningkatan penggunaan energi baru dan energi terbarukan serta implementasi teknologi *Carbon Capture and Storage* pada pembangkit fosil.

Gambar E.1
Proyeksi emisi CO_2 pembangkitan tenaga listrik



Meskipun proyeksi menunjukkan penurunan emisi secara keseluruhan hingga mencapai 0 (nol) pada tahun 2060, strategi percepatan pengakhiran masa operasional PLTU menjadi potensial. Data pada Tabel E.1 menunjukan angka rata-rata emisi tahunan PLTU yang beroperasi dihitung dengan faktor intensitas emisi, dengan asumsi PLTU beroperasi sepanjang tahun. Dengan mempercepat pengakhiran masa operasional PLTU-PLTU tersebut, kita tidak hanya dapat mengurangi puncak emisi secara signifikan, tetapi juga mempercepat pencapaian target 0 (nol) emisi. Analisis yang mendalam terhadap nilai rata-rata emisi tahunan yang hilang akibat pengakhiran masa operasional PLTU tersebut akan memberikan gambaran numerik yang jelas mengenai potensi pengurangan emisi yang dapat dicapai.

Tabel E.1
Nilai rata-rata emisi tahunan PLTU

No.	*Owner*	Nama Pembangkit	Rata-rata Emisi Tahunan (Ton/tahun)
1	PLN	Adipala #01	2.711.605
2	PLN	Air Anyir #01	148.758
3	PLN	Air Anyir #02	116.685
4	PLN	Ampana #01	7.701
5	PLN	Ampana #02	8.458
6	PLN	Amurang #01	81.146
7	PLN	Amurang #02	86.784
8	PLN	Anggrek #01	57.707
9	PLN	Anggrek #02	37.635
10	PLN	Asam-Asam #01	361.497
11	PLN	Asam-Asam #02	319.245
12	PLN	Asam-Asam #03	351.301
13	PLN	Asam-Asam #04	363.198
14	IPP	Banjarsari	1.229.348
15	IPP	Banten	4.280.847
16	PLN	Barru #01	265.888
17	PLN	Barru #02	273.969
18	PLN	Barru #03	542.612
19	PLN	Belawan #01	*retired*
20	PLN	Belawan #02	*retired*
21	PLN	Belawan #03	*diusulkan retired*
22	PLN	Belawan #04	*operasi gas*
23	PLN	Bengkayang #01	211.068
24	PLN	Bengkayang #02	232.038
25	IPP	Bengkulu	1.084.078
26	PLN	Bolok #01	99.702
27	PLN	Bolok #02	94.096
28	PLN	Bukit Asam #01	233.256
29	PLN	Bukit Asam #02	269.776
30	PLN	Bukit Asam #03	287.060
31	PLN	Bukit Asam #04	216.570
32	IPP	Celukan Bawang	927.307
33	IPP	Celukan Bawang	885.700
34	IPP	Celukan Bawang	1.003.457
35	IPP	Cilacap 1	1.024.771
36	IPP	Cilacap 2	1.452.437
37	IPP	Cilacap Ekspansi	2.934.659
38	IPP	Cirebon	3.885.859
39	IPP	Embalut	289.078
40	IPP	Embalut Ekspansi	28.674
41	PLN	Gresik #01	*reserve shutdown*
42	PLN	Gresik #02	*reserve shutdown*
43	PLN	Gresik #03	*operasi gas*
44	PLN	Gresik #04	*operasi gas*
45	PLN	Holtekamp #01	15.761
46	PLN	Holtekamp #02	13.153
47	PLN	Indramayu #01	1.954.546

No.	*Owner*	Nama Pembangkit	Rata-rata Emisi Tahunan (Ton/tahun)
48	PLN	Indramayu #02	1.722.706
49	PLN	Indramayu #03	1.509.320
50	IPP	IPP Jawa 1 (PT Cirebon Energi Prasarana)	2.847.682
51	IPP	IPP Nagan Raya 3&4 (PT MPG)	241.023
52	IPP	IPP Sumsel 8 (PT HBAP)	1.129.695
53	IPP	IPP Tanjung Kasam #01 (PT TJK Power)	283.680
54	IPP	IPP Tanjung Kasam #02 (PT TJK Power)	272.453
55	IPP	Jawa Tengah (Batang)	10.746.317
56	IPP	Jawa-4 (Tanjung Jati #5)	6.690.513
57	IPP	Jawa-4 (Tanjung Jati #6)	7.608.672
58	IPP	Jawa-7 #1	6.431.783
59	IPP	Jawa-7 #2	6.199.912
60	IPP	Jawa-8 (Cilacap)	5.805.022
61	IPP	Jeneponto	1.011.041
62	IPP	Jeneponto Ekspansi	1.519.677
63	PLN	Jeranjang #01	125.405
64	PLN	Jeranjang #02	145.387
65	PLN	Jeranjang #03	126.265
66	IPP	Kalbar-1	1.363.174
67	IPP	Kalsel-1 (FTP2)	1.246.351
68	IPP	Kalteng-1 / Kalselteng-1	1.246.351
69	IPP	Kaltim-1 (Muara Jawa)	327.302
70	IPP	Kaltim-2 (FTP2)	1.095.822
71	IPP	Kaltim-4	657.114
72	IPP	Keban Agung	608.715
73	IPP	Keban Agung	709.908
74	IPP	Kendari-3	748.126
75	PLN	Keramasan #01	*rusak permanen*
76	PLN	Keramasan #02	*rusak permanen*
77	IPP	Ketapang	-
78	PLN	Ketapang #01	46.988
79	PLN	Ketapang #02	49.103
80	PLN	Labuan #01	1.775.624
81	PLN	Labuan #02	1.783.950
82	PLN	Labuhan Angin #01	179.536
83	PLN	Labuhan Angin #02	145.187
84	IPP	Lombok Timur	3.862
85	IPP	Lombok Timur	122.481
86	PLN	Lontar #01	1.862.819
87	PLN	Lontar #02	1.656.438
88	PLN	Lontar #03	1.871.370
89	PLN	Malinau #01	11.178
90	PLN	Malinau #02	9.480
91	IPP	Mamuju	261.826
92	PLN	Muara Karang #04	*reserve shutdown*
93	PLN	Muara Karang #05	*reserve shutdown*

No.	*Owner*	Nama Pembangkit	Rata-rata Emisi Tahunan (Ton/tahun)
94	PLN	Nagan Raya #01	385.656
95	PLN	Nagan Raya #02	302.794
96	PLN	Nii Tanasa #01	26.280
97	PLN	Nii Tanasa #02	36.606
98	PLN	Nii Tanasa #03	55.043
99	PLN	Ombilin #01	231.719
100	PLN	Ombilin #02	224.642
101	PLN	Pacitan #01	1.691.408
102	PLN	Pacitan #02	1.582.901
103	PLN	Paiton #01	2.080.812
104	PLN	Paiton #02	1.935.062
105	PLN	Paiton #09	2.613.396
106	IPP	Paiton 1 (Paiton #07)	3.441.969
107	IPP	Paiton 1 (Paiton #08)	3.190.620
108	IPP	Paiton 2 (Paiton #05)	4.318.708
109	IPP	Paiton 2 (Paiton #06)	3.495.495
110	IPP	Paiton 3 - PT PE #03	4.067.031
111	PLN	Palabuhan Ratu #01	2.077.301
112	PLN	Palabuhan Ratu #02	1.973.804
113	PLN	Palabuhan Ratu #03	2.043.222
114	IPP	Pangkalan Bun	27.111
115	PLN	Pangkalan Susu #01	650.388
116	PLN	Pangkalan Susu #02	826.954
117	PLN	Pangkalan Susu #03	959.570
118	PLN	Pangkalan Susu #04	1.141.160
119	PLN	Pulang Pisau #01	202.603
120	PLN	Pulang Pisau #02	217.477
121	PLN	Punagaya #01 (Harbin)	680.621
122	PLN	Punagaya #02 (Harbin)	576.024
123	PLN	Rembang #10	1.832.681
124	PLN	Rembang #20	1.629.250
125	PLN	Ropa #01	40.042
126	PLN	Ropa #02	40.515
127	PLN	Sanggau #01	37.062
128	PLN	Sanggau #02	41.313
129	PLN	Sebalang #01	437.833
130	PLN	Sebalang #02	396.169
131	IPP	Simpang Belimbing #01	589.196
132	IPP	Simpang Belimbing #02	649.367
133	PLN	Sintang #01	41.476
134	PLN	Sintang #02	39.870
135	PLN	Sintang #03	31.835
136	PLN	Suge #01	85.186
137	PLN	Suge #02	89.251
138	IPP	Sulbagut-1	480.869
139	IPP	Sulut-3	537.823
140	PLN	Sumbawa Barat #01	26.228
141	PLN	Sumbawa Barat #02	21.228
142	IPP	Sumsel V	1.829.459

No.	*Owner*	Nama Pembangkit	Rata-rata Emisi Tahunan (Ton/tahun)
143	PLN	Suralaya #01	1.737.687
144	PLN	Suralaya #02	1.919.559
145	PLN	Suralaya #03	1.531.522
146	PLN	Suralaya #04	2.131.164
147	PLN	Suralaya #05	3.292.883
148	PLN	Suralaya #06	3.379.894
149	PLN	Suralaya #07	3.178.460
150	PLN	Suralaya #08	1.979.878
151	PLN	Sw Amurang #03 (PT Megadaya Tangguh)	150.777
152	PLN	Sw Amurang #04 (PT Megadaya Tangguh)	156.461
153	PLN	Sw Tarjun (PT ITP)	*sewa*
154	PLN	Tambak Lorok #01	*retired*
155	PLN	Tambak Lorok #02	*retired*
156	PLN	Tambak Lorok #03	*tidak beroperasi*
157	PLN	Tanjung Awar-Awar #01	1.923.432
158	PLN	Tanjung Awar-Awar #02	1.702.925
159	PLN	Tanjung Balai Karimun #01	27.419
160	PLN	Tanjung Balai Karimun #02	21.536
161	PLN	Tanjung Jati B #01	4.639.500
162	PLN	Tanjung Jati B #02	3.754.299
163	PLN	Tanjung Jati B #03	4.137.716
164	PLN	Tanjung Jati B #04	4,354,343
165	PLN	Tarahan #03	570.356
166	PLN	Tarahan #04	507.947
167	PLN	Teluk Balikpapan #01	399.264
168	PLN	Teluk Balikpapan #02	445.075
169	PLN	Teluk Berau #01	26.469
170	PLN	Teluk Berau #02	17.464
171	PLN	Teluk Sirih #01	414.632
172	PLN	Teluk Sirih #02	430.330
173	PLN	Tembilahan #01	30.978
174	PLN	Tembilahan #02	33.565
175	PLN	Tenayan #01	407.674
176	PLN	Tenayan #02	408.206
177	PLN	Tidore #01	41.321
178	PLN	Tidore #02	39.929

Keterangan: Asumsi PLTU beroperasi sepanjang tahun

F. KESELARASAN ANTAR BERBAGAI KEBIJAKAN LAINNYA

Berdasarkan Pasal 3 ayat (3) Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022, peta jalan (*road map*) perlu memperhatikan keselarasan dengan kebijakan-kebijakan lainnya, utamanya dengan Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi yang memuat pengaturan dan pengelolaan energi dan Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan yang mengatur penguasaan, pengusahaan, dan kewenangan pengelolaan sektor ketenagalistrikan.

Selain itu, penyusunan peta jalan (*road map*) ini juga memperhatikan rencana pemerintah yang tertuang dalam Rencana Pembangunan Jangka

Panjang Nasional, Kebijakan Energi Nasional, Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional, Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), serta dokumen *Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience* (LTS-LCCR) 2050. Dalam dokumen rencana pembangunan jangka panjang nasional tahapan Transisi Energi periode 2025-2029 antara lain melalui penerapan *carbon capture and storage/carbon capture, utilisation, and storage* dan pembatasan pembangunan PLTU, periode 2030-2035 antara lain melalui implementasi *natural retirement* PLTU dan penerapan *carbon capture and storage/ carbon capture, utilisation, and storage* untuk sektor yang sulit didekarbonisasi, periode 2035-2039 antara lain dengan melanjutkan *natural retirement* PLTU dan periode 2040-2045 antara lain melalui perluasan retirement PLTU. Sedangkan pada perencanaan Kebijakan Energi Nasional pelaksanaan program Transisi Energi mencakup pengakhiran masa operaional PLTU secara bertahap. Dalam Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional, *early retirement* PLTU bersifat *conditional* dengan mempertimbangkan ketersediaan bantuan internasional, biaya pokok penyediaan tenaga listrik, dan keandalan sistem tenaga listrik. Dalam hal diperlukan adanya pembangkit pengganti, maka perlu dipastikan bahwa penggantian atau penambahan komitmen energi terbarukan tersebut dimasukkan ke dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik serta kapasitas pembangkit pengganti tersebut berada diluar (*on top of*) kapasitas terpasang pembangkit energi baru dan energi terbarukan yang telah masuk dalam proyeksi penyediaan (*supply*) dan kebutuhan (*demand*) dalam Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional.

Berdasarkan analisis keselarasan antar berbagai kebijakan lainnya, diperlukan tambahan dukungan kebijakan untuk melaksanakan percepatan penghentian masa operasi PLTU, khususnya terkait dukungan fiskal melalui kerangka pendanaan dan pembiayaan dalam rangka percepatan Transisi Energi sektor ketenagalistrikan (saat ini sedang disusun oleh Kementerian Keuangan), *sustainable taxonomy*, mekanisme percepatan pengakhiran masa operasional PLTU (*write-off/ accelerated depreciation*, *spin-off*, dan *independent power producer refinancing*), jaminan kepastian pasokan dan keterjangkauan harga biomassa, dan lain sebagainya.

G. PERDAGANGAN KARBON PADA SUBSEKTOR PEMBANGKIT LISTRIK

1. Landasan Hukum & Gambaran Umum Tata Laksana Penyelenggaraan Perdagangan Karbon

   Dalam rangka mencapai target iklim nasional yang tertuang dalam *Nationally Determined Contribution* dan mempercepat pengendalian emisi gas rumah kaca dalam pembangunan nasional, Indonesia telah menyusun dan menerbitkan beberapa regulasi terkait nilai ekonomi karbon. Dengan menimbang Undang-Undang Nomor 16 Tahun 2016 tentang Pengesahan Persetujuan Paris, Peraturan Presiden Nomor 98 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Nilai Ekonomi Karbon diterbitkan sebagai dasar penyelenggaraan nilai ekonomi karbon dan pedoman pengurangan emisi melalui kebijakan, langkah, dan kegiatan dalam pencapaian target *Nationally Determined Contribution* dan pengendalian emisi gas rumah kaca. Sebagai implementasi dari Peraturan Presiden Nomor 98 Tahun 2021, Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan telah menerbitkan Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan Nomor 21 Tahun 2022 tentang Tata Laksana Penerapan Nilai Ekonomi Karbon yang ditujukan untuk memberikan ketentuan rinci mengenai pelaksanaan nilai ekonomi

karbon yang dilaksanakan di berbagai sektor dan subsektor. Adapun, untuk subsektor pembangkit tenaga listrik, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral telah menerbitkan regulasi spesifik melalui Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 16 Tahun 2022 tentang Tata Cara Penyelenggaraan Nilai Ekonomi Karbon Subsektor Pembangkit Tenaga Listrik. Selain itu, Pemerintah Indonesia juga telah menyiapkan beberapa peraturan turunan lainnya seperti Peraturan Menteri Koordinator Bidang Maritim dan Investasi Nomor 5 Tahun 2021 tentang Struktur dan Tata Kerja Komite Pengarah Penyelenggaraan Nilai Ekonomi Karbon dan Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan tentang tata laksana nilai ekonomi karbon di sektor *forestry and other land use* dan limbah.

Merujuk pada Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan Nomor 21 Tahun 2022, mekanisme penyelenggaraan nilai ekonomi karbon dapat dilakukan melalui mekanisme perdagangan karbon, pembayaran berbasis kinerja, pungutan atas karbon, dan/atau mekanisme lain sesuai dengan perkembangan ilmu pengetahuan dan teknologi yang ditetapkan oleh menteri yang menyelenggarakan urusan pemerintahan di bidang perlindungan dan pengelolaan lingkungan hidup. Terkait dengan pelaksanaan perdagangan karbon, perdagangan dilakukan melalui perdagangan emisi dan *offset* emisi. Perdagangan emisi diterapkan untuk usaha dan/atau kegiatan yang memiliki batas atas emisi gas rumah kaca yang telah ditetapkan melalui Persetujuan Teknis Batas Atas Emisi (PTBAE). PTBAE merupakan persetujuan teknis mengenai tingkat emisi paling tinggi yang ditetapkan dalam suatu periode. PTBAE tersebut menjadi dasar penetapan Persetujuan Teknis Batas Atas Emisi – Pelaku Usaha (PTBAE-PU). Adapun selain perdagangan emisi, *offset* emisi juga memiliki ketentuan dan tata cara penggunaan—agar dapat digunakan sebagai pengimbang emisi gas rumah kaca. *Offset* emisi dilakukan bagi usaha dan/atau kegiatan yang tidak memiliki batas atas emisi.

Pada subsektor pembangkit tenaga listrik, mengacu pada Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 16 Tahun 2022, PTBAE ditetapkan berdasarkan *baseline* emisi, target *Nationally Determined Contribution*, hasil inventarisasi emisi yang berasal dari aplikasi pencatatan emisi, waktu pencapaian target *Nationally Determined Contribution*, nilai emisi aktual berada di bawah target pengurangan emisi, dan peta jalan (*road map*) perdagangan karbon subsektor pembangkit tenaga listrik. PTBAE yang telah ditetapkan oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dibagi dalam 3 (tiga) fase, yaitu Fase-1 (2023-2024), Fase-2 (2025-2027), dan Fase-3 (2027-2030). Pada fase 1, PTBAE yang telah diterbitkan adalah PTBAE PLTU yang terhubung dengan jaringan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), seperti yang ditabulasikan pada Tabel G.1.

Terkait dengan penetapan kuota emisi (PTBAE-PU), kuota emisi diberikan pada unit pembangkit tenaga listrik yang diwajibkan mengikuti pelaksanaan perdagangan karbon—yang ditetapkan dengan mempertimbangkan PTBAE untuk setiap jenis pembangkit tenaga listrik, data intensitas rata-rata, dan data emisi rata-rata berdasarkan laporan emisi gas rumah kaca. Penetapan kuota emisi didasarkan pada nilai BAE dibandingkan dengan intensitas emisi rata-rata tahun sebelumnya dan dikalikan dengan emisi rata-rata tahun sebelumnya. Dalam hal data intensitas emisi dan emisi rata-rata tahun sebelumnya belum tersedia, maka kuota emisi dihitung secara proporsional dengan

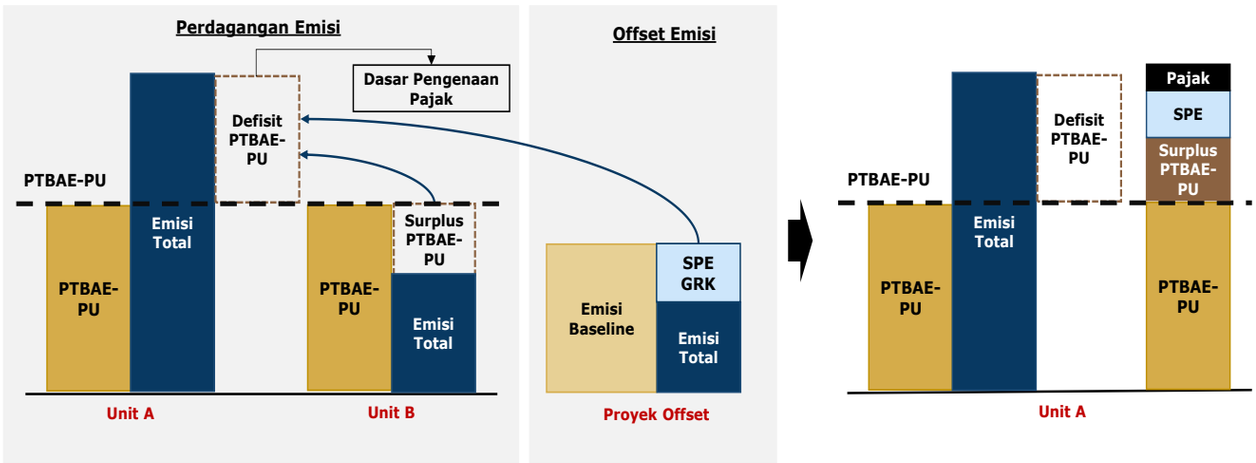
membandingkan tenaga listrik yang telah beroperasi untuk jenis, kapasitas terpasang, dan teknologi yang sama.

Tabel G.1.
PTBAE PLTU yang terhubung ke jaringan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) fase-1

Jenis PLTU	Kapasitas Terpasang	Tahun Pelaksanaan	
		2023 (tCO_2/MWh)	2024 (tCO_2/MWh)
Nonmulut Tambang dan Mulut Tambang	25 MW ≤ x < 100 MW	1,297	1,297
Nonmulut Tambang	100 MW ≤ x ≤ 400 MW	1,011	1,011
Nonmulut Tambang	x > 400 MW	0,911	0,911
Mulut Tambang	x ≥ 100 MW	1,089	1,089

Pelaksanaan perdagangan karbon pada subsektor pembangkit tenaga listrik menggunakan skema *cap, trade, and tax*, seperti yang diilustrasikan pada Gambar G.1.

Gambar G.1
Ilustrasi *Cap, Trade, dan Tax* PLTU



Unit pembangkit yang menghasilkan emisi melebihi PTBAE-PU yang diberikan (defisit), maka diharuskan membeli emisi dari unit pembangkit lain yang menghasilkan emisi dibawah PTBAE-PU (surplus) dan/atau membeli sertifikat pengurangan emisi gas rumah kaca. Adapun jika pembelian surplus maupun sertifikat pengurangan emisi belum memenuhi kewajiban kepatuhan pelaku usaha, defisit yang masih tersisa tersebut akan menjadi dasar pengenaan pajak. Kemudian, sebagai pengimbang emisi gas rumah kaca, *offset* emisi dilakukan pada usaha dan/atau kegiatan yang telah mendapatkan sertifikat pengurangan emisi gas rumah kaca yang berasal dari kegiatan reduksi emisi sektor energi, seperti pembangkit energi baru dan energi terbarukan, kegiatan subsektor transportasi, bangunan, industri—termasuk pelaksanaan efisiensi energi dan kegiatan lainnya.

Sebagai catatan, surplus PTBAE-PU tidak dapat diajukan menjadi sertifikat pengurangan emisi gas rumah kaca.

2. Analisis Dampak Penerapan Perdagangan Karbon di Subsektor Pembangkit Tenaga Listrik

Studi United Nations Development Programme Indonesia bersama dengan Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, "Pengembangan *Roadmap* Batas Atas (Cap) Emisi & *Allowance* 2024-2060 dan Pedoman Pelaksanaan Mekanisme Nilai Ekonomi Karbon (NEK)" (2023), menganalisis dampak implementasi *cap-setting* pada subsektor pembangkit tenaga listrik terhadap biaya produksi atau harga listrik. Analisis ini dilakukan dengan menggunakan *marginal abatement cost curve* dengan menjelaskan efektivitas aksi mitigasi dan biaya keseluruhan dalam mencapai target reduksi emisi. Dalam studi tersebut, analisis dampak dilakukan melalui 6 (enam) tahap, yaitu:

a) (membangun data historis (2010-2022) aktivitas subsektor pembangkit listrik berdasarkan data HEESI dan mengestimasi emisi;
b) menghitung *specific energy consumption* pembangkit energi terbarukan dan *specific fuel consumption* pembangkit fosil dan efisiensi pembangkit tahun historis (2021-2022);
c) membangun *baseline* berdasarkan skenario *with existing measures*;
d) menentukan proyeksi data aktivitas dan emisi berdasarkan skenario *zero emission* Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral melalui *zero emission decommissioning*, *zero emission Retrofitting*, *zero emission carbon capture storage*;
e) menentukan nilai *marginal abatement cost* dari setiap aksi mitigasi; dan
f) membangun *marginal abatement cost curve* untuk setiap skenario *zero emission* Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral periode 2023-2030.

Dari hasil *marginal abatement cost curve* yang diperoleh pada masing-masing skenario, dilakukan analisis implikasi finansial terhadap harga listrik saat ini. Berdasarkan hasil analisis tersebut, terdapat biaya tambahan pada biaya pokok penyediaan saat ini untuk ketiga skenario *zero emission* Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, dengan biaya tambahan paling kecil dari skenario *zero emission Retrofitting*, diikuti oleh *zero emission carbon capture storage* dan *zero emission decommissioning*.

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

BAHLIL LAHADALIA