

Republik Indonesia
Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM)
Perusahaan Listrik Negara (PLN)

Survei Pengumpulan Data Sektor Ketenagalistrikan di Indonesia untuk Dekarbonisasi

Laporan Akhir

Maret 2022

Badan Kerjasama Internasional Jepang (BKIJ)

TEPCO Power Grid, Inc. (TEPCO PG)

Tokyo Electric Power Company Holdings, Inc. (TEPCO HD)

JERA Co., Inc. (JERA)

Tokyo Electric Power Services Co., Ltd (TEPSCO)

IM
JR
22-033

Daftar isi

BAB 1.	KATA PENGANTAR.....	1-1
1.1	LATAR BELAKANG SURVEI	1-1
1.2	TUJUAN SURVEI.....	1-1
1.3	AREA UNTUK MELAKUKAN SURVEI.....	1-1
1.4	PENYELENGGARAAN ORGANISASI DI NEGARA MITRA	1-1
BAB 2.	KEBIJAKAN ENERGI DI INDONESIA	2-1
2.1	KEBIJAKAN NASIONAL	2-1
2.1.1	UU Energi (UU No.30/2007).....	2-1
2.1.2	Kebijakan Energi Nasional (Peraturan Pemerintah No.79/2014).....	2-1
2.1.3	Rencana Energi Nasional (RUEN).....	2-2
2.2	SEKTOR ENERGI DAN SEKTOR TENAGA	2-2
2.2.1	Agensi pemerintahan.....	2-2
2.2.2	Perusahaan yang terkait dengan Bisnis Ketenagalistrikan	2-2
2.3	PERAN MASING-MASING ORGANISASI DI SEKTOR KETENAGALISTRIKAN	2-2
BAB 3.	STATUS SEKTOR TENAGA SAAT INI	3-1
3.1	KEBIJAKAN/HUKUM TERKAIT	3-1
3.1.1	Kebijakan Terkait.....	3-1
3.1.2	Hukum dan Peraturan Terkait	3-2
3.2	STRUKTUR ORGANISASI PLN.....	3-2
3.3	KERANGKA RENCANA SUMBER DAYA LISTRIK.....	3-5
3.3.1	Perkiraan Permintaan	3-5
3.3.2	Rencana Pengembangan Tenaga.....	3-10
3.3.3	Rencana Perluasan Fasilitas Transmisi dan Transformasi	3-17
3.3.4	Status Operasi Sistem.....	3-20
3.4	FASILITAS DISTRIBUSI.....	3-21
3.5	STATUS KEUANGAN PLN	3-21
3.6	KERANGKA DUKUNGAN OLEH DONATUR LAIN	3-28
3.6.1	Bank Pembangunan Asia (ADB).....	3-28
3.6.2	Bank Jepang untuk Kerjasama Internasional (JBIC)	3-30
3.6.3	Bank Dunia (WB)	3-31
3.6.4	Bank Investasi Infrastruktur Asia (AIIB).....	3-33
3.6.5	Badan Energi Internasional (IEA).....	3-33
3.6.6	Badan Energi Terbarukan Internasional (IRENA).....	3-33
3.6.7	Program Pembangunan Perserikatan Bangsa-Bangsa (UNDP)	3-34
3.6.8	Badan Pembangunan Internasional AS (USAID)	3-34
3.6.9	Badan Kerjasama Internasional Korea (KOICA).....	3-34
3.6.10	Pemerintah Jerman.....	3-34
3.6.11	Pemerintah Australia.....	3-35
3.6.12	Pemerintah Swiss	3-35
BAB 4.	KEBIJAKAN KARBONISASI RENDAH/DEKARBONISASI	4-1
4.1	TARGET KARBONISASI/DEKARBONISASI INDONESIA RENDAH.....	4-1
4.1.1	Tinjauan Kontribusi yang Diperbarui Secara Nasional (Diperbarui NDC)	4-1

4.1.2	Tinjauan Strategi Jangka Panjang INDONESIA untuk Karbon dan Ketahanan Iklim Rendah 2050 (LTS-LCCR)	4-2
4.1.3	Pengenalan peraturan penetapan harga karbon	4-4
4.2	KEBIJAKAN KARBONISASI RENDAH/DEKARBONISASI DI SETIAP NEGARA	4-5
4.2.1	Singapura	4-5
4.2.2	Thailand	4-5
4.2.3	Malaysia	4-6
4.2.4	Vietnam	4-8
4.2.5	Filipina	4-9
BAB 5.	TEKNOLOGI KARBONISASI RENDAH/DEKARBONISASI UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA PANAS	5-1
5.1	TEKNOLOGI KARBONISASI RENDAH/DEKARBONISASI UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA PANAS YANG ADA	5-1
5.1.1	Masalah Teknis dan Penanggulangannya terkait dengan Pembangkit Listrik Tenaga Panas dengan Menggunakan Hidrogen Sebagai Bahan Bakar	5-1
5.1.2	Masalah Teknis dan Penanganannya terkait Pembangkit Listrik Tenaga Panas dengan Menggunakan Amonia Sebagai Bahan Bakar	5-10
5.1.3	Masalah Teknis dan Penanggulangannya terkait Pembangkit Listrik Tenaga Panas dengan Menggunakan Biomassa Sebagai Bahan Bakar	5-18
5.1.4	Langkah-langkah untuk memastikan Permintaan-Supply Balancing Power untuk Pembangkit Listrik Tenaga Panas Berbahan Bakar Gas dan Batubara	5-30
5.1.5	Status LNG Saat Ini di Pasar Indonesia dan Rekomendasi untuk Perluasan LNG Pendahuluan	5-36
5.2	KEMUNGKINAN MENGGUNAKAN HIDROGEN DAN AMONIA SEBAGAI BAHAN BAKAR	5-43
5.2.1	Status Saat Ini dan Analisis Potensi Pasar Hidrogen/Amonia	5-43
5.2.2	Analisis Biaya Hidrogen/Amonia (Pasokan, Penyimpanan, dan Transportasi)	5-47
5.2.3	Proposal untuk Pengenalan Hidrogen dan Amonia	5-57
5.3	CCUS	5-59
5.3.1	Status CCUS Saat Ini	5-59
5.3.2	Masalah Teknis dan Penanggulangan terkait dengan Pengenalan CCUS	5-65
5.3.3	Analisis Potensi di Indonesia	5-69
5.3.4	Perkiraan Biaya untuk CCS (Penangkapan, Transportasi, dan Penyimpanan)	5-82
5.3.5	Proposal untuk Pengenalan CCUS	5-87
BAB 6.	ENERGI PRIMER DAN ENERGI TERBARUKAN	6-1
6.1	KESEIMBANGAN PASOKAN DAN PERMINTAAN ENERGI PRIMER	6-1
6.1.1	Sistem Hukum untuk Energi Primer	6-1
6.1.2	Data Aktual Keseimbangan Pasokan dan Permintaan Energi Primer	6-3
6.1.3	Jumlah dan Area Potensial untuk Energi Primer	6-7
6.2	PERKIRAAN HARGA UNTUK BERBAGAI BAHAN BAKAR	6-8
6.3	TREN PENGENALAN ENERGI TERBARUKAN	6-11
6.3.1	Kebijakan Energi Terbarukan	6-11
6.3.2	Data Pengenalan Energi Terbarukan dan Prospek Masa Depan	6-16
6.4	PROSPEK POTENSI DAN BIAYA UNTUK BERBAGAI ENERGI TERBARUKAN	6-17
6.4.1	Tenaga surya	6-18
6.4.2	Tenaga angin	6-29
6.4.3	Pembangkit Listrik Tenaga Air	6-33
6.4.4	Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi	6-42
6.4.5	Pembangkit Listrik Biomassa	6-51

6.5	TREN PENGENALAN BATERAI PENYIMPANAN	6-57
6.5.1	Status Pengembangan dan Analisis Potensial untuk Teknologi Baterai Penyimpanan.....	6-57
6.5.2	Prospek Harga untuk Baterai Penyimpanan yang dianggap menjanjikan di Masa Depan	6-68
6.5.3	Proposal Pengenalan Baterai Penyimpanan	6-70
6.6	MANAJEMEN SISI PERMINTAAN	6-71
6.6.1	Status Saat Ini dan Prospek Masa Depan untuk Manajemen Sisi Permintaan	6-71
6.6.2	Proposal untuk mempromosikan Manajemen Sisi Permintaan	6-73
BAB 7.	RENCANA PENGEMBANGAN DAYA	7-1
7.1	TINJAUAN PRAKIRAAN PERMINTAAN	7-1
7.2	TINJAUAN RENCANA SAAT INI (RUPTL).....	7-6
7.3	RENCANA KONSEPTUAL PENGEMBANGAN TENAGA LISTRIK (2060)	7-7
7.3.1	Prasyarat.....	7-7
7.3.2	Formulasi Skenario	7-18
7.4	PENGEMBANGAN SUMBER DAYA LISTRIK UNTUK PERENCANAAN JANGKA PANJANG (SAMPAI 2060)	7-19
7.4.1	Sistem Sumatra	7-19
7.4.2	Sistem Jawa-Bali.....	7-30
7.4.3	Sistem Kalimantan	7-38
7.4.4	Sistem Sulawesi	7-43
7.4.5	Komposisi Sumber Daya Optimal pada tahun 2060.....	7-48
7.5	RENCANA PENGEMBANGAN TENAGA LISTRIK JANGKA PANJANG (2031-2060).....	7-49
7.6	REFORMASI KELEMBAGAAN, KONFIRMASI SISTEM DAN USULAN UNTUK MEWUJUDKAN SISTEM TENAGA LISTRIK YANG MENCAPAI BAIK NETRALITAS KARBON MAUPUN STABILITAS SISTEM	7-54
BAB 8.	RENCANA PERLUASAN SISTEM DAYA	8-1
8.1	RENCANA PERLUASAN TRANSMISI UNTUK SETIAP SISTEM	8-1
8.1.1	Sistem Sumatra	8-1
8.1.2	Sistem Jawa-Bali.....	8-8
8.2	KONEKSI ANTAR SISTEM (ANTAR PULAU)	8-13
8.3	PENEGASAN/USULAN FAKTOR KENDALA DAN REFORMASI KELEMBAGAAN UNTUK MEWUJUDKAN SISTEM TENAGA LISTRIK YANG MENCAPAI NETRALITAS KARBON DAN STABILITAS SISTEM	8-17
BAB 9.	ANALISIS EKONOMI DAN KEUANGAN, DAN PERENCANAAN INVESTASI.....	9-1
9.1	PENILAIAN DAMPAK EKONOMI/KEUANGAN	9-1
9.2	RENCANA INVESTASI.....	9-5
BAB 10.	ROADMAP UNTUK DEKARBONISASI	10-1
10.1	RENCANA TINDAKAN	10-1
10.2	ROADMAP	10-2
BAB 11.	USULAN PROGRAM KERJASAMA JICA POWER SECTOR.....	11-1
11.1	PRIORITAS ITEM RENCANA TINDAKAN	11-1
11.2	USULAN TINDAKAN DUKUNGAN PRIORITAS	11-3
11.2.1	Dukungan untuk Implementasi co-firing pada Pembangkit Listrik Tenaga Batubara yang tersedia	11-3

11.2.2	Perumusan Rencana Induk.....	11-4
11.2.3	Proyek Kerjasama Teknis	11-7
BAB 12.	KEGIATAN UNTUK MEMPERLUAS KEMUNGKINAN EKSPANSI	
	PERUSAHAAN JEPANG KE LUAR NEGERI.....	12-1
12.1	SEMINAR LOKAL	12-1
12.2	UNDANGAN KE JEPANG	12-1

Daftar Gambar

Gambar 2-1	Diagram hubungan organisasi untuk sektor listrik.....	2-3
Gambar 2-2	Struktur Organisasi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM).....	2-4
Gambar 3-1	Hubungan antara Berbagai Hukum, Kebijakan dan Rencana	3-1
Gambar 3-2	Anggota Manajemen PLN (per Desember 2021).....	3-3
Gambar 3-3	Struktur Grup PLN.....	3-4
Gambar 3-4	Penjualan Listrik Berdasarkan Penggunaan di Tahun 2020.....	3-6
Gambar 3-5	Penjualan Listrik menurut Wilayah pada tahun 2020	3-6
Gambar 3-6	Beban Puncak menurut Wilayah pada 2021-2030 (Skenario Moderat).....	3-7
Gambar 3-7	Beban Puncak menurut Wilayah pada tahun 2030 (Skenario Moderat)	3-7
Gambar 3-8	Penjualan Listrik Berdasarkan Penggunaan pada Tahun 2021-2030 (Skenario Moderat)	3-8
Gambar 3-9	Penjualan Listrik Berdasarkan Penggunaan pada Tahun 2030 (Skenario Moderat)	3-8
Gambar 3-10	Penjualan Listrik Berdasarkan Wilayah pada 2021-2030 (Skenario Moderat).....	3-9
Gambar 3-11	Penjualan Listrik Berdasarkan Wilayah pada 2030 (Skenario Moderat)	3-9
Gambar 3-12	Kapasitas Terpasang berdasarkan Kepemilikan pada tahun 2020	3-10
Gambar 3-13	Kapasitas Terpasang berdasarkan Bahan Bakar pada tahun 2020	3-10
Gambar 3-14	Produksi Energi berdasarkan Kepemilikan pada tahun 2020.....	3-11
Gambar 3-15	Produksi Energi berdasarkan Bahan Bakar pada tahun 2020.....	3-11
Gambar 3-16	Jumlah Pembangunan Pembangkit pada 2021-2030.....	3-12
Gambar 3-17	Jumlah Pembangunan Pembangkit Listrik pada 2030	3-12
Gambar 3-18	Cadangan Margin berdasarkan Wilayah pada 2021-2030.....	3-13
Gambar 3-19	Beban Puncak Bersih dan Kapasitas Daya Bersih pada 2021-2030.....	3-14
Gambar 3-20	Produksi Listrik pada 2021-2030	3-14
Gambar 3-21	Emisi CO ₂ untuk 3 Scenario pada tahun 2021-2030.....	3-15
Gambar 3-22	Emisi CO ₂ untuk 3 Skenario pada 2021-2030.....	3-15
Gambar 3-23	Rasio Elektrifikasi PLN dan Kerugian Jaringan	3-21
Gambar 3-24	SAIFI dan SAIDI	3-21
Gambar 3-25	Tarif Listrik Rata-Rata Tahun 2020	3-24
Gambar 3-26	Tarif Listrik Rata-Rata	3-24
Gambar 3-27	Subsidi pemerintah.....	3-25
Gambar 3-28	Pendapatan PLN.....	3-26
Gambar 3-29	Beban Operasi PLN.....	3-26
Gambar 3-30	Jumlah pelanggan menurut atribut	3-27
Gambar 3-31	Jumlah pelanggan menurut wilayah.....	3-27
Gambar 3-32	Contoh proyek energi yang didukung atau diusulkan oleh IFC Indonesia (Per April 2021)	3-32
Gambar 4-1	Proyeksi emisi berdasarkan CPOS, TRNS dan LCCP	4-3
Gambar 4-2	Peta Jalan Pajak Karbon Direncanakan untuk Transisi Energi yang Adil dan Berkelanjutan.....	4-4
Gambar 4-3	Sumber daya energi terbarukan di Malaysia	4-7
Gambar 4-4	Kapasitas energi terbarukan di setiap skenario (BAU, NCT)	4-8
Gambar 5-1	Contoh Rantai Pasokan Hidrogen	5-1
Gambar 5-2	Prospek Permintaan Hidrogen Global.....	5-2
Gambar 5-3	WEO 2021 Perubahan Pembangkit Listrik Berdasarkan Skenario dan Jenis (2020–2030)	5-2
Gambar 5-4	Asumsi IEEJ tentang Pembangkit Listrik Global dan Komposisi Sumber Listrik untuk Setiap Skenario.....	5-3
Gambar 5-5	Modifikasi fasilitas diasumsikan diperlukan untuk tingkat co-firing hidrogen sekitar 10% hingga 30%	5-5

Gambar 5-6 Modifikasi fasilitas diasumsikan diperlukan untuk tingkat co-firing hidrogen sekitar 50% hingga 100%	5-5
Gambar 5-7 Tinjauan upaya co-firing hidrogen di pembangkit listrik berbahan bakar gas Linden.....	5-7
Gambar 5-8 Sekilas tentang fenomena flashback	5-7
Gambar 5-9 Karakteristik Metode Pembakaran	5-8
Gambar 5-10 Estimasi IEA tentang Biaya Pembangkit Listrik.....	5-9
Gambar 5-11 Contoh Rantai Pasokan Amonia	5-10
Gambar 5-12 Perubahan campuran sumber daya listrik di berbagai wilayah di seluruh dunia	5-11
Gambar 5-13 Emisi CO ₂ dan Pembangkit Listrik di Sektor Ketenagalistrikan Global Menurut Jenis Pembangkit	5-11
Gambar 5-14 Emisi CO ₂ dari Pembangkit Listrik Tenaga Batubara Berdasarkan Tahun Beroperasi.....	5-12
Gambar 5-15 Kerangka dan Jadwal Ujian Demonstrasi Pembakaran Amonia Selanjutnya	5-12
Gambar 5-16 KERANGKA modifikasi fasilitas untuk co-firing amonia	5-13
Gambar 5-17 Diagram skema pembakar pembakaran campuran amonia	5-13
Gambar 5-18 Kerangka test manfaat ammonia dalam skala kecil	5-14
Gambar 5-19 Perbandingan metode pembakaran di pembangkit listrik tenaga termal batubara	5-15
Gambar 5-20 Ilustrasi biaya pembangkit listrik untuk co-firing amonia	5-16
Gambar 5-21 Pembangkit Listrik Tenaga Panas JERA Hekinan	5-18
Gambar 5-22 Ikhtisar Konfigurasi	5-19
Gambar 5-23 Halaman Penyimpanan.....	5-20
Gambar 5-24 Sekrup Pelepasan	5-20
Gambar 5-25 Silo Keluar dari Deposisi Woody Chip.....	5-20
Gambar 5-26 Pembangkit Listrik Tenaga Panas JERA Hitachinaka	5-21
Gambar 5-27 Sistem konfigurasi.....	5-21
Gambar 5-28 Pembuangan batubara besar-besaran ke kotak pirit pabrik	5-22
Gambar 5-29 Tes Lab Pelet Kayu	5-23
Gambar 5-30 Kontaminasi Plastik	5-23
Gambar 5-31 Penyertaan Alat	5-23
Gambar 5-32 Pembangkit Listrik Tenaga Panas JERA Taketoyo	5-24
Gambar 5-33 Sistem konfigurasi.....	5-24
Gambar 5-34 Pembangkit Listrik KEPCO Aioi.....	5-29
Gambar 5-35 Pembagian kekuatan keseimbangan.....	5-31
Gambar 5-36 Klasifikasi cadangan daya.....	5-32
Gambar 5-37 Upaya mengamankan keseimbangan daya di pembangkit listrik termal	5-33
Gambar 5-38 Ilustrasi pemanfaatan tenaga batubara dengan keluaran nol di ujung transmisi	5-34
Gambar 5-39 Tren produksi LNG di Indonesia	5-37
Gambar 5-40 Neraca Gas Indonesia 2018-2027	5-39
Gambar 5-41 Rantai nilai hidrogen.....	5-43
Gambar 5-42 Aliran produksi Hidrogen / Amonia.....	5-44
Gambar 5-43 Tren permintaan terkait hidrogen dan hidrogen di setiap sektor.....	5-44
Gambar 5-44 Potensi permintaan hidrogen ASEAN pada 2040	5-45
Gambar 5-45 Permintaan dan harga hidrogen di Indonesia	5-45
Gambar 5-46 Tren Produksi dan Perdagangan Amonia Berdasarkan Wilayah	5-46
Gambar 5-47 Tren volume ekspor amonia.....	5-46
Gambar 5-48 Tren Harga Pasar Amonia.....	5-47
Gambar 5-49 Perbandingan biaya produksi hidrogen menurut sumber energi (2019 vs 2050).....	5-48
Gambar 5-50 Perbandingan biaya oleh pembawa hidrogen pada tahun 2030.....	5-50
Gambar 5-51 Lingkup analisis biaya pengadaan hidrogen/amonia.....	5-50
Gambar 5-52 Biaya produksi hidrogen biru menggunakan gas alam menurut negara di seluruh dunia	5-51

Gambar 5-53	Biaya produksi sistem elektrolisis air membran pertukaran proton (PEM) 1MW	5-52
Gambar 5-54	Biaya pengadaan untuk hidrogen dan amonia biru dan hijau.....	5-53
Gambar 5-55	Rincian biaya pengadaan.....	5-54
Gambar 5-56	Jumlah energi yang dibutuhkan untuk produksi bahan bakar untuk menghasilkan 1 kWh listrik	5-54
Gambar 5-57	Biaya pengadaan hidrogen dan amonia biru / hijau (opsi pengurangan biaya).....	5-56
Gambar 5-58	Jenis utama sistem penangkapan CO ₂	5-59
Gambar 5-59	Perbandingan biaya transportasi.....	5-62
Gambar 5-60	Jenis penyimpanan geologis.....	5-62
Gambar 5-61	Alasan utama pembatalan 32 proyek di setiap negara	5-67
Gambar 5-62	Insentif untuk proyek CCS besar	5-68
Gambar 5-63	Distribusi tempat penyimpanan CO ₂ utama di Indonesia.....	5-70
Gambar 5-64	Proyek CCS yang direncanakan di Indonesia	5-72
Gambar 5-65	Lokasi proyek Gundih CCS	5-73
Gambar 5-66	Lokasi proyek Sukowati CO ₂ -EOR.....	5-74
Gambar 5-67	Lokasi proyek Tangguh CCUS	5-75
Gambar 5-68	Lokasi lapangan gas Sakakemang	5-76
Gambar 5-69	Lokasi proyek PAU	5-77
Gambar 5-70	Hub dan Clustering Manajemen CO ₂ Regional	5-80
Gambar 5-71	Pemetaan Sumber dan Penyerapan CO ₂ di Jawa Timur.....	5-81
Gambar 5-72	Perbedaan antara CO ₂ yang ditangkap dan CO ₂ yang dihindari	5-82
Gambar 6-1	Sekilas tentang kebijakan batubara Indonesia.....	6-2
Gambar 6-2	Peraturan Indonesia tentang Pertambangan Mineral dan Batubara.....	6-2
Gambar 6-3	Tren produksi dan konsumsi batubara, gas alam, dan minyak (1981-2020).....	6-6
Gambar 6-4	Perkiraan harga batubara hingga 2060	6-8
Gambar 6-5	Perkiraan harga gas hingga 2060	6-9
Gambar 6-6	Perkiraan harga minyak hingga 2060.....	6-9
Gambar 6-7	Perkiraan harga hidrogen biru dan amonia biru hingga 2060	6-10
Gambar 6-8	Perbandingan LCOE berdasarkan Catu Daya	6-11
Gambar 6-9	Perbandingan biaya pembangkitan regional (US\$/kWh)	6-15
Gambar 6-10	Tren kapasitas pembangkit listrik terbarukan selama 10 tahun terakhir	6-17
Gambar 6-11	Perubahan kapasitas terpasang tenaga angin dan surya	6-19
Gambar 6-12	Distribusi kepadatan penduduk	6-22
Gambar 6-13	Perubahan suhu tahunan di 8 kota.....	6-23
Gambar 6-14	Distribusi dosis horizontal global rata-rata tahunan.....	6-23
Gambar 6-15	Distribusi dosis horizontal global bulanan	6-24
Gambar 6-16	Perubahan intensitas cahaya matahari siang hari di Bandung.....	6-25
Gambar 6-17	Peta Potensi PV	6-26
Gambar 6-18	LCOE PV surya skala utilitas selama 10 tahun terakhir	6-26
Gambar 6-19	Item pengurangan biaya dan tingkat kontribusi selama 10 tahun terakhir	6-27
Gambar 6-20	Perbandingan biaya pemasangan PV di setiap negara	6-27
Gambar 6-21	PV LCOE Outlook	6-28
Gambar 6-22	Peta Potensi Angin	6-30
Gambar 6-23	Prospek LCOE untuk angin darat.....	6-31
Gambar 6-24	Lokasi pembangkit listrik tenaga air yang ada.....	6-34
Gambar 6-25	Aliran sungai musiman dan curah hujan di 2 pabrik sampel	6-36
Gambar 6-26	Output daya musiman di 2 pabrik sampel	6-37
Gambar 6-27	Curah hujan menurut wilayah	6-37
Gambar 6-28	Potensi tenaga air	6-38
Gambar 6-29	Tempat panas bumi utama di Indonesia	6-42
Gambar 6-30	Lokasi pembangkit panas bumi	6-43
Gambar 6-31	Proses untuk pengembangan panas bumi (kasus model 55MW)	6-48

Gambar 6-32	Proyek berdasarkan pesanan yang diterima oleh perusahaan Jepang	6-49
Gambar 6-33	Kapasitas pembangkit listrik tenaga biomassa di Indonesia	6-51
Gambar 6-34	Lokasi potensi biomassa.....	6-52
Gambar 6-35	Produksi tanaman	6-52
Gambar 6-36	Kapasitas produksi biodiesel.....	6-53
Gambar 6-37	Teknologi pemanfaatan energi biomassa	6-54
Gambar 6-38	"Kurva Bebek" karena pengenalan tenaga surya secara besar-besaran.....	6-58
Gambar 6-39	Penanggulangan "Kurva Bebek" dengan Sistem Penyimpanan Energi Baterai	6-59
Gambar 6-40	Penyeimbangan muatan melalui baterai penyimpanan	6-60
Gambar 6-41	Prediksi kapasitas instalasi baterai di seluruh dunia	6-60
Gambar 6-42	Prediksi kapasitas instalasi baterai di kawasan utama Asia Tenggara	6-61
Gambar 6-43	Prospek untuk pengenalan baterai lithium-ion dan natrium-ion di masa depan.....	6-66
Gambar 6-44	Perbandingan Kinerja Baterai Lithium-Ion dan Sodium Ion	6-66
Gambar 6-45	Hubungan antara produsen baterai dan integrator sistem.....	6-67
Gambar 6-46	Prospek harga baterai lithium-ion	6-68
Gambar 6-47	Perbandingan LCOE antara Renewable Energy dengan Storage Battery dan CCGT/PLTU Batubara di Indonesia	6-69
Gambar 7-1	Contoh Pendekatan Linier untuk Muatan Puncak Bersih	7-1
Gambar 7-2	Contoh Pendekatan Linier untuk Penjualan Listrik	7-1
Gambar 7-3	Penjualan Listrik Tahun 2021-2060	7-2
Gambar 7-4	Muatan Puncak Bersih pada 2021-2060 (Kasus Tinggi).....	7-3
Gambar 7-5	Muatan Puncak Bersih pada tahun 2060 (Kasus Tinggi)	7-3
Gambar 7-6	Muatan Puncak Bersih pada 2021-2060 (Kasus Rendah).....	7-3
Gambar 7-7	Muatan Puncak Bersih pada tahun 2060 (Kasus Rendah)	7-3
Gambar 7-8	Penjualan Listrik pada 2021-2060 (Kasus Tinggi).....	7-4
Gambar 7-9	Penjualan Listrik tahun 2060 (Kasus Tinggi).....	7-4
Gambar 7-10	Penjualan Listrik Tahun 2021-2060 (Kasus Rendah)	7-5
Gambar 7-11	Penjualan Listrik Tahun 2060 (Kasus Rendah).....	7-5
Gambar 7-12	Rata-rata energi matahari harian di kota-kota besar.....	7-7
Gambar 7-13	Kecepatan angin harian rata-rata di kota-kota besar	7-8
Gambar 7-14	Kecepatan angin rata-rata harian di kota-kota di mana kecepatan angin rata-rata adalah 6,0 mph atau lebih tinggi.....	7-8
Gambar 7-15	Tren harga hidrogen dan amonia.....	7-10
Gambar 7-16	Biaya pembangkitan untuk berbagai sumber daya.....	7-13
Gambar 7-17	Biaya pembangkitan tenaga termal pada tahun 2060 (LCOE).....	7-15
Gambar 7-18	Perubahan biaya pembangkitan berbagai pembangkit listrik termal (LCOE).....	7-15
Gambar 7-19	Jumlah CCS yang dapat diobati dari 2031 hingga 2060	7-17
Gambar 7-20	Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario A, Kasus Tinggi)	7-20
Gambar 7-21	Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario B-1, Kasus Tinggi)	7-22
Gambar 7-22	Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario B-2, Kasus Tinggi)	7-23
Gambar 7-23	Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario C-1, Kasus Tinggi)	7-23
Gambar 7-24	Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario C-2, Kasus Tinggi)	7-24
Gambar 7-25	Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario C-2', Kasus Tinggi).....	7-25
Gambar 7-26	Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Semua Skenario, Kasus Tinggi)	7-26

Gambar 7-27	Status Operasi Setiap Sumber Daya setelah Komposisi Sumber Daya yang Dioptimalkan (Jaringan Listrik di Sumatera, Kasus Tinggi).....	7-27
Gambar 7-28	Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Semua Skenario, Kasus Rendah).....	7-28
Gambar 7-29	Status Operasi Setiap Sumber Daya setelah Komposisi Sumber Daya yang Dioptimalkan (Jaringan Listrik di Sumatera, Kasus Rendah)	7-29
Gambar 7-30	Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Jawa-Bali, Semua Skenario, Kasus Tinggi).....	7-31
Gambar 7-31	Perbandingan Tenaga berbahan bakar Hidrogen dan Amonia	7-32
Gambar 7-32	Perbandingan Tenaga Listrik berbahan bakar LNG dan Batubara.....	7-33
Gambar 7-33	Hubungan antara Kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Hidrogen, Biaya Pembangkit, dan Perawatan CCS (Kasus Tinggi)	7-33
Gambar 7-34	Status Pengoperasian Setiap Sumber Daya setelah Komposisi Sumber Daya yang Dioptimalkan (Jaringan Listrik di Jawa-Bali, Kasus Tinggi)	7-35
Gambar 7-35	Hubungan antara Tenaga Hidrogen, Biaya Pembangkitan dan Perawatan CCS (Kasus Tinggi).....	7-36
Gambar 7-36	Status Pengoperasian Setiap Sumber Daya setelah Komposisi Sumber Daya yang Dioptimalkan (Jaringan Listrik di Jawa-Bali, Kasus Rendah).....	7-37
Gambar 7-37	Hubungan antara Kapasitas Terpasang Tenaga Surya dan Biaya Pembangkit (Sistem Kalimantan, Semua Skenario, Permintaan dalam Kasus Tinggi).....	7-39
Gambar 7-38	Kondisi Pengoperasian Berbagai Sumber Daya dalam Komposisi Sumber Daya Optimal (Sistem Kalimantan, Permintaan dalam Kasus Tinggi).....	7-40
Gambar 7-39	Hubungan antara Kapasitas Terpasang Tenaga Surya dan Biaya Pembangkit (Sistem Kalimantan, Semua Skenario, Permintaan dalam Kasus Rendah)	7-41
Gambar 7-40	Kondisi Pengoperasian Berbagai Sumber Daya dalam Komposisi Sumber Daya Optimal (Sistem Kalimantan, Permintaan dalam Kasus Rendah)	7-42
Gambar 7-41	Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sulawesi, Semua Skenario, Kasus Tinggi)	7-44
Gambar 7-42	Status Operasi Setiap Sumber Daya setelah Komposisi Sumber Daya yang Dioptimalkan (Jaringan Listrik di Sulawesi, Kasus Tinggi)	7-45
Gambar 7-43	Hubungan antara Tenaga Surya dan Biaya Pembangkit (Jaringan Listrik di Sulawesi, Semua Skenario, Kasus Tinggi)	7-46
Gambar 7-44	Status Operasi Setiap Sumber Listrik setelah Komposisi Sumber Listrik yang Dioptimalkan (Jaringan Listrik di Sulawesi, Kasus Rendah)	7-47
Gambar 7-45	Perubahan Emisi CO ₂	7-50
Gambar 7-46	Perubahan Biaya Pembangkit.....	7-51
Gambar 7-47	Perubahan Komposisi Sumber Daya.....	7-52
Gambar 8-1	Aliran Listrik Tahun 2060 pada Sistem Sumatera (Permintaan Tinggi).....	8-5
Gambar 8-2	Aliran Listrik Tahun 2060 pada Sistem Sumatera (Permintaan Rendah)	8-7
Gambar 8-3	Aliran Listrik Tahun 2060 pada Sistem Jawa-Bali (Permintaan Tinggi).....	8-10
Gambar 8-4	Aliran Listrik Tahun 2060 pada Sistem Jawa-Bali (Permintaan Rendah)	8-12
Gambar 8-5	Biaya Terbaru untuk Konverter AC/DC dan Kabel Bawah Laut.....	8-14
Gambar 8-6	Mengirimkan Sumber Pembangkit untuk Permintaan Residu dengan PV dalam Jumlah Besar	8-17
Gambar 8-7	Diagram Konseptual SPS	8-20
Gambar 9-1	Perubahan FIRR akibat harga karbon	9-3
Gambar 9-2	Perubahan jumlah investasi yang diperlukan untuk setiap skenario	9-5
Gambar 10-1	Roadmap/Peta Jalan untuk Teknologi Dekarbonisasi Termal	10-1

Daftar Tabel

Tabel 2-1 Hal Utama Hukum Energi.....	2-1
Tabel 2-2 Target Kebijakan Energi Nasional 2014.....	2-1
Tabel 2-3 Peran lembaga pemerintah utama di sektor energi	2-3
Tabel 3-1 Peraturan Utama yang Mengatur PLN.....	3-2
Tabel 3-2 Beban Puncak Aktual pada 2011-2020.....	3-5
Tabel 3-3 Realisasi Penjualan Listrik Berdasarkan Pemakaian Tahun 2011-2020.....	3-5
Tabel 3-4 Penjualan Listrik Realisasi Berdasarkan Wilayah pada 2011-2020	3-6
Tabel 3-5 Prediksi Pertumbuhan Ekonomi untuk Dua Skenario Tahun 2021-2030	3-6
Tabel 3-6 Prediksi Beban Puncak menurut Wilayah pada 2021-2030 (Skenario Moderat).....	3-7
Tabel 3-7 Prediksi Penjualan Listrik Berdasarkan Penggunaan pada Tahun 2021-2030 (Skenario Moderat).....	3-8
Tabel 3-8 Prakir aan Penjualan Listrik Berdasarkan Wilayah pada 2021-2030 (Skenario Moderat)	3-9
Tabel 3-9 Kapasitas Terpasang Aktual Pembangkit Listrik pada Tahun 2020	3-10
Tabel 3-10 Produksi Energi Realisasi Pembangkit Listrik pada Tahun 2020.....	3-11
Tabel 3-11 Jumlah Pembangunan Pembangkit pada 2021-2030.....	3-12
Tabel 3-12 Neraca Permintaan dan Penawaran pada tahun 2021-2030	3-13
Tabel 3-13 Emisi CO ₂ pada 2021-2030 (Skenario Karbon Rendah).....	3-16
Tabel 3-14 Emisi CO ₂ pada 2021-2030 (Skenario Karbon Rendah).....	3-16
Tabel 3-15 Total panjang saluran transmisi	3-17
Tabel 3-16 Total kapasitas trafo.....	3-17
Tabel 3-17 Total panjang perluasan saluran transmisi	3-17
Tabel 3-18 Total kapasitas trafo meningkat	3-18
Tabel 3-19 KERANGKA interkoneksi Jawa – Bali 500 kV	3-18
Tabel 3-20 Interkoneksi antara jaringan Sumatera dan sistem pulau.....	3-18
Tabel 3-21 Interkoneksi antara jaringan Sulawesi Tenggara dan sistem pulau.....	3-19
Tabel 3-22 Kondisi studi untuk interkoneksi antara Kalimantan dan Jawa	3-19
Tabel 3-23 Indeks untuk Fasilitas Distribusi.....	3-21
Tabel 3-24 Proyek Sektor Publik Utama ADB di Indonesia Sejak 2016.....	3-28
Tabel 3-25 Proyek Sektor Swasta Utama ADB di Indonesia Sejak 2016.....	3-28
Tabel 3-26 Mitra dan Program Pembangunan Utama 2016–2019.....	3-29
Tabel 3-27 Proyek Infrastruktur Luar Negeri Utama Terbaru di Indonesia.....	3-30
Tabel 3-28 Daftar proyek yang didukung Bank Dunia untuk dekarbonisasi sektor energi Indonesia.....	3-32
Tabel 3-29 Daftar proyek yang sedang dilaksanakan / dipertimbangkan AIIB untuk sektor energi Indonesia.....	3-33
Tabel 4-1 Proyeksi BAU dan pengurangan emisi dari setiap kategori sektor.....	4-2
Tabel 4-2 Asumsi yang digunakan untuk proyeksi BAU dan pengurangan emisi untuk sektor Energi	4-2
Tabel 4-3 Kontribusi pengurangan GRK berdasarkan sektor pada tahun 2030	4-8
Tabel 4-4 Sasaran Strategi Pertumbuhan Hijau Nasional	4-9
Tabel 4-5 Output Generasi Bruto (TWh) (2020, 2040).....	4-10
Tabel 5-1 Perbandingan masalah teknis menurut tingkat co-firing amonia	5-15
Tabel 5-2 Perbandingan teknologi pembakaran dalam boiler batubara amonia dan turbin gas	5-17
Tabel 5-3 Status pengembangan teknologi untuk menggunakan amonia dalam turbin gas	5-17
Tabel 5-4 Gambaran Fasilitas.....	5-19
Tabel 5-5 Fasilitas Utama.....	5-19
Tabel 5-6 Ringkasan Fasilitas	5-21
Tabel 5-7 Fasilitas Utama.....	5-21
Tabel 5-8 Ringkasan Fasilitas	5-24

Tabel 5-9	Gambaran fasilitas	5-29
Tabel 5-10	Perbandingan energi terbarukan intermiten dan tenaga termal	5-32
Tabel 5-11	Kondisi operasi pada output minimum	5-34
Tabel 5-12	Definisi hidrogen/amonia biru dan hijau	5-48
Tabel 5-13	Jenis pembawa hidrogen yang khas dan karakteristiknya.....	5-49
Tabel 5-14	Asumsi dalam analisis biaya	5-53
Tabel 5-15	Ubah kondisi untuk opsi pengurangan biaya	5-55
Tabel 5-16	Keuntungan dan kerugian dari teknologi penangkapan CO ₂	5-60
Tabel 5-17	Teknologi penangkapan yang sesuai untuk setiap sumber emisi.....	5-61
Tabel 5-18	Definisi TRL	5-65
Tabel 5-19	Evaluasi TRL untuk teknologi penangkapan CO ₂	5-66
Tabel 5-20	Evaluasi TRL untuk teknologi transportasi dan penyimpanan	5-66
Tabel 5-21	Potensi kapasitas penyimpanan CO ₂ di wilayah utama di Indonesia.....	5-69
Tabel 5-22	Biaya CCS di pembangkit listrik termal	5-83
Tabel 5-23	Biaya CCS untuk pembangkit listrik di Amerika Serikat	5-84
Tabel 5-24	Biaya CCS untuk industri lain di Amerika Serikat	5-84
Tabel 5-25	Biaya CCS di Indonesia (FOAK, USD/t-CO ₂ dihindari).....	5-84
Tabel 5-26	Asumsi tanaman untuk estimasi biaya	5-85
Tabel 5-27	Biaya CCS di Indonesia	5-85
Tabel 5-28	Perkiraan biaya berdasarkan proyek CCS Tomakomai	5-86
Tabel 5-29	Target pengembangan teknologi penangkapan CO ₂ di Jepang.....	5-87
Tabel 6-1	Penyediaan Energi Primer Indonesia Tahun 2020 (Ribu SBM)	6-3
Tabel 6-2	Pasokan Energi Final Indonesia Tahun 2020 (Ribu SBM).....	6-4
Tabel 6-3	Konsumsi Energi Final Indonesia Tahun 2020 (Ribu SBM).....	6-4
Tabel 6-4	Tren cadangan energi fosil terbukti di Indonesia.....	6-7
Tabel 6-5	Potensi energi terbarukan di Indonesia	6-7
Tabel 6-6	Dasar penetapan berbagai harga bahan bakar	6-8
Tabel 6-7	Target pengembangan energi terbarukan untuk 10 tahun ke depan di bawah Power Supply Plan 2021.....	6-12
Tabel 6-8	Perbandingan Pembangkitan Berdasarkan Jenis di bawah Rencana Catu Daya 2021	6-12
Tabel 6-9	Pembagian peran antara pemerintah pusat dan pemerintah daerah.....	6-13
Tabel 6-10	Tinjauan peraturan modal asing di industri tenaga listrik	6-14
Tabel 6-11	Dasar Harga Tetap Untuk Setiap Jenis Energi Terbarukan	6-16
Tabel 6-12	Kapasitas energi terbarukan yang dapat dikembangkan berdasarkan jenis	6-18
Tabel 6-13	Daftar IPP pembangkit listrik tenaga surya	6-18
Tabel 6-14	Kondisi simulasi LCOE	6-28
Tabel 6-15	Daftar ladang angin.....	6-29
Tabel 6-16	Kondisi simulasi LCOE	6-31
Tabel 6-17	Pembangkit listrik tenaga air yang ada	6-33
Tabel 6-18	115 proyek yang menjanjikan.....	6-35
Tabel 6-19	Tampilan 2 proyek	6-36
Tabel 6-20	Estimasi output musiman berdasarkan area (MW)	6-38
Tabel 6-21	Lokasi potensi panas bumi	6-42
Tabel 6-22	Pabrik yang ada dan sedang dibangun	6-43
Tabel 6-23	Potensi panas bumi yang perlu penelitian lebih lanjut.....	6-44
Tabel 6-24	Biaya pengembangan panas bumi (kasus model 55MW)	6-47
Tabel 6-25	Teknologi untuk pengembangan panas bumi (JOGMEC dan NEDO)	6-50
Tabel 6-26	Potensi biomassa.....	6-52
Tabel 6-27	Pembangkit listrik biomassa dimulai dalam beberapa tahun terakhir.....	6-53
Tabel 6-28	Proyek yang melibatkan pemanfaatan bioenergi	6-56
Tabel 6-29	Tujuan penggunaan baterai	6-57
Tabel 6-30	Tren regulasi dan kebijakan untuk baterai penyimpanan di Indonesia	6-62

Tabel 6-31	Fitur berbagai baterai	6-63
Tabel 6-32	Baterai lithium-ion tipikal.....	6-64
Tabel 6-33	Tujuan Penggunaan Praktis EV	6-72
Tabel 6-34	Prakiraan Penjualan EV	6-72
Tabel 6-35	Performa Baterai dan periode pasokan EV Jepang.....	6-74
Tabel 7-1	Prakiraan Muatan Puncak Bersih menurut Wilayah pada 2021-2060 (Kasus Tinggi)	7-2
Tabel 7-2	Prakiraan Muatan Puncak Bersih menurut Wilayah pada 2021-2060 (Kasus Rendah).....	7-3
Tabel 7-3	Prakiraan Penjualan Listrik Berdasarkan Wilayah pada 2021-2060 (Kasus Tinggi).....	7-4
Tabel 7-4	Prakiraan Penjualan Listrik Berdasarkan Wilayah pada 2021-2060 (Kasus Rendah)	7-4
Tabel 7-5	Margin cadangan optimal untuk Jawa, Madura dan Bali.....	7-6
Tabel 7-6	Potensi daerah berbagai energi terbarukan	7-9
Tabel 7-7	Biaya konstruksi unit untuk berbagai sumber daya	7-9
Tabel 7-8	Harga berbagai bahan bakar.....	7-10
Tabel 7-9	Biaya O&M untuk berbagai sumber daya.....	7-11
Tabel 7-10	Biaya pembangkitan pada tahun 2040 (LCOE)	7-12
Tabel 7-11	Kondisi operasi pembangkit listrik termal	7-14
Tabel 7-12	Perbandingan emisi CO ₂ per kWh	7-14
Tabel 7-13	Skenario untuk mewujudkan netralitas karbon pada tahun 2060.....	7-18
Tabel 7-14	Prakiraan Permintaan hingga 2060 (Jaringan Listrik di Sumatera)	7-19
Tabel 7-15	Komposisi Sumber Tenaga Listrik pada Jaringan Listrik Sumatera Tahun 2030.....	7-19
Tabel 7-16	Metode Pengembangan Jaringan Listrik Sumatera hingga 2060	7-19
Tabel 7-17	Estimasi Biaya Mengatasi Dark Doldrum (dengan Baterai, Kasus Tinggi)	7-21
Tabel 7-18	Estimasi Biaya Sesuai Dark Doldrum (dengan GT, Kasus Tinggi).....	7-21
Tabel 7-19	Komposisi Sumber Daya pada Tahun 2060 Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario BAU, Kasus Tinggi)	7-25
Tabel 7-20	Prakiraan Permintaan hingga 2060 (Jaringan Listrik di Jawa-Bali)	7-30
Tabel 7-21	Kombinasi Sumber Listrik di Jaringan Listrik Jawa-Bali Tahun 2030.....	7-30
Tabel 7-22	Metode Pengembangan Jaringan Listrik Jawa-Bali Sampai 2060.....	7-30
Tabel 7-23	Komposisi Sumber Daya Daya Optimal di Tahun 2060 (Jaringan Listrik di Jawa- Bali, Kasus Tinggi).....	7-34
Tabel 7-24	Komposisi Sumber Daya Tahun 2060 (Jaringan Listrik di Jawa-Bali, Kasus Rendah).....	7-37
Tabel 7-25	Prakiraan Permintaan hingga 2060 (Sistem Kalimantan)	7-38
Tabel 7-26	Komposisi Sumber Listrik Tahun 2030 (Sistem Kalimantan).....	7-38
Tabel 7-27	Metode Pengembangan Tenaga Listrik 2030-2060 (Sistem Kalimantan)	7-38
Tabel 7-28	Komposisi Sumber Daya Optimal pada Tahun 2060 (Sistem Kalimantan, Permintaan dalam Kasus Tinggi)	7-40
Tabel 7-29	Komposisi Sumber Daya Optimal pada Tahun 2060 (Sistem Kalimantan, Permintaan dalam Kasus Rendah)	7-42
Tabel 7-30	Prakiraan Permintaan hingga 2060 (Jaringan Listrik di Sulawesi).....	7-43
Tabel 7-31	Komposisi Sumber Tenaga Listrik di Sulawesi Power Grid Tahun 2030	7-43
Tabel 7-32	Metode Pengembangan Jaringan Listrik di Sulawesi Hingga 2060.....	7-43
Tabel 7-33	Komposisi Sumber Daya Listrik yang Optimal pada Tahun 2060 (Jaringan Listrik di Sulawesi, Kasus Tinggi).....	7-45
Tabel 7-34	Komposisi Sumber Daya Listrik yang Optimal pada Tahun 2060 (Jaringan Listrik di Sulawesi, Kasus Rendah)	7-47
Tabel 7-35	Komposisi Sumber Daya Daya Optimal untuk Setiap Jaringan Listrik pada tahun 2060	7-48
Tabel 7-36	Waktu Pengenalan Teknologi Dekarbonisasi	7-49
Tabel 8-1	Permintaan tahun 2060 di setiap provinsi pada Sistem Sumatera.....	8-1
Tabel 8-2	Kondisi Pembangkitan Operasional Tahun 2060 untuk Setiap Provinsi di Sistem Sumatera (Permintaan Tinggi).....	8-2

Tabel 8-3	Kondisi Pembangkitan Operasional Tahun 2060 untuk Setiap Provinsi di Sistem Sumatera (Permintaan Rendah)	8-3
Tabel 8-4	Jenis Konduktor Saluran Transmisi dan Kapasitasnya per Sirkuit	8-4
Tabel 8-5	Rencana Perluasan Saluran Transmisi yang Diperlukan untuk Kelebihan Muatan Saluran Transmisi (Permintaan Tinggi).....	8-6
Tabel 8-6	Rencana Perluasan Saluran Transmisi yang Diperlukan untuk Kelebihan Muatan Saluran Transmisi (Permintaan Rendah)	8-7
Tabel 8-7	Permintaan tahun 2060 di setiap provinsi di Sistem Jawa-Bali	8-8
Tabel 8-8	Kondisi Pembangkitan Operasional Tahun 2060 untuk Setiap Provinsi pada Sistem Jawa-Bali (Permintaan Tinggi).....	8-8
Tabel 8-9	Kondisi Pembangkitan Operasional Tahun 2060 untuk Tiap Provinsi pada Sistem Jawa-Bali (Permintaan Rendah)	8-9
Tabel 8-10	Rencana Perluasan Saluran Transmisi yang Diperlukan untuk Kelebihan Muatan Saluran Transmisi (Permintaan Tinggi).....	8-11
Tabel 8-11	Spesifikasi Dasar untuk Kabel HVDC	8-13
Tabel 8-12	Spesifikasi Dasar untuk HVDC OHL (Jalur Transmisi Over-Head)	8-13
Tabel 8-13	Spesifikasi Dasar untuk Stasiun Konverter HVDC	8-13
Tabel 8-14	Spesifikasi Terbaru untuk Proyek HVDC Sumatera-Jawa	8-14
Tabel 8-15	Biaya Interkoneksi Sistem Sumatera dan Sistem Jawa-Bali	8-15
Tabel 8-16	Biaya Interkoneksi antara sistem Kalimantan dan sistem Jawa-Bali	8-15
Tabel 8-17	Biaya Interkoneksi Sistem Sulawesi dan Sistem Jawa-Bali	8-15
Tabel 8-18	Biaya Interkoneksi Sistem Papua dan Sistem Jawa-Bali	8-16
Tabel 8-19	Contoh langkah-langkah untuk meningkatkan inersia dan kekuatan sinkronisasi	8-20
Tabel 9-1	Spesifikasi untuk evaluasi ekonomi	9-1
Tabel 9-2	Harga amonia	9-2
Tabel 9-3	Emisi CO ₂ per kWh.....	9-2
Tabel 10-1	Rencana Tindakan.....	10-1
Tabel 10-2	Roadmap	10-2
Tabel 11-1	Indeks untuk mengevaluasi dan memprioritaskan setiap ukuran dukungan	11-1
Tabel 11-2	Hasil Evaluasi Prioritas untuk setiap Tindakan Dukungan.....	11-2
Tabel 11-3	Agenda Pelaksanaan untuk Dukungan Pelaksanaan co-firing pada Pembangkit Listrik Tenaga Batubara yang tersedia	11-3
Tabel 11-4	Jadwal Pelaksanaan Penyusunan Rencana Induk	11-5
Tabel 11-5	Jadwal Pelaksanaan Proyek Kerjasama Teknis.....	11-7

Singkatan

Singkatan	Kepanjangan
ITEA	Inisiatif Transisi Energi Asia
AFD	Agence Française de Développement
KGO	Kontrol Generasi Otomatis
BIIA	Bank Investasi Infrastruktur Asia
APS	Skenario Perjanjian yang Diumumkan
ASEAN	Perhimpunan Bangsa-bangsa Asia Tenggara
ATR	Reformasi autotermal
BAPPENAS	Badan Perencanaan Pembangunan Nasional (Kementerian Perencanaan Pembangunan Nasional)
BSB	Bisnis seperti biasa
BPPK	Bio-energi dengan Penangkapan dan Penyimpanan Karbon
SPEB	Sistem Penyimpanan Energi Baterai
BOS	Bangun-Operasi Sendiri
BOT	Bangun, Operasikan, dan Transfer
PH	Pelet Hitam
BPP	Biaya Pokok Penyediaan (Biaya Penyediaan Listrik)
BPSDM	Badan Pengembangan Sumber Daya Manusia (Badan Pengembangan Sumber Daya Manusia)
BUMN	Kementerian Badan Usaha Milik Negara
PEMOD	Pembelanjaan Modal
TGSG	Turbin Gas Siklus Gabungan
PPPKD	Penangkapan, Pemanfaatan, dan Penyimpanan Karbon Dioksida
CDMHM	CD Memori Hanya Membaca
PET	Pejabat Eksekutif Tertinggi
PTEB	Program Transisi Energi Bersih
BP	Biaya dan Pengangkutan
PSDG	Pusat Sumber Daya Geologi
PKI	Pusat Keunggulan Indonesia untuk CCS dan CCUS
COP26	Konferensi Para Pihak Konvensi Kerangka Kerja Perserikatan Bangsa-Bangsa tentang Perubahan Iklim ke-26
R	Rekanan
SKSI	Skenario Kebijakan Saat Ini
PPKUL	Penangkapan dan Penyimpanan Karbon Udara Langsung
AS	Arus searah
DEN	DEWAN Energi Nasional (Dewan Energi Nasional)
DJEBTK	Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi
DJK	Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan
DME	dimetil eter
KPO	Kewajiban Pasar Domestik
RNL	Radiasi Normal Langsung
DPT	Daftar Penyedia Terseleksi
MBH	Mulai Berhenti Harian
PKE	Pembiayaan Kembali Ekuitas
MLBDT	Metana lapisan batubara yang ditingkatkan
PGD	Pemulihan Gas yang Ditingkatkan
PBE	Pengiriman Beban Ekonomi
ENI	Otoritas Hidrokarbon Nasional

Singkatan	Kepanjangan
EOR	Pemulihan Minyak yang Ditingkatkan
EPA	Perjanjian antara Jepang dan Republik Indonesia untuk Kemitraan Ekonomi
EPC	Keahlian teknik, Pengadaan, Konstruksi
ERIA	Lembaga Penelitian Ekonomi untuk ASEAN
ETM	Mekanisme Transisi Energi
ETS	Sistem Perdagangan Emisi
EU	Uni Eropa
EV	Kendaraan listrik
EVCS	Stasiun Pengisian Kendaraan Listrik
EYA	Penilaian Hasil Energi
FC	Sel Bahan Bakar
FFR	Respons Frekuensi Cepat
FIRR	Tingkat Pengembalian Internal Finansial
FIT	Umpan dalam Tarif
FOAK	Ciri Pertama
FOLU	Kehutanan dan Penggunaan Lahan Lainnya
FRU	Unit Regasifikasi Terapung
FS	Studi kelayakan
FSRU	Unit Penyimpanan dan Regasifikasi Terapung
FSU	Unit Penyimpanan Terapung
GCCSI	Institut CCS Global
PDB	Produk domestik bruto
GGGI	Institut Pertumbuhan Hijau Global
GRK	Gas rumah kaca
GHI	Iradiasi Horisontal Global
SIG	Sistem Informasi Geografis
GT	Turbin Gas
GTCC	Siklus Gabungan Turbin Gas
HPPS	Studi Potensi Tenaga Air
IAE	Institut Energi Terapan
TIK	Harga minyak mentah Indonesia
SLI	Pengembangan Perairan Dalam Indonesia
IDR	Rupiah Indonesia
IEA	Badan Energi Internasional
IEJ	Institut Ekonomi Energi, Jepang
IESR	Institut Reformasi Layanan Esensial
IFC	Perusahaan Keuangan Internasional
IGCC	Siklus Gabungan Gasifikasi Batubara Terintegrasi
IHI	IHI
INPEX	INPEX
IPCC	Panel Antar pemerintah tentang Perubahan Iklim
IPP	Produser Listrik Independen
IPPU	Proses Industri dan Penggunaan Produk
IRENA	Badan Energi Terbarukan Internasional
ISO	Organisasi Internasional untuk Standardisasi
ISO	Operator Sistem Independen
ITB	Institut Teknologi Bandung
IUPTL	Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik
JANUS	JANUS

Singkatan	Kepanjangan
JBIC	Bank Jepang untuk Kerjasama Internasional
JCM	Mekanisme Kredit Bersama
JERA	JERA
JICA	Badan Kerjasama Internasional Jepang
JJC	Klub Jepang Jakarta
JOC	Kontrak Operasi Bersama
JX	JX
KEN	Kebijakan Energi Nasional
KfW	Kreditanstalt untuk Wiederaufbau
KOICA	Badan Kerjasama Internasional Korea
LCCP	Skenario Rendah Karbon Sesuai dengan Target Kesepakatan Paris
LCOE	Biaya Listrik yang Diratakan
LCOH	Pembawa Hidrogen Organik Cair
LEMIGA	LEMIGA
LFC	Kontrol Frekuensi Beban
LFP	Lithium, Ferrum, Fosfor
LNG	Gas Alam Cair
LOLP	Probabilitas Kehilangan Beban
LPG	Gas Minyak Cair
LT-LED	Strategi Pengembangan Emisi Gas Rumah Kaca Rendah Jangka Panjang
LTS-LCCR	Strategi Jangka Panjang untuk Rendah Karbon dan Ketahanan Iklim 2050
KIA	Metilsikloheksana
MCFC	Sel Bahan Bakar Karbonat Cair
KESDM	Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
KLHK	Kementerian Lingkungan Hidup & Kehutanan
MOF	Menteri Keuangan
MoU	Nota kesepakatan
MPI	Medco Power Indonesia
MSOE	Kementerian Badan Usaha Milik Negara
MTPA	Juta Ton per tahun
NAS	Natrium, Sulfur
NCA	Nikel, Kobalt, Aluminium
NDC	Kontribusi Bertekad Nasional
NEDO	Organisasi Pengembangan Energi dan Teknologi Industri Baru
NEP	Kebijakan Energi Nasional
NEXI	Asuransi Ekspor dan Investasi Nippon
NGCC	Siklus Gabungan Gas Alam
NMC	Nikel, Mangan, Kobalt
NOAK	Nth sejenis
NRE	Energi baru dan terbarukan
NZE	Emisi Nol Bersih
ODA	Bantuan Pengembangan Resmi
OECD	Organisasi untuk Kerjasama Ekonomi dan Pembangunan
O&M	Operasi dan Pemeliharaan
OPEX	Biaya Operasi
P2B	Pusat Penfaturan Beban
P3B	Penyalran dan Pusat Penfaturan Beban
PA	Penerimaan Publik
PAU	Panca Amara Utama

Singkatan	Kepanjangan
PBB	Pajak Bumi dan Bangunan
PCS	Kondisioner Daya
PDPAT	Alat Bantu Perencanaan Pengembangan Tenaga
PEM	Membran Elektrolit Polimer
PGE	Pertamina Energi Panas Bumi
PHV	Kendaraan Hibrida Plug-in
PKS	Cangkang Inti Sawit
PLN	Perusahaan Listrik Negara
PMU	Satuan Pengukuran Fasor
POME	Limbah Pabrik Kelapa Sawit
PPP	Kemitraan Pemerintah Swasta
PSA	Adsorpsi Ayunan Tekanan
PSO	Kewajiban Pelayanan Publik
PSPP	Pembangkit Listrik Penyimpanan yang Dipompa
PSS/E	Simulator Sistem Tenaga untuk Rekayasa
PV	fotovoltaik
RAS	Sistem Tindakan Perbaikan
RD&D	Penelitian, Pengembangan & Demonstrasi
RF	Sel Aliran Redoks
RITE	Lembaga Penelitian Teknologi Inovatif untuk Bumi
ROE	Pengembalian Ekuitas
ROR	Aliran Sungai
RPJMN	Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional
RTIL	Cairan Ionik Suhu Kamar
RUEN	Rencana Umum Energi Nasional (Rencana Umum Energi Nasional)
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik)
SAIDI	Indeks Durasi Gangguan Rata-rata Sistem
SAIFI	Indeks Frekuensi Gangguan Rata-rata Sistem
SC	Sangat Kritis
SCADA	Kontrol Pengawasan dan Akuisisi Data
SEWGS	Pergeseran Gas Air yang Ditingkatkan dengan Penyerap
SKK-MIGAS	Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi
SMR	Reformasi metana uap
SPC	Perusahaan Tujuan Khusus
SPE	Perhimpunan Insinyur Perminyakan
SPS	Skema Perlindungan Khusus
SRCCS	Laporan Khusus tentang Penangkapan dan Penyimpanan Karbon Dioksida
SRMS	Sistem Manajemen Sumber Daya Penyimpanan
STEPS	Skenario Kebijakan yang Dinyatakan
TRNS	Skenario Transisi
TRL	Tingkat Kesiapan Teknologi
TSA	Adsorpsi Ayunan Suhu
TTL	Tarif Tenaga Listrik (Tarif Listrik)
UIC	Kontrol Injeksi Bawah Tanah
UNDP	Program Pembangunan PBB
UNFCCC	Konvensi Kerangka Kerja PBB tentang Perubahan Iklim
USAID	Badan Pembangunan Internasional Amerika Serikat
USC	Ultra Super Kritis

Singkatan	Kepanjangan
VGf	Pendanaan Kesenjangan Kelangsungan Hidup
VLSFO	Bahan bakar minyak belerang sangat rendah
VSG	Generator Sinkron Virtual
WEO	Pandangan Dunia terhadap Energi
WP	Pelet Putih

Bab 1. Kata Pengantar

1.1 Latar Belakang Survei

Indonesia telah mempertahankan tingkat pertumbuhan produk domestik bruto (PDB) sekitar 5 - 6% sejak 2010 dan melanjutkan pertumbuhan ekonomi yang stabil. Hal ini mencerminkan pertumbuhan ekonomi yang kuat, penjualan listrik tahunan negara (2018: 234 TWh) diperkirakan akan meningkat sekitar 6,4% dengan nilai rata-rata per tahun 433 TWh pada tahun 2028. Negara ini sangat bergantung pada pembangkit listrik berbahan bakar batubara, oleh karena itu ada kekhawatiran tentang peningkatan emisi gas rumah kaca karena permintaan yang meningkat di masa yang akan datang. Kebijakan energi nasional yang dikembangkan oleh negara pada tahun 2014 menganjurkan pengembangan energi terbarukan, dll, dan peningkatan rasio energi terbarukan terhadap pasokan energi primer, menjadi 23% atau lebih pada tahun 2025 dan 31% atau lebih pada tahun 2050. Strategi Jangka Panjang untuk Rendah Karbon dan Ketahanan Iklim 2050 (LTS), yang diajukan ke UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) oleh pemerintah Indonesia pada Juli 2021, menyatakan bahwa pemerintah akan melakukan upaya untuk mencapai netralitas karbon pada tahun 2060 atau lebih awal. Karena pengenalan massal energi terbarukan yang cepat dapat menyebabkan destabilisasi sistem, untuk mencapai karbonisasi rendah (dekarbonisasi) perlu memperhatikan biaya listrik dan kualitas listrik dalam merumuskan dan melaksanakan perencanaan. Penyusunan peta jalan untuk karbonisasi rendah (dekarbonisasi) di sektor ketenagalistrikan, serta langkah-langkah dukungan JICA, merupakan hal yang sangat penting untuk dilakukan.

1.2 Tujuan Survei

Tujuan dari survei ini adalah untuk mengembangkan peta jalan yang menunjukkan skenario energi konkret dengan suplai listrik yang diinginkan, dan untuk mengatur langkah-langkah dukungan JICA yang layak melalui skema berdasarkan peta jalan.

1.3 Area untuk Melakukan Survei

Seluruh Indonesia menjadi target survei.

1.4 Penyelenggaraan Organisasi di Negara Mitra

- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM)
- Perusahaan Listrik Negara (PLN)

Bab 2. Kebijakan Energi di Indonesia

2.1 Kebijakan Nasional

Di Indonesia, “Kebijakan Energi Nasional (KEN)” memberikan kebijakan energi yang komprehensif untuk negara berdasarkan Undang-Undang Energi (UU No.30/2007) yang diberlakukan pada tahun 2007. Berikut ini adalah kerangka dari UU Energi, KEN, dan Rencana Energi Nasional berdasarkan KEN.

2.1.1 UU Energi (UU No.30/2007)

Sektor energi Indonesia secara komprehensif dikendalikan oleh Undang-Undang Energi, yang disahkan pada tahun 2007. Berdasarkan undang-undang tersebut, pengelolaan sumber daya energi oleh pemerintah Indonesia, pasokan energi yang stabil, subsidi pemerintah kepada masyarakat miskin, promosi pengembangan sumber daya, dan pembentukan Dewan Energi Nasional (DEN: Dewan Perancang Nasional) dengan tujuan merumuskan kebijakan energi nasional telah ditetapkan. (Lihat Tabel 2-1 untuk muatan utama Hukum Energi.)

Tabel 2-1 Muatan Utama Hukum Energi

- (1) Pengelolaan sumber daya energi oleh Pemerintah
- (2) Pasokan energi yang stabil (mengutamakan pasokan domestik daripada ekspor)
- (3) Pemberian subsidi pemerintah kepada masyarakat miskin
- (4) Promosi pengembangan sumber daya (perluasan tingkat pengadaan dalam negeri)
- (5) Perumusan Kebijakan Energi Nasional
- (6) Pembentukan Dewan Energi Nasional
- (7) Susunan Rencana Energi Nasional (susunan rencana energi nasional dan daerah)
- (8) Dukungan pemerintah terhadap penyediaan dan pemanfaatan energi terbarukan serta pelaksanaan konservasi energi

(Sumber: Laporan Pusat Informasi Tenaga Listrik Jepang)

2.1.2 Kebijakan Energi Nasional (Peraturan Pemerintah No.79/2014)

Kebijakan Energi Nasional (KEN) merupakan inti rencana di sektor energi Indonesia. KEN saat ini telah disetujui oleh *Diet* pada Januari 2014 dan ditandatangani oleh Presiden Yudhoyono saat itu (Peraturan Pemerintah No. 79/2014) pada Oktober 2014. Seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2-2, KEN menetapkan target numerik jangka menengah hingga panjang untuk mempromosikan penyebaran energi baru dan terbarukan dan mempromosikan konservasi energi, selain mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil.

Tabel 2-2 Target Kebijakan Energi Nasional 2014

	Target 2025	Target 2050
Pasokan Energi Primer	sekitar 400 MTOE	sekitar 1.000 MTOE
Konsumsi Energi Primer per kapita	sekitar 1,4 TOE	sekitar 3,2 TOE
Kapasitas Pembangkit Listrik	sekitar 115GW	sekitar 430GW
Konsumsi Listrik per kapita	sekitar 2.500kWh	sekitar 7.000kWh
Pencapaian Elastisitas Energi ¹	kurang dari 1	-

¹ Bagilah tingkat pertumbuhan konsumsi energi dengan tingkat pertumbuhan ekonomi

	Target 2025	Target 2050
Pengurangan Intensitas Energi Final	1% per tahun	-
Persentase energi baru dan terbarukan dalam energi primer	setidaknya 23%	setidaknya 31%
Persentase minyak dalam energi primer	kurang dari 25%	kurang dari 20%
Persentase batubara dalam energi primer	setidaknya 30%	setidaknya 25%
Persentase gas alam dalam energi primer	setidaknya 22%	setidaknya 24%

*Telah ditetapkan bahwa target Rasio Elektrifikasi sebesar 85%, pada tahun 2015 dan 100%, pada tahun 2050, dan rasio pemanfaatan gas rumah tangga sebesar 85% pada tahun 2015.

(Sumber: PP No.79/2014, Pasal 8 dan 9)

2.1.3 Rencana Energi Nasional (RUEN)

“Rencana Umum Energi Nasional (RUEN)” menggambarkan langkah-langkah yang diperlukan untuk mencapai tujuan yang ditetapkan oleh KEN. RUEN saat ini, telah disahkan pada tahun 2017 oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dengan persetujuan Dewan Energi Nasional (DEN). (Lihat Bab 3 untuk kebijakan kelistrikan Indonesia).

2.2 Sektor Energi dan Sektor Listrik

2.2.1 Agensi pemerintahan

Badan-badan administratif utama di sektor energi di Indonesia termasuk “Dewan Energi Nasional (DEN)”, yang merumuskan dan mengoordinasikan rencana tingkat kebijakan seperti KEN dan RUEN, “Badan Perencanaan Pembangunan Nasional (BAPPENAS)”, yang merumuskan dan mengoordinasikan Kebijakan Pembangunan Nasional, “Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM)”, yang membawahi seluruh sektor sumber daya dan energi, “Kementerian Badan Usaha Milik Negara (BUMN)”, yang memiliki dan mengelola perusahaan tenaga listrik milik negara PLN, dan “Departemen Keuangan (MOF)”, yang menyetujui anggaran dan sebagainya.

2.2.2 Perusahaan yang terkait dengan Bisnis Ketenagalistrikan

Di Indonesia, PLN, perusahaan tenaga listrik yang sepenuhnya dimiliki oleh pemerintah, bergerak mulai dari bidang pembangkit listrik hingga ritel, sebagai perusahaan yang terintegrasi secara vertikal. PLN memiliki anak perusahaan pembangkit listrik seperti “PT Indonesia Power” dan “PT Pembangkit Jawa Bali”. (Lihat Bab 3.2.)

Di sektor pembangkit listrik, selain PLN Group (pangsa kapasitas terpasang: 72,6%), IPP juga telah memasuki pasar. Namun, sektor transmisi dan distribusi serta sektor ritel dimonopoli oleh Grup PLN.

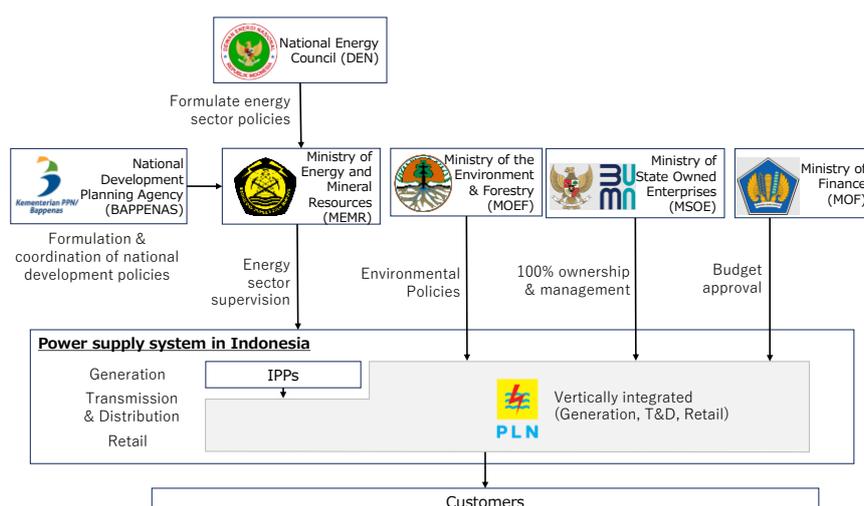
2.3 Peran masing-masing Organisasi di Sektor Ketenagalistrikan

Tabel 2-3 merangkum peran lembaga pemerintah utama yang disebutkan dalam Bab 2.1. Gambar 2-1 menunjukkan hubungan organisasi di sektor ketenagalistrikan.

Tabel 2-3 Peran lembaga pemerintah utama di sektor energi

Nama instansi pemerintah	Peran
Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM)	Bertanggung jawab atas seluruh sektor sumber daya dan energi (Lihat Gambar 2-2 untuk struktur organisasi saat ini)
Kementerian Keuangan (Kemenkeu)	Persetujuan anggaran
Kementerian Badan Usaha Milik Negara (BUMN)	100% kepemilikan dan pengelolaan PLN
Kementerian Lingkungan Hidup & Kehutanan (KLHK)	Perumusan kebijakan lingkungan seperti “Nationally Determined Contribution (NDC)” dan “Indonesia Long Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050 (LTS-LCCR)”
Badan Perencanaan Pembangunan Nasional (BAPPENAS)	Perumusan dan koordinasi kebijakan pembangunan nasional, dll.
Dewan Energi Nasional (DEN: Dewan Energi Nasional)	Merumuskan kebijakan sektor energi yang komprehensif Didirikan pada tahun 2009 berdasarkan Undang-Undang Energi yang diundangkan pada tahun 2007 dan diketuai oleh Presiden

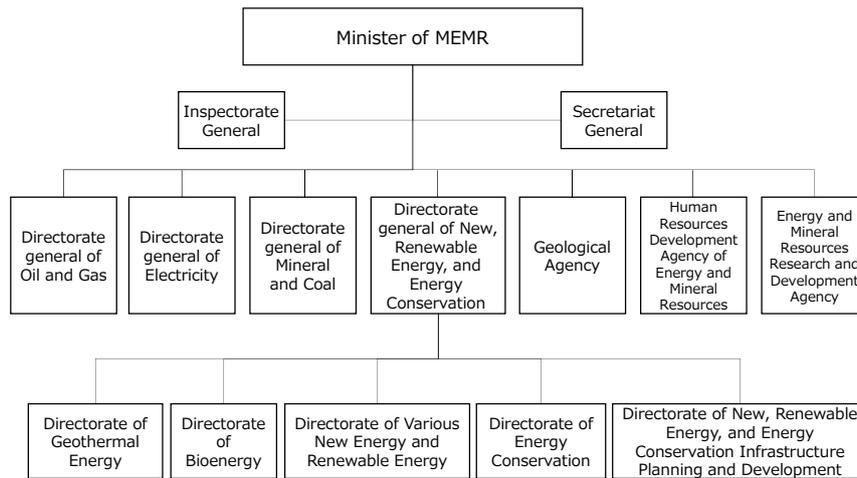
(Sumber: Tim Survei JICA)



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 2-1 Diagram hubungan organisasi untuk sektor listrik

Gambar 2-2 menunjukkan struktur organisasi Kementerian ESDM. Di bawah Kementerian ESDM, Kementerian ESDM terdiri dari 4 Direktorat Jenderal (Dirjen Migas, Ditjen Ketenagalistrikan, Ditjen Minerba, dan Ditjen Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi) dan 3 Instansi (Badan Geologi, Badan Pengembangan Sumber Daya Manusia Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, dan Badan Penelitian dan Pengembangan Energi dan Sumber Daya Mineral).



(Sumber: situs web Kementerian ESDM)

Gambar 2-2 Struktur Organisasi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM)

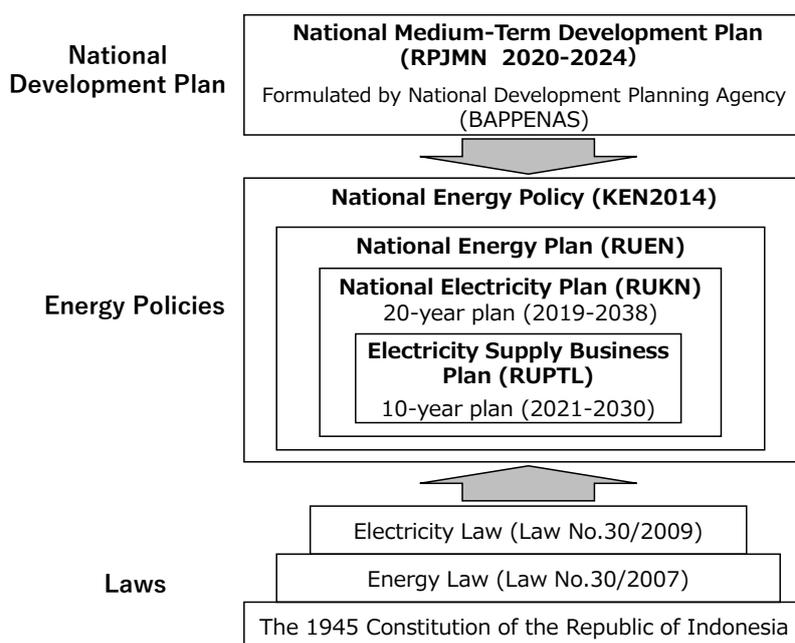
Bab 3. Status Sektor Tenaga Saat Ini

3.1 Kebijakan/Hukum Terkait

3.1.1 Kebijakan Terkait

Kebijakan ketenagalistrikan di Indonesia dikaji berdasarkan Undang-Undang Ketenagalistrikan (UU No. 30/2009), yang disahkan pada tahun 2009 bersamaan dengan UU Energi. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan (DJK) di bawah Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) merumuskan Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) berdasarkan “Kebijakan Energi Nasional” yang dijelaskan dalam Bab 2. RUKN menunjukkan pembangunan ketenagalistrikan nasional rencana dan target pengembangan ketenagalistrikan untuk 20 tahun ke depan. RUKN saat ini, telah diterbitkan pada tahun 2019, dengan cakupan rencana dan target antara tahun 2019 dan 2038.

Berdasarkan RUKN tersebut, PLN, Badan Usaha Milik Negara (BUMN) di bidang ketenagalistrikan, menyusun Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL). RUPTL menunjukkan rencana bisnis PLN untuk 10 tahun ke depan dan selalu diperbarui untuk setiap tahunnya. RUPTL saat ini (RUPTL 2021-2030) adalah rencana 10 tahun antara tahun 2021 dan 2030, yang telah disetujui oleh Kementerian ESDM pada tanggal 28 September 2021. RUPTL 2021-2030 tersebut lebih ramah lingkungan daripada rencana sebelumnya, RUPTL 2019-2028 (rincian RUPTL dijelaskan pada Bab 3.3). Gambar 3-1 menunjukkan hubungan dari berbagai undang-undang, kebijakan dan perencanaan, termasuk kebijakan energi yang dijelaskan dalam Bab 2.



(Sumber: Laporan Pusat Informasi Tenaga Listrik Jepang)

Gambar 3-1 Hubungan antara Berbagai Hukum, Kebijakan dan Rencana

3.1.2 Hukum dan Peraturan Terkait

Tabel 3-1 menunjukkan undang-undang dan peraturan yang relevan untuk sektor tenaga listrik.

Tabel 3-1 Peraturan Utama yang Mengatur PLN

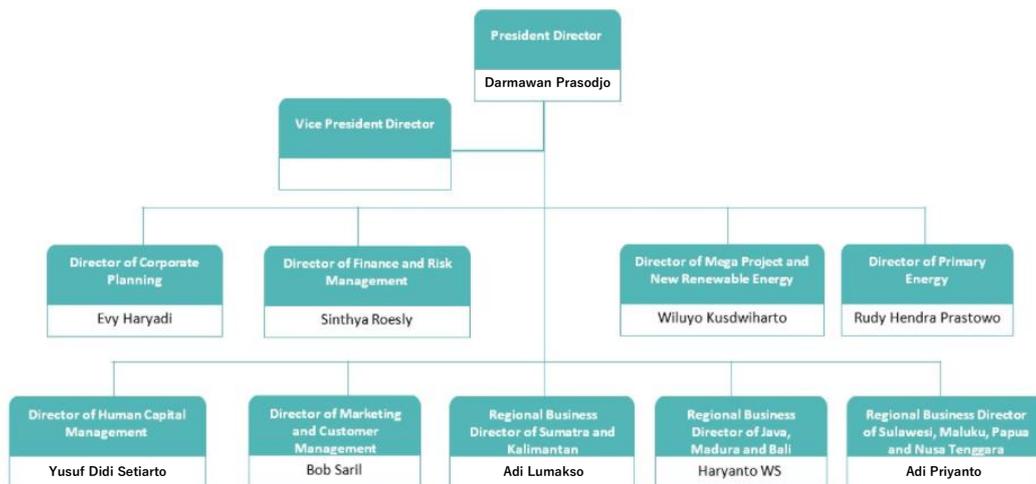
Hukum dan Peraturan Terkait		Ringkasan
UU No. 19 Tahun 2003	Badan Usaha Milik Negara Indonesia	✓ Peraturan tentang Badan Usaha Milik Negara Indonesia
UU No. 30/2009	Hukum Ketenagalistrikan	✓ Usaha ketenagalistrikan diatur oleh negara melalui PLN, dan PLN merupakan last resort penyedia tenaga listrik.
Peraturan Presiden No. 4/2016 (Diubah dengan No.14/2017)	Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan	✓ Meningkatkan laju pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan untuk memenuhi kebutuhan listrik Indonesia dan mendorong pertumbuhan ekonomi.
Keputusan ESDM No. 188.K/HK.02/MEM.L/2021	RUPTL 2021-2030	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Rencana 10 tahun nasional untuk pembangkit, transmisi & distribusi listrik. ✓ Menandai strategi investasi untuk mencapai kapasitas yang dibutuhkan, campuran bahan bakar, dan rasio elektrifikasi.
Permen ESDM No. 28/2016 (Diubah dengan No. 3/2020)	Tarif Listrik	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Tarif diatur untuk berbagai pengguna akhir di VA yang berbeda. ✓ Variabel untuk penyesuaian tarif ditinjau setiap tiga bulan.
Permenkeu No. 44/2017 (Diubah dengan No. 18/PMK/02/2019)	Mekanisme Subsidi Listrik	✓ PLN berhak untuk mengklaim subsidi untuk listrik yang dihasilkan dengan margin PSO 7%.
Permenkeu No. 16/PMK/2021	Mekanisme Kompensasi	✓ PLN berhak menuntut kompensasi kepada pemerintah untuk penugasan yang tidak menguntungkan secara finansial.

(Sumber: PT PLN (Persero), Presentasi Investor, Juni 2021)

3.2 Struktur Organisasi PLN

PLN adalah perusahaan tenaga listrik terintegrasi vertikal yang dimiliki sepenuhnya oleh pemerintah Indonesia (Kementerian Badan Usaha Milik Negara). Per tahun 2020, PLN Grup memiliki 53.385 karyawan (PLN: 44.299, Entitas Anak: 9.086). PLN memasok listrik di Indonesia di bawah pengawasan Kementerian ESDM.

Anggota manajemen PLN seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3-2. Mantan Wakil Presiden Darmawan Prasodjo diangkat sebagai presiden baru dalam Rapat Umum Pemegang Saham PLN yang diselenggarakan pada 6 Desember 2021.



(Sumber: situs web PLN)

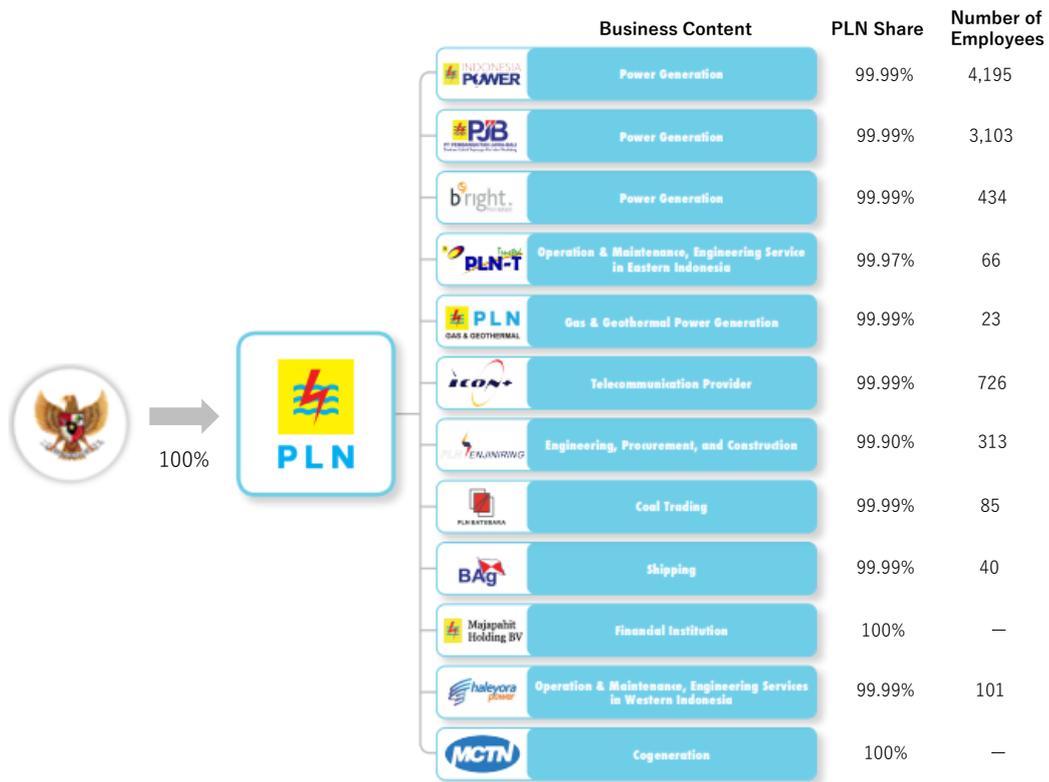
Gambar 3-2 Anggota Manajemen PLN (per Desember 2021)

Sebelum bulan September 2015, PLN memiliki struktur bisnis yang terintegrasi secara vertikal yang menyatukan wilayah Jawa-Bali, wilayah Sumatera dan wilayah lainnya menjadi satu. PLN memutuskan untuk mengubah strukturnya dengan tujuan untuk beroperasi secara efisien dari pembangkit listrik ke ritel, dan membagi operasinya menjadi 7 Wilayah Bisnis Regional: Wilayah Usaha Sumatera, Wilayah Usaha Jawa Barat, Wilayah Usaha Jawa Tengah, Wilayah Usaha Jawa Timur dan Bali, Wilayah Usaha Kalimantan, Wilayah Usaha Sulawesi dan Nusa Tenggara Timur, serta Wilayah Usaha Maluku dan Papua. Terdapat satu Direktur Bisnis Regional untuk setiap wilayah.

Pada bulan Juli 2017, pembagian 7 Wilayah Usaha Daerah sedikit mengalami perubahan, menjadi Wilayah Usaha Sumatera, Wilayah Usaha Jawa Barat, Wilayah Usaha Jawa Tengah, Wilayah Usaha Jawa Timur, Bali dan Nusa Tenggara, Wilayah Usaha Kalimantan, Wilayah Usaha Sulawesi, dan Wilayah Usaha Maluku dan Papua.

Mulai bulan Mei 2020, jumlah Direktur Bisnis Regional berkurang dari 7 menjadi 3. Mereka masing-masing membawahi (1) Sumatera dan Kalimantan, (2) Jawa Madura dan Bali, serta (3) Sulawesi, Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara.

Struktur Grup PLN yang ditunjukkan pada Gambar 3-3. PLN memiliki anak perusahaan pembangkit listrik seperti “PT Indonesia Power”, “PT Pembangkit Jawa Bali” dan “PLN Batam”, yang memasok listrik secara terintegrasi vertikal di Pulau Batam. PLN juga memiliki anak perusahaan yang bergerak dalam bidang usaha seperti telekomunikasi, teknik, perdagangan batubara, perkapalan, keuangan, dll.



(Sumber: PT PLN (Persero), Profil Perusahaan 2021, Laporan Tahunan PLN 2020)

Gambar 3-3 Struktur Grup PLN

3.3 Kerangka Rencana Sumber Daya Listrik

3.3.1 Perkiraan Permintaan

(1) Permintaan daya aktual

Beban aktual tertinggi terjadi pada tahun 2011-2020, seperti yang diperlihatkan pada Tabel 3-2. Beban semakin meningkat dengan rata-rata 5,9% rata-rata 5,9% untuk laju pertumbuhan tahunan pada 2011-2019, namun menurun lagi ke- 6,9% (dari 41.671 MW menjadi 38.799 MW) dari tahun sebelumnya pada 2020. Hal ini karena permintaan listrik tiba-tiba turun pada April 2020 karena pandemi Covid-19, yang pengaruhnya juga berlanjut setelah itu.

Tabel 3-2 Beban Puncak Aktual pada 2011-2020

(Satuan: MW)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Indonesia	26.366	28.559	30.498	32.943	32.959	36.475	38.797	40.243	41,671	38.799
Pertumbuhan [%]		8,32	6,79	8,02	0,05	10,67	6,37	3,73	3,55	-6,89

(Sumber: RUPTL 2021-2030 Tabel 4.30)

Penjualan listrik aktual pada 2011-2020 ditampilkan pada Tabel 3-3 dan Tabel 3-4. Penjualan listrik mengalami kenaikan dengan rata-rata tahunan sebesar 5,7% pada 2011-2019, namun karena pengaruh pandemi Covid-19, turun 0,8% (dari 243.058 menjadi 241.140 GWh) dari tahun sebelumnya di 2020. Secara khusus, penggunaan industri (-7,3% dari tahun-ke-tahun) dan penggunaan bisnis (-8,7% dari tahun-ke-tahun) menurun secara signifikan, tetapi penggunaan rumah tangga (8,1% dari tahun-ke-tahun) meningkat. Rasio penjualan listrik menurut penggunaan pada tahun 2020 adalah: penggunaan rumah tangga 46,1%, penggunaan industri 9,6%, penggunaan bisnis 17,5%, dan penggunaan umum 6,7%. Rasio untuk penggunaan rumah tangga tinggi. Rasio penjualan listrik menurut wilayah pada tahun 2020 adalah: Sumatera 15,7%, Jawa, Madura dan Bali 72,4%, Kalimantan 4,7%, Sulawesi 4,6%, dan Maluku, Papua dan Nusa Tenggara 2,5%. Rasio Jawa, Madura dan Bali cukup tinggi. Kecuali Jawa, Madura dan Bali, pada tahun 2020 mengalami peningkatan sebagai berikut: Sumatera (3,3%).

Tabel 3-3 Realisasi Penjualan Listrik Berdasarkan Pemakaian Tahun 2011-2020

(Satuan: GWh)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Rumah tangga	64.581	71.554	76.579	83.402	87.972	92.886	93.837	97.143	102.917	111.280
Industri	54.232	59.635	63.774	65.295	63.533	67.586	71.716	76.345	77.142	71.479
Bisnis	27.718	30.084	32.886	35.507	36.108	38.963	40.873	43.244	46.118	42.128
Publik	9.758	10.546	11.246	12.215	12.987	14.020	14.641	15.701	16.881	16.254
Total	156.288	171.819	184.484	196.418	200.600	213.455	221.066	232.433	243.058	241.140
Pertumbuhan[%]		9,94	7,37	6,47	2,13	6,41	3,57	5,14	4,57	-0,79

(Sumber: RUPTL 2021-2030 Tabel 4.1)

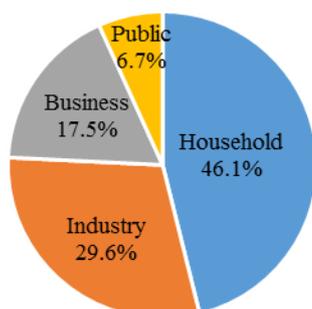
Tabel 3-4 Penjualan Listrik Realisasi Berdasarkan Wilayah pada 2011-2020

(Satuan:GWh)

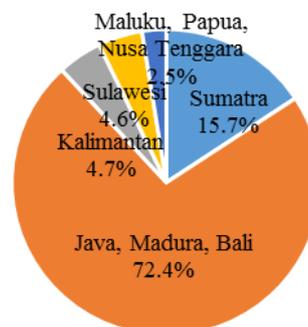
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Sumatra	21.489	24.203	25.739	27.611	29.167	30.978	32.559	34.612	36.698	37.924
Jawa, Madura, Bali	120.817	131.700	140.946	149.406	150.898	160.205	165.061	172.788	179.299	174.641
Kalimantan	5.651	6.379	6.988	7.741	8.233	8.779	9.197	9.836	10.703	11.272
Sulawesi	5.637	6.412	7.265	7.721	8.092	8.915	9.410	10.007	10.784	11.200
Maluku dan lainnya*	2.693	3.124	3.546	3.939	4.210	4.578	4.839	5.189	5.574	6.102
Total	156.288	171.819	184.484	196.418	200.600	213.455	221.066	232.433	243.058	241.140
Pertumbuhan [%]		9,94	7,37	6,47	2,13	6,41	3,57	5,14	4,57	-0,79

*Maluku dan lainnya: Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

(Sumber: RUPTL 2021-2030 Tabel 4.2-4.6)



Gambar 3-4 Penjualan Listrik Berdasarkan Penggunaan di Tahun 2020



Gambar 3-5 Penjualan Listrik menurut Wilayah pada tahun 2020

(Sumber: Dibuat dari RUPTL 2021-2030)

(2) Perkiraan permintaan

Karena penurunan mendadak dalam permintaan listrik pada April 2020 yang diakibatkan oleh pengaruh pandemi Covid-19, perkiraan permintaan listrik pada 2021-2030 direvisi berdasarkan dua skenario pertumbuhan ekonomi (Skenario Optimis: tingkat pertumbuhan ekonomi tahunan rata-rata 5,19% pada tahun 2021-2030; Skenario Moderat: tingkat pertumbuhan ekonomi tahunan rata-rata 5,15%). Perbedaan utama antara kedua skenario pertumbuhan ekonomi adalah waktu pemulihan ekonomi (Skenario Optimis: 2021, Skenario Moderat: 2022). Karena RUPTL 2021-2030 didasarkan pada Skenario Moderat yang lebih realistis, maka survei ini juga didasarkan pada Skenario Moderat.

Tabel 3-5 Prediksi Pertumbuhan Ekonomi untuk Dua Skenario Tahun 2021-2030

(Satuan: %)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Optimis	5,07	5,10	5,14	5,19	5,22	5,24	5,25	5,24	5,23	5,23
Sedang	4,71	5,10	5,14	5,19	5,22	5,24	5,25	5,24	5,23	5,23

(Sumber: RUPTL 2021-2030 Gambar 5.1)

Prediksi beban puncak pada tahun 2021-2030 (Skenario Moderat) ditunjukkan pada Tabel 3-6. Beban puncak akan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata tahunan sebesar 4,8% pada tahun 2021-2030, dari 42.575 MW pada tahun 2021 menjadi 64.695 MW (+22.120 MW) pada tahun 2030. Rasio beban puncak menurut wilayah pada tahun 2030 adalah: Sumatera 19,6%, Jawa, Madura dan Bali 63,6%, Kalimantan 6,5%, Sulawesi 6,1% dan Maluku, Papua dan Nusa Tenggara 4,2%.

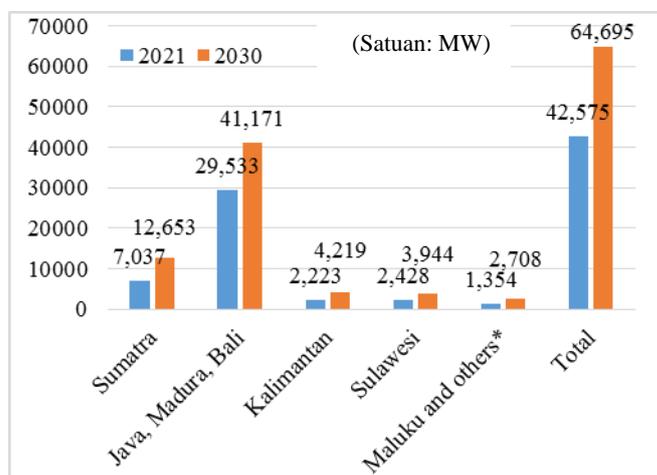
Tabel 3-6 Prediksi Beban Puncak menurut Wilayah pada 2021-2030 (Skenario Moderat)

(Satuan: MW)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sumatra	7.037	7.648	8.291	8.909	9.540	10.058	10.623	11.203	11.790	12.653
Jawa, Madura, Bali	29.533	30.543	31.726	33.012	34.398	35.718	37.003	38.339	39.740	41.171
Kalimantan	2.223	2.396	2.602	2.856	3.079	3.346	3.581	3.820	4.027	4.219
Sulawesi	2.428	2.681	2.869	3.020	3.174	3.319	3.466	3.615	3.774	3.944
Maluku dan lainnya*	1.354	1.546	1.672	1.838	1.986	2.150	2.279	2.416	2.560	2.708
Total	42.575	44.734	47.160	49.636	52.176	54.591	56.951	59.392	61.892	64.695
Pertumbuhan [%]		5,07	5,42	5,25	5,12	4,63	4,32	4,29	4,21	4,53

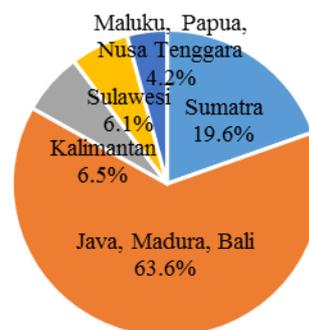
*Maluku dan lainnya: Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

(Sumber: RUPTL 2021-2030 Tabel 5.43)



*Maluku dan lainnya: Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Gambar 3-6 Beban Puncak menurut Wilayah pada 2021-2030 (Skenario Moderat)



Gambar 3-7 Beban Puncak menurut Wilayah pada tahun 2030 (Skenario Moderat)

(Sumber: Dibatasi dari RUPTL 2021-2030)

Prediksi penjualan listrik pada tahun 2021-2030 (Skenario Moderat) ditunjukkan pada Tabel 3-7 dan Tabel 3-8. Penjualan listrik akan mengalami peningkatan pada tingkat pertumbuhan tahunan rata-rata sebesar 4,9% pada tahun 2021-2030, dari 253.134 GWh pada tahun 2021 menjadi 389.564 GWh (+136.430 GWh) pada tahun 2030. Tingkat pertumbuhan tahunan rata-rata penjualan listrik menurut

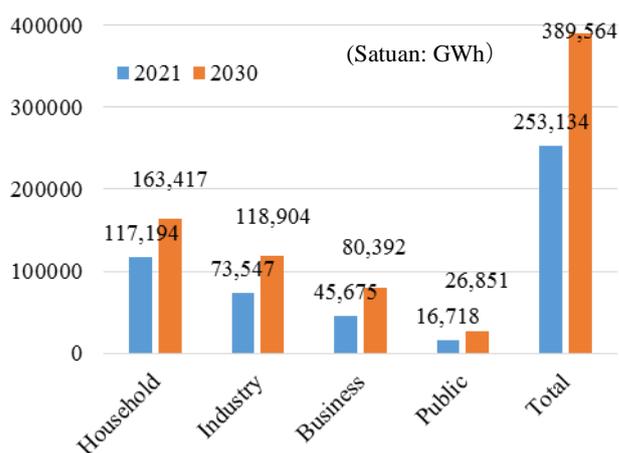
pemakaian pada tahun 2021-2030 adalah: penggunaan rumah tangga 3,8%, penggunaan industri 5,5%, penggunaan bisnis 6,5%, dan penggunaan umum 5,4%. Pertumbuhan penggunaan bisnis akan besar dan penggunaan rumah tangga akan kecil. Rasio penjualan listrik menurut penggunaan pada tahun 2030 adalah: penggunaan rumah tangga 41,9%, penggunaan industri 30,5%, penggunaan bisnis 20,6%, dan penggunaan umum 6,9%. Rata-rata pertumbuhan tahunan penjualan listrik menurut wilayah pada tahun 2021-2030 adalah: Sumatera 6,4%, Jawa, Madura dan Bali 4,1%, Kalimantan 7,8%, Sulawesi 6,3%, serta Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara 8,2%. Pertumbuhan Kalimantan, Maluku, Papua dan Nusa Tenggara akan besar dan Jawa, Madura dan Bali akan kecil.

Tabel 3-7 Prediksi Penjualan Listrik Berdasarkan Penggunaan pada Tahun 2021-2030 (Skenario Moderat)

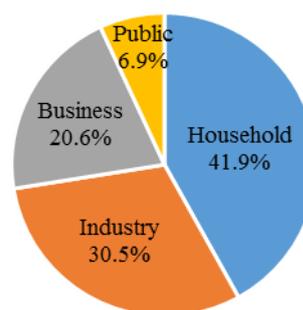
(Satuan: GWh)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah tangga	117.194	122.102	127.073	132.118	137.287	142.292	147.428	152.679	157.948	163.417
Industri	73.547	77.735	82.420	88.028	93.983	99.406	104.223	108.965	113.796	118.904
Bisnis	45.675	48.346	51.532	55.313	59.015	62.954	67.022	71.347	75.806	80.392
Publik	16.718	17.640	18.631	19.684	20.783	21.925	23.102	24.314	25.556	26.851
Total	253.134	265.824	279.657	295.142	311.068	326.576	341.774	357.304	373.107	389.564
Pertumbuhan [%]	5,0	5,0	5,2	5,5	5,4	5,0	4,7	4,5	4,4	4,4
Konsumsi daya listrik per kapita (kWh/kapita)	934	972	1013	1060	1.107	1.153	1.196	1.241	1.286	1.332

(Sumber: RUPTL 2021-2030 Tabel 5.32)



Gambar 3-8 Penjualan Listrik Berdasarkan Penggunaan pada Tahun 2021-2030 (Skenario Moderat)



Gambar 3-9 Penjualan Listrik Berdasarkan Penggunaan pada Tahun 2030 (Skenario Moderat)

(Sumber: Dibuat dari RUPTL 2021-2030)

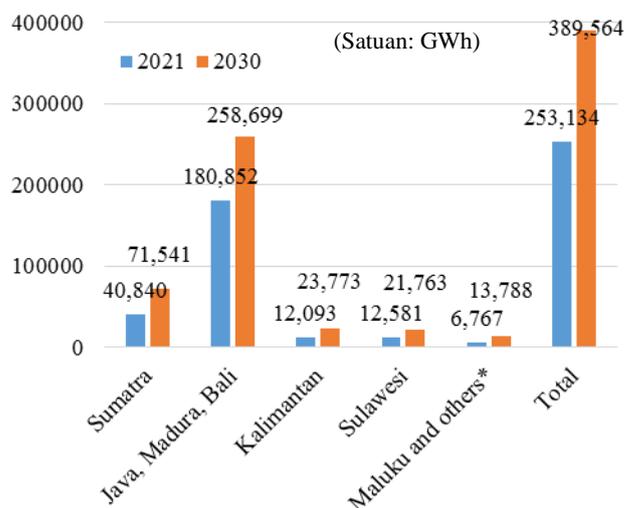
Tabel 3-8 Prakiraan Penjualan Listrik Berdasarkan Wilayah pada 2021-2030 (Skenario Moderat)

(Satuan: GWh)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sumatra	40.840	43.736	46.725	50.485	54.217	57.454	60.795	64.333	67.874	71.541
Jawa, Madura, Bali	180.852	187.403	195.358	203.945	213.201	222.072	230.888	239.738	248.959	258.699
Kalimantan	12.093	13.093	14.278	15.741	17.032	18.603	19.990	21.411	22.634	23.773
Sulawesi	12.581	13.885	14.927	15.819	16.722	17.689	18.646	19.626	20.661	21.763
Maluku dan lainnya	6.767	7.707	8.368	9.151	9.897	10.758	11.455	12.196	12.979	13.788
Total	253.134	265.824	279.657	295.142	311.068	326.576	341.774	357.304	373.107	389.564

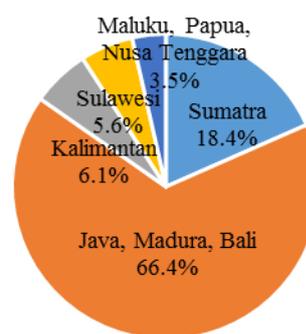
*Maluku dan lainnya: Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

(Sumber: RUPTL 2021-2030 Tabel 5.34-5.42)



*Maluku dan lainnya: Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Gambar 3-10 Penjualan Listrik Berdasarkan Wilayah pada 2021-2030 (Skenario Moderat)



Gambar 3-11 Penjualan Listrik Berdasarkan Wilayah pada 2030 (Skenario Moderat)

(Sumber: Dibuat dari RUPTL 2021-2030)

3.3.2 Rencana Pengembangan Tenaga

(1) Pembangkit listrik yang tersedia

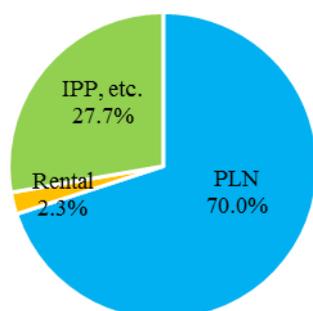
Kapasitas aktual pembangkit listrik terpasang pada tahun 2020 ditunjukkan pada Tabel 3-9. Kapasitas terpasang pada tahun 2020 sebesar 62.449,20 MW. Rasio kapasitas terpasang menurut kepemilikan adalah: PLN 70,0%, IPP, dll 27,7%, dan sewa 2,3%. Rasio PLN cukup besar. Rasio kapasitas terpasang berdasarkan bahan bakar adalah: tenaga termal batubara 48,3%, tenaga termal gas/minyak/solar 39,0%, tenaga air 8,3%, panas bumi 3,9%, dan energi terbarukan lainnya 0,5%. Rasio tenaga termal batubara besar.

Tabel 3-9 Kapasitas Terpasang Aktual Pembangkit Listrik pada Tahun 2020

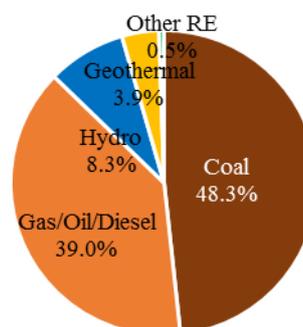
(Satuan: MW)

	PLN	Persewaan	IPP, dll.	Total
Batubara	18.615,63	90,00	11.454,50	30.160,13
Gas / Minyak / Diesel	20.891,84	1.350,37	2.100,43	24.342,64
hidro	3.584,07	0,00	1,589,97	5,174,04
panas bumi	579,26	0,00	1,863,42	2.442,68
RE lainnya	17,68	0,75	311,28	329,71
Total	43.688,48	1.441,12	17.319,60	62.449,20

(Sumber: RUPTL 2021-2030 Tabel 4.19)



Gambar 3-12 Kapasitas Terpasang berdasarkan Kepemilikan pada tahun 2020



Gambar 3-13 Kapasitas Terpasang berdasarkan Bahan Bakar pada tahun 2020

(Sumber: Dibuat dari RUPTL 2021-2030)

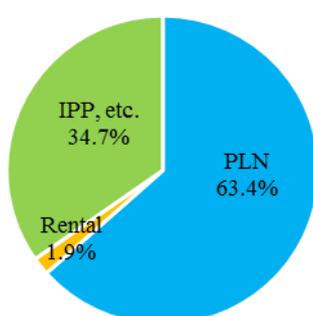
Produksi energi aktual pembangkit listrik pada tahun 2020 ditunjukkan pada Tabel 3-10. Produksi energi tahun 2020 sebesar 271.803 GWh. Rasio produksi energi menurut kepemilikan adalah: PLN 63,4%, IPP, dll 34,7%, dan sewa 1,9%. Rasio PLN cukup besar. Rasio produksi energi berdasarkan bahan bakar adalah: PLTU Batubara 66,5%, PLT Gas/Minyak/Solar 19,4%, PLTA 6,6%, Panas Bumi 5,7%, Energi Terbarukan Lainnya 1,1%, dan Impor 0,6%. Rasio tenaga termal batubara sangat tinggi.

Tabel 3-10 Produksi Energi Realisasi Pembangkit Listrik pada Tahun 2020

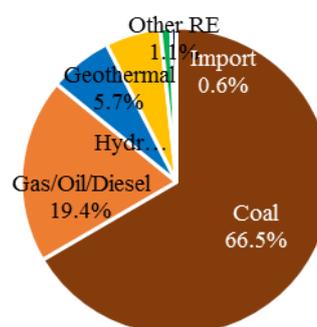
(Satuan: GWh)

	PLN	Persewaan	IPP dll.	Total
Batubara	112.922	509	66.772	180.203
Gas / Minyak / Diesel	41.739	3.955	6.875	52.569
hidro	11.949		5.953	17.902
panas bumi	4.186		11.377	15.563
RE lainnya	1.494	606	907	3.007
Impor			1.553	1.553
Total	172.291	5.070	94.442	271.803

(Sumber: RUPTL 2021-2030 Tabel 4.22)



Gambar 3-14 Produksi Energi berdasarkan Kepemilikan pada tahun 2020



Gambar 3-15 Produksi Energi berdasarkan Bahan Bakar pada tahun 2020

(Sumber: Dibuat dari RUPTL 2021-2030)

(2) Kerangka rencana pengembangan tenaga listrik yang sedang dilaksanakan dan sedang direncanakan (termasuk energi terbarukan)

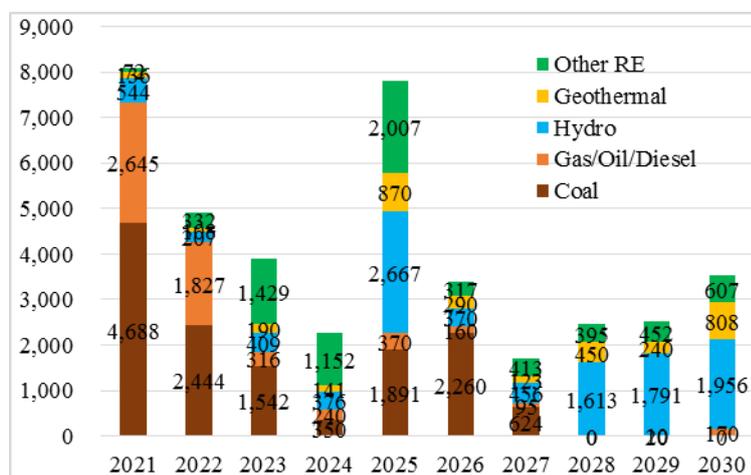
Besarnya pembangunan pembangkit pada tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Tabel 3-11. Kapasitas terpasang sebesar 40.6GW akan dikembangkan pada tahun 2021-2030. Energi terbarukan sebesar 20.9GW (51.6%) akan dikembangkan, dan rinciannya adalah: tenaga air 10.4GW (25.6%), tenaga panas bumi 3.4GW (8.3%), dan sumber lainnya 7.2GW (17.7%). Tenaga panas batubara sebesar 13,8GW (34,1%) dan tenaga termal gas/minyak/solar sebesar 5,8GW (14,4%) akan dikembangkan terutama dalam lima tahun pertama. Pembangunan oleh IPP dll akan menjadi 22.1GW (64,8%), sehingga pembangunan oleh sektor swasta akan besar.

Tabel 3-11 Jumlah Pembangunan Pembangkit pada 2021-2030

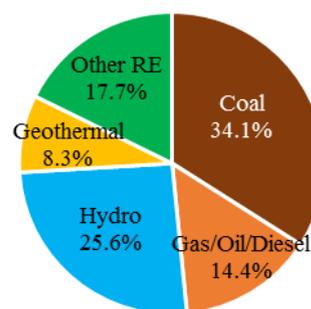
(Satuan: MW)

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
PLN	Batubara	488	306	228	50	231	0	24	0	20	0	1.347
	Gas/Minyak/Diesel	610	1.827	316	240	370	140	95	0	10	170	3.778
	hidro	110	43	132	100	1.333	199	44	1.146	829	1.350	5.286
	panas bumi	0	0	0	5	155	120	25	195	15	0	515
	RE lainnya	59	128	237	431	928	117	273	250	312	607	3.342
	Total	1.267	2.304	913	826	3.017	576	461	1.591	1.187	2.127	14.269
IPP, dll.	Batubara	4.200	2.138	1.314	300	1.660	2.260	600	0	0	0	12.472
	Gas/Minyak/Diesel	2.035	0	0	0	0	20	0	0	0	0	2.055
	hidro	434	164	277	276	1.334	172	412	467	962	606	5.104
	panas bumi	136	108	190	136	715	170	98	255	225	808	2.841
	RE lainnya	13	205	1.191	721	1.079	200	140	145	140	0	3.834
	Total	6.818	2.615	2.972	1.434	4.788	2.822	1.250	867	1.327	1.413	26.306
Total	Batubara	4.688	2.444	1.542	350	1.891	2.260	624	0	20	0	13.819
	Gas/Minyak/Diesel	2.645	1.827	316	240	370	160	95	0	10	170	5.833
	hidro	544	207	409	376	2.667	370	456	1.613	1.791	1.956	10.389
	panas bumi	136	108	190	141	870	290	123	450	240	808	3.356
	RE lainnya	72	332	1.429	1.152	2.007	317	413	395	452	607	7.176
	Total	8.085	4.919	3.886	2.260	7.805	3.398	1.710	2.458	2.514	3.540	40.575

(Sumber: RUPTL 2021-2030 Tabel 5.53)



Gambar 3-16 Jumlah Pembangunan Pembangkit pada 2021-2030



Gambar 3-17 Jumlah Pembangunan Pembangkit Listrik pada 2030

(Sumber: Dibuat dari RUPTL 2021-2030)

(3) Keseimbangan permintaan dan penawaran

Keseimbangan permintaan dan penawaran pada tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Tabel 3-12. Margin cadangan, menurut wilayah akan diubah menjadi 35% hingga 60% pada tahun 2021, tentu merupakan

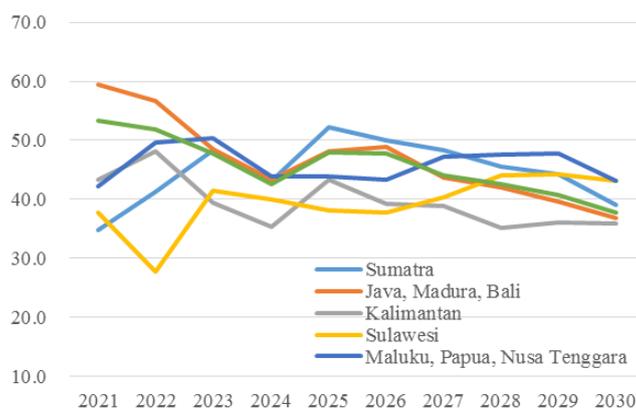
perbedaan yang cukup besar, namun akan diubah kembali dari 36% hingga 43% pada tahun 2030, yaitu sekitar 40%.

Tabel 3-12 Neraca Permintaan dan Penawaran pada tahun 2021-2030

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Puncak Bersih Memuat [MW]	Sumatra	6.330	7.100	7.823	8.428	9.035	9.541	10.061	10.529	11.004	11.661
	Jawa, Madura, Bali	28.333	29.341	30.524	31.803	33.054	34.204	35.488	36.692	37.924	39.354
	Kalimantan	1.855	2.112	2.467	2.769	2.957	3.213	3.438	3.666	3.865	4.050
	Sulawesi	2.097	2.355	2.616	2.766	2.914	3.055	3.198	3.339	3.495	3.664
	Maluku dan lainnya*	640	705	762	818	873	933	1.002	1.067	1.137	1.207
	Total	39.255	41.613	44.192	46.584	48.833	50.946	53.187	55.293	57.425	59.936
Daya Bersih Kapasitas [MW]	Sumatra	8.534	10.027	11.612	12.062	13.750	14.312	14.922	15.317	15.881	16.221
	Jawa, Madura, Bali	45.185	45.968	45.358	45.560	48.949	50.936	50.991	52.124	52.959	53.837
	Kalimantan	2.659	3.128	3.439	3.747	4.239	4.472	4.775	4.958	5.261	5.504
	Sulawesi	2.887	3.006	3.699	3.871	4.025	4.208	4.488	4.810	5.042	5.242
	Maluku dan lainnya*	909	1.056	1.147	1.177	1.256	1.338	1.475	1.576	1.679	1.729
	Total	60.174	63.185	65.255	66.417	72.219	75.266	76.651	78.785	80.822	82.533
Menyimpan Batas [MW]	Sumatra	2.204	2.927	3.790	3.634	4.716	4.771	4.861	4.789	4.877	4.561
	Jawa, Madura, Bali	16.851	16.627	14.834	13.757	15.895	16.732	15.503	15.431	15.035	14.483
	Kalimantan	804	1.015	972	978	1.282	1.259	1.337	1.290	1.395	1.453
	Sulawesi	790	652	1.084	1.105	1.111	1.153	1.290	1.471	1.547	1.578
	Maluku dan lainnya*	270	350	384	359	383	404	473	508	542	522
	Total	20.919	21.571	21.064	19.833	23.387	24.319	23.464	23.489	23.396	22.597
Menyimpan Batas [%]	Sumatra	34,8	41,2	48,4	43,1	52,2	50,0	48,3	45,5	44,3	39,1
	Jawa, Madura, Bali	59,5	56,7	48,6	43,3	48,1	48,9	43,7	42,1	39,6	36,8
	Kalimantan	43,3	48,1	39,4	35,3	43,4	39,2	38,9	35,2	36,1	35,9
	Sulawesi	37,7	27,7	41,4	39,9	38,1	37,7	40,3	44,1	44,3	43,1
	Maluku dan lainnya*	42,2	49,6	50,4	43,9	43,9	43,3	47,2	47,6	47,7	43,2
	Total	53,3	51,8	47,7	42,6	47,9	47,7	44,1	42,5	40,7	37,7

*Maluku dan lainnya: Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

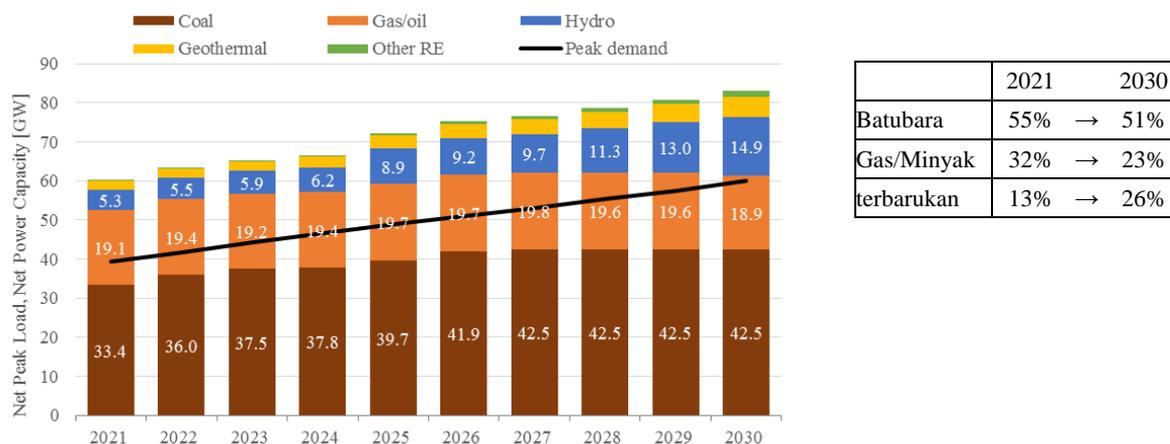
(Sumber: RUPTL 2021-2030 Tabel 5.55, 5.56, 5.58, 5.61, 5.62, 5.64, 5.65, 5.68, 5.69, 5.70, 5.71, 5.72, 5.73)



(Sumber: Dibuat dari RUPTL 2021-2030)

Gambar 3-18 Cadangan Margin berdasarkan Wilayah pada 2021-2030

Kapasitas daya bersih pada tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Gambar 3-19, dan produksi daya pada tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Gambar 3-20. Pada tahun 2021-2030, rasio tenaga panas bumi batubara dan tenaga termal gas/minyak bumi akan menurun, dan rasio energi terbarukan, seperti tenaga air dan tenaga panas bumi, akan meningkat, tetapi tenaga termal batubara tetap menjadi kekuatan utama dalam rencana tersebut.



(Sumber: Dibuat dari RUPTL 2021-2030)

Gambar 3-19 Beban Puncak Bersih dan Kapasitas Daya Bersih pada 2021-2030



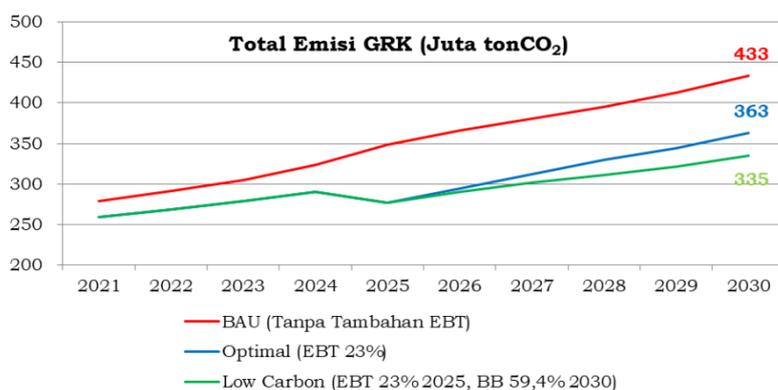
(Sumber: Dibuat dari RUPTL 2021-2030)

Gambar 3-20 Produksi Listrik pada 2021-2030

(4) Perkiraan emisi CO₂

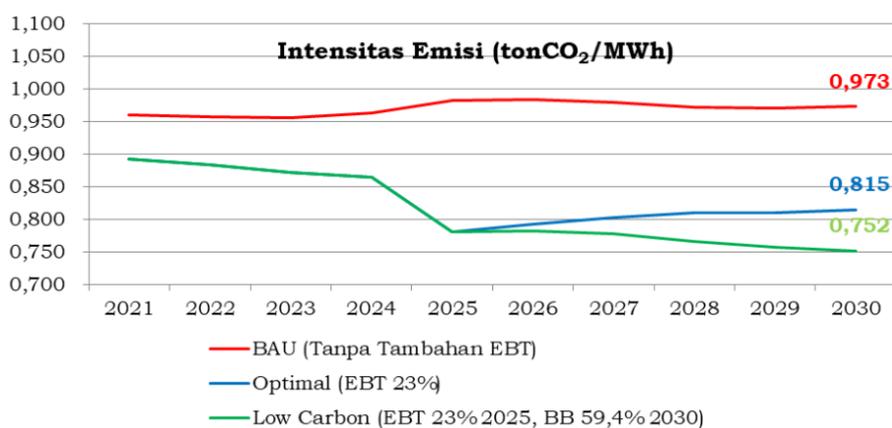
Dalam RUPTL 2021-2030, skenario Business as Usual (Bisnis seperti Biasa (BAU)), Skenario Optimal dan Skenario Rendah Karbon dikaji. Baik Skenario Optimal maupun Skenario Rendah Karbon mencapai target EBT sebesar 23% dari tahun 2025, namun dalam Skenario Optimal, proporsi batubara pada tahun 2030 sekitar 64%, atau cukup tinggi. Di sisi lain, dalam Skenario Rendah Karbon, proporsi batubara pada tahun 2030 menurun menjadi sekitar 59,4%.

Emisi CO₂ pada tahun 2030 adalah: Skenario BAU 433 Mt-CO₂, Skenario Optimal 363 Mt-CO₂ dan Skenario Rendah Karbon 335 Mt-CO₂, dengan penurunan sebesar 98 Mt-CO₂ (-22,6%) pada Skenario Rendah Karbon. Pada tahun 2030, emisi CO₂ per produksi energi 1 kWh adalah: Skenario BAU 0,973 kg-CO₂/kWh, Skenario Optimal 0,815 kg-CO₂/kWh dan Skenario Rendah Karbon 0,752 kg-CO₂/kWh, dengan penurunan 0,221 kg-CO₂/ kWh (-22,7%) dalam Skenario Rendah Karbon.



(Sumber: RUPTL 2021-2030 Gambar 5.17)

Gambar 3-21 Emisi CO₂ untuk 3 Scenarion pada tahun 2021-2030



(Sumber: RUPTL 2021-2030 Gambar 5.16)

Gambar 3-22 Emisi CO₂ untuk 3 Skenario pada 2021-2030

Karena produksi energi meningkat secara signifikan (290,5 TWh pada tahun 2021 menjadi 445,1 TWh pada tahun 2030, meningkat sebesar 154,6 TWh, atau 53,2%), bahkan dalam Skenario Rendah Karbon, emisi CO₂ meningkat 259 Mt-CO₂ pada tahun 2021 menjadi 335 Mt-CO₂ pada tahun 2030, sebesar 76 Mt-CO₂ (29,3%). Namun, emisi CO₂ per produksi energi sebesar 1 kWh turun sebesar 0,221 kg-CO₂/kWh (-22,7%), dari 0,89 kg-CO₂/kWh pada tahun 2021 menjadi 0,75 kg-CO₂/kWh pada tahun 2030.

Tabel 3-13 Emisi CO₂ pada 2021-2030 (Skenario Karbon Rendah)

(Satuan: Mt-CO₂)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas	27,9	31,1	31,9	30,7	27,9	27,8	28,8	31,2	32,3	34,0
Minyak bakar	9,0	9,3	3,9	2,0	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7
Batubara	222,2	228,6	242,7	257,8	247,6	261,4	271,9	278,5	288,1	298,9
Total	259,1	269,0	278,5	290,5	276,9	290,8	302,2	311,3	322,0	334,6

(Sumber: RUPTL 2021-2030 Tabel 5.101)

Tabel 3-14 Emisi CO₂ pada 2021-2030 (Skenario Karbon Rendah)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Produksi Energi [TWh]	290,5	304,4	319,4	336,1	354,5	372,0	388,4	406,6	425,4	445,1
Emisi CO ₂ [Mt-CO ₂]	259,1	269,0	278,5	290,5	276,9	290,8	302,2	311,3	322,0	334,6
Emisi CO ₂ [kg-CO ₂ /kWh]	0,89	0,88	0,87	0,86	0,78	0,78	0,78	0,77	0,76	0,75

(Sumber: RUPTL 2021-2030 Tabel 5.76, 5.101)

3.3.3 Rencana Perluasan Fasilitas Transmisi dan Transformasi

(1) Fasilitas yang tersedia

Menurut RUPTL 2021-2030, total panjang saluran transmisi eksisting PLN menurut tegangan dan total kapasitas trafo eksisting menurut tegangan adalah seperti yang ditunjukkan pada Tabel 3-15 dan Tabel 3-16.

Tabel 3-15 Total panjang saluran transmisi

Tegangan	Panjang (km) *
500kV	5.250
275kV	3.648
150kV	46.680
70kV	5.656
Total	61.234

*Per Desember 2020

(Sumber: RUPTL 2021-2030)

Tabel 3-16 Total kapasitas trafo

Tegangan	Kapasitas (MVA)
500/275/150kV	37.348
275/150kV	9.998
150/70/20kV	96.683
70/20kV	5.979
Total	150.008

*Per Desember 2020

(Sumber: RUPTL 2021-2030)

(1) Rencana perluasan jaringan dari 2021 hingga 2030

(a) Kerangka rencana perluasan jaringan

Menurut RUPTL 2021-2030, panjang total perluasan saluran transmisi PLN berdasarkan tegangan dan total kapasitas trafo penambah tegangan adalah seperti yang ditunjukkan pada Tabel 3-17 dan Tabel 3-18.

Tabel 3-17 Total panjang perluasan saluran transmisi

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500 kV	2.211	552	440	28	1.537	201	321	1.268	207	720	7.485
500 kV DC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300
275 kV	676	236	1.867	275	280	40	1.010	0	0	0	4.384
150 kV	4.520	6.249	7.114	4.152	3.708	1.426	2.102	2.433	1.858	950	34.511
70 kV	284	253	0	0	132	241	10	0	52	70	1.042
Total	7.691	7.290	9.421	4.455	5.656	1.908	3.443	3.701	2.117	2.040	47.723

Satuan: km

(Sumber: RUPTL 2021-2030)

Tabel 3-18 Total kapasitas trafo meningkat

Satuan: MVA

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500/275 kV	1.500	1.000	0	0	1.500	0	500	0	0	0	4.500
500/150 kV	1.000	4.000	3.500	2.000	5.500	1.500	1.500	7.000	3.000	3.000	32.000
500 kV DC										750	750
275/150 kV	2.250	750	1.750	750	250	0	1.500	0	250	0	7.500
150/230 kV	0	0	0	500	0	0	0	0	0	0	500
150/70 kV	282	180	0	60	100	60	0	0	0	0	682
150/20 kV	4.210	4.700	3.580	2.310	3.200	1.750	2.330	3.660	2.080	1.950	29.770
70/20 kV	200	370	30	0	60	90	30	30	90	60	960
Total	9.442	11.000	8.860	5.620	10.610	3.400	5.860	10.690	5.420	5.760	76.662

(Sumber: RUPTL 2021-2030)

(b) Interkoneksi antar jaringan listrik regional

Di Indonesia, Jawa-Madura-Bali, Sumatera, Kalimantan, dan jaringan listrik lainnya, listrik dioperasikan secara terpisah. Menghubungkan jaringan daya independen yang beroperasi secara terpisah memiliki efek positif, seperti peningkatan keahlian, optimalisasi kapasitas cadangan, pembagian kelebihan daya, dan pengurangan biaya pengoperasian. Namun, selain dampak teknis yang negatif, keuntungan dan kerugian ekonomi juga harus dipertimbangkan. Interkoneksi jaringan utama, yang direncanakan dan sedang dipertimbangkan, dijelaskan dalam RUPTL 2021-2030 ditunjukkan di bawah ini.

1) Proyek Interkoneksi yang sedang berlangsung

a) Interkoneksi 500 kV Jawa - Bali

Diperkirakan akan sulit untuk membangun pembangkit listrik tenaga batubara yang besar di Pulau Bali sesuai dengan kebijakan pemerintah provinsi, dan interkoneksi Jawa-Bali 500kV akan diperlukan untuk memenuhi permintaan yang terus meningkat untuk daerah Bali di masa yang akan datang.

Tabel 3-19 Kerangka interkoneksi Jawa – Bali 500 kV

Jenis Barang	Kerangka
Gardu Induk Watudodol – Titik pendaratan (Banyuwangi, sistem Jawa)	Jalur transmisi sirkuit ganda 500kV: 9,6kms
Titik pendaratan (Banyuwangi, sistem Jawa) - Gardu induk Gilimanuk (sistem Bali)	Kabel sirkuit ganda 500kV: 13kms
Gardu Induk Gilimanuk - Gardu Induk Antosari (sistem Bali)	Jalur transmisi sirkuit ganda 500kV: 151,2kms
Kapasitas transmisi	2.000 MW
tahun komisioning	2025

(Sumber: RUPTL 2021-2030)

b) Interkoneksi antara Sumatera dan pulau-pulau sekitarnya

Proyek interkoneksi berikut antara sistem grid Sumatera dan sistem kepulauan sedang berlangsung, untuk memasok listrik yang lebih murah dari sistem grid Sumatera ke permintaan yang meningkat di daerah kepulauan.

Tabel 3-20 Interkoneksi antara jaringan Sumatera dan sistem pulau

Interkoneksi	Tegangan	komisioning
Sumatera (Sumatera Selatan pref.) – Pulau Bangka	150kV	2022
Sumatera (Pref. Riau) – Pulau Bengkalis	150kV	2022
Sumatera (Riau pref.) – Pulau Tebingtinggi	150kV	2023
Pulau Tebingtinggi – Pulau Karimunbesar	150kV	2025

(Sumber: RUPTL 2021-2030)

- a) Keterkaitan antara Sulawesi Tenggara dan pulau-pulau sekitarnya
Untuk menekan biaya penyediaan tenaga listrik ke Pulau Muna dan Pulau Buton, maka Pulau Muna dan Pulau Buton diinterkoneksi terlebih dahulu, baru kemudian jaringan pulau-pulau tersebut diinterkoneksi dengan jaringan Sulawesi Tenggara.

Tabel 3-21 Interkoneksi antara jaringan Sulawesi Tenggara dan sistem pulau

Interkoneksi	Tegangan	komisioning
Pulau Muna – Pulau Buton	150kV	2022
Grid Sulawesi Tenggara – Pulau Muna	150kV	2026

(Sumber: RUPTL 2021-2030)

- 2) Interkoneksi tambahan untuk dipelajari
- a) Interkoneksi Sumatera dan Jawa
Berdasarkan RUPTL 2021-2030, telah dipastikan bahwa hubungan HVDC antara Sumatera dan Jawa, untuk mentransmisikan tenaga listrik yang lebih murah yang dihasilkan oleh Sumatera ke jaringan Jawa, tidak akan menghemat biaya jika dibandingkan dengan biaya konstruksinya. Rencana konstruksi tidak termasuk dalam rencana perluasan jaringan dalam RUPTL pada tahun 2030.
- b) Interkoneksi Kalimantan dan Jawa
Menurut RUPTL 2021-2030, survei persiapan telah dilakukan pada interkoneksi antara Kalimantan dan Jawa, dan studi dilakukan dengan ketentuan sebagai berikut.

Tabel 3-22 Kondisi studi untuk interkoneksi antara Kalimantan dan Jawa

Item	Kondisi	Perkataan
Tegangan	500kV DC	
Panjang	460kms	
Target harga batubara	USD 85/ton	Skenario standar
Durasi simulasi	2020-2040	

(Sumber: RUPTL 2021-2030)

Dari hasil pemeriksaan, disimpulkan bahwa interkoneksi antara pulau Kalimantan dan Jawa dianggap tidak layak.

3.3.4 Status Operasi Sistem

(1) Pengaturan Pusat Pengiriman

Di Sumatera, departemen sistem pengoperasian Pusat Penyaluran dan Pengaturan Beban (P3B) Sumatera bertanggung jawab atas fungsi operasional sistem tenaga, dan di Jawa Bali, Pusat Pengaturan Beban (P2B) Jawa Bali bertanggungjawab untuk ini. Pusat pengaturan beban ini mengontrol generator di dalam jaringan operasi.

Di daerah lain, diperkirakan ada banyak sistem independen (lebih dari 600), dan stasiun kontrol yang didistribusikan di 9 cabang regional adalah generator yang beroperasi dan bukan merupakan pusat pengiriman beban.

(2) Dampak Arus Variabel Energi Terbarukan pada Sistem Tenaga

Mulai tahun 2021, rasio pemasangan fasilitas pembangkit listrik tenaga surya dan angin, yang merupakan generator yang sangat bervariasi, sangat rendah, dengan masing-masing 0,04% dan 0,16%, berdasarkan kWh. Di Sumatera dan Jawa Bali, hal ini merupakan rasio pembangkit listrik yang sangat rendah. Oleh karena itu, generator Variabel Energi Terbarukan (Variable Renewable Energy (VRE)) tidak mungkin mempengaruhi stabilitas jaringan yang ada.

Namun, di masa depan, seiring dengan kemajuan generasi rendah karbon/de-karbonisasi, isu-isu berikut, seperti yang terjadi di negara lain, diperkirakan akan muncul.

- Penekanan output generator VRE untuk mengatasi kelebihan beban saluran transmisi atau transformator, atau membatasi pengurangan output pembangkit termal
- Perluasan rentang fluktuasi frekuensi dan kecepatan variasi karena penurunan gaya inersia dalam sistem tenaga
- Memastikan kemampuan penyesuaian (ΔkW dan kWh) untuk menyerap fluktuasi dalam output pembangkitan VRE
- Fenomena ketidakstabilan dinamis antara subsistem regional yang disebabkan oleh perubahan mendadak pada output pembangkitan VRE

Karena sistem pulau selain Sumatera dan Jawa Bali adalah sistem independen skala kecil dengan kapasitas kecil dan generator termal dalam sistem sangat tua, dan rencana pembangkit listrik dan jangkauan pemantauan terbatas, operasi sistem tenaga berkualitas tinggi mungkin tidak dapat dicapai. Oleh karena itu, ketika memperkenalkan peralatan pembangkit listrik VRE ke sistem skala kecil seperti itu, mungkin perlu untuk mengambil langkah-langkah seperti meningkatkan sistem pemantauan dan kontrol dan memperkenalkan sistem penyimpanan baterai, selain memperkuat fasilitas jaringan.

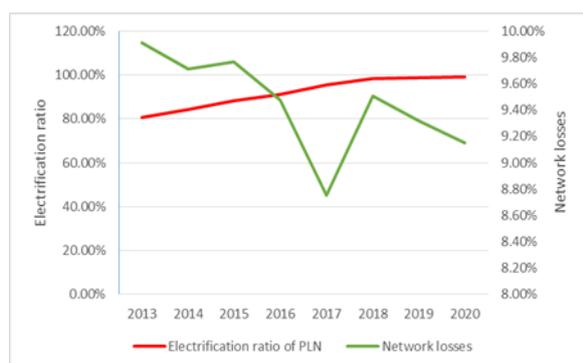
3.4 Fasilitas Distribusi

Rasio elektrifikasi, rugi-rugi listrik, SAIDI (System Average Interruption Duration Index) dan SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) di Indonesia, ditunjukkan pada Tabel 3-23.

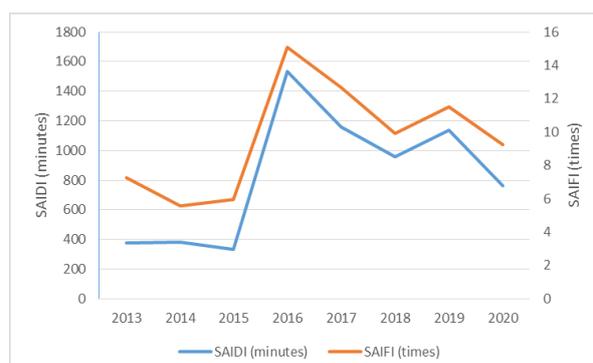
Tabel 3-23 Indeks untuk Fasilitas Distribusi

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2040
Rasio Elektrifikasi PLN %	80,51	84,34	88,30	91,16 (88,00)	95,53	98,30 (97,5)	98,89 (98,57)	99,20 (99,00)	(100)
Total Kerugian Jaringan %	9,91 (9,91)	9,71 (9,71)	9,77 (8,45)	9,48 (8,39)	8,75 (8,31)	9,51 (8,24)	9,32 (8,18)	9,15 (9,14)	(8,15)
Kerugian Jaringan (Transmisi) %	2,33	2,37	2,33	2,29	2,39	2,32	2,26	2,08	---
Kerugian Jaringan (Distribusi) %	7,77	7,52	7,64	7,37	6,53	7,37	7,24	7,22	---
SAIDI menit/pelanggan/tahun	376 (343)	381 (349)	331 (295)	1.532 (216)	1.160 (155)	958 (113)	1.137 (82)	763 (1.117)	(500)
SAIFI kali/pelanggan/tahun	7,26 (7,3)	5,58 (5,6)	5,97 (5,0)	15,09 (4,0)	12,65 (3,1)	9,90 (2,2)	11,51 (1,4)	9,25 (11,21)	(1,4)

(): Direncanakan



Gambar 3-23 Rasio Elektrifikasi PLN dan Kerugian Jaringan



Gambar 3-24 SAIFI dan SAIDI

(Sumber: laporan tahunan PLN)

PDB dalam negeri dan jumlah pasokan listrik yang meningkat pesat, mengakibatkan kekurangan tenaga listrik yang tergolong parah. Dibandingkan dengan tahun 2015, pasokan listrik meningkat dua kali lipat dan kebutuhan listrik meningkat 150%. Namun, penurunan kapasitas peralatan aktual terjadi karena degradasi masalah serius. Menurut data yang diperoleh pada tahun 2020, 84% pemadaman disebabkan oleh peralatan distribusi. Rinciannya adalah: 56% kecelakaan, dan 30% pemadaman terencana.

Di tengah situasi ini, rasio elektrifikasi terus meningkat dari tahun ke tahun dan hampir seluruh wilayah tanah air teraliri listrik pada tahun 2020. Rasio elektrifikasi mencapai 100%, dengan rasio EBT (energi baru dan terbarukan), seperti hidro, panas bumi dan tenaga angin meningkat dibanding dengan penurunan rasio pembangkit listrik termal menggunakan gas alam atau batubara. Untuk mencapai elektrifikasi di seluruh negeri, lebih dari 500.000 pelanggan harus dialiri listrik setiap tahun, dan tentunya bukan merupakan misi yang mudah untuk diwujudkan.

Istilah elektrifikasi di sini bukan berarti listrik dapat digunakan kapan saja sesuai keinginan pelanggan, seperti di perkotaan, tetapi hanya kombinasi dari beberapa panel surya dan baterai. Oleh karena itu,

listrik tidak dapat didistribusikan ke semua penduduk secara memadai, dan hanya akan digunakan untuk lampu dan pengisian daya ponsel.

Secara khusus, wilayah timur Indonesia kurang berkembang dan banyak penduduk dengan tingkat kemiskinan yang tinggi, tanpa keberadaan jaringan listrik. Pulau-pulau terpencil berada di luar jaringan karena mereka berada di luar jaringan listrik daratan. Sedangkan, jaringan listrik untuk pulau-pulau ini belum dikembangkan. Bahkan jika jaringan listrik untuk pulau-pulau terpencil dikembangkan dan listrik dapat didistribusikan dari pembangkit listrik termal, operasinya akan terbatas karena biaya bahan bakar dan transportasinya. Oleh karena itu, masalah ini akan diselesaikan dengan energi terbarukan (lihat Bab 6 untuk penjelasan lebih rinci tentang penggunaan praktis energi terbarukan).

Kehilangan jaringan juga mengalami perbaikan dari tahun ke tahun. Hal ini disebabkan oleh pembangunan fasilitas transmisi dan distribusi yang terkoordinasi, dengan peningkatan kebutuhan listrik yang berkorelasi dengan perkembangan ekonomi yang signifikan. Fasilitas dengan kehilangan jaringan yang tinggi diganti dan/atau dipasang gardu induk dan saluran transmisi/distribusi baru sehingga pemerataan beban dapat dilakukan. Selain itu, meteran energi listrik yang terpasang di konsumen diganti dan dilakukan penanggulangan pencurian listrik di tengah jalur distribusi. Pekerjaan seperti itu menyebabkan penurunan kehilangan jaringan.

Dengan meningkatnya rasio elektrifikasi, SAIDI dan SAIFI meningkat. Namun, SAIDI dan SAIFI tiba-tiba memburuk pada tahun 2016. Penyebabnya adalah pasokan listrik sementara kurang dari permintaan. Sejak kejadian ini, SAIDI dan SAIFI mengalami penurunan karena pembangkit listrik baru, pengembangan jaringan listrik dan pembaruan sistem untuk operasi.

Peningkatan kehilangan jaringan di tahun 2018 disebabkan oleh perubahan metode perhitungan yang mengecualikan pelanggan listrik minimum. Yang dimaksud dengan “pelanggan listrik minimum” di sini adalah pelanggan yang menggunakan listrik kurang dari 40 jam, seperti vila di pedesaan. Karena pelanggan ini dikeluarkan dari kehilangan jaringan, akurasi menjadi meningkat, meskipun nilainya juga menjadi lebih tinggi.

Umumnya, kehilangan listrik naik dengan permintaan listrik. Namun, pembangunan dan renovasi fasilitas kelistrikan secara terus menerus dilakukan berdasarkan pada peningkatan permintaan di Indonesia. Ini bukan hanya pemasangan dan penggantian fasilitas utama seperti transmisi dan/atau jalur distribusi, gardu induk dan kapasitor, tetapi juga peninjauan ulang jaringan listrik sesuai dengan tren kelistrikan.

Apalagi untuk kehilangan non-teknis berkisar sekitar 4-5% dibandingkan dengan negara tetangga. Estimasi ini ditunjukkan berdasarkan hasil perhitungan di perusahaan tenaga listrik Jepang yang memiliki 4-5% kehilangan teknis dalam yurisdiksinya, dan hasil kehilangan seluruh jaringan di Indonesia kira-kira 9-10%. Tentunya, meskipun kualitas Jepang dan Indonesia berbeda, namun perkiraan tersebut sangat praktis sebagai salah satu indeks yang mempertimbangkan perkembangan dan pertumbuhan di Indonesia.

3.5 Status Keuangan PLN

(1) Penyesuaian Tarif Tenaga Listrik (TTL) dan Tarif Tenaga Listrik

Komponen utama pendapatan PLN adalah penjualan listrik.

Tarif listrik yang disebut “TTL” ditetapkan oleh pemerintah dan Dewan Perwakilan Rakyat (DPR), untuk digunakan sebagai dasar penghitungan tagihan listrik bagi pelanggan.

TTL ditinjau dan disesuaikan secara berkala. Ini terdiri dari sejumlah kelompok tarif untuk kelompok pelanggan yang berbeda.

TTL diterapkan untuk kelompok yang berbeda tergantung pada atribut pelanggan (rumah tangga, perusahaan, industri, dll), situasi keuangan dan tegangan.

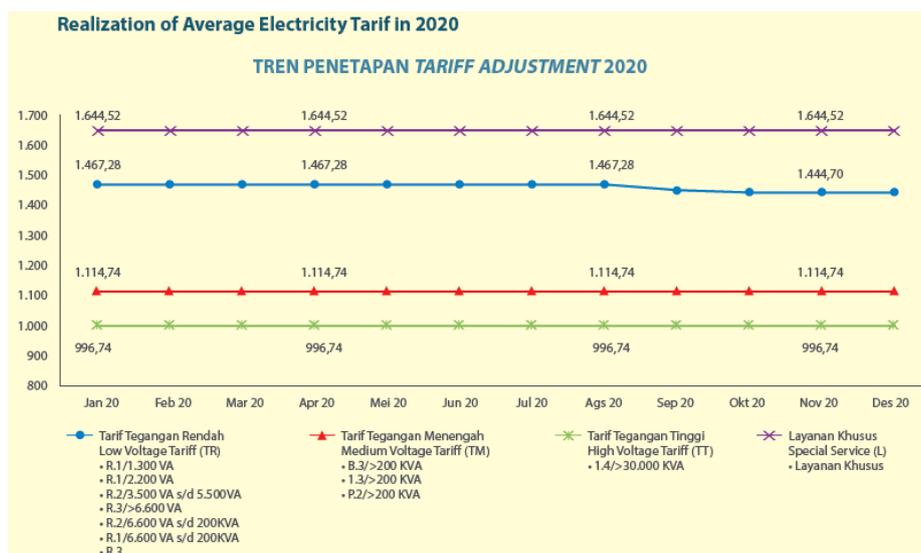
Penyesuaian tarif listrik diterapkan pada 13 kelompok tarif sesuai Permen ESDM 2020, sebagai berikut:

1. R-1/TR, 900 VA - RTM (rumah tangga kecil)
2. R-1/TR, 1.300 VA (rumah tangga kecil)
3. R-1/TR, 2.200 VA (rumah tangga kecil)
4. R-2/TR, 3.500 VA - 5.500 VA (rumah tangga menengah)
5. R-3/TR, 6.600 VA ke atas (rumah tangga besar)
6. B-2/TR, 6.600 VA - 200 kVA (usaha menengah)
7. B-3/TM, di atas 200 kVA (perusahaan besar)
8. I-3/TM, di atas 200 kVA (industri menengah)
9. I-4/TT, 30.000 kVA ke atas (industri besar)
10. P-1/TR, 6600 VA – 200 kVA (kantor pemerintah menengah)
11. P-2/TM, di atas 200 kVA (kantor pemerintah besar)
12. P-3/TR (penerangan jalan umum)
13. Layanan Khusus (L/TR, TM, TT)

Sesuai Peraturan Menteri (Permen), penyesuaian terhadap 13 kelompok tarif tersebut dapat dilakukan setiap 3 bulan sekali jika terjadi perubahan nilai tukar USD, indeks Indonesian Crude Price (ICP), inflasi atau harga batubara.

Pada tahun 2020, pemerintah mengeluarkan kebijakan untuk tidak memberlakukan penyesuaian tarif pada beberapa kelompok tarif - tegangan menengah (TM), tegangan tinggi (TT), Layanan Khusus (L), dan tegangan rendah (TR) - mulai Oktober. Hal itu untuk menjaga daya beli masyarakat dan menjaga daya saing industri dan pembisnis.

Rata-rata TTL selama tahun 2020 adalah sebagai berikut:

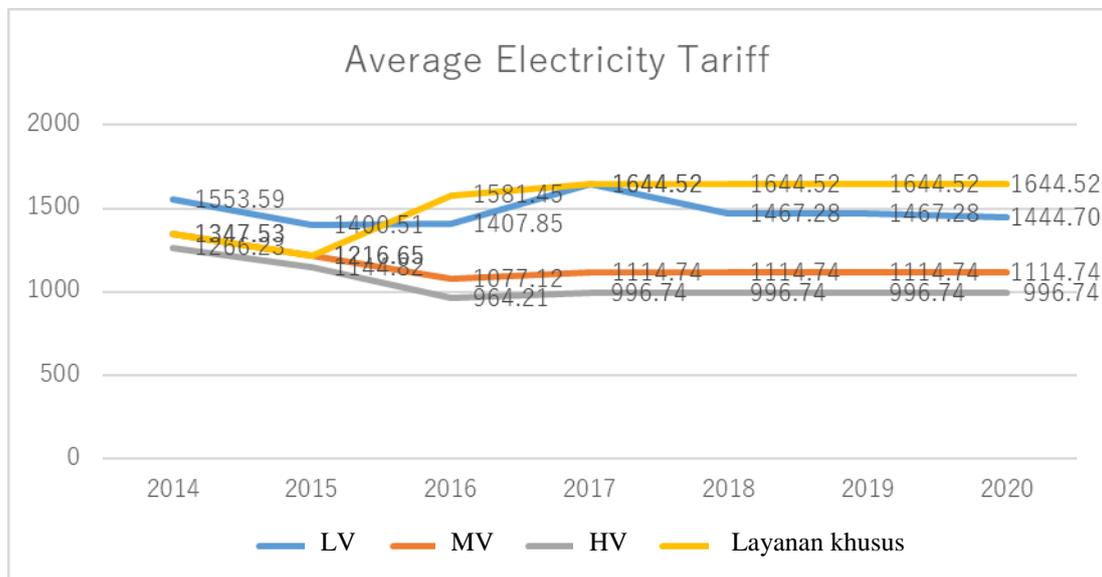


(Sumber: PLN Annual Report 2020 P195 “Realisasi Tarif Listrik Rata-Rata Tahun 2020”)

Gambar 3-25 Tarif Listrik Rata-Rata Tahun 2020

Dari grafik di atas terlihat bahwa rata-rata tarif listrik pada tahun 2020 tidak mengalami perubahan kecuali tarif listrik tegangan rendah, dan harga listrik tegangan rendah berfluktuasi pada bulan September.

Tren tarif listrik rata-rata ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: dibuat oleh Tim Survey JICA berdasarkan Laporan Tahunan PLN 2014~2020)

Gambar 3-26 Tarif Listrik Rata-Rata

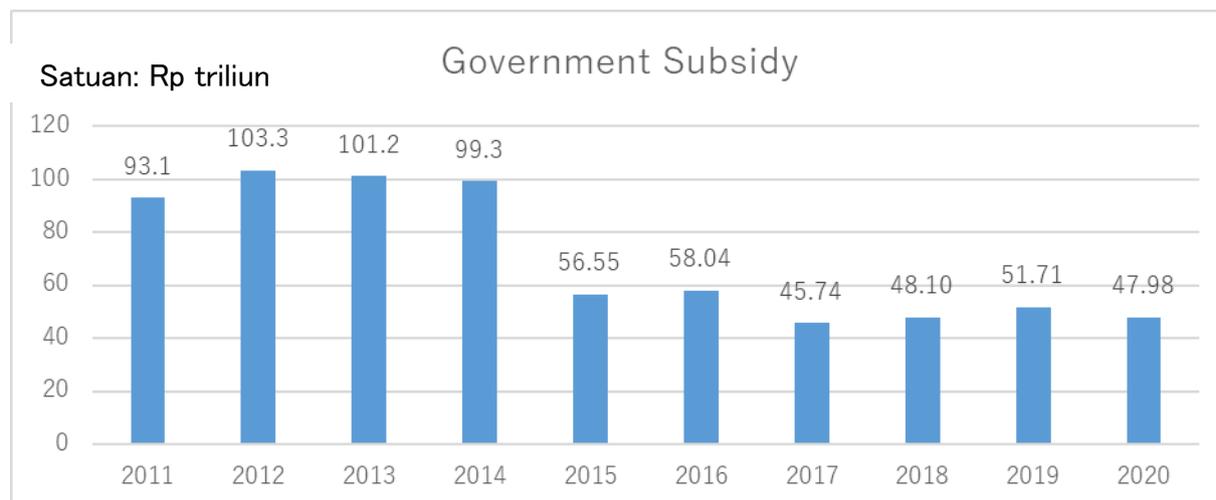
Sejak sistem penyesuaian tarif listrik dimulai pada Januari 2015 dan diterapkan pada 2015 dan 2016, terdapat beberapa fluktuasi tarif listrik. Selanjutnya, sejak 2017 hingga 2019, penerapan sistem penyesuaian tarif listrik ditunda untuk menjaga daya beli masyarakat dan daya saing bidang industri dan bisnis. Sampai saat ini, permen tersebut belum diberlakukan sebagaimana mestinya.

(2) Subsidi Listrik

Subsidi listrik dihitung dari selisih negatif antara harga jual rata-rata tenaga listrik (Rp/kWh) setiap kelompok tarif, dikurangi BPP tenaga listrik (Rp/kWh) pada tegangan di setiap kelompok tarif, dikalikan dengan volume penjualan (kWh) untuk setiap kelompok tarif.

Rata-rata harga jual listrik masih di bawah rata-rata biaya penyediaan tenaga listrik, sehingga PLN membutuhkan subsidi terus menerus.

Tren subsidi listrik pemerintah ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: dibuat oleh Tim Survey JICA berdasarkan Laporan Tahunan PLN 2014~2020)

Gambar 3-27 Subsidi pemerintah

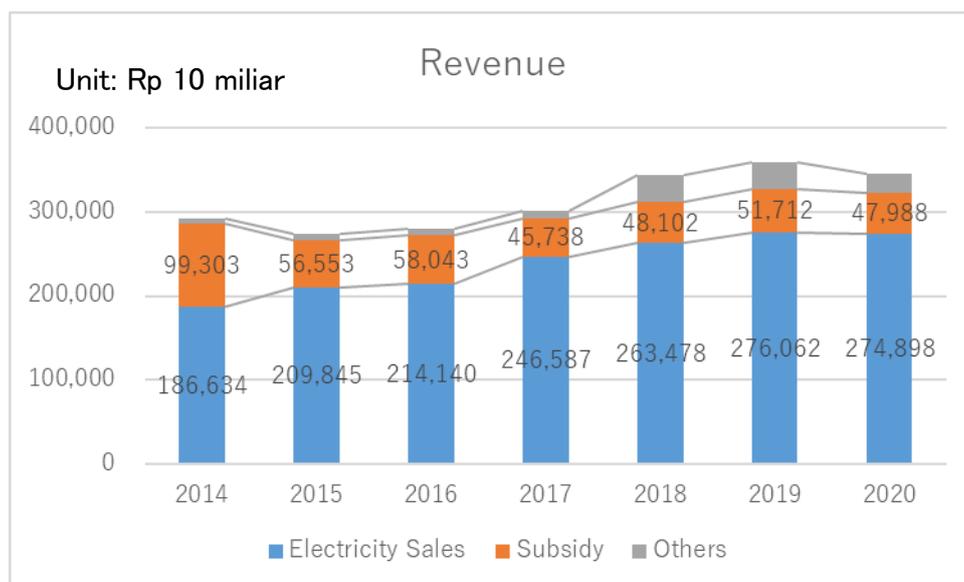
Dari tahun 2012 hingga 2014, subsidi sekitar Rp 100 triliun (sekitar 790 miliar yen, dihitung pada Rp 1 = 0,0079 JPY) telah diinvestasikan untuk setiap tahunnya, tetapi dalam beberapa tahun terakhir ini, mengalami peningkatan menjadi sekitar Rp 50 triliun. Namun demikian, situasi mengandalkan subsidi masih terus berlanjut.

Fluktuasi yang terjadi belakangan ini disebabkan oleh tingginya biaya pasokan (BPP), yang disebabkan oleh kenaikan harga energi dan fluktuasi nilai tukar mata uang asing.

(3) Pendapatan PLN

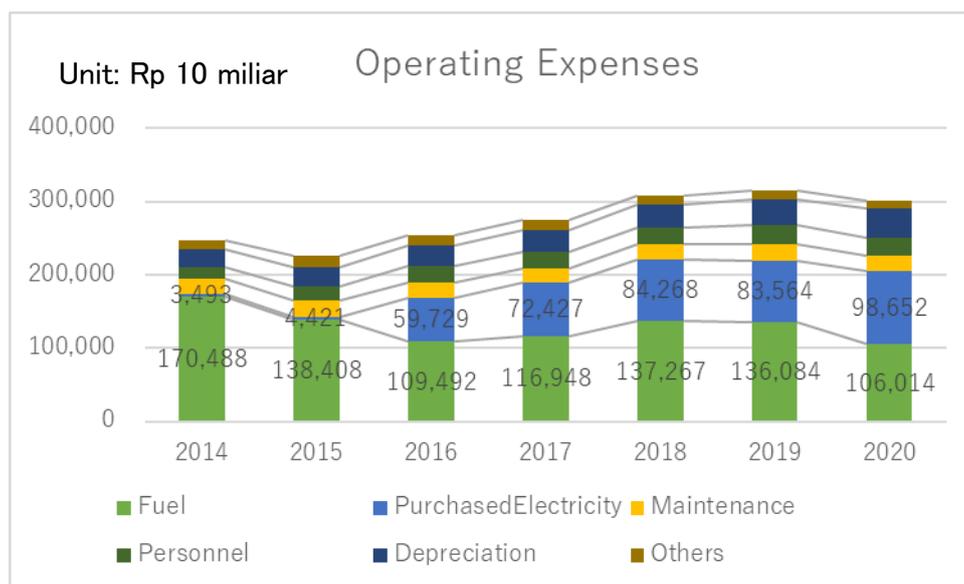
PLN mencatatkan laba usaha dengan menyuntikkan subsidi setara sekitar 20-40% dari pendapatan, lebih besar dari pendapatan penjualan listrik setiap tahun. Dengan cara ini, karena biaya pasokan listrik tidak dapat dipulihkan dengan hanya melalui pendapatan penjualan listrik, maka ada kekhawatiran akan terjadi kekurangan dana untuk pelaksanaan investasi modal di masa yang akan datang.

Tren status pendapatan PLN ditunjukkan sebagai berikut.



(Sumber: dibuat oleh Tim Survey JICA berdasarkan Laporan Tahunan PLN 2014~2020)

Gambar 3-28 Pendapatan PLN



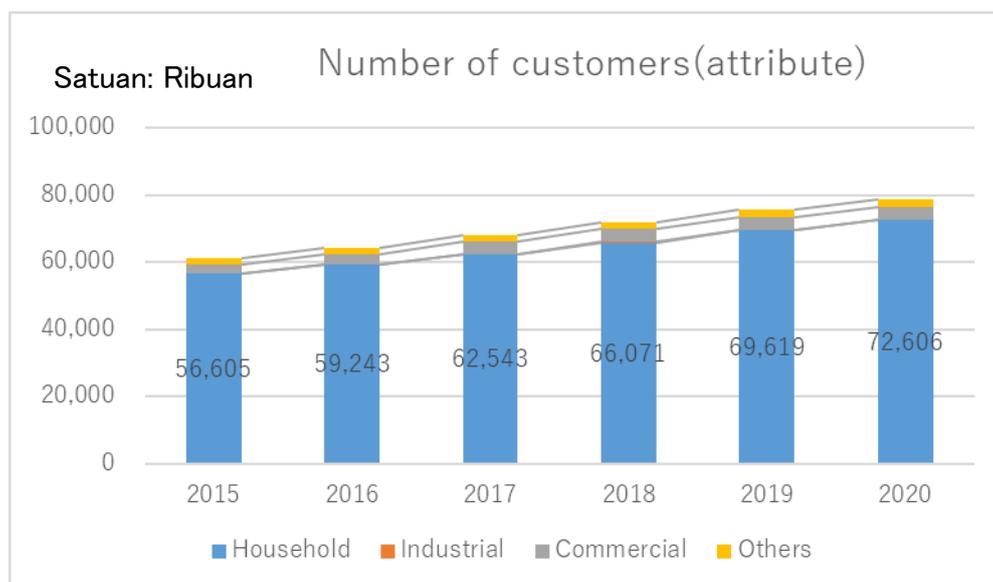
(Sumber: dibuat oleh Tim Survey JICA berdasarkan Laporan Tahunan PLN 2014~2020)

Gambar 3-29 Beban Operasi PLN

Dari sisi pendapatan, pendapatan penjualan listrik pada dasarnya meningkat setiap tahun, namun belum mencapai titik yang melebihi biaya operasional dan komposisinya bergantung pada subsidi di atas. Dari sisi biaya operasional, terlihat bahwa biaya pembelian listrik meningkat signifikan sejak tahun 2016. Hal ini dikarenakan adanya Peraturan Otoritas Jasa Keuangan No. 6/POJK.04/2017. Dengan menerapkan praktik akuntansi dalam transaksi Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik ("POJK No. 6") mulai tahun 2016, pembelian tenaga listrik termasuk sewa diperlakukan sebagai biaya pembelian tenaga listrik (dari Laporan Tahunan PLN 2016, P. 591).

(4) Jumlah pelanggan menurut atribut, Jumlah pelanggan menurut wilayah

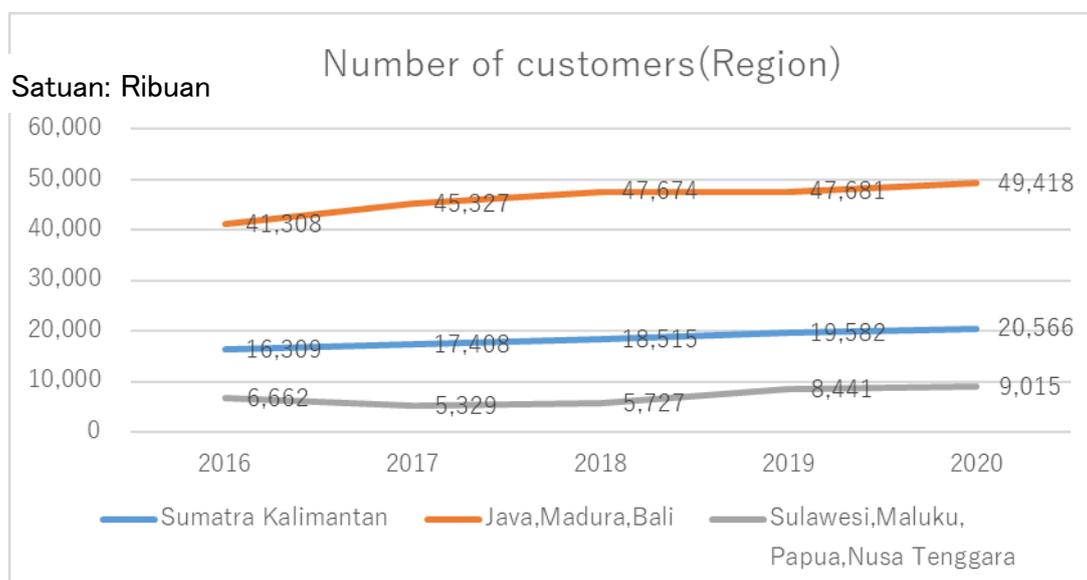
Jumlah pelanggan PLN menurut atribut ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: dibuat oleh Tim Survey JICA berdasarkan Laporan Tahunan PLN 2014~2020)

Gambar 3-30 Jumlah pelanggan menurut atribut

Jumlah pelanggan meningkat setiap tahun di semua atribut, termasuk rumah tangga, industri dan komersial. Khusus untuk keperluan rumah tangga, jumlah pelanggan meningkat sekitar 16 juta jika dibandingkan antara tahun 2020 dan 2015.



(Sumber: dibuat oleh Tim Survey JICA berdasarkan Laporan Tahunan PLN 2014~2020)

Gambar 3-31 Jumlah pelanggan menurut wilayah

Berdasarkan wilayah, Jawa, Madura, dan Bali memiliki jumlah pelanggan terbesar. Kenaikan dan penurunan terlihat di Sulawesi, Maluku, Papua dan Nusa Tenggara, namun secara keseluruhan dapat dikatakan tren meningkat karena adanya perubahan pemekaran wilayah tergantung tahun.

3.6 Kerangka Dukungan oleh Donatur lain

Berbagai lembaga keuangan dan lembaga pemerintah sedang melaksanakan program dukungan di Indonesia. Sebuah contoh ditunjukkan di bawah ini.

3.6.1 Bank Pembangunan Asia (ADB)²

Sejak tahun 1970, ADB telah mendanai lebih dari 50 proyek dan program untuk sektor energi Indonesia. Total pinjaman telah mencapai US\$ 5,5 miliar. Tabel 3-24 dan Tabel 3-25 menunjukkan proyek-proyek besar sektor publik dan swasta yang telah dilaksanakan ADB sejak 2016.

Tabel 3-24 Proyek Sektor Publik Utama ADB di Indonesia Sejak 2016

Project Name	Amount (\$ million)
Java-Bali Electricity Distribution Performance Improvement Project	50.0
West Kalimantan Power Grid Strengthening Project	49.5
Java-Bali 500-Kilovolt Power Transmission Crossing	224.0
Sustainable and Inclusive Energy Program-Subprogram 1 and 2	1,000.0
Sustainable Energy Access in Eastern Indonesia: Electricity Grid Development Program Results Based Loan	600.0
Electricity Grid Strengthening-Sumatra Program	600.0

(Sumber: PENILAIAN, STRATEGI, DAN PETA JALAN SEKTOR ENERGI INDONESIA, Desember 2020)

Tabel 3-25 Proyek Sektor Swasta Utama ADB di Indonesia Sejak 2016

Project Name	Location	Capacity (MW)
Riau 275 MW Combined-Cycle Gas-Fired Power Plant	Sumatra	275
Jawa-1 Liquefied National Gas-to-Power	West Java	1,760
Eastern Indonesia Renewable Energy Project Phase 1 Tolo Wind	South Sulawesi	72
Eastern Indonesia Renewable Energy Project Phase 2 One 21 MW Solar	Sulawesi	21
Eastern Indonesia Renewable Energy Project Phase 2-three 7 MW Solar	West Nusa Tenggara	21
Rantau Dedap Geothermal	South Sumatra	90

MW = megawatt.

(Sumber: PENILAIAN, STRATEGI, DAN PETA JALAN SEKTOR ENERGI INDONESIA, Desember 2020)

ADB juga bekerjasama dengan lembaga lain, seperti Bank Dunia, JICA, KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau), AFD (Agence Française de Développement) dan USAID (United States Agency for International Development), untuk memberikan dukungan bagi sektor energi (lihat Tabel 3-26). Pemerintah Australia, Selandia Baru, Inggris, Kanada, Belanda, Norwegia, dan Finlandia juga turut terlibat.

² <https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/666741/indonesia-energy-asr-update.pdf>
<https://www.adb.org/news/adb-pln-sign-mou-work-indonesia-clean-energy-goals>

Tabel 3-26 Mitra dan Program Pembangunan Utama 2016–2019

Project Name	Year Approved	Amount (\$ million)
Asian Development Bank		
Sustainable and Inclusive Energy Program, Subprogram 3	2020 (pending)	400.00
Sustainable Energy Access in Eastern Indonesia: Power Transmission Project	2020 (pending)	300.00
Sustainable Energy Access in Eastern Indonesia: Electricity Grid Development Program (Phase 2) Results-Based Loan	2020 (pending)	600.00
Geothermal Power Generation Project	2020	300.00
Sustainable and Reliable Energy Access Program RBL	2019	300.00
Sustainable Infrastructure Assistance Program Phase 2	2018	30.00
Sustainable and Inclusive Energy Program, Subprogram 2	2017	400.00
Pilot Carbon Capture and Storage Activity in the Natural Gas Processing Sector	2016	1.85
Private Sector Operations Department		
Riau Natural Gas Power Project	2018	167.90
Jawa-1 Liquefied Natural Gas-to-Power Project	2018	305.05
Eastern Indonesia Renewable Energy Project Phase 2	2018	40.17
Rantau Dedap Geothermal Power Project (Phase 2)	2018	227.50
Eastern Indonesia Renewable Energy Project Phase 1	2017	120.80
Tanggung Liquefied Natural Gas Expansion Project	2016	400.00
Muara Laboh Geothermal Power Project	2016	109.25
KfW		
Sustainable hydropower 2	2017	€225.00
Sustainable hydropower 1	2017	€85.00
World Bank		
Indonesia Geothermal Resource Risk Mitigation Project	2019	465.00
Indonesia's Infrastructure Finance Development	2017	8.28
Geothermal Energy Upstream Development	2017	104.00
Power Distribution Development Program	2016	1,450.00
Indonesia Energy Sector Development Policy Loan	2016	500.00
Japan International Cooperation Agency		
Hululais Geothermal Power Plant Project	2016	6.00
New Zealand		
New Zealand support for training in Indonesian Geothermal Sector	2018	
New Zealand support for accelerating geothermal development in Indonesia	2017	
United Kingdom		
Indonesia Renewable Energy	2019	€13.50
United States Agency for International Development (USAID)		
Indonesia Clean Energy Development 2	2020	
USAID Sustainable Energy for Indonesia's Advancing Resilience	2020	35.00
Gesellschaft fuer Internationale Zusammenarbeit		
Electrification through Renewable Energy	2017	
1,000 Islands – Renewable Energy for Electrification Program	2017	
Association of Southeast Asian Nations-German Energy Programme	2016	

Source: Asian Development Bank.

(Sumber: PENILAIAN, STRATEGI, DAN PETA JALAN SEKTOR ENERGI INDONESIA, Desember 2020)

Selain itu, ADB menandatangani nota kesepakatan (MoU) dengan CEO PLN Zulkifli Zaini pada COP26 di Glasgow pada November 2021 untuk membantu Indonesia mencapai tujuan energi bersihnya.

ADB juga telah mengumumkan peluncuran “Kemitraan Mekanisme Transisi Energi (Energy Transition Mechanism (ETM))”, yang ditujukan untuk penghentian dini pembangkit listrik tenaga batubara dan investasi dalam energi bersih baru, bersama dengan pemerintah Indonesia dan pemerintah Filipina. (Pemerintah Jepang mengumumkan hibah \$25 juta untuk kemitraan ETM pada 3 November)

ETM akan menyiapkan dana di masa depan untuk menyediakan dan mempromosikan insentif keuangan untuk pensiun dini pembangkit listrik tenaga batubara. Tujuan Kemitraan ETM adalah untuk mempersingkat masa pakai pembangkit listrik tenaga batubara, dan mengurangi emisi CO₂ dengan memanfaatkan sepenuhnya berbagai teknologi di tengah proses.

Berkenaan dengan Kebijakan Energi³ yang diumumkan oleh ADB pada September 2021, Pasal 75 adalah ketentuan tentang pembangkit listrik tenaga batubara, yang tidak akan didukung kecuali jika dapat berkontribusi pada pensiun dini. Pasal 76 adalah klausul tentang pembangkit listrik berbahan bakar gas, yang akan didukung hanya ketika pembangkit efisiensi rendah (solar, dll.) diganti dengan pembangkit efisiensi tinggi secara one-to-one atau ketika CO₂ dapat dikurangi di tingkat jaringan. Di Indonesia dimungkinkan untuk mendukung konversi tenaga batubara menjadi tenaga gas berdasarkan Kebijakan Energi, tetapi karena Indonesia memiliki rekam jejak tertentu dalam pembangkit listrik tenaga panas bumi, membuat Indonesia diasumsikan akan sulit dalam memberikan prioritas untuk mendukung pembangkit listrik tenaga gas di atas pembangkit listrik tenaga panas bumi. Pasal 77 merupakan klausul tentang CCS, dan tidak seharusnya Energy Policy dapat mendukung CCS untuk Pemulihan Minyak. Oleh karena itu, kecil kemungkinannya bagi CCS agar bisa didukung jika masih dipergunakan dalam proses hydrogen biru atau ammonia.

3.6.2 Bank Jepang untuk Kerjasama Internasional (JBIC)

JBIC telah memberikan dukungan keuangan untuk pengembangan bisnis infrastruktur di luar negeri oleh perusahaan Jepang, bekerjasama dengan ADB dan organisasi internasional lainnya. Di Indonesia sendiri, JBIC mendukung pembangkit energi terbarukan, terutama energi panas bumi. Sejauh ini, JBIC telah memberikan pembiayaan proyek untuk beberapa proyek IPP panas bumi seperti Proyek Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Rantau Dedap Sarulla (perjanjian pinjaman selesai Maret 2014), PLTP Muara Laboh (perjanjian pinjaman Januari 2017) dan Proyek PLTP Rantau Dedap (menyelesaikan perjanjian pinjaman pada Maret 2018) (lihat Tabel 3-27). Pinjaman ini diharapkan dapat berkontribusi pada pembangunan ekonomi melalui pasokan listrik yang stabil, yang juga dapat membantu penanganan pemanasan global di Indonesia.

Tabel 3-27 Proyek Infrastruktur Luar Negeri Utama Terbaru di Indonesia
(Pinjaman, penyertaan modal, dan penjaminan dalam lima tahun terakhir, per akhir Maret 2020)

Kategori	Nama Proyek	Daerah	Jumlah pembiayaan (bagian JBIC)	Tanggal perjanjian pinjaman
Energi terbarukan/ lingkungan	Proyek Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Rantau Dedap	Sumatera Selatan	Diperkirakan mencapai USD188 juta	Maret 2018
	Proyek Perluasan Pembangkit Listrik Tenaga Gas Muara Karang	Jakarta	Diperkirakan mencapai JPY9,2 miliar dan USD22 juta	Maret 2017
	Proyek Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Muara Laboh	Sumatera Barat	Diperkirakan mencapai USD198 juta	Januari 2017

³ <https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/737086/energy-policy-r-paper.pdf>

	Proyek Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Gas Jawa 2	Jakarta	Diperkirakan mencapai JPY19 miliar dan USD27 juta	Oktober 2016
(Ref.) Pembangkit listrik	Proyek Gas-to-Power Jawa 1	Jawa barat	Diperkirakan mencapai USD604 juta	Oktober 2018
	Proyek Perluasan Pembangkit Listrik Tenaga Batubara Cirebon Ultra Super Critical	Jawa barat	Diperkirakan mencapai USD731 juta	April 2017
	Pembangkit Listrik Tenaga Batubara Tanjung Jati B Ultra Super Critical Re-ekspansi	Jawa Tengah	Diperkirakan mencapai USD1,678 juta	Februari 2017
	Proyek Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Batubara Ultra Super Kritis Jawa Tengah	Jawa Tengah	Diperkirakan mencapai USD2,052 juta	Juni 2016

(Sumber: siaran pers JBIC, laporan tahunan JBIC 2020)

3.6.3 Bank Dunia (WB)

Pada tahun 2011, Bank Dunia meluncurkan Kemitraan untuk Kesiapan Pasar (Partnership for Market Readiness/PMR), dengan tujuan memberikan dukungan pengembangan kapasitas kepada negara-negara berkembang untuk sector desain kelembagaan dan pengenalan mekanisme pasar. Bank Dunia juga telah mendukung Indonesia dengan sokongan dana sebesar US\$ 3,56 juta diantara 2017 dan 2021, termasuk pengembangan sistem pelaporan emisi GRK secara online untuk sektor pembangkit listrik dan pengembangan kerangka kebijakan berbasis pasar. Selanjutnya, pada Februari 2021, Kemitraan untuk Implementasi Pasar (PMI) diluncurkan untuk mendukung negara-negara berkembang, termasuk Indonesia, dalam menerapkan sistem penetapan harga karbon.

Selain itu, Bank Dunia telah memberikan dukungan untuk dekarbonisasi sektor energi (lihat Tabel 3-28). Baru-baru ini, pada bulan September 2021, sebagai bagian dari dukungan dekarbonisasi di Indonesia, Bank Dunia mengumumkan pinjaman sebesar \$380 juta untuk proyek konstruksi pembangkit listrik penyimpanan pompa pertama di Indonesia (1.040 MW). AIIB diharapkan untuk mendanai bersama proyek ini (lihat 3.6.4).

Tabel 3-28 Daftar proyek yang didukung Bank Dunia untuk dekarbonisasi sektor energi Indonesia

Nama Proyek	Tujuan Pengembangan Proyek	Badan Pelaksana	Tanggal Persetujuan Dewan	Tanggal Penutupan Proyek
Pengembangan Pumped Storage Hydropower di Proyek Sistem Jawa Bali	Untuk mendukung transisi energi dan tujuan dekarbonisasi Indonesia dengan: (i) mengembangkan pembangkit listrik tenaga air dengan pompa penyimpanan skala besar yang pertama; dan (ii) penguatan kapasitas PLN untuk pengembangan dan pengelolaan pembangkit listrik tenaga air.	PT PLN (Persero)	September 2021	September 2027
ID-Pengembangan Hulu Energi Panas Bumi	Untuk memfasilitasi investasi dalam pembangkit listrik tenaga panas bumi dan mengurangi emisi gas rumah kaca.	PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero), PT Geo Dipa Energi	Februari 2017	Desember 2025
Proyek Mitigasi Risiko Sumber Daya Panas Bumi Indonesia (GREM)	Meningkatkan investasi dalam pengembangan energi panas bumi dan mengurangi emisi gas rumah kaca di Indonesia. Dua hal berikut ini adalah yang utama untuk dilaksanakan. (1) Mengurangi risiko penggalan sumber daya panas bumi dengan membentuk sistem pinjaman baru (2) Dukungan teknis dan peningkatan kapasitas	PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero)	September 2019	Oktober 2029
Bantuan Teknis Elektrifikasi Berbiaya Rendah Indonesia yang Berkelanjutan (ISLE TA)	Untuk mendukung Penerima dalam mendukung pendekatan kerangka kerja untuk melistriki Kepulauan Timur Indonesia secara berkelanjutan dan terjangkau, dan dalam mempersiapkan investasi yang diperlukan untuk menerapkan pendekatan tersebut di Kepulauan Percontohan yang teridentifikasi.	PT PLN (Persero)	Juli 2021	Januari 2023

(Sumber: Situs web Bank Dunia)

Selain itu, International Finance Corporation (IFC), Grup Bank Dunia, telah mendukung kebijakan pembangunan Jakarta hijau untuk dekarbonisasi di Indonesia, dan juga telah memberikan pinjaman untuk proyek pembangkit listrik tenaga air di Indonesia.

ASAHAN 1
Hydroelectric Power Plant
North Sumatra, 2020

- \$230m loan facility
- One of the Country's lowest cost producers of power
- 180 megawatt hydroelectric plant

SUNTER WTE
Waste-to-Energy Plant
Jakarta, 2021

- \$224m financing package incl. up to \$94m IFC loan
- 2,200 tons/ day capacity
- 35 megawatt electricity output

LEGOK NANGKA WTE
Waste-to-Energy Plant
West Java, 2020-2023

- A/S IFC provides transaction advisory
- 1,820 tons/ day capacity
- \$265m estimated project cost

Asahan 1 is a run-of-river hydro plant in North Sumatra, constructed in 2010 and selling electricity to Indonesia's national electricity utility company (PLN) under a 30-year long-term Power Purchase Agreement. It is owned by a subsidiary of PLN and Singaporean Fareast Green Energy. In March 2020, IFC led refinancing of the debt with total refinancing package of \$230m. IFC was able to extend the tenor to 17 years and improve pricing, hence improve the shareholders' return.

The Sunter WTE is the first Waste-to-Energy plant in Indonesia, which is developed to manage waste for Jakarta and sell power to PLN. The project is developed jointly by Fortum Oyj and Jakarta Propertindo ("JakPro"). The total project cost is expected to be around \$250-300m. The proposed IFC financing package is up to \$224m, consisting of up to \$94m from IFC's own account and up to \$130m of mobilization.

In August 2019, JICA signed a Cooperation Agreement with the Ministry of Finance (MoF), then in September 2019, JICA concluded a Project Services Agreement with IFC. Under these contracts, JICA, in cooperation with IFC, will provide Transaction Advisory Services in support of procurement procedures by the Indonesian Government agencies for selecting private project operator for Legok Nangka WTE. Legok Nangka WTE is the first PPP Waste-to-Energy project in Indonesia.

(Sumber: slide presentasi IFC, April 2021)

Gambar 3-32 Contoh proyek energi yang didukung atau diusulkan oleh IFC Indonesia (Per April 2021)

3.6.4 Bank Investasi Infrastruktur Asia (AIIB)

“Strategi Energi Berkelanjutan untuk Asia”, slogan dari AIIB, menelurkan kerangka kerja bagi AIIB untuk berinvestasi dalam proyek energi yang akan meningkatkan akses ke listrik yang bersih, aman, dan bisa diandalkan bagi jutaan orang di Asia. Sebagai bagian dari pihak tersebut, AIIB menyetujui pinjaman sebesar US\$ 310 juta untuk Proyek Penguatan Distribusi Listrik PLN Jawa Timur & Bali pada Januari 2021. Proyek tersebut merupakan pinjaman AIIB pertama di sektor energi Indonesia, dan telah dinegoisasikan antara AIIB dan PLN sejak tahun 2019 untuk mendukung RUPTL PLN.

Tabel 3-29 Daftar proyek yang sedang dilaksanakan / dipertimbangkan AIIB untuk sektor energi Indonesia

Status	Jenis Pembiayaan	Nama Proyek	Jumlah Pembiayaan
Diajukan	Berdaulat	Pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Air di Sistem Jawa Bali	Pendanaan yang Diusulkan: USD230-250 juta
Disetujui pada tahun 2021	Berdaulat	Proyek Penguatan Distribusi Tenaga PLN Jawa Timur & Bali	Pembiayaan yang Disetujui: USD310 juta

(Sumber: situs web AIIB)

3.6.5 Badan Energi Internasional (IEA)⁴

Sejak Indonesia menjadi negara Asosiasi IEA pada tahun 2015, IEA telah memberikan dukungan untuk pemerintahan Indonesia dalam hal bahan bakar, digitalisasi, kondisi investasi, kebijakan dan peraturan, dan sebagainya. Pada Juli 2020, pemerintah Indonesia dan IEA mengumumkan proyek baru bersama untuk mendorong investasi swasta dalam sumber daya terbarukan, serta strategi untuk meningkatkan integrasi terbarukan dan pengoperasian sistem listrik di Indonesia. Pengerjaan proyek akan dilakukan dengan cara bekerja sama dengan pihak PLN.

Dengan dukungan dari Program Transisi Energi Bersih (CETP) oleh IEA, Indonesia meluncurkan prioritas presiden baru pada energi terbarukan dan teknologi energi bersih, dan mulai mempertimbangkan strategi dan peta jalan energi nasional baru pada tahun 2021.

Pada bulan Maret 2021, IEA bersama dengan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Indonesia, Arifin Tasrif, mengumumkan “Aliansi Transisi Energi IEA-Indonesia” untuk menanggapi perubahan bertahap dalam transisi energi negara.

3.6.6 Badan Energi Terbarukan Internasional (IRENA)⁵

Menteri ESDM Arifin Tasrif sepakat dengan IRENA untuk membangun kemitraan yang lebih intensif guna mengembangkan dan mengimplementasikan peta jalan dekarbonisasi dan pengurangan emisi pada COP26 di Glasgow pada 4 November 2021. Dalam kemitraan ini, IRENA dan Indonesia akan bekerja sama untuk mengembangkan peta jalan baru yang ambisius sejalan dengan tujuan Perjanjian Paris untuk “mewujudkan ekonomi global yang bersih pada tahun 2050”.

⁴ <https://www.iea.org/news/the-landmark-iea-indonesia-energy-transition-alliance-will-build-a-path-to-a-sustainable-energy-future>
<https://www.iea.org/news/indonesia-and-iea-deepen-cooperation-on-electricity-and-renewables-to-advance-energy-transitions>

⁵ https://geothermal.jogmec.go.jp/library/foreign_topics/file/211206.pdf
<https://ebtke.esdm.go.id/post/2021/11/04/3000/kementerian.esdm.irena.tingkatkan.kerja.sama.dekarbonisasi.menuju.target.net.zero.emission>

3.6.7 Program Pembangunan Perserikatan Bangsa-Bangsa (UNDP)

UNDP, yang merupakan badan pendukung pembangunan utama Perserikatan Bangsa-Bangsa yang mempromosikan pembangunan berkelanjutan, menggunakan dana dari Fasilitas Lingkungan Global⁶(GEF) untuk mendukung pembuatan National Communications (NCs) untuk diajukan ke Konvensi Kerangka Kerja PBB tentang Perubahan Iklim (United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)), dan sedang mengerjakan proyek nasional seperti MTRE3 (Mitigasi Perubahan Iklim dengan Peningkatan Pemanfaatan Energi terbarukan dan Efisiensi Energi) untuk mendorong penanggulangan perubahan iklim melalui energi Terbarukan dan efisiensi energi bekerja sama dengan EBTKE.

3.6.8 Badan Pembangunan Internasional AS (USAID)

USAID, badan bantuan pemerintah AS yang membantu sektor energi Indonesia untuk menurunkan emisi karbon dan menyediakan fasilitas listrik. Untuk keseluruhan, sejak 2015, USAID telah memobilisasi lebih dari \$1,62 miliar investasi dalam energi terbarukan dengan kapasitas gabungan sebesar 571.1MW. Pada tahun 2020, USAID memobilisasi investasi sebesar \$19,8 juta dalam energi terbarukan untuk dua proyek, dengan total kapasitas gabungan sebesar 11,5 MW. Selain itu, USAID membantu PLN dalam penyusunan pedoman perencanaan sistem distribusi dan pedoman penilaian interkoneksi energi terbarukan. USAID berkeinginan untuk terus mendukung peningkatan kapasitas PLN dalam penyambungan jaringan listrik energi terbarukan.

3.6.9 Badan Kerjasama Internasional Korea (KOICA)

KOICA, merupakan lembaga pemerintah yang bertanggung jawab atas proyek-proyek bantuan hibah Korea Selatan, mengumumkan peluncuran Inisiatif Percepatan Akses Energi Bersih untuk Mengurangi Ketimpangan ACCESS (Accelerating Clean Energy Access to Reduce Inequality), yang merupakan proyek energi bersih di Indonesia dan Timor-Leste, di bawah kerangka kerja Green New Deal yang dipromosikan oleh pemerintah Korea pada September 2020.

Inisiatif ACCESS juga merupakan kerjasama dengan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia (ESDM), Kementerian Administrasi Negara Republik Timor-Leste dan UNDP, menghabiskan US\$18 juta selama empat tahun untuk memperkenalkan energi terbarukan bagi masyarakat yang tinggal di daerah terpencil dan tidak memiliki akses listrik yang memadai.

Di Indonesia, total 1.200 kW sistem pembangkit listrik tenaga surya off-grid diharapkan akan dipasang di 23 desa di Sulawesi Barat, Sulawesi Tenggara, Nusa Tenggara Timur, dan Kalimantan Tengah. Pada Maret 2021, diumumkan bahwa KOICA akan menyediakan dana sebesar US\$15,5 juta untuk proyek tersebut.

3.6.10 Pemerintah Jerman

Indonesia dan Jerman menandatangani perjanjian kerjasama teknis pada bulan Juni 2021. Dengan total volume 59,4 juta EUR, 16 proyek dibiayai oleh pemerintah Jerman untuk proyek kerja sama bilateral di bidang energi terbarukan, infrastruktur, hutan, perubahan iklim dan sebagainya. Kontribusi Jerman untuk proyek-proyek ini akan dilaksanakan oleh Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, dalam kemitraan dengan kementerian dan lembaga daerah terkait di Indonesia.

⁶ GEF adalah dana perwalian yang dibentuk sebagai mekanisme pembiayaan untuk perjanjian terkait lingkungan. Organisasi internasional seperti Bank Dunia, UNDP dan UNEP memanfaatkan dana ini untuk melaksanakan proyek.

3.6.11 Pemerintah Australia

Pemerintah Australia dan Pemerintah Indonesia mengadakan pertemuan di Roma pada 30 Oktober 2021 dan mengeluarkan pernyataan bersama tentang kerja sama ekonomi hijau dan transisi energi. Peluang untuk meningkatkan kerjasama termasuk mekanisme keuangan hijau untuk mendukung proyek teknologi rendah emisi yang meningkatkan pengurangan emisi gas rumah kaca termasuk Penangkapan dan Penyimpanan Karbon/Penangkapan, Pemanfaatan, dan Penyimpanan Karbon (Carbon Capture and Storage/Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCS/CCUS)), energi bersih (seperti hidrogen bersih dan amonia) dan efisiensi energi.

3.6.12 Pemerintah Swiss

Pada bulan Desember 2020, Badan Pengembangan Sumber Daya Manusia Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (BPSDM ESDM) menandatangani Project Agreement (PA) baru dengan Sekretariat Negara Bidang Perekonomian Konfederasi Swiss (SECO). PA mencakup pengembangan pelatihan formal dan non-formal di subsektor energi baru dan terbarukan, serta kegiatan lain dalam rangka pertukaran pengetahuan dan peningkatan kapasitas.

Bab 4. Kebijakan karbonisasi rendah/dekarbonisasi

4.1 Target karbonisasi/dekarbonisasi Indonesia Rendah

Indonesia, yang menyumbang sekitar setengah dari emisi gas rumah kaca (GRK) yang dihasilkan oleh negara-negara anggota Perhimpunan Bangsa-Bangsa Asia Tenggara (ASEAN), mengadakan Konferensi Konvensi Kerangka Kerja PBB tentang Perubahan Iklim ke-13 (COP13) di Bali pada tahun 2007. Indonesia telah bekerja pada masalah perubahan iklim mulai dari tahap awal di antara negara-negara ASEAN, seperti merumuskan "Rencana Aksi Nasional Mengatasi Perubahan Iklim" pada tahun 2007.

Pada bulan Januari 2016, Pemerintah Indonesia menyerahkan Kontribusi yang Ditentukan secara Nasional "Nationally Determined Contribution (NDC)"⁷ ke Konvensi Kerangka Kerja PBB tentang Perubahan Iklim UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). Pemerintah telah menetapkan tujuan ambisius untuk mengurangi emisi GRK dari 29% (skenario tidak bersyarat) menjadi 41% (skenario bersyarat) dibandingkan dengan skenario BAU pada tahun 2030.

Pada bulan Juli 2021, sebelum Konferensi Konvensi Kerangka Kerja PBB tentang Perubahan Iklim ke-26 (COP26), yang diadakan pada November 2021, pemerintah Indonesia menyerahkan kepada UNFCCC "NDC Terbaru" dan Strategi Jangka Panjang INDONESIA untuk Karbon Rendah dan Ketahanan Iklim 2050 "INDONESIA Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050 (LTS-LCCR)", dengan tujuan mencapai netralitas karbon paling lambat tahun 2060 (ikhtisar masing-masing dijelaskan di bawah).

Selain itu, pada pertemuan puncak COP26 yang diselenggarakan pada 1 November 2021, Presiden Joko Widodo menyampaikan pidato tentang dukungan Indonesia dalam menghadapi situasi perubahan iklim yang terus memburuk dan menekankan komitmennya terhadap pengurangan emisi GRK.

4.1.1 Tinjauan Kontribusi yang Diperbarui Secara Nasional (Diperbarui NDC)

NDC terbaru tidak mengikat secara hukum, tetapi mencerminkan komitmen Indonesia terhadap realisasi Paris Agreement. Tabel 4-1 menunjukkan target emisi GRK (tahun 2030) menurut sektor seperti ditunjukkan dalam NDC yang Diperbarui.

NDC terbaru sejalan dengan kebijakan energi primer di Indonesia yang tertuang dalam Kebijakan Energi Nasional yang dirumuskan pada tahun 2014, yang menetapkan ambisi negara untuk mengubah, pada tahun 2025 dan 2050, bauran pasokan energi primer dengan pembagian sebagai berikut :

- a) energi baru dan terbarukan paling sedikit 23% pada tahun 2025 dan paling sedikit 31% pada tahun 2050;
- b) minyak harus kurang dari 25% pada tahun 2025 dan kurang dari 20% pada tahun 2050;
- c) batubara minimal harus 30% pada tahun 2025 dan minimal 25% pada tahun 2050; dan
- d) gas minimal 22% harus pada tahun 2025 dan minimal 24% pada tahun 2050.

⁷ Negara wajib merumuskan dan melaporkan NDC setiap lima tahun sekali.

Tabel 4-1 Proyeksi BAU dan pengurangan emisi dari setiap kategori sektor

Sector	GHG Emission Level 2010* (MTon CO ₂ e)	GHG Emission Level 2030			GHG Emission Reduction				Annual Average Growth BAU (2010-2030)	Average Growth 2000-2012
		MTon CO ₂ e			MTon CO ₂ e		% of Total BaU			
		BaU	CM1	CM2	CM1	CM2	CM1	CM2		
1. Energy*	453.2	1,669	1,355	1,223	314	446	11%	15.5%	6.7%	4.50%
2. Waste	88	296	285	256	11	40	0.38%	1.4%	6.3%	4.00%
3. IPPU	36	70	67	66	3	3.25	0.10%	0.11%	3.4%	0.10%
4. Agriculture**	111	120	110	116	9	4	0.32%	0.13%	0.4%	1.30%
5. Forestry and Other Land Uses (FOLU)***	647	714	217	22	497	692	17.2%	24.1%	0.5%	2.70%
TOTAL	1,334	2,869	2,034	1,683	834	1,185	29%	41%	3.9%	3.20%

Notes: **CM1**= Counter Measure 1 (*unconditional mitigation scenario*)
CM2= Counter Measure 2 (*conditional mitigation scenario*)

*) Including fugitive.

**) Only include rice cultivation and livestock.

***) Including emission from estate crops plantation.

(Sumber: Update Kontribusi Tekad Nasional, Republik Indonesia, Juli 2021)

Untuk sektor energi, prasyarat perhitungan prediksi emisi untuk masing-masing skenario BAU, skenario tak bersyarat, dan skenario bersyarat di Tabel 4-1 adalah seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4-2.

Tabel 4-2 Asumsi yang digunakan untuk proyeksi BAU dan pengurangan emisi untuk sektor Energi

SECTOR : ENERGY			
	BAU	Mitigation Scenario 1 (CM 1)	Mitigation Scenario 2 (CM 2)
1. Efficiency in final energy consumption.	Inefficiency in final energy consumption.	75% *	100% *
2. Implementation of clean coal technology in power plants.	0%		
3. Renewable energy in electricity production.	Coal power plant	19.6% (Committed 7.4 GW based on RUPTL)	Electricity production of 132.74 TWh **
4. Implementation of biofuel in transportation sector	0%	90%	100%
5. Additional gas distribution lines (Gas pipeline for residential and commercial sectors)	0%	100%	100%
6. Compressed Natural Gas consumption (CNG fuelling station).	0%	100%	100%

* The total target to be achieved through clean energy and energy efficiency programmes

**132.74 TWh is equivalent to 21.65 GW

(Sumber: Update Kontribusi Tekad Nasional, Republik Indonesia, Juli 2021)

4.1.2 Tinjauan Strategi Jangka Panjang INDONESIA untuk Karbon dan Ketahanan Iklim Rendah 2050 (LTS-LCCR)

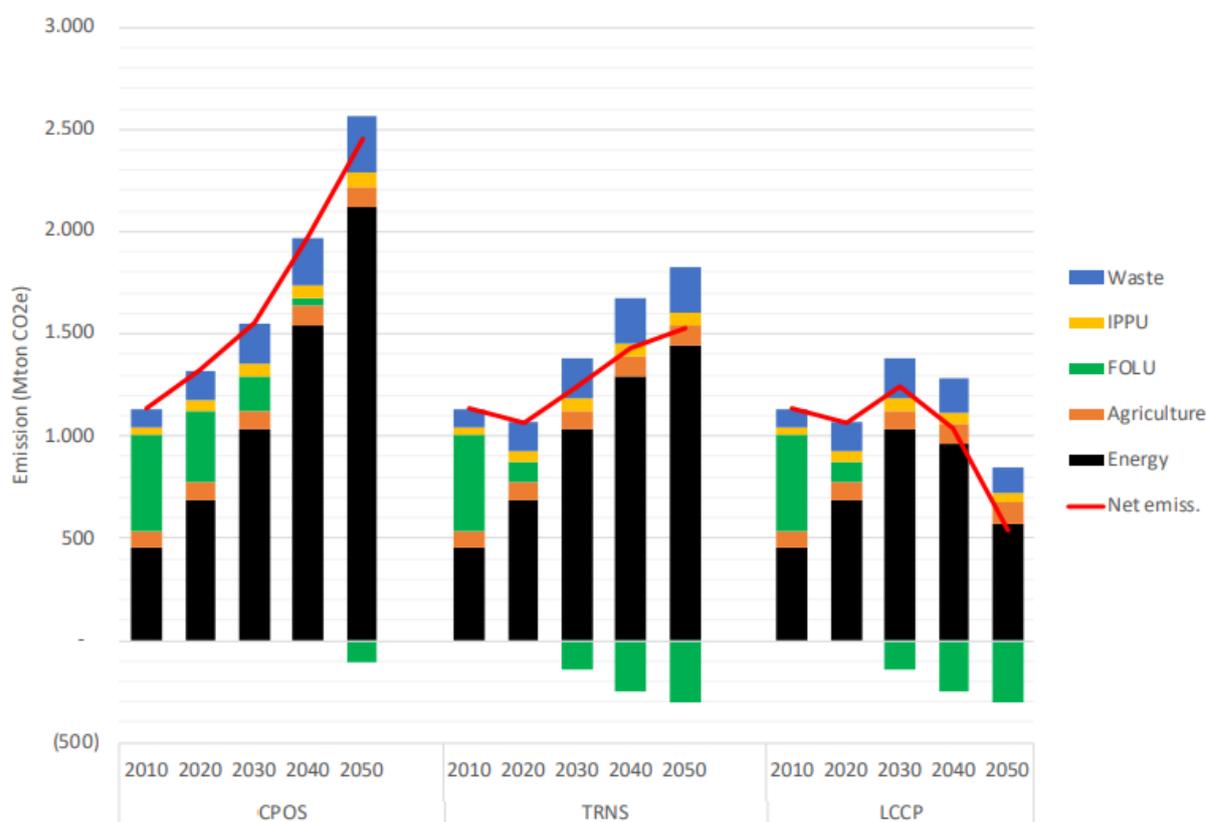
Pemerintah Indonesia telah menyerahkan kepada UNFCCC “Strategi Jangka Panjang untuk Karbon Rendah dan Ketahanan Iklim 2050 (LTS-LCCR)” sehubungan dengan NDC terbaru. Dalam strategi jangka panjang tersebut, pemerintah telah menetapkan sasaran untuk mencapai netralitas karbon (net-zero carbon emission) paling lambat pada tahun 2060, 10 tahun lebih cepat dari target sebelumnya pada tahun 2070.

Tiga skenario jalur berikut dilakukan selama pengembangan LTS-LCCR Indonesia.

- (i) komitmen tanpa syarat diperpanjang untuk NDC/skenario kebijakan saat ini (dinamakan sebagai CPOS),
- (ii) skenario transisi (dinamai TRNS), dan
- (iii) Skenario Karbon Rendah yang sesuai dengan target Perjanjian Paris (disebut sebagai LCCP).

Pada skenario CPOS, emisi GRK diperkirakan akan terus meningkat setelah tahun 2030. Meskipun skenario TRNS menunjukkan penurunan emisi GRK dibandingkan skenario CPOS, tingkat emisi pada tahun 2050 belum mencukupi untuk memenuhi tujuan dari Kesepakatan Paris. Dalam skenario LCCP, emisi akan menurun dengan cepat setelah tahun 2030, mencapai 540 Mton CO_{2e} (1,61ton CO_{2e} per kapita) pada tahun 2050. Pemerintah Indonesia percaya bahwa netralitas karbon dapat dicapai paling lambat pada tahun 2060 melalui skenario LCCP.

Prediksi emisi GRK pada tahun 2050 di setiap skenario adalah seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4-1.



(Sumber: Strategi Jangka Panjang Indonesia untuk Rendah Karbon dan Ketahanan Iklim 2050 (2021))

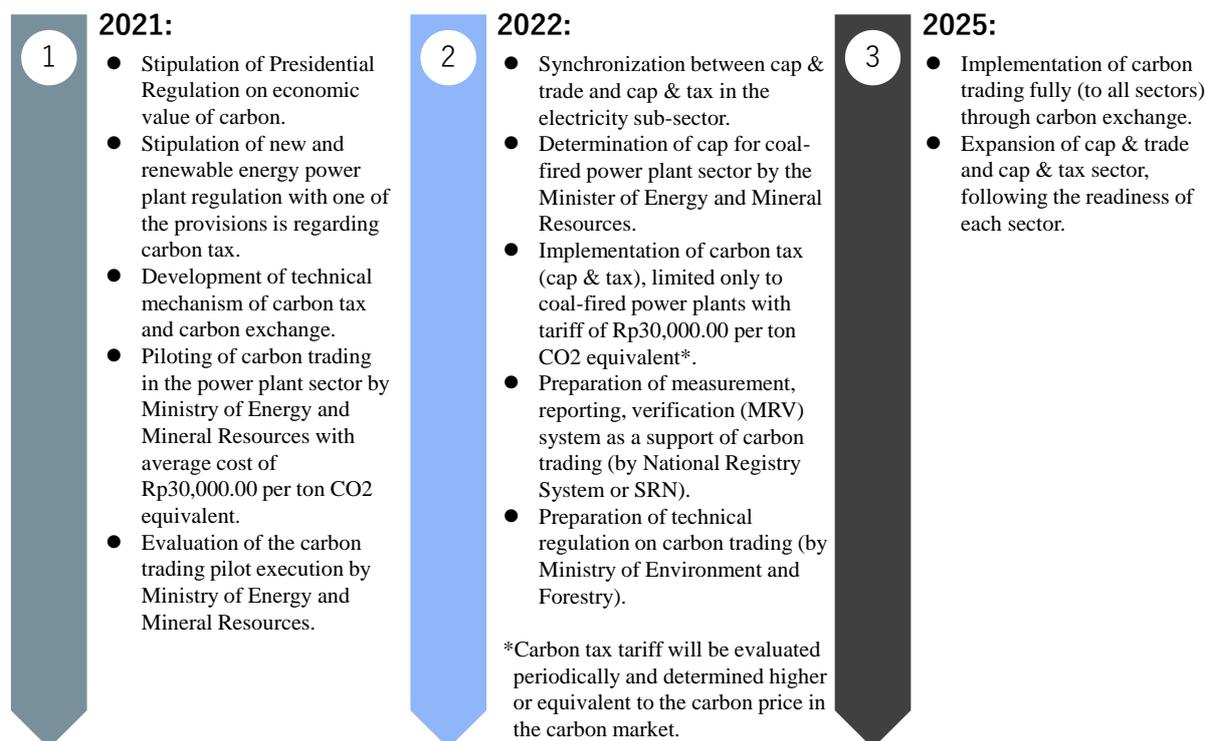
Gambar 4-1 Proyeksi emisi berdasarkan CPOS, TRNS dan LCCP

4.1.3 Pengenalan peraturan penetapan harga karbon

Pemerintah Indonesia mengumumkan bahwa Presiden Joko Widodo menandatangani Peraturan Presiden No. 98/2021 pada tanggal 2 November 2021, selama COP26, tentang "Sistem Penetapan Nilai Ekonomi Karbon" untuk mempromosikan pengurangan emisi dengan menetapkan harga karbon.

Sistem ini menetapkan dua metode penentuan harga karbon: "sarana perdagangan" dan "sarana non-perdagangan". "Alat perdagangan" termasuk Sistem Perdagangan Emisi (ETS) dan sistem penyeimbangan karbon (mekanisme kredit). "Cara non-perdagangan" termasuk pajak karbon. Rincian tata niaga emisi akan diatur dalam aturan tersendiri, dan Kementerian Keuangan sedang menyiapkan regulasi terkait pajak karbon yang akan diberlakukan pada tahun 2022.

Gambar 4-2 menunjukkan jadwal pengenalan untuk sistem penetapan harga karbon ini.



(Sumber: Kemenkeu, Desember 2021)

Gambar 4-2 Peta Jalan Pajak Karbon Direncanakan untuk Transisi Energi yang Adil dan Berkelanjutan

4.2 Kebijakan karbonisasi rendah/dekarbonisasi di setiap Negara

Kebijakan karbonisasi rendah/dekarbonisasi negara-negara tetangga Indonesia akan diuraikan sebagai berikut.

4.2.1 Singapura

(1) Target karbonisasi rendah/dekarbonisasi (NDC)

Menurut INDC yang disampaikan oleh pemerintah Singapura kepada UNFCCC pada tahun 2016, Singapura telah menetapkan tujuan untuk mengurangi emisi GRK pada tahun 2030 sebesar 36%, dibandingkan dengan tahun 2005.

(2) Strategi Pembangunan Emisi Rendah Jangka Panjang

Dalam Strategi Pembangunan Rendah Emisi Jangka Panjang (LEDS) yang dikeluarkan pada April 2020, Singapura menyatakan bahwa mereka akan menekankan puncak emisi menjadi 33 MtCO_{2e} pada tahun 2050, dengan tujuan untuk mencapai emisi nol-bersih sesegera mungkin pada paruh kedua abad ini.

Otoritas Pasar Energi (EMA) mengatakan akan memanfaatkan empat perubahan pasokan menuju masa depan pasokan energi yang bisa diandalkan dan tentunya efisien.

- Perubahan Ke-1 Gas Alam
 - Menghasilkan daya dari gas alam secara lebih efisien untuk mengurangi emisi GRK
 - Diversifikasi sumber gas alam untuk meningkatkan ketahanan energi
- Perubahan ke-2: Surya
 - Terapkan setidaknya 2 GWp solar pada tahun 2030
 - Terapkan setidaknya 200MW sistem penyimpanan energi surya setelah tahun 2025
- Perubahan ke-3: Jaringan listrik regional
 - Memanfaatkan jaringan listrik regional (pengaturan perdagangan listrik bilateral, pengaturan regional seperti Proyek Integrasi Tenaga Listrik Laos-Thailand-Malaysia-Singapura)
 - Visi jangka lebih panjang: pembangunan ASEAN Power Grid, perdagangan listrik tanpa batas antara anggota ASEAN)
- Perubahan ke-4: Munculnya alternatif rendah karbon
 - R&D untuk pengenalan teknologi baru, seperti CCUS dan pemanfaatan dan penyimpanan energi hydrogen

4.2.2 Thailand

(1) Target karbonisasi rendah/dekarbonisasi (NDC)

Target penurunan GRK yang tertuang dalam Kontribusi yang Ditujukan Secara Nasional (Intended Nationally Determined Contributions (INDC)) pertama yang disampaikan Thailand kepada UNFCCC tahun 2016 adalah 20% pada skenario tanpa syarat dan hingga 25% pada skenario kondisional, dibandingkan dengan skenario BAU, pada tahun 2030.

Pada bulan November 2021, Perdana Menteri Prayut menyatakan tujuan baru Thailand untuk mencapai netralitas karbon pada tahun 2050 dan emisi nol-bersih pada tahun 2065 pada Konferensi COP26.

Dalam Strategi Pengembangan Emisi Gas Rumah Kaca Rendah Jangka Panjang (LT-LEDS), Thailand menekankan pentingnya inovasi dan RD&D, terutama di bidang pembangkit listrik rendah karbon, CCS, bioenergi dengan CCS, dan ekonomi hidrogen, untuk mencapai netralitas karbon pada tahun 2065.

(2) Strategi Pengembangan Emisi Gas Rumah Kaca Rendah Abad Pertengahan dan Jangka Panjang

Thailand telah menetapkan sasaran berikut dalam Strategi Pengembangan Emisi Gas Rumah Kaca Rendah Jangka Panjang (LT-LEDS) Abad Pertengahan (Oktober 2021):

- Mencapai puncak emisi GRK (sekitar 370MtCO_{2e}) pada tahun 2030
- Emisi bersih GRK menjadi sekitar 200 MtCO_{2e} pada tahun 2050
- Seimbangkan antara emisi GRK berdasarkan sumber dan penghilangan emisi oleh pengendap (*sink*) sedini mungkin dalam paruh kedua abad ke-21

Strategi tersebut menjelaskan bahwa langkah utama untuk mengurangi emisi GRK berada di sektor energi dan transportasi, termasuk meningkatkan efisiensi energi, transformasi teknologi dengan menerapkan energi terbarukan dan CCS, pergeseran moda dan promosi armada kendaraan baru dan efisien. Selain itu, Thailand memiliki tujuan untuk mencapai netralitas karbon pada tahun 2065, dengan persyaratan sebagai berikut:

- Dukungan teknologi dan keuangan akan diberikan sesegera mungkin
- Pembangunan infrastruktur: Sumber daya energi terbarukan menjadi setidaknya 50% dari kapasitas pembangkit listrik pada tahun 2050, dan pangsa kendaraan listrik di pasar menjadi setidaknya 69% pada tahun 2035
- Peningkatan efisiensi energi
- Adopsi teknologi canggih penghilang karbon seperti BECCS, CCS, dan CCU
- Transformasi sistem energi melalui dekarbonisasi, digitalisasi, desentralisasi, deregulasi, dan elektrifikasi (modernisasi jaringan, sistem penyimpanan energi, pasar pengukuran bersih, infrastruktur EV, penelitian dan pengembangan listrik terbarukan hidrogen dan CCS, dll.)

4.2.3 Malaysia

(1) Target karbonisasi rendah/dekarbonisasi (NDC)

Menurut Badan Kontribusi Nasional (NDC) yang diajukan oleh pemerintah Malaysia kepada UNFCCC pada tahun 2015, target penurunan emisi GRK Malaysia adalah menurunkan emisi GRK sebesar 35% pada skenario tanpa syarat dan hingga 45% pada skenario bersyarat pada tahun 2030, dibandingkan tahun 2005. Pembaruan di tahun 2020 menaikkan target skenario tanpa syarat menjadi 45%.

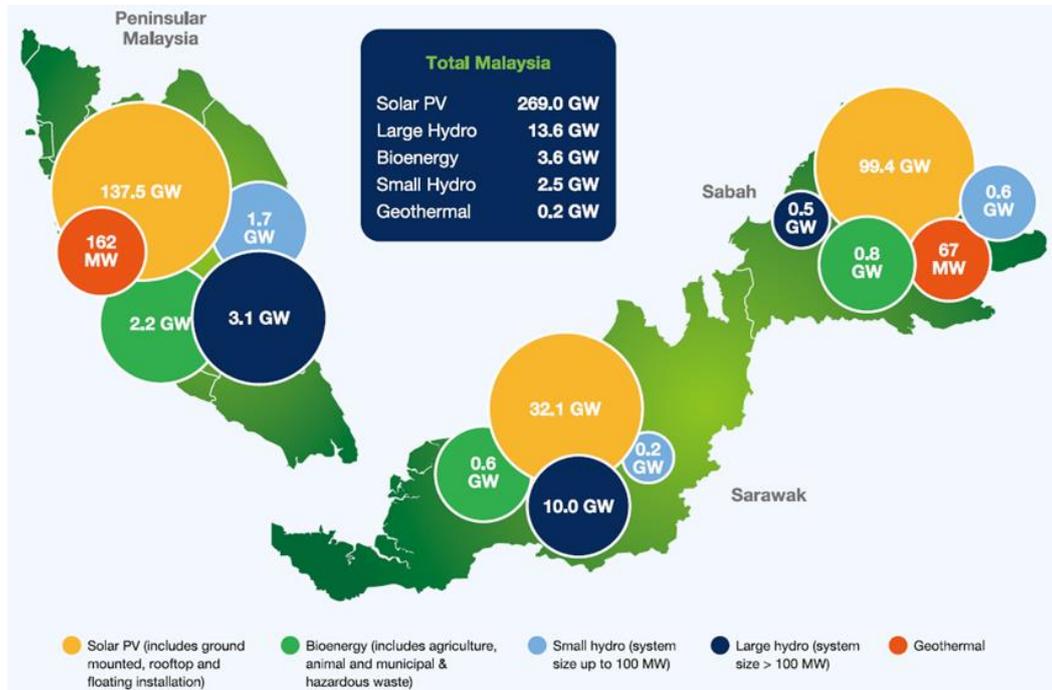
Pemerintah Malaysia telah menetapkan tujuan untuk meningkatkan pangsa energi terbarukan, seperti surya, biomassa, dan biogas, dalam total kapasitas pembangkit listrik menjadi 31% pada tahun 2025. Untuk mencapai hal ini, selain memperluas penggunaan kogenerasi, panas matahari dan sel bahan bakar di bidang industri, Malaysia akan mempromosikan sertifikat energi terbarukan yang memungkinkan pengadaan dan perdagangan energi terbarukan.

(2) Peta Jalan Energi Terbarukan Malaysia (MyRER)

Dengan tujuan mencapai target penurunan emisi GRK NDC, pemerintah Malaysia telah menetapkan tujuan untuk mencapai pangsa energi terbarukan sebesar 31% (12,9 GW) pada tahun 2025, dari 23% (8,45 GW) kapasitas terpasang nasional pada tahun 2020.

Sebagai strategi untuk mencapai tujuan tersebut, Otoritas Pengembangan Energi Berkelanjutan *Sustainable Energy Development Authority* (SEDA) telah membuat rumusan berupa Peta Jalan Energi Terbarukan Malaysia (MyRER).

Malaysia memiliki sumber energi terbarukan yang melimpah, seperti radiasi matahari sepanjang tahun; pertanian, limbah domestik dan industri untuk bioenergi; dan daerah aliran sungai untuk pembangkit listrik tenaga air skala kecil.



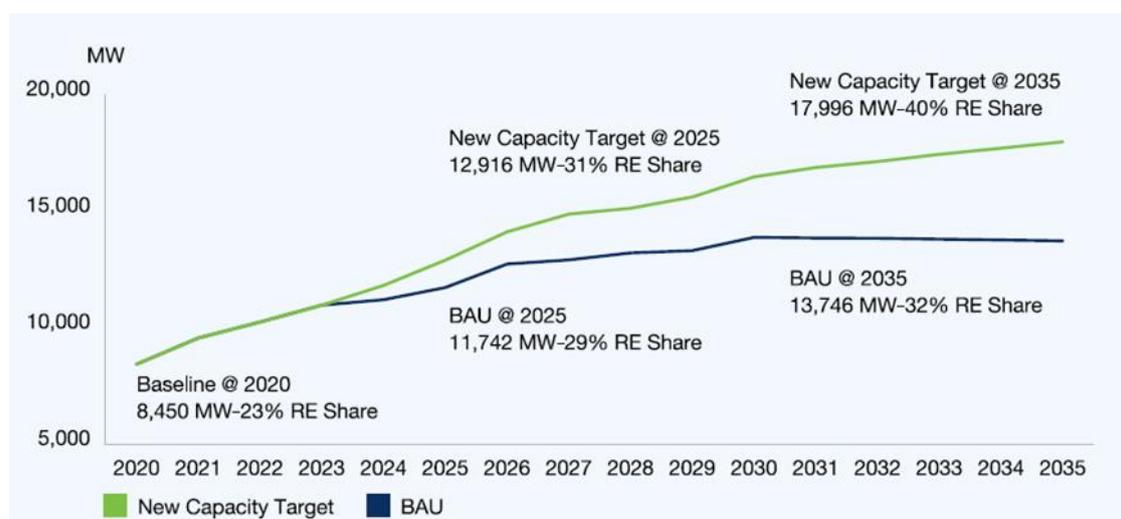
(Sumber : Malaysia Renewable Energy Roadmap)

Gambar 4-3 Sumber daya energi terbarukan di Malaysia

Berdasarkan potensi ini, MyRER mempertimbangkan dua skenario di bawah ini.

- Skenario Bisnis seperti biasa (BAU): tanpa penerapan langkah-langkah baru
- Skenario Target Kapasitas Baru (NCT): menargetkan target kapasitas energi terbarukan yang lebih tinggi untuk diselaraskan dengan dekarbonisasi lebih lanjut di sektor ketenagalistrikan menuju tonggak sejarah 2035

Dalam skenario NCT, kapasitas energi terbarukan akan mencapai 12.916 MW pada 2025 dan 17.996 MW pada 2035, dari 8.450 MW pada 2020.



(Sumber: Peta Jalan Energi Terbarukan Malaysia)

Gambar 4-4 Kapasitas energi terbarukan di setiap skenario (BAU, NCT)

4.2.4 Vietnam

(1) Target karbonisasi rendah/dekarbonisasi (NDC)

Dalam NDC yang direvisi pada Juli 2020, Vietnam telah menetapkan target pengurangan emisi gas rumah kaca berdasarkan Perjanjian Paris sebesar 9% dalam skenario tanpa syarat dan hingga 27% dalam skenario bersyarat dibandingkan dengan skenario BAU pada tahun 2030.

Pada November 2021, Perdana Menteri Pham Minh Chin mengumumkan di COP26 bahwa Vietnam menargetkan netralitas karbon pada tahun 2050.

NDC yang direvisi memberikan target emisi GRK di bawah ini untuk setiap sektor pada tahun 2030.

Tabel 4-3 Kontribusi pengurangan GRK berdasarkan sektor pada tahun 2030

Sector	Contribution with domestic resources		Contribution with international support		Total contribution with both domestic resources and international support	
	Compared to BAU scenario (%)	Reduction amount (Mil. tonnes of CO _{2eq})	Compared to BAU scenario (%)	Reduction amount (Mil. tonnes of CO _{2eq})	Compared to BAU scenario (%)	Reduction amount (Mil. tonnes of CO _{2eq})
Energy	5.5	51.5	11.2	104.3	16.7	155.8
Agriculture	0.7	6.8	2.8	25.8	3.5	32.6
LULUCF*	1.0	9.3	1.3	11.9	2.3	21.2
Waste	1.0	9.1	2.6	24.0	3.6	33.1
IP	0.8	7.2	0.1	0.8	0.9	8.0
Total	9.0	83.9	18.0	166.8	27.0	250.8

Note (*): increase in GHGs sequestration

(Sumber: Kontribusi yang Diperbarui Secara Nasional, Republik Sosialis Vietnam, Juli 2020)

Pada November 2021, pemerintah Vietnam mengumumkan di COP26 bahwa negara tersebut memiliki tujuan untuk meniadakan emisi gas rumah kaca (netralitas karbon) pada tahun 2050.

Pada Oktober 2021, Vietnam juga mengumumkan “Strategi Pertumbuhan Hijau Nasional untuk 2021-2030, visi menuju 2050” untuk mencapai pertumbuhan hijau. Strategi tersebut akan berkontribusi pada pencegahan pemanasan global dengan melakukan upaya untuk mewujudkan ekonomi hijau dan karbon netral.

Tabel 4-4 Sasaran Strategi Pertumbuhan Hijau Nasional

item	2030	2050
Intensitas emisi GRK per unit PDB	Paling tidak 15% pengurangan dibandingkan dengan 2014	Paling tidak 30% pengurangan dibandingkan dengan 2014
Konsumsi energi primer per unit PDB	Pengurangan 1,0 - 1,5% rata-rata setiap tahun	Rata-rata pengurangan 1,0% setiap tahun untuk setiap periode 10 tahun
Proporsi energi terbarukan dalam total pasokan energi primer	15 - 20%	25 – 30%
Pangsa ekonomi digital	30% dari PDB	50% dari PDB
tutupan hutan	42% tersisa	42 – 43% tersisa
Area di mana metode irigasi canggih dan hemat air diterapkan	Paling tidak 30% dari total luas lahan kering yang dapat diairi	Paling tidak 60% dari total luas lahan kering yang dapat diairi

(Sumber: Berita Pemerintah Republik Sosialis Vietnam⁸)

(2) Rencana Pengembangan Ketenagalistrikan⁹

Kementerian Perindustrian dan Perdagangan Republik Sosialis Vietnam (MOIT) saat ini sedang mempersiapkan untuk mengumumkan Rencana Pengembangan Tenaga Listrik Kedelapan (PDP8). Dilaporkan bahwa di bawah rancangan PDP8 yang diserahkan kepada pemerintah oleh Komite Evaluasi PDP8 pada Oktober 2021, total kapasitas terpasang pasokan listrik di seluruh negeri akan menjadi 130.371 hingga 143.839 MW pada tahun 2030, di mana listrik tenaga batubara akan menjadi 28,3- 31,2%, listrik berbahan bakar gas (termasuk LNG) akan menjadi 21,1-22,3%, pembangkit listrik tenaga air besar dan menengah akan menjadi 17,73-19,5%, energi terbarukan (tenaga angin dan matahari) akan menjadi 24,3-25,7% dan listrik impor akan menjadi 3-4%.

Pada tahun 2045, total kapasitas terpasang sumber daya akan mencapai 261.951 hingga 329.610 MW, di mana pembangkit listrik berbahan bakar batubara sebesar 15,4-19,4%, pembangkit listrik berbahan bakar gas (termasuk LNG) sebesar 20,6-21,2%, tenaga air dengan sistem tampungan skala besar dan sedang akan menjadi 9,1-11,1%, energi terbarukan (PLTA kecil, angin, surya, pembangkit listrik biomassa, dll.) akan menjadi 26,5 hingga 28,4%, dan impor akan menjadi sekitar 3,1%. Sementara Vietnam berencana untuk mengurangi pembangkit listrik berbahan bakar batubara secara signifikan (dari 29% pada tahun 2020), Vietnam bermaksud untuk mengembangkan dan memperluas pembangkit listrik berbahan bakar LNG dengan emisi karbon rendah selain pengenalan energi terbarukan.

4.2.5 Filipina

(1) Target karbonisasi rendah/dekarbonisasi (NDC)

NDC yang disampaikan oleh pemerintah Filipina kepada UNFCCC pada April 2021 menyatakan bahwa Filipina bertujuan untuk mengurangi emisi GRK sebesar 75% pada tahun 2030 (2,71% tanpa syarat, 72,29% secara kondisional).

⁸ <https://en.baochinhphu.vn/national-green-growth-strategy-for-2021-2030-vision-towards-2050-11142515.htm>

⁹ <https://baochinhphu.vn/nhung-diem-nhan-trong-quy-hoach-dien-viii-102302880.htm>

(2) Rencana Energi Filipina 2020-2040¹⁰

Departemen Energi (DOE) telah menetapkan target jangka menengah hingga panjang untuk transisi ke energi rendah karbon dalam Rencana Energi Filipina (PEP) 2020-2040. PEP 2020-2040 membuat rencana, kebijakan, dan tujuan ambisius untuk energi terbarukan, gas alam, bahan bakar alternatif, dan teknologi efisiensi energi tinggi di bawah Skenario Energi Bersih (CES).

Skenario Referensi (REF)

- Tren dan strategi pembangunan saat ini terus berlanjut
- 35,0% pangsa energi terbarukan dalam bauran pembangkit listrik pada tahun 2040
- Impor LNG mulai 2022
- Tingkat Konsumsi Energi yang mendukung percepatan ekspansi ekonomi pasca COVID-19
- Pencampuran biofuel saat ini (2,0% biodiesel dan 10,0% bioetanol) dipertahankan hingga 2040
- Tingkat penetrasi 5,0% kendaraan listrik untuk transportasi jalan raya (sepeda motor, mobil, jeepney) pada tahun 2040
- Upaya saat ini tentang EEC berlanjut hingga 2040

Skenario Energi Bersih (CES)

- 35,0% dan 50,0% ET dalam bauran pembangkit listrik pada tahun 2030 dan 2040
- 5,0% pencampuran untuk biodiesel mulai 2022
- Peningkatan 1,5% dalam konsumsi gas alam agregat dari sektor transportasi dan industri antara tahun 2020 dan 2040
- Tingkat penetrasi 10,0% kendaraan listrik untuk transportasi jalan raya (sepeda motor, mobil, dan jeepney) pada tahun 2040
- Penghematan energi 5,0% untuk produk minyak dan listrik pada tahun 2040
- Setidaknya 12,0% pengurangan emisi GRK untuk Kontribusi yang Ditentukan Secara Nasional (NDC)

Tabel 4-5 Output Generasi Bruto (TWh) (2020, 2040)

Sumber	2020		2040				% Perbedaan Poin dalam Saham CES vs REF
	Aktual		REF		CES		
	Level	% Bagian	Level	% Bagian	Level	% Bagian	
Batubara	58.18	57.17	89.72	24.62	80.83	23.09	-1,53
Gas alam	19.50	19.16	146,86	40.30	93.24	26.63	-13.67
Berbahan dasar minyak	2.47	2.43	0,28	0,08	0,52	0.15	0,07
Terbarukan	21.61	21.24	127.54	35.00	175,49	50.13	15.13
panas bumi	10.76	10.57	16.18	4.44	16.18	4.62	0.18
hidro	7.19	7.07	51.55	14.15	63.14	18.03	3.89
Angin	1.03	1.01	5.12	1.41	21.77	6.22	4.81
Tenaga surya	1.37	1.35	53.06	14.56	72.01	20.57	6.01
Biomassa	1.26	1.24	1.63	0,45	2.39	0.68	0,23
Total	101.76	100	364.40	100	350.07	100	-

(Sumber: Rencana Energi Filipina 2020-2040)

¹⁰ <https://www.doe.gov.ph/pep?withshield=1>

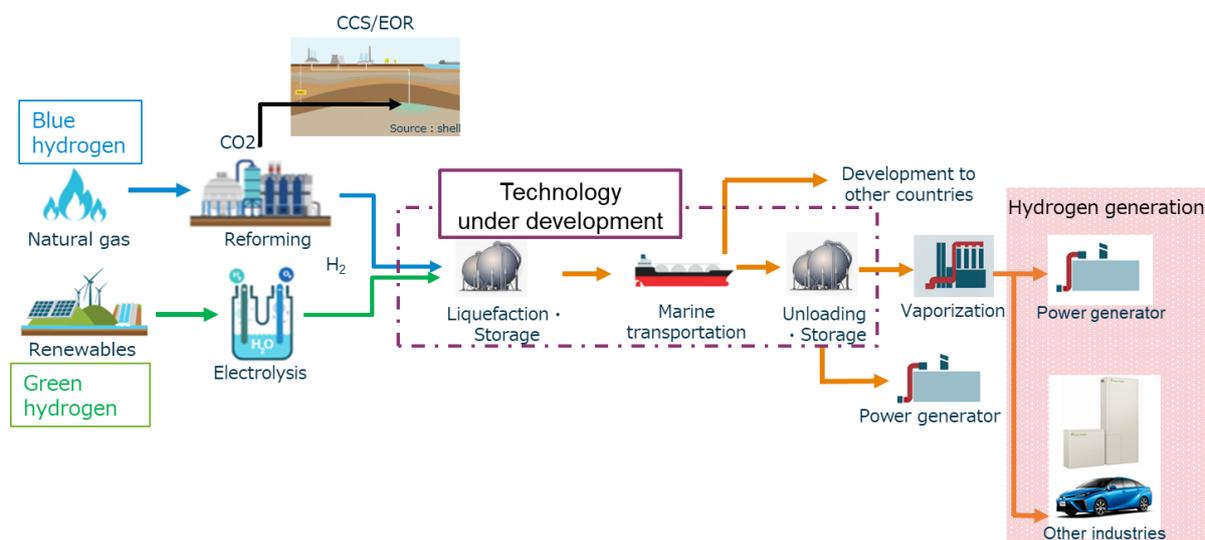
Bab 5. Teknologi karbonisasi rendah/dekarbonisasi untuk Pembangkit Listrik Tenaga Termal

5.1 Teknologi karbonisasi rendah/dekarbonisasi untuk Pembangkit Listrik Tenaga Termal eksisting

5.1.1 Masalah Teknis dan Penanggulangannya terkait dengan Pembangkit Listrik Tenaga Termal dengan Menggunakan Hidrogen Sebagai Bahan Bakar

(1) Kata Pengantar

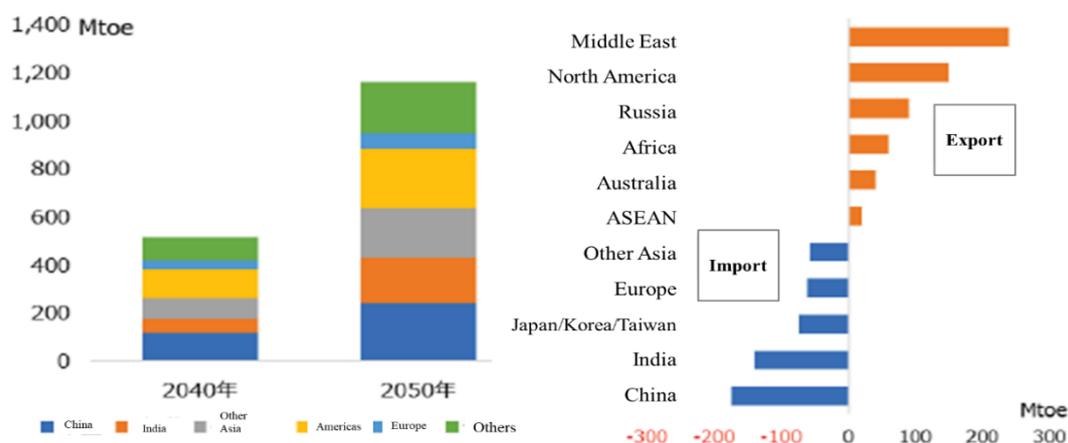
Hidrogen merupakan bahan bakar esensial untuk karbonisasi rendah (dekarbonisasi), yang tidak hanya secara langsung berkontribusi pada rendahnya karbonisasi (dekarbonisasi) di sektor tenaga listrik, tetapi juga membantu memaksimalkan potensi sumber energi terbarukan dengan mengubah surplus listrik menjadi hidrogen untuk penyimpanan dan penggunaan. Contoh rantai pasokan hidrogen ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 5-1 Contoh Rantai Pasokan Hidrogen

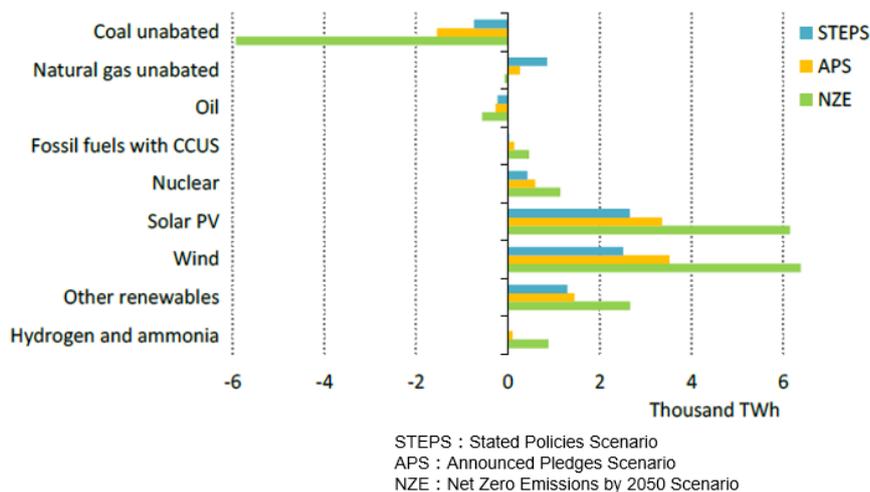
Hidrogen dapat diproduksi dari berbagai sumber energi, namun jika kapasitas pasokan untuk kebutuhan dalam negeri tidak mencukupi, maka hidrogen perlu diimpor dari luar negeri untuk jangka panjang agar harga bersaing. Oleh karena itu, dari sisi ketahanan energi, perlu dilakukan diversifikasi sumber pengadaan dan penguatan kapasitas produksi dalam negeri. Gambar 5-2 menunjukkan prospek permintaan hidrogen global dari The Institute of Energy Economics, Jepang (selanjutnya disebut IEEJ). Menurut pandangan IEEJ, permintaan global untuk hidrogen akan meningkat di masa depan, terutama di Asia, dan negara-negara yang tidak memiliki kapasitas produksi hidrogen biru domestik akan mengimpor hidrogen biru dari luar negeri. Sumber pasokan utama hidrogen biru antara lain Timur Tengah, Amerika Utara, Rusia dll, yang memiliki sumber daya bahan bakar fosil yang melimpah dan dapat melakukan CCS.



(Sumber: IEEJ, “Forum ke-436 tentang Pekerjaan Penelitian, 'IEEJ Outlook 2021 – Transisi energi di dunia pasca corona’”)

Gambar 5-2 Prospek Permintaan Hidrogen Global

Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5-3, IEA's World Energy Outlook 2021 menunjukkan perubahan jumlah listrik yang dihasilkan untuk setiap skenario dan jenis pembangkit listrik jika dibandingkan tahun 2020 dan 2030. Menurut Skenario Kebijakan yang Dinyatakan (STEPS), jumlah pengembangan co-firing hidrogen atau amonia di CCS dan pembangkit listrik termal berbahan bakar batubara dan gas tidak akan terlalu besar pada tahun 2030, tetapi sejumlah pengembangan diharapkan dalam Skenario Janji yang Diumumkan (APS) dan Emisi Nol-Bersih pada Skenario 2050 (NZE) bahkan di 2030. Dalam kedua skenario, pengembangan skala besar lebih lanjut akan berlangsung dari tahun 2030 hingga 2050, dan co-firing hidrogen atau amonia diposisikan untuk berkontribusi besar tidak hanya pada jumlah daya yang dihasilkan tetapi juga pada stabilitas sistem listrik karena fleksibilitas generasi.

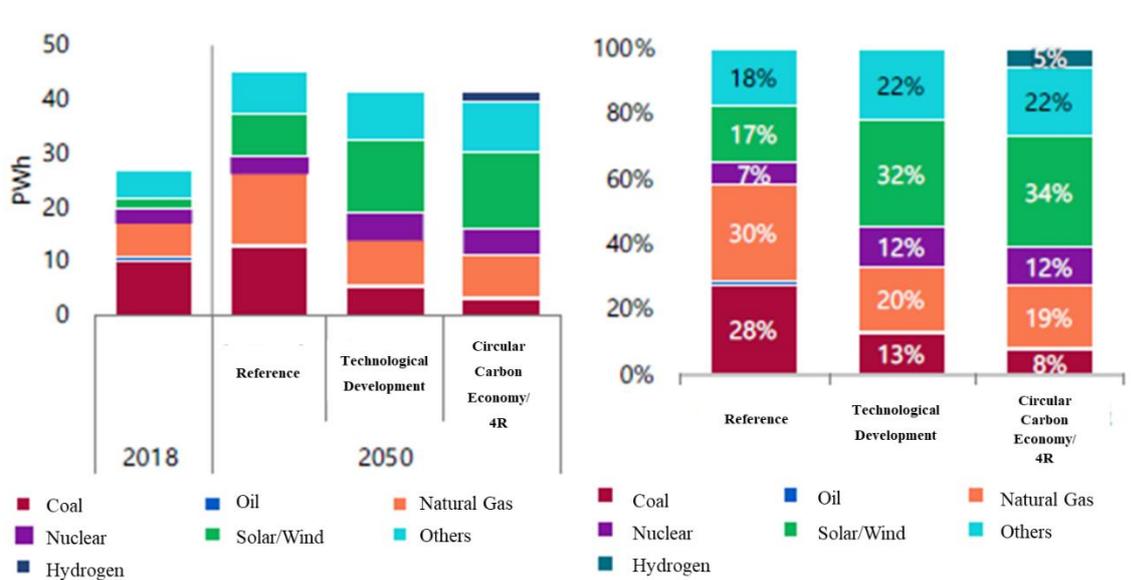


Source : IEA World Energy Outlook 2021

Gambar 5-3 WEO 2021 Perubahan Pembangkit Listrik Berdasarkan Skenario dan Jenis (2020–2030)

Gambar 5-4 menunjukkan asumsi yang dibuat oleh IEEJ untuk jumlah listrik yang dihasilkan dan komposisi sumber daya untuk setiap skenario di dunia. Dalam skenario referensi (di mana konservasi energi radikal dan kebijakan rendah karbon tidak dirumuskan dengan latar belakang kebijakan energi dan lingkungan yang ada), dan dalam skenario pengembangan teknologi (di mana setiap negara

menciptakan kebijakan energi dan lingkungan yang kuat untuk mengamankan energi yang stabil, memasok dan memperkuat penanggulangan perubahan iklim, kebijakan ini bekerja semaksimal mungkin, dan teknologi energi dan lingkungan diperkenalkan secara maksimal), tidak ada peningkatan luar biasa dalam pangsa pembangkit listrik hidrogen yang akan diakui pada tahun 2050. Namun, dalam skenario karbon siklus ekonomi/4 R, di mana beberapa teknologi diasumsikan akan diperkenalkan secara maksimal, dengan mempertimbangkan dampak pengurangan karbon dan tahapan perkembangan teknologi, pangsa pembangkit listrik termal oleh bahan bakar fosil akan berkurang menjadi 27% pada tahun 2050 dibandingkan dengan 34% dalam skenario pengembangan teknologi. Pangsa pembangkit listrik hidrogen akan menjadi 5%, dan diasumsikan akan menggantikan beberapa bahan bakar fosil. Dalam skenario ekonomi siklus karbon/4R, kontribusi terbesar dari masing-masing teknologi untuk pengurangan emisi adalah konversi tenaga berbahan bakar batubara menjadi pembangkit listrik hidrogen biru, diikuti dengan pengenalan hidrogen biru dalam permintaan pada sektor transportasi.



Sumber: IEEJ, "Forum ke-436 tentang Pekerjaan Penelitian, 'IEEJ Outlook 2021 – Transisi energi di dunia pasca corona'"

Gambar 5-4 Asumsi IEEJ tentang Pembangkit Listrik Global dan Komposisi Sumber Listrik untuk Setiap Skenario

Seperti disebutkan di atas, bab ini menjelaskan status modifikasi fasilitas dan pengembangan teknologi yang diperlukan untuk co-firing dan pembakaran eksklusif di masa depan pada pembangkit listrik termal, dari segi masalah teknologi dan biaya untuk pembangkit listrik termal berbahan bakar hidrogen, yang diharapkan memainkan peran penting dalam karbonisasi rendah (dekarbonisasi) selama beberapa dekade berikutnya.

(2) Kerangka teknologi pembangkit listrik tenaga termal hidrogen

Karena hidrogen memiliki karakteristik pembakaran yang relatif mirip dengan gas alam, uji demonstrasi direncanakan untuk dilakukan terutama di pembangkit listrik termal berbahan bakar gas di antara pembangkit listrik termal yang ada. Dibandingkan dengan gas alam, hidrogen terbakar lebih cepat dan memiliki suhu pembakaran yang lebih tinggi sehingga diperlukan tindakan pencegahan untuk mencegah kerusakan fasilitas akibat backfire selama pembakaran dan untuk mengurangi NOx yang dihasilkan oleh pembakaran yang cepat.

Energi per volume hidrogen adalah 10.8MJ/m^3 , yaitu sekitar $1/4$ dari 40MJ/m^3 gas alam. Suhu pencairan adalah -253C untuk hidrogen dan -162C untuk gas alam. Laju pembakaran hidrogen adalah $2,65\text{m/s}$, rentang pembakaran 4 hingga 75%, dan energi pengapian minimum $0,02\text{mJ}$. Laju pembakaran

metana, yang merupakan komponen utama gas alam, adalah 0,4 m/s, dan rentang pembakaran 5 - 15%. Energi pengapian minimum adalah 0,28mJ.

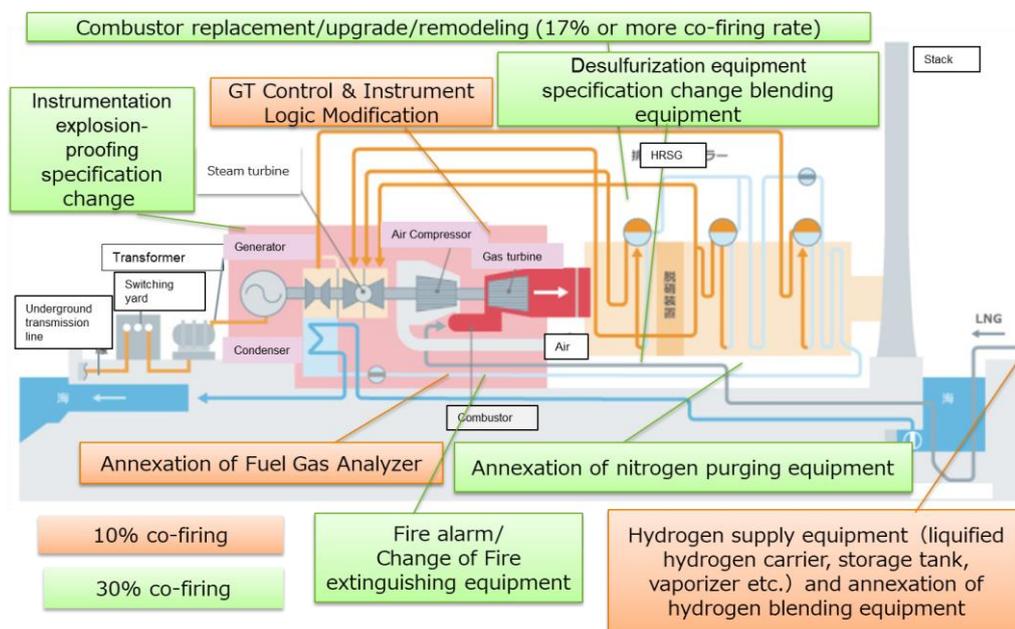
Adapun status pembangkit listrik hidrogen saat ini, pengembangan teknologi untuk memasok 30% volume gas alam campuran hidrogen ke ruang bakar NO_x rendah untuk co-firing hidrogen pada tahun 2018 di pembangkit listrik termal berbahan bakar gas skala besar kelas 500 MW yang ada telah selesai, dan pengembangan teknologi untuk pembangkit listrik berbahan bakar hidrogen secara eksklusif telah berlangsung sejak tahun 2020.

Di bidang sumber daya termoelektrik regional, perkembangan teknologi yang dapat dengan bebas membakar 0% hingga 100% hidrogen menjadi gas alam telah mengalami kemajuan. Pada tahun 2018, pasokan listrik termoelektrik berbahan bakar hidrogen eksklusif pertama di dunia ke daerah perkotaan dicapai dari fasilitas pembangkit listrik berbahan bakar hidrogen di Port Island di Kobe, Jepang. Pada saat ini, 2.800kW panas disuplai ke dua fasilitas dan total 1.100kW daya disuplai ke empat fasilitas. Sistem beroperasi tanpa masalah.

Pembangkit listrik berbahan bakar gas yang ada diharapkan di masa depan untuk mengembangkan ruang bakar dengan pembakaran yang stabil dan pengurangan NO_x, serta meningkatkan fasilitas tersebut dengan memperhatikan keselamatan saat menangani hidrogen. Gambar 5-5 menunjukkan modifikasi fasilitas yang dianggap perlu untuk laju co-firing sekitar 10% hingga 30% untuk lebih meningkatkan rasio pencampuran dan bertujuan untuk pembakaran secara eksklusif. Selain perbaikan tersebut, Gambar 5-6 menunjukkan modifikasi fasilitas yang diharapkan diperlukan untuk tingkat penembakan bersama sekitar 50% hingga 100%.

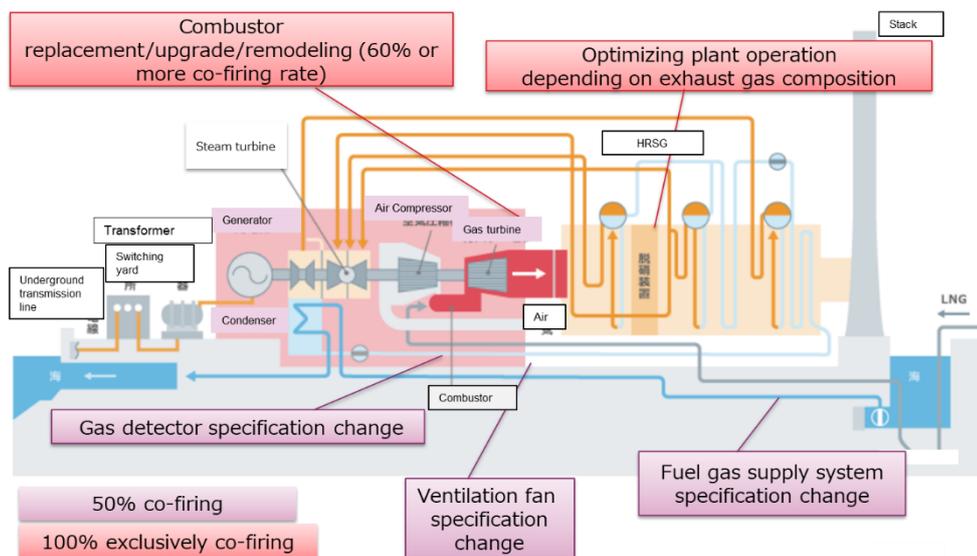
Untuk menerapkan co-firing hidrogen, diperlukan fasilitas pemasok hidrogen tambahan seperti pembawa pencairan, tangki penyimpanan, alat penguap, dll., dan fasilitas untuk pencampuran hidrogen dan gas. Untuk fasilitas pembangkit listrik, hanya perubahan kecil pada kontrol turbin gas, dll. yang akan cukup untuk co-firing hingga sekitar 10%, tetapi untuk co-firing hingga sekitar 30%, perlu untuk meningkatkan ruang bakar menjadi satu. yang dilengkapi untuk menembakkan hidrogen dengan aman, yang memiliki laju pembakaran tinggi, dan untuk memodifikasi fasilitas untuk menangani pembentukan NO_x karena pembakaran yang cepat.

Ketika rasio co-firing melebihi 50%, perlu untuk mengubah spesifikasi sistem pasokan bahan bakar gas, kipas ventilasi, detektor gas, dll. untuk alasan keamanan. Ketika bertujuan untuk 100% co-firing eksklusif, perlu untuk meng-upgrade ruang bakar karena ukuran yang lebih besar dan tekanan yang lebih tinggi dari peralatan dan untuk mengoptimalkan operasi pembangkit sesuai dengan komposisi gas buang.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 5-5 Modifikasi fasilitas diasumsikan diperlukan untuk tingkat co-firing hidrogen sekitar 10% hingga 30%



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 5-6 Modifikasi fasilitas diasumsikan diperlukan untuk tingkat co-firing hidrogen sekitar 50% hingga 100%

(3) Co-firing hidrogen di pembangkit listrik berbahan bakar gas

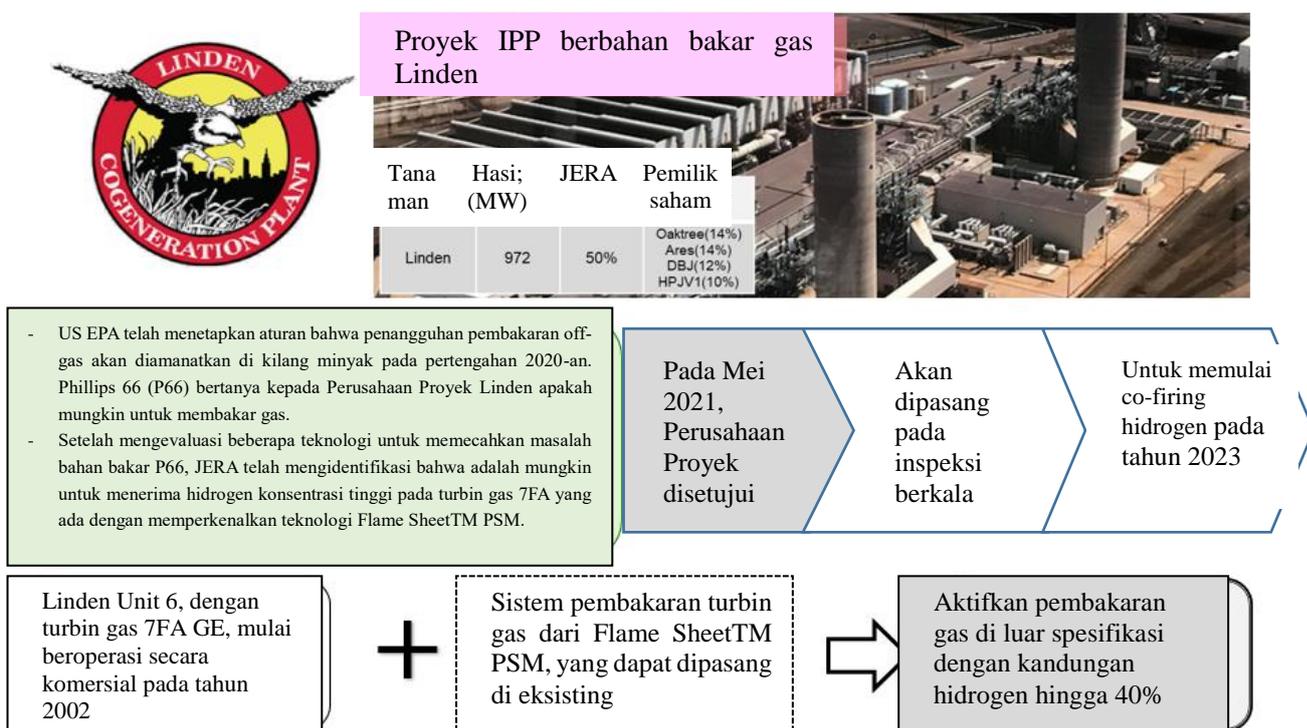
Upaya untuk melakukan co-firing hidrogen di pembangkit listrik berbahan bakar gas telah dilakukan sejak akhir 2010-an. Mitsubishi Power Corporation (selanjutnya disebut Mitsubishi Power) berpartisipasi dalam proyek untuk mengubah pembangkit listrik GTCC berbahan bakar gas alam kelas 1,32 GW yang dioperasikan oleh Nuon, perusahaan energi Belanda, menjadi pembangkit listrik

berbahan bakar hidrogen, dan melakukan studi kelayakan untuk mengkonfirmasi apakah mungkin untuk mengubahnya menjadi pembakaran hidrogen. Dalam proyek ini, salah satu dari tiga grup pembangkit listrik turbin gas M701F yang dikirimkan oleh Mitsubishi Power akan diubah menjadi pembangkit listrik berbahan bakar hidrogen secara eksklusif sekitar tahun 2027. Ini akan menghilangkan hampir semua dari sekitar 1,3 juta ton CO₂ yang dipancarkan oleh 440 Grup MW di fasilitas pembangkit listrik GTCC.

Mitsubishi Power juga telah mengumumkan akan memberikan fasilitas pembangkit listrik GTCC menggunakan dua grup M501JAC berdasarkan teknologi turbin gas besar yang dikomersialkan untuk proyek pembangkit listrik GTCC berbasis hidrogen yang direncanakan oleh Intermountain Power Agency di Utah, AS. Dalam proyek ini, operasi co-firing hidrogen sekitar 30% volume akan dimulai pada tahun 2025, dan tujuannya adalah untuk mengoperasikan pembangkit dengan pembakaran hidrogen 100% pada tahun 2045.

JERA diterapkan pada, dan dipilih oleh, Energi Baru dan Organisasi Pengembangan Teknologi Industri (selanjutnya disebut NEDO) untuk Proyek Dana Inovasi Hijau/Proyek Konstruksi Rantai Pasokan Hidrogen Skala Besar untuk mendemonstrasikan teknologi pembangkit listrik tenaga hidrogen pada pembangkit listrik tenaga termal berbahan bakar LNG pada tahun 2021. Ini adalah rencana untuk mengubah sebagian LNG yang digunakan sebagai bahan bakar di pembangkit listrik berbahan bakar LNG skala besar JERA di Jepang menjadi hidrogen dan untuk mengevaluasi karakteristik operasional dan lingkungan dengan tujuan untuk mengkomersialkan penggunaan hidrogen di pembangkit listrik berbahan bakar LNG eksisting. Berdasarkan hasil studi kelayakan yang dilakukan pada awal periode proyek, JERA akan membangun sebuah fasilitas suplai hydrogen di pembangkit listrik berbahan bakar LNGS mereka, and memasang combustor yang mampu membakar campuran hydrogen dan LNG di turbin gas, dengan maksud untuk merubah sekitar 30% volume LNG (setara dengan sekitar 10% nilai kalori) menjadi hydrogen pada tahun 2025.

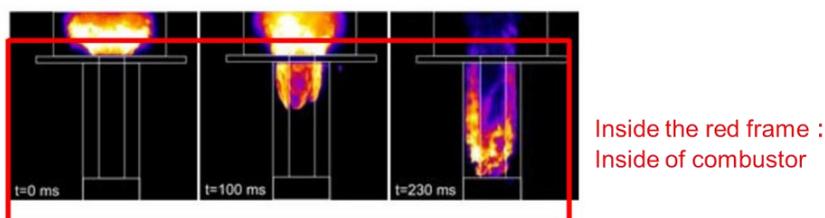
Akhirnya, sebagai pendekatan untuk co-firing hidrogen di pembangkit listrik yang sebenarnya, penggunaan hidrogen di Unit 6 pembangkit listrik termal berbahan bakar gas Linden, di mana JERA telah berinvestasi di Amerika Serikat, akan diperkenalkan. Perusahaan proyek yang mengoperasikan pembangkit listrik berbahan bakar gas Linden, di mana JERA memiliki saham melalui anak perusahaan AS, menandatangani perjanjian dengan Phillips 66, kilang minyak utama AS, pada tahun 2021 untuk menerima gas yang mengandung hidrogen yang diproduksi di kilang tersebut, dan sedang melanjutkan pekerjaan modifikasi untuk turbin gas yang ada sehingga gas yang mengandung hidrogen yang dipasok dari kilang minyak Phillips 66 yang berdekatan dapat dibakar bersama dengan gas alam. Modifikasi ini diharapkan dapat mengaktifkan co-firing hingga 40% hidrogen, mengurangi emisi CO₂ yang setara hingga 10% dari emisi CO₂ dari Unit 6. Gambar 5-7 menunjukkan kerangka upaya co-firing hidrogen di pembangkit listrik berbahan bakar gas Linden.



Gambar 5-7 Tinjauan upaya co-firing hidrogen di pembangkit listrik berbahan bakar gas Linden

(4) Masalah teknis dalam co-firing hidrogen

Ketika gas alam dan hidrogen dibakar bersama, perubahan komponen bahan bakar terjadi dan sifat nyala api berubah. Untuk mengoperasikan turbin gas secara stabil, perlu dikembangkan teknologi hidrogen yang memiliki kecepatan pembakaran lebih tinggi dari gas alam. Dalam kasus co-firing hidrogen, risiko fenomena flashback yang terjadi diasumsikan lebih tinggi daripada pembakaran gas alam secara eksklusif, dan ruang bakar perlu ditingkatkan untuk mencegah flashback. Gambar 5-8 menunjukkan kerangka fenomena flashback.



<Backfire>

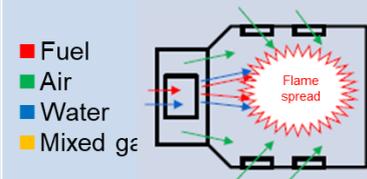
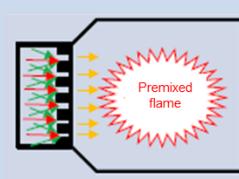
A phenomenon in which a flame travels upward in a fluid when the speed of the flame is higher than the speed of the fluid. If it occurs inside the gas turbine combustor, it can burn out the uncooled parts upstream.

Source : Prepared by this research team, referring to "Direction of Research & development and Social Implementation of Hydrogen-related projects" at 2nd forum of the Working Group of Energy Structural Transformation Field, Sub-committee of Green Innovation Project, Industrial Structure Council of Agency for Natural Resources and Energy in April 2021

Gambar 5-8 Sekilas tentang fenomena flashback

Dalam ruang bakar yang digunakan untuk turbin gas besar saat ini, sistem pembakaran campuran sering diadopsi untuk tujuan pengurangan NOx. Namun, rentang pembakaran stabil lebih sempit daripada

sistem pembakaran difusi, dan fenomena backfire cenderung terjadi. Gambar 5-9 menunjukkan karakteristik sistem pembakaran yang berbeda. Dalam sistem pembakaran premixing yang menggunakan aliran berputar untuk mencampur bahan bakar, ada kemungkinan menjadi bumerang di mana hidrogen mengalir ke pusat putaran. Oleh karena itu, pengembangan jenis burner baru untuk turbin gas berbahan bakar hidrogen secara eksklusif telah dipromosikan, di mana jarak dari lubang injeksi bahan bakar ke bagian depan api diperpendek dengan menyediakan beberapa saluran aliran tanpa pencampuran berputar, dan ketahanan terhadap backfire ditingkatkan dengan mempersempit wilayah di mana api bisa menyebar.

	Diffusion combustion method	Premixing method
Structure	 <p> ■ Fuel ■ Air ■ Water ■ Mixed gas </p>	
Features	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Simplify the fuel system ➤ Wide range of tolerance for fuel properties ➤ As a countermeasure against NOx, steam or water injection is required, which reduces efficiency. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Capable of reducing NOx while maintaining high efficiency ➤ The fuel system becomes more complex.
Combustion characteristics	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Separate injection of fuel and air for combustion ➤ While the flame position is stabilized, there is a possibility of localized high temperature areas. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fuel and air are pre-mixed and injected. ➤ Localized hot areas are unlikely to occur. ➤ Flame position is unstable, so there is a risk of backfire.

Source : Prepared by this research team, referring to "Direction of Research & development and Social Implementation of Hydrogen-related projects" at 2nd forum of the Working Group of Energy Structural Transformation Field, Sub-committee of Green Innovation Project, Industrial Structure Council of Agency for Natural Resources and Energy in April 2021

Gambar 5-9 Karakteristik Metode Pembakaran

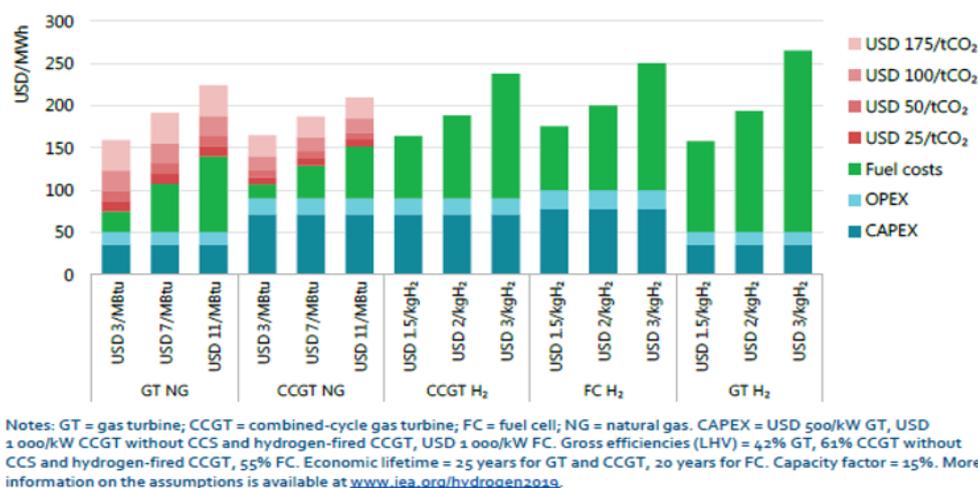
Ketika hidrogen diperkenalkan dalam jumlah besar, ada masalah teknis dalam teknologi transportasi. Ketika hidrogen cair digunakan untuk transportasi, perlu untuk meningkatkan ukuran berbagai fasilitas dengan mempertimbangkan skala komersial, dan menggunakan bahan yang dapat menahan kondisi parah seperti suhu yang sangat rendah dan penggetasan, sehingga rintangan teknisnya tinggi. Selain itu, untuk menyimpan hidrogen cair dengan benar, tangki tidak hanya harus diisolasi secara vakum, tetapi juga harus menggunakan bahan isolasi panas dan memiliki struktur baru yang dapat menahan beratnya sendiri, yang memerlukan pengembangan teknologi dan uji demonstrasi. Di sisi lain, ketika MCH, yang cair pada suhu dan tekanan normal, diadopsi, ada masalah yang berbeda seperti sejumlah besar infrastruktur penyimpanan yang diperlukan dan kebutuhan akan sumber panas untuk reaksi dehidrogenasi. Oleh karena itu, penting untuk mengidentifikasi pembawa hidrogen yang optimal secara teknis dan ekonomis dari perspektif jangka panjang. Untuk karakteristik masing-masing pembawa, lihat Bagian 5.2.2.

(5) Harga satuan pembangkit listrik dalam co-firing hidrogen

Seperti disebutkan sebelumnya, fasilitas pembangkit listrik hidrogen dapat dianggap menggunakan peralatan yang pada dasarnya sama dengan fasilitas pembangkit listrik berbahan bakar gas. Studi IEA juga mengasumsikan bahwa data operasional, seperti biaya modal dan faktor kapasitas fasilitas

pembangkit listrik hidrogen, setara dengan fasilitas pembangkit listrik berbahan bakar gas, sehingga berbagai spesifikasi fasilitas pembangkit listrik hidrogen pada dasarnya adalah spesifikasi gas- fasilitas pembangkit tenaga listrik dalam penelitian ini. Namun, untuk harga bahan bakar, karena biaya produksi dan transportasi perlu ditetapkan dengan mempertimbangkan karakteristik daerah, asumsi harga berdasarkan hasil survei tim studi sendiri digunakan dalam menentukan estimasi. Rincian harga bahan bakar dijelaskan dalam Bagian 5.2.2 dan 6.2. Gambar 5-10 menunjukkan hasil estimasi IEA tentang biaya pembangkitan listrik.

Adapun tingkat co-firing, berbagai tingkat co-firing diharapkan dapat digunakan dalam proses pembakaran eksklusif 100% di masa depan, tetapi untuk menghindari komplikasi dalam simulasi untuk memeriksa komposisi sumber daya, studi ini dibagi menjadi hanya dua pola: 20% volume co-firing dan 100% secara eksklusif, yang datanya dapat diperoleh saat ini.



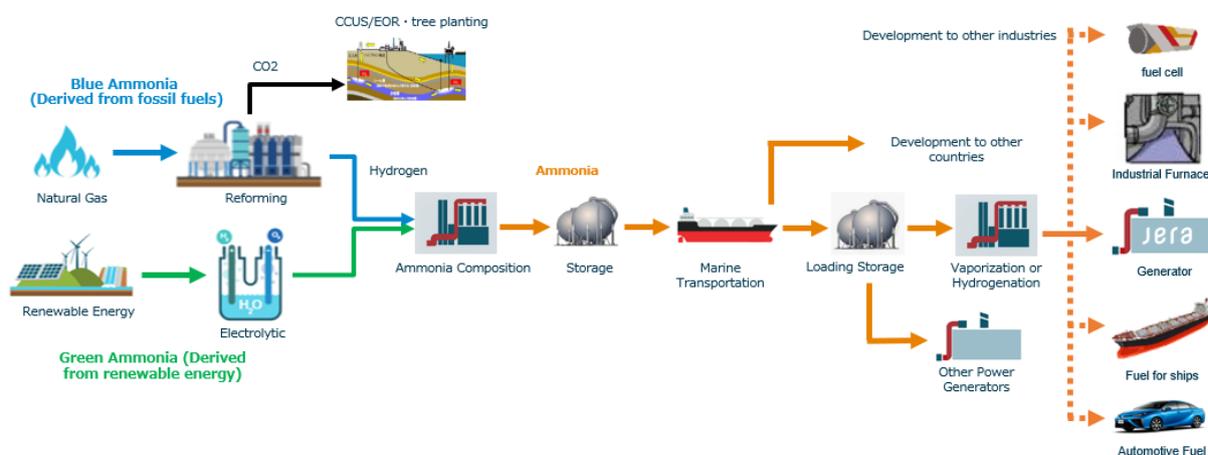
Sumber: : IEA [The Future of Hydrogen 2019/6]

Gambar 5-10 Estimasi IEA tentang Biaya Pembangkit Listrik

5.1.2 Masalah Teknis dan Penanganannya terkait Pembangkit Listrik Tenaga Panas dengan Menggunakan Amonia Sebagai Bahan Bakar

(1) Kata pengantar

Amonia dapat dihasilkan dari gas alam, energi terbarukan, dll, dan merupakan salah satu bahan bakar bersih yang tidak menghasilkan karbon dioksida saat dibakar. Amonia sudah banyak digunakan dalam proses industri dan sebagai pupuk. Selain relatif murah untuk diproduksi dengan memanfaatkan peralatan infrastruktur yang ada, ia memiliki potensi tinggi sebagai pembawa hidrogen dan dapat digunakan sebagai bahan bakar langsung meskipun tidak diubah menjadi hidrogen. Oleh karena itu, penggunaannya sangat diantisipasi sebagai bahan bakar dekarbonisasi. Contoh rantai pasokan amonia ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 5-11 Contoh Rantai Pasokan Amonia

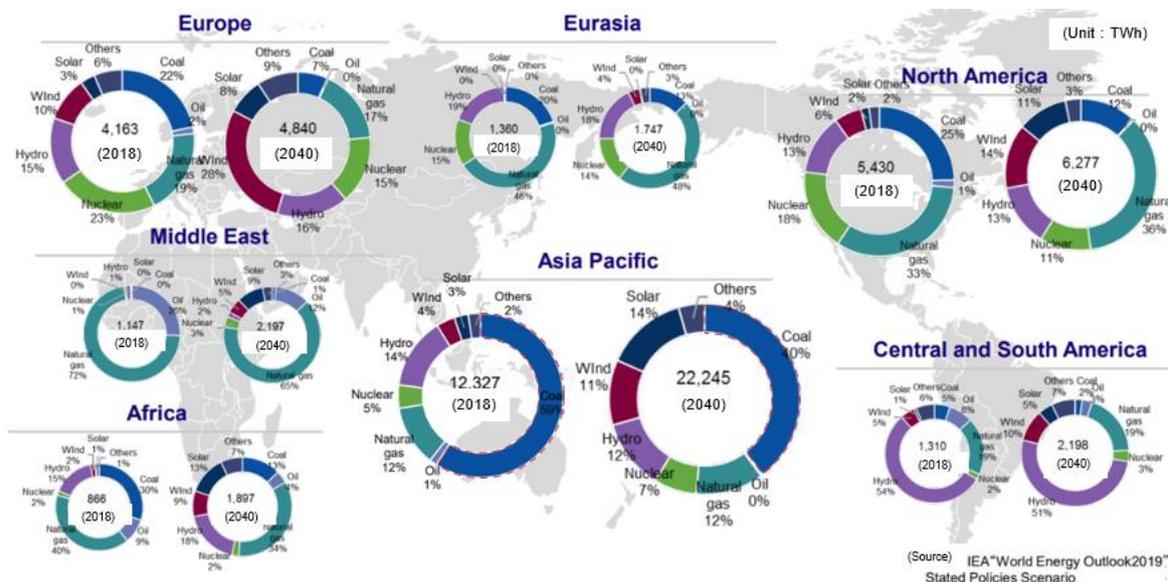
Saat ini, penggunaan amonia sebagai bahan bakar sedang dipertimbangkan terutama untuk co-firing hingga 20% di pembangkit listrik tenaga batubara yang ada. Di masa yang akan datang, teknologi perlu dipelajari untuk memperluas jangkauan aplikasi, seperti pembakaran campuran tinggi dan pembakaran amonia, dan untuk membangun rantai pasokan baru untuk memenuhi permintaan yang terus meningkat. Dalam proses produksi amonia, transportasi, pembangkit listrik, dan penggunaan lainnya, diperlukan kerjasama tidak hanya dengan industri energi, tetapi juga dengan operator berpengalaman dan konsumen skala besar.

Bab ini menjelaskan, dari sudut pandang masalah teknis dan biaya, status modifikasi peralatan dan perkembangan teknologi yang diperlukan untuk co-firing amonia dan pembakaran amonia di masa depan di pembangkit listrik termal yang ada.

(2) Kerangka teknologi pembangkit listrik termal amonia

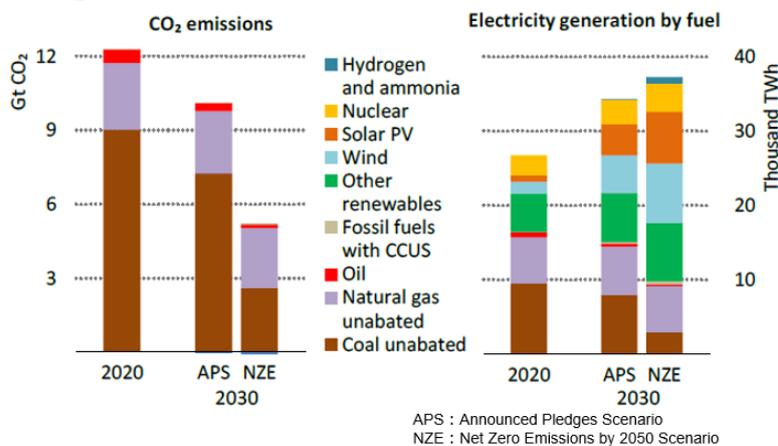
Karena amonia memiliki karakteristik pembakaran yang mirip dengan batubara, studi tentang dekarbonisasi sedang dilakukan melalui co-firing dan pembakaran amonia di pembangkit listrik tenaga batubara. Pada Outlook Energi Dunia IEA 2019, 70% dari pertumbuhan permintaan energi global akan datang dari pertumbuhan ekonomi di kawasan Asia-Pasifik, dan pada tahun 2040, pembangkit listrik tenaga batubara diperkirakan akan menyumbang sekitar 40% dari bauran listrik. Dalam hal ini, kapasitas terpasang akan menjadi 1.800 GW atau lebih, dan jika co-firing amonia sekitar 10% diterapkan ke pembangkit listrik ini, produksi tahunan amonia untuk bahan baku di dunia akan melebihi produksi tahunan saat ini sekitar 200 juta ton hanya di daerah ini.

Oleh karena itu, untuk memperluas penggunaan amonia sebagai bahan bakar, perlu dibangun rantai pasokan skala besar dengan mengembangkan teknologi untuk mengurangi biaya pasokan. Dalam hal teknologi, teknologi co-firing konsentrasi rendah untuk pembangkit listrik termal telah dikembangkan melalui uji demonstrasi di bisnis yang ada, dan akan perlu untuk mengembangkan teknologi untuk co-firing dengan amonia tinggi 50% atau lebih di masa depan.



Gambar 5-12 Perubahan campuran sumber daya listrik di berbagai wilayah di seluruh dunia

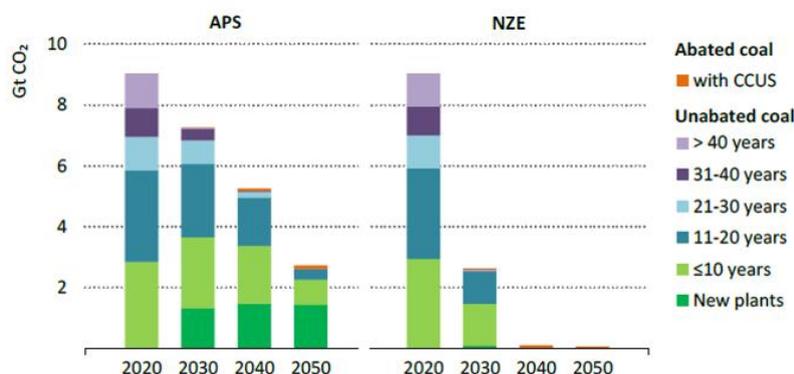
Selain itu, menurut IEA World Energy Outlook 2021 terbaru, Announced Pledges Scenario (APS) memperkirakan bahwa permintaan tenaga listrik dunia pada tahun 2030 akan meningkat sekitar 30% menjadi 30.300 TWh dari 23.300 TWh pada tahun 2021. Sebaliknya, emisi CO₂ diperkirakan akan menurun sebesar 18% menjadi 10,1 Gt pada tahun 2030. Emisi Nol Bersih dalam Skenario 2050 (NZE) memperkirakan bahwa permintaan listrik pada tahun 2030 akan menjadi 33.200 TWh, sekitar 10% lebih tinggi dari APS, dan emisi CO₂ akan turun menjadi 5,1 Gt pada tahun 2030. Pengurangan emisi CO₂ dari pembangkit listrik tenaga batubara adalah 18%, seperti yang diperkirakan oleh APS. Di sisi lain, NZE memperkirakan sekitar 70% pengurangan emisi CO₂ dan untuk mencapai hal ini. Selain penghentian pembangkit listrik tenaga batubara, perlu untuk beralih ke bahan bakar seperti amonia, co-firing biomassa, dan pembakaran biomassa.



Source : IEA World Energy Outlook 2021

Gambar 5-13 Emisi CO₂ dan Pembangkit Listrik di Sektor Ketenagalistrikan Global Menurut Jenis Pembangkit

Untuk mengurangi emisi CO₂ dari pembangkit listrik tenaga batubara, pilihan harus dibuat antara mengurangi jam operasi dan mencapai operasi yang fleksibel untuk melengkapi pembangkit listrik terbarukan, atau menggunakan CCS untuk menangkap CO₂ atau bahan bakar co-firing seperti amonia dan biomassa. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5-14, pembangkit listrik tenaga batubara baru dengan jam operasi yang lebih pendek dan pembangkit listrik yang lebih efisien diperkirakan akan tetap ada sampai batas tertentu di tahun 2030an dan merupakan kandidat untuk pembangkit listrik tersebut.



Source : IEA World Energy Outlook 2021

Gambar 5-14 Emisi CO₂ dari Pembangkit Listrik Tenaga Batubara Berdasarkan Tahun Beroperasi

(3) Teknologi co-firing amonia di pembangkit listrik tenaga batubara

Sebagai pengenalan teknologi co-firing amonia di PLTU batubara, kerangka tentang upaya di PLTU JERA Hekinan ditunjukkan di bawah ini. Proyek ini ditugaskan bersama oleh JERA dan IHI Co., Ltd. (IHI) sebagai proyek yang disubsidi oleh New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO). Untuk mengurangi dampak lingkungan di masa depan, tujuan dari proyek ini adalah untuk membangun teknologi co-firing amonia dengan melakukan pembangkit listrik melalui co-firing batubara dan amonia di pembangkit listrik tenaga batubara komersial besar dan mengevaluasi karakteristik pemulihan panas, karakteristik dampak lingkungan dari gas buang, dll. Jangka waktu proyek sekitar 4 tahun, dari Juni 2021 hingga Maret 2025, dan menargetkan 20% co-firing amonia di Unit 4 pada 2024.

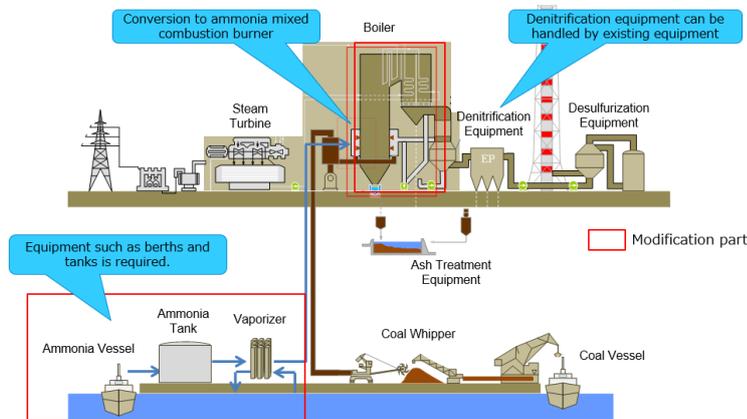


(Sumber: JERA)

Gambar 5-15 Kerangka dan Jadwal Ujian Demonstrasi Pembakaran Amonia Selanjutnya

(a) Kerangka renovasi fasilitas

Perusahaan berencana untuk menggunakan fasilitas yang ada semaksimal mungkin, meskipun beberapa fasilitas perlu ditingkatkan atau direnovasi untuk co-firing amonia. Hal ini diperlukan untuk mengkonversi ke burner untuk pembakaran campuran amonia yang mencapai pembakaran yang stabil dan menekan pembentukan NO_x, dan untuk memasang tempat tidur dan tangki yang didedikasikan untuk amonia. Namun, peralatan denitrasi yang ada dapat digunakan.

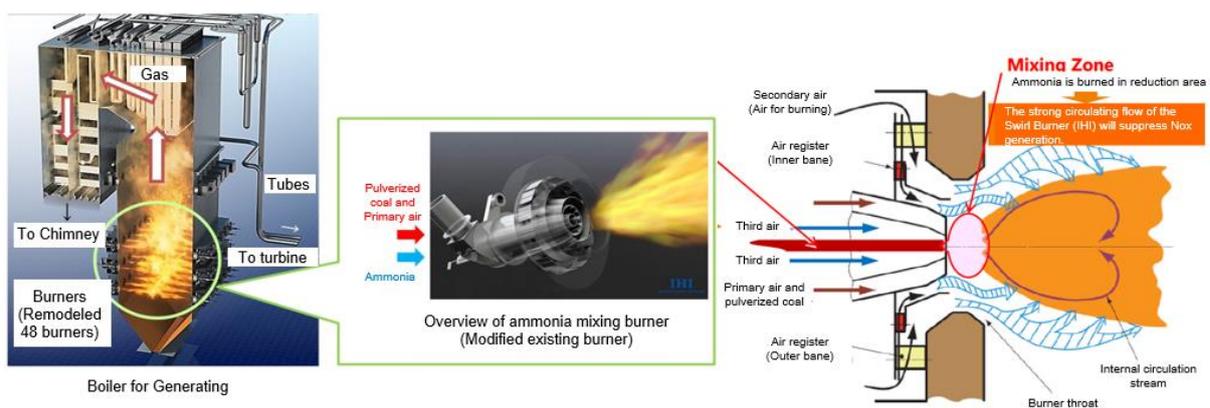


(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 5-16 Kerangka modifikasi fasilitas untuk co-firing amonia

(b) Renovasi untuk pembakar pembakaran campuran amonia

Pembentukan NO_x menjadi masalah ketika amonia yang mengandung banyak nitrogen dibakar sebagai bahan bakar. Dalam penelitian IHI, ditemukan bahwa pembentukan NO_x dapat ditekan jika amonia disuntikkan ke daerah nyala di atmosfer pereduksi di boiler. Untuk alasan ini, Pembangkit Listrik Tenaga Panas Hekinan berencana untuk memasang pembakar amonia khusus di tengah pembakar batubara bubuk yang ada, dengan mempertimbangkan struktur sistem bahan bakar yang ada dan pembatasan aliran. Selain itu, Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. dan JERA berencana mengembangkan burner untuk pembakaran eksklusif amonia di pembangkit listrik tenaga batubara dan melakukan uji demonstrasi dalam delapan tahun dari 2021 hingga 2028 pada proyek bersubsidi NEDO. Gambar 5-17 menunjukkan diagram skema pembakar pembakaran campuran amonia.



Source: "Adoption of Demonstration Project on Ammonia Co-firing in Large Commercial Coal-Fired Power Generators" (IHI, JERA press release) Strategic Innovation Program (SIP) "Study on ammonia co-firing in existing thermal power plants" (Chubu Electric Power Co., Inc.)

Gambar 5-17 Diagram skema pembakar pembakaran campuran amonia

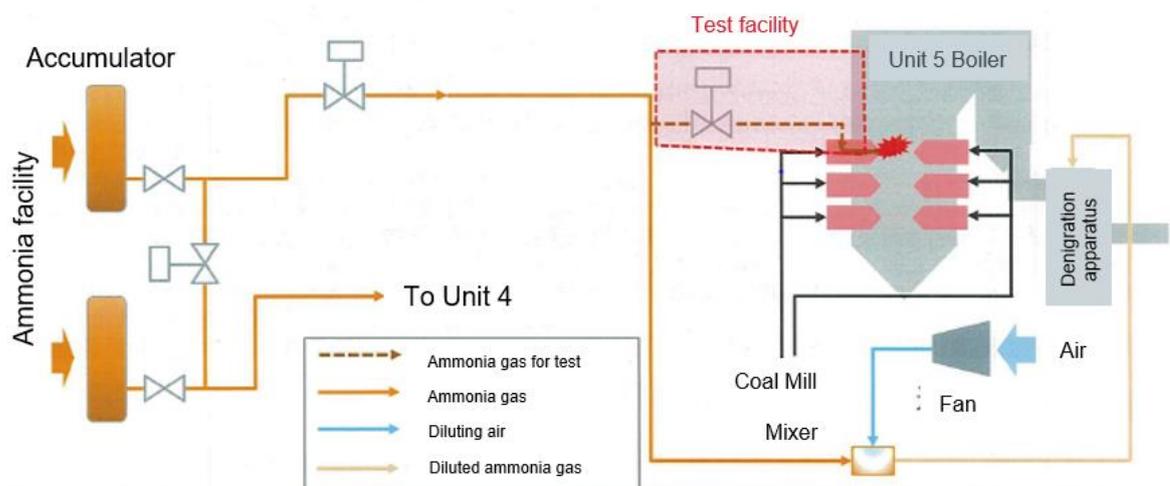
(c) Uji pemanfaatan skala kecil amonia

Di Pembangkit Listrik Tenaga Panas Hekinan Unit 5, pengujian pemanfaatan amonia skala kecil sedang dilakukan dengan tujuan mengembangkan burner untuk uji co-firing skala besar di Unit 4.

Dalam pengujian ini, 2 dari total 48 burner diubah menjadi pembakar uji, dan efek dari bahan yang berbeda dan kondisi yang diperlukan untuk pembakar demonstrasi diselidiki selama sekitar 6 bulan dari Oktober 2021 hingga Maret 2022. Jumlah amonia yang akan digunakan adalah sekitar 200 ton, dan direncanakan untuk suplai pembakar uji Unit 5 dari tangki amonia untuk denitrasi di lokasi pembangkit listrik. Pada Oktober 2021, pembakaran campuran amonia pertama dimulai dengan pembakar yang terbuat dari baja tahan karat, dan uji pembakaran campuran sekitar 1.000 jam per pembakar yang terbuat dari bahan yang berbeda dijadwalkan akan selesai pada Maret 2022.

< Ringkasan Tes >

- ① Pasang nozel uji pembakar amonia (0,05 t/hx 2) selama inspeksi berkala.
- ② Ketahanan (kerapuhan nitridasi) dari bahan logam yang digunakan untuk pembakar amonia akan dievaluasi di lingkungan pembakaran aktual Unit 5 dengan laju co-firing amonia 0,02 kal%.

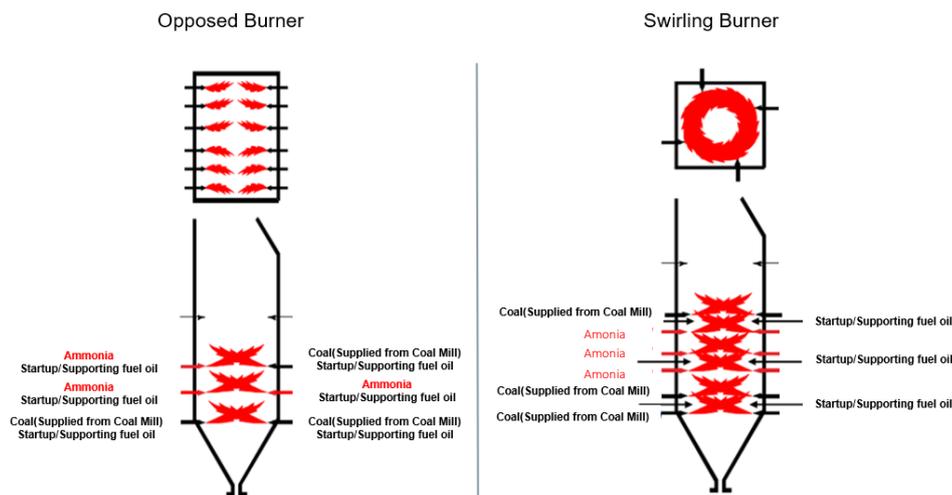


(Sumber: JERA)

Gambar 5-18 Kerangka test manfaat ammonia dalam skala kecil

Perbandingan metode pembakaran pada PLTU batubara ditunjukkan pada Gambar 5-19. Pembakar lawan adalah sistem di mana batubara dihancurkan oleh pembangkit batubara dibakar oleh pembakar yang diatur saling berhadapan di depan dan di belakang tungku, dan pembakar berputar adalah sistem di mana pembakar diatur di empat sudut dalam boiler untuk pembakaran dan nyala api di tungku diputar.

Kedua metode ini adalah metode yang sudah mapan dengan rekam jejak yang baik oleh produsen yang representatif. Namun, karena struktur pembangkit listrik termal berbeda untuk setiap metode, substitusi tidak mungkin dilakukan. Oleh karena itu, untuk mempromosikan penggunaan amonia secara luas, perlu untuk mengembangkan dan memproduksi pembakar untuk semua sistem.



Source: Energy Structural Transformation Working Group (5th), Green Innovation Project Subcommittee, Industrial Structure Council
Directions for R&D and social implementation of the "Construction of Fuel Ammonia Supply Chain" project (August 2021, Agency for Natural Resources and Energy)

Gambar 5-19 Perbandingan metode pembakaran di pembangkit listrik tenaga termal batubara

(4) Masalah Teknologi dalam co-firing amonia

Masalah teknis co-firing amonia di pembangkit listrik tenaga batubara secara kasar dapat dibagi menjadi tiga: remodeling burner karena perubahan jenis bahan bakar, langkah-langkah pengendalian NO_x untuk menggunakan amonia dengan kandungan nitrogen tinggi, dan memastikan pengapian dan pembakaran yang stabil. Penelitian dan pengembangan dalam masalah teknologi ini telah berkembang hingga 20% co-firing, dan dapat dikatakan bahwa tindakan pencegahan, termasuk pengujian pada mesin yang sebenarnya, sudah di depan mata. Di sisi lain, dalam kasus co-firing tinggi atau pembakaran amonia yang bertujuan pada tingkat co-firing 50% atau lebih, remodeling peralatan lebih lanjut dan penyesuaian pembakaran diperlukan. Oleh karena itu, ketika mempertimbangkan masalah teknologi masa depan, perlu untuk mendiskusikannya sesuai dengan tingkat co-firing. Tabel 5-1 menunjukkan keadaan pencapaian mengenai isu-isu teknologi saat ini dengan tingkat co-firing dan hal-hal yang perlu dibahas di masa depan.

Tabel 5-1 Perbandingan masalah teknis menurut tingkat co-firing amonia

	20% Mixed firing	High mixed firing	Ammonia-firing
Burner Design	Demonstration of actual equipment in NEDO budget since 2021. An ammonia input port is added to the pulverized coal mill.	A large amount of ammonia was injected into the coal nozzle of the 20% co-firing burner. Therefore, it is necessary to change the shape of the burner and to develop new materials.	Since the base is a gas burner (without charging coal), it is necessary to develop burners of different shapes from scratch.
NO_x Response	We have developed a burner that is as low as coal-fired thermal power. Demonstration of actual equipment will be started in the future.	Since nitrogen content increases, adjustment of ammonia injection position, flow rate, etc. is necessary. At the same time, it is necessary to develop materials that respond to nitriding and corrosion associated with increased nitrogen concentration.	As nitrogen increases, in addition to adjusting the ammonia injection position and flow rate, adjustment of the gas introduction direction and adjustment of the number of nozzles are necessary.
Ignition, fuelic stability	Completed. Demonstration of actual equipment will be started in the future.	Since the flow rate of coal decreases, it is necessary to adjust the combustion method for flame stabilization.	Difficulty in ignition and flame stabilization due to lack of coal
Utilisation Case	A case in which ammonia is to be mixed as soon as possible.	A case in which high co-firing of the entire boiler is desired within the range where switching of the boiler is unnecessary. Especially in Asia, high co-firing is realistic from the viewpoint of utilizing existing assets.	A case in which the entire boiler is to be singulated after switching boilers.

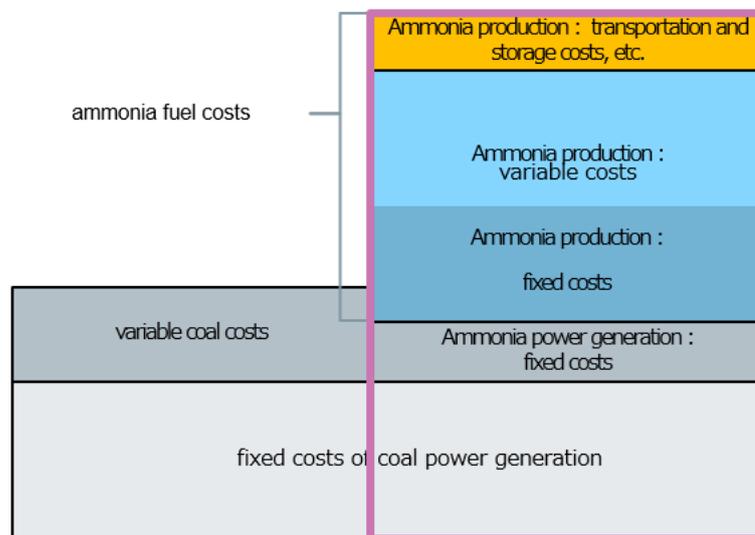
Source: Energy Structural Transformation Working Group (5th), Green Innovation Project Subcommittee, Industrial Structure Council
Directions for R&D and social implementation of the "Construction of Fuel Ammonia Supply Chain" project (August 2021, Agency for Natural Resources and Energy)

(5) Harga satuan pembangkit listrik untuk pembakaran campuran amonia

Saat mempertimbangkan biaya unit pembangkit listrik untuk co-firing amonia, kami memutuskan untuk menggunakan spesifikasi pembangkit efisiensi tinggi ultra-supercritical pressure (USC) yang menjalani uji demonstrasi. Dengan asumsi bahwa tidak akan ada perbedaan yang begitu besar dalam data operasional bahkan dalam kasus co-firing amonia, diputuskan untuk menggunakan faktor kapasitas dan biaya O&M untuk pembangkit listrik termal berbahan bakar batubara yang ada.

Seperti dijelaskan di atas, co-firing amonia memerlukan biaya untuk remodeling/penambahan lengan pemuatan, pipa penerima, tangki penyimpanan, dan karburator pada sisi peralatan penerima, penyimpanan, dan pengeluaran, dan biaya untuk renovasi/penambahan pabrik amonia, -pembakar api, sistem pasokan amonia, dan peralatan kontrol di sisi peralatan pembangkit listrik. Oleh karena itu, kami menganggap biaya ini sebagai biaya tambahan untuk co-firing amonia.

Untuk harga bahan bakar, perlu mempertimbangkan karakteristik daerah dalam biaya produksi dan transportasi. Oleh karena itu, asumsi harga berdasarkan hasil survei tim survei sendiri disiapkan dan digunakan dalam estimasi. Rincian harga bahan bakar diberikan dalam Bagian 5.2.2 dan 6.2. Gambar 5-20 menunjukkan ilustrasi biaya pembangkit listrik untuk co-firing amonia.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 5-20 Ilustrasi biaya pembangkit listrik untuk co-firing amonia

(6) Teknologi listrik tenaga termal berbahan bakar amonia lainnya

Bagian ini terutama menjelaskan co-firing amonia di pembangkit listrik tenaga batubara, tetapi penelitian dan pengembangan juga mengembangkan teknologi pembakaran amonia di turbin gas.

Tabel 5-2 Perbandingan teknologi pembakaran dalam boiler batubara amonia dan turbin gas

	Coal fired boiler	Gas turbine
Expected style	Remodeling the burner boiler(high mixed firing case) by utilizing existing coal power plant	Build the ammonia fired plant with new gas turbine
Mindset of ammonia-fired / mixed-fired	As for the 20% mixed firing, aiming early practical utilization. Aiming high mixed firing at the whole of boiler by manufacturing the high mixed/ammonia firing burner in this business.	Aiming ammonia gas-firing. Proceed the expansion of the scale by manufacturing the ammonia gas firing burner in this business
Initial investment	Middle (High possibility to utilize the existing facilities)	High (On the assumption of new plant building)
Heat efficiency	Middle (in case of model plant of coal fire plant, 43.5%)	High (in the case of model plant of LNG fire plant, around 55%)
Current development status	This fiscal year, a project commissioned by NEDO began to demonstrate the use of 20% co-firing in actual boilers. Scheduled to run until 2024.	Between FY 2019 and FY 2020, a project commissioned by NEDO implemented 70% ammonia mixture in 2,000 kW class gas turbines.

Source: Energy Structural Transformation Working Group (5th), Green Innovation Project Subcommittee, Industrial Structure Council
Directions for R&D and social implementation of the "Construction of Fuel Ammonia Supply Chain" project (August 2021, Agency for Natural Resources and Energy)

Dalam hal teknologi pembangkit listrik menggunakan amonia dalam turbin gas, siklus gabungan turbin gas pengurai amonia (yang menguraikan amonia menggunakan panas buang turbin gas dan menggunakannya sebagai bahan bakar untuk turbin gas) dan turbin gas (yang membakar amonia secara langsung) dipertimbangkan. Situasi perkembangan saat ini ditunjukkan dalam Tabel 5-3 di bawah.

Tabel 5-3 Status pengembangan teknologi untuk menggunakan amonia dalam turbin gas

	Overview	Development timing
Ammonia Decomposed GTCC	Ammonia is decomposed by utilizing the exhaust heat of the gas turbine to make fuel for the gas turbine. Suitable for large machines with high exhaust gas temperatures.	The development is expected to be completed in the second half of the 2020s.
Ammonia direct combustion GT	Ammonia is directly combusted by a gas turbine. While the system is simple and does not require a decomposition device, the amount of NOx generated by ammonia combustion is large, requiring the development of a dedicated combustor. Exhaust gas denitrification equipment is also essential.	Development will be completed around 2024, and demonstration tests will be conducted.

Source: Presentation materials of the Institute of Thermal Power Technology, "Development of Decarbonization Technology in Thermal Power Generation"
Prepared by this study group based on "Technology Development of Ammonia-Fired Gas Turbine" by Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.

5.1.3 Masalah Teknis dan Penanggulangannya terkait Pembangkit Listrik Tenaga Panas dengan Menggunakan Biomassa Sebagai Bahan Bakar

(1) Kata Pengantar

Bab ini menjelaskan masalah teknis dan penanggulangan untuk co-firing biomassa di pembangkit listrik tenaga termal batubara bubuk yang ada.

Dalam co-firing biomassa di pembangkit listrik termal berbahan bakar batubara, serpihan kayu dan pelet kayu umumnya digunakan sebagai bahan bakar biomassa. Selain itu, bahan bakar pelet kayu dapat dicampur dengan batubara di konveyor, atau tidak dapat dicampur dengan batubara dan menggunakan bunker, pabrik, dan burner khusus biomassa.

Bab ini memperkenalkan contoh dari ketiga sistem co-firing di pembangkit listrik tenaga batubara milik JERA dan menyajikan masalah teknis dan penanggulangan untuk sistem co-firing ini. Ini juga memberikan gambaran situasi co-firing biomassa di perusahaan tenaga listrik besar Jepang.

Saat menggunakan bahan bakar biomassa kayu, bahanbaku kayu harus dipasok secara berkelanjutan. Dalam pengadaan bahan bakar biomassa, JERA memastikan bahwa bahan bakar tersebut telah disertifikasi oleh sistem publik, seperti sertifikasi FSC.

(2) Tinjauan Teknologi Co-firing Biomassa di Pembangkit Listrik Tenaga Batubara

(a) Serpihan kayu

1) Ringkasan

Bagian ini menjelaskan upaya Pembangkit Listrik Tenaga Panas Hekinan Unit 1 ~ 5 untuk melakukan co-firing menggunakan serpihan kayu di pembangkit listrik tenaga termal berbahan bakar batubara. Pembangkit tersebut telah melakukan co-firing serpihan kayu 1% sejak 2010. Serpihan kayu yang digunakan sebagai bahan bakar diangkut dengan kapal dari luar negeri ke tempat penyimpanan di dekat pembangkit listrik untuk penyimpanan sementara, dan secara teratur diangkut dengan truk dari tempat penyimpanan ke pembangkit listrik. Serpihan kayu yang memasuki Pembangkit Listrik Tenaga Panas Hekinan disimpan sementara di silo biomassa oleh hopper penerima. Serpihan kayu tersebut kemudian dicampur dengan batubara pada konveyor batubara. Mereka dihancurkan oleh pembangkit batubara yang ada dan dibakar bersama dengan batubara di boiler. Karena ada dua sistem konveyor batubara, satu untuk Unit 1 ~ 3 dan satu untuk Unit 4 dan 5, satu unit peralatan biomassa untuk setiap sistem dipasang.

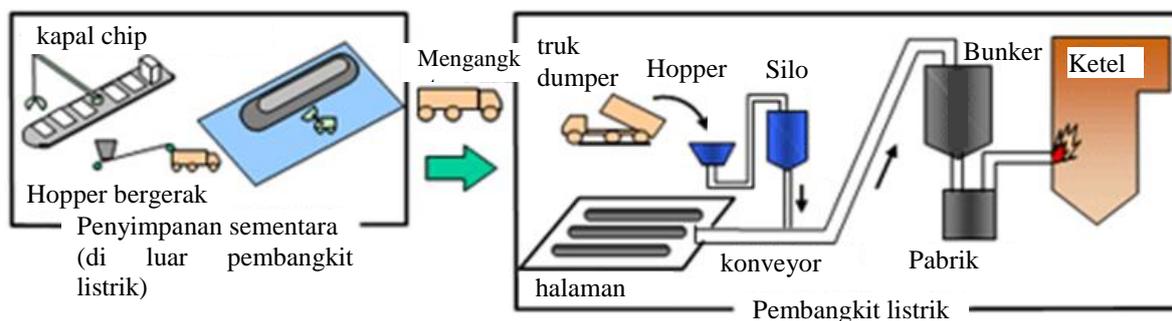


Gambar 5-21 Pembangkit Listrik Tenaga Panas JERA Hekinan

Tabel 5-4 Gambaran Fasilitas

	Hasil	Mulai operasi	Mulai dari pembakaran campuran	Penembakan bersama kumulatif	Pengurangan konsumsi batubara	pengurangan CO ₂	Rasio co-firing
Unit 1	700 MW	10/1991	2009.5 Mulai uji pembakaran campuran 2010.9~Mulai operasi skala penuh	Tentang 710,000t (2010~2017)	Tentang 50,000t/tahun	Sekitar 130.000 tCO ₂ /tahun	1,0 kal%
Satuan 2	700 MW	6/1992					
Unit 3	700 MW	4/1993					
Unit 4	1000 MW	11/2001					
Unit 5	1000 MW	11/2002					

<Kerangka prosedur penembakan bersama>



Gambar 5-22 Ikhtisar Konfigurasi

Tabel 5-5 Fasilitas Utama

Nama fasilitas	Satuan 1 ~ 3	Unit 4 & 5
Konsumsi biomassa harian (3 kal%)	1.280 ton/hari	1.220 ton/hari
Jumlah trailer yang diterima	67 unit/hari	64 unit/hari
fasilitas penerimaan	Skala truk	1 unit
	truk dumper	1 unit
	Menerima gerbong	75 m ³ x 1 satuan
	Menerima konveyor	230 t/hx 1 unit
Fasilitas penyimpanan	Silo penyimpanan biomassa	2.600 m ³ x 1 satuan
fasilitas pengiriman	Mengirim konveyor	220 t/hx 1 unit
	Peralatan distribusi	110 t/hx 2 unit



2) Masalah Teknis Utama dan Penanggulangannya

a) Batasan rasio co-firing karena peningkatan kadar air serpihan kayu

Ada masalah laju co-firing serpihan kayu tidak meningkat karena masalah kadar air dan daya hancur. Serpihan kayu yang diterima di tempat penyimpanan diangkut dengan truk ke pembangkit listrik untuk digunakan. Namun, karena halaman penyimpanan tidak dimungkinkan memiliki atap dan kontrol kelembaban, kadar air serpihan kayu tidak dapat dikontrol, dan rasio co-firing target 3 kal% diperkirakan hanya 1 kal%.



Gambar 5-23 Halaman Penyimpanan

Pencegahan

Penyimpanan di halaman tertutup diperlukan untuk kontrol kelembaban serpihan kayu. Untuk menstabilkan pengadaan bahan bakar biomassa kayu, penggunaan serpihan kayu dihentikan pada tahun 2017, dan tempat penyimpanan tertutup dipasang di lokasi pembangkit listrik. Pelet kayu telah digunakan sejak 2019.

b) Deposisi, konsolidasi dan pemadatan serpihan kayu

Karena serpihan kayu disimpan untuk waktu yang lama dan serpihan kayu mengental dan mengeras, ada kemungkinan bahwa sekrop pelepasan di bagian bawah silo tidak dapat berputar atau fenomena jembatan terjadi di silo.



Gambar 5-24 Sekrup Pelepasan



Gambar 5-25 Silo Keluar dari Deposisi Woody Chip

Pencegahan

Jika tidak ada pengiriman serpihan kayu lebih dari sekali seminggu, poros sekrop pengiriman di bagian bawah silo diputar sekali ke arah melingkar untuk melonggarkan serpihan kayu sekali sehari.

(b) Pelet kayu (campuran pada conveyor)

1) Ringkasan

Pencampuran pada sistem co-firing conveyor untuk wood pellet adalah sistem dimana wood pellet diangkut ke conveyor batubara yang ada. Batubara dan pelet kayu kemudian dicampur di konveyor, diangkut ke bunker batubara, dihancurkan oleh pembangkit batubara, dan dibakar oleh pembakar batubara.

Cakupan dan biaya perkuatan relatif kecil, dan rasio co-firing yang moderat dapat direalisasikan.

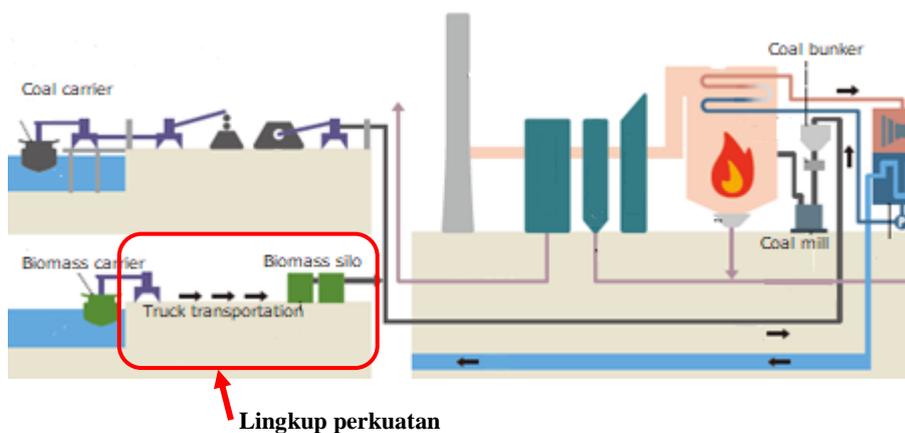
Di Pembangkit Listrik Tenaga Panas JERA Hitachinaka, Unit 1 (3 kal%) dan Unit 2 (4,5 kal%) melakukan co-firing dengan pelet kayu, dan gambaran umum dijelaskan di bawah ini.



Gambar 5-26 Pembangkit Listrik Tenaga Panas JERA Hitachinaka

Tabel 5-6 Ringkasan Fasilitas

	Keluaran	Tanggal operasi komersial	Waktu dimulainya penembakan bersama	Jumlah kumulatif jumlah pelet kayu	Jumlah pengurangan batubara	Jumlah pengurangan CO ₂	Rasio co-firing
Unit 1	1.000 MW	12/2003	6/2017	c. 820.000 ton (~per 11/2021)	c. 120.000 t/tahun	c. 280.000 t/tahun	3,0 kal%
Satuan 2	1.000 MW	12/2013	8/2017				4,5 kal%



Gambar 5-27 Sistem konfigurasi

Tabel 5-7 Fasilitas Utama

Nama fasilitas	Jenis	Kapasitas
membongkar	Pneumatik	480 ton/jam
Silo	Berbentuk silinder	3800 m ³ x 8
Menerima konveyor	Konveyor rantai	530 ton/jam
Mengirim konveyor	Konveyor rantai	200 ton/jam



Membongkar



Silo



Konveyor

2) Masalah Teknis Utama dan Penanggulangannya

Masalah teknis utama dan penanggulangan pencampuran pada sistem co-firing konveyor dijelaskan di bawah ini.

① Keterbatasan rasio co-firing karena pengurangan kapasitas pembangkit

Pada pencampuran pada sistem konveyor, batubara dan wood pellet secara bersamaan digiling menggunakan coal mill yang ada. Dalam metode penggilingan ini, pelet kayu menjadi bahan penyangga dan kapasitas penggilingan menurun, dan tekanan diferensial di dalam dan di luar penggilingan meningkat karena bahan bakar yang tidak digiling di penggilingan. Jika sejumlah besar pelet kayu dimasukkan ke dalam penggilingan, sejumlah besar batubara dapat dibuang ke dalam kotak pirit penggilingan karena pengurangan kapasitas penggilingan, atau penggilingan dapat berhenti karena peningkatan perbedaan tekanan. Oleh karena itu, rasio co-firing menjadi terbatas pada beberapa persen.



Gambar 5-28 Pembuangan batubara besar-besaran ke kotak pirit pembangkit

Pencegahan

Langkah mendasar akan diperlukan untuk memperkuat pembangkit batubara atau kipas angin primer, tetapi perkuatan skala besar akan diperlukan. Sebagai tindakan sementara, ada metode untuk menyesuaikan kecepatan pengklasifikasi putar yang dipasang di bagian atas pembangkit ketika peningkatan tekanan diferensial pembangkit telah dikonfirmasi selama operasi pembangkit. Meskipun metode ini sangat efektif, ada risiko peningkatan karbon yang tidak terbakar dalam abu dan peningkatan suhu logam boiler.

Selain itu, penggunaan pelet semi-karbonisasi (Pelet Hitam) sebagai pengganti pelet kayu biasa (Pelet Putih) dapat meningkatkan daya hancur dan rasio co-firing, tetapi biaya bahan bakarnya tinggi.

Jika tidak ada perkuatan besar-besaran atau perubahan dalam jenis bahan bakar biomassa, penting untuk memeriksa bahan baku dan menguji kemampuan menghancurkan wood pellet sebelum membeli wood pellet baru, dan untuk mengevaluasi terlebih dahulu apakah rasio co-firing yang diperlukan dapat tercapai. JERA menetapkan standarnya sendiri dan melakukan penilaian awal.

② Masalah operasi pembangkit karena komponen dan sifat pelet kayu

Dalam beberapa kasus, pelet kayu dibuat dari berbagai jenis pohon, dan komponen serta sifatnya sangat berubah. Tergantung pada komponen wood pellet, ada risiko sejumlah besar abu akan menempel dan menumpuk (slagging, fouling) di dalam boiler, sehingga diperlukan kehati-hatian.

Pencegahan

Untuk mencegah masalah pengoperasian di pembangkit, lakukan evaluasi desktop, uji laboratorium, dan pengujian di pembangkit sebenarnya sebelum memperkenalkan pelet kayu jenis baru. Dalam memasukkan uji pulverizability yang dijelaskan di atas, JERA telah menetapkan metode evaluasi ini dalam manual operasi untuk mewujudkan operasi pembangkit yang stabil.



Gambar 5-29 Tes Lab Pelet Kayu

③ Kontaminasi Pelet Kayu

Pelet kayu mengandung lebih banyak bahan asing daripada batubara, yang menimbulkan risiko bagi operasi pembangkit yang stabil.



Gambar 5-30 Kontaminasi Plastik



Gambar 5-31 Penyertaan Alat

Pencegahan

Ada dua tindakan pencegahan untuk kontaminasi wood pellet: konfirmasi sistem kendali mutu di pemasok listrik dan pemasangan alat penghilang zat asing di peralatan penerima di pembangkit listrik.

JERA telah menetapkan sistem kontrol kualitas yang dibutuhkan pemasok berdasarkan pengetahuannya untuk mendapatkan pelet kayu berkualitas tinggi, dan telah memasang pemisah grid dan magnet di fasilitas penerima pembangkit listrik untuk memastikan operasi yang stabil.

(c) Pelet kayu (pencampuran dalam boiler)

1) Ringkasan

Pencampuran dalam sistem co-firing boiler untuk pelet kayu adalah sistem di mana pelet kayu diangkut ke bunker khusus, disimpan, dihancurkan oleh pembangkit batubara khusus dan dibakar dengan batubara dalam ketel oleh pembakar khusus.

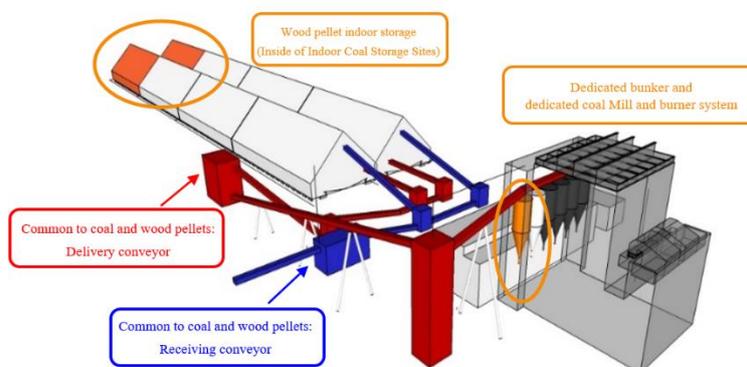
Pembangkit Listrik Tenaga Panas JERA Taketoyo merencanakan co-firing pelet kayu sebesar 17 kal%. Ringkasan dijelaskan di bawah ini.



Gambar 5-32 Pembangkit Listrik Tenaga Panas JERA Taketoyo

Tabel 5-8 Ringkasan Fasilitas

	Keluaran	Mulai operasi yang dijadwalkan	Waktu dimulainya penembakan bersama	Rasio co-firing
Unit 5	1.070 MW	TA 2022	TA 2022	17 kal%



Gambar 5-33 Sistem konfigurasi

2) Tantangan Teknis Utama dan Penanggulangannya

Tantangan teknis utama dan penanggulangan untuk pencampuran dalam sistem co-firing boiler dijelaskan di bawah ini.

① Realisasi rasio co-firing yang tinggi

Dalam penilaian lingkungan untuk pembangunan Unit 5 Pembangkit Listrik Tenaga Panas Taketoyo, rasio co-firing biomassa sebesar 17 kal% diumumkan, dan rasio co-firing ini perlu dicapai.

Penanggulangan

Untuk mencapai rasio co-firing yang sangat tinggi sebesar 17 kal%, sejumlah besar pelet kayu dapat dibakar bersama dengan memasang peralatan pembakaran khusus (dari bunker ke pembakar) dan memastikan pengadaan pelet kayu yang stabil.

pembangkit batubara khusus untuk pelet kayu memiliki struktur internal yang dimodifikasi (pengurangan area port aliran masuk udara primer dan pemasangan bagian pengurang aliran, penutup pencegahan balik dan dinding ganda) untuk meningkatkan rasio co-firing. Semua modifikasi dimaksudkan untuk meningkatkan kemampuan pelepasan pelet dari pembangkit batubara (untuk mengurangi tekanan diferensial di pembangkit batubara).

Dalam kasus pembakar yang didedikasikan untuk pelet kayu, C/A (rasio bahan bakar dan udara) yang mempengaruhi retensi api di ujung pembakar dikurangi untuk meningkatkan jumlah udara primer untuk tujuan meningkatkan efisiensi pelepasan dari pembangkit batubara, dan karena klasifikasi dalam pengklasifikasi tidak dilakukan secara aktif untuk tujuan meningkatkan efisiensi pelepasan dari pembangkit batubara, pelet kayu dibakar dalam keadaan butiran kasar, yang merugikan dalam hal retensi api di ujung burner dibandingkan dengan pembakaran batubara. Oleh karena itu, sebagai fungsi untuk memastikan retensi nyala api, dipasang distributor untuk pemekatan bahan bakar di ujung burner.

Untuk bahan bakar pelet kayu, hanya Pellet Hitam yang diasumsikan pada awal rencana, tetapi dengan menambahkan Pelet Putih ke jenis bahan bakar, pengadaan pelet kayu menjadi stabil, memungkinkan operasi terus menerus pada rasio pembakaran campuran 17%.

Pellet Hitam (BP) dan Pellet Putih (WP)

BP adalah pelet kayu semi-karbonisasi yang diproduksi dalam proses manufaktur. Karakteristiknya (nilai kalor dan kerapuhan) mirip dengan batubara, dan lebih unggul dari WP dalam ketahanan air, stabilitas bentuk dan penanganan yang mudah di pembangkit listrik.

Namun, ukuran pasarnya kecil, dan partisipasi hulu perlu dipertimbangkan untuk mewujudkan pengadaan skala besar.

Di sisi lain, WP lebih rendah daripada BP dalam nilai kalori, ketahanan air, dan stabilitas bentuk. Dalam hal penanganan, langkah-langkah fasilitas diperlukan dibandingkan dengan BP (karena tingkat penghancuran lebih tinggi dari BP), tetapi WP adalah bahan bakar biomassa yang aliran komersialnya ditetapkan dan pengadaan yang stabil dimungkinkan.

② Langkah-langkah keamanan

Pellet kayu memiliki tingkat penghancuran yang lebih tinggi daripada batubara, risiko ledakan yang lebih tinggi (pembakaran cepat), dan energi pengapian minimum yang lebih rendah. Oleh karena itu, dalam sistem pembakaran khusus pelet kayu, langkah-langkah keamanan diperlukan untuk bunker dan pembangkit batubara, di mana konsentrasi debu berada di atas konsentrasi batas bawah ledakan.

Penanggulangan

Karena debu yang dihasilkan saat wood pellet dijatuhkan ke dalam bunker, konsentrasi debu di dalam bunker mencapai batas ledakan yang lebih rendah. Energi pengapian yang diperlukan hanya setara dengan listrik statis yang dihasilkan oleh tumbukan antara bahan bakar.

Oleh karena itu, ketika bagian dalam bunker dalam keadaan kering, listrik statis sebagai sumber penyalan mudah dihasilkan. Oleh karena itu, kabut halus disemprotkan ke dalam bunker untuk menjaga kelembaban di dalam bunker pada nilai yang konstan atau lebih, dan pembangkitan listrik statis sebagai sumber pengapian dari pembakaran yang cepat ditekan.

Selain itu, karena diasumsikan bahwa konsentrasi saluran di pembangkit batubara akan mencapai konsentrasi batas bawah ledakan, "perangkat penekan pembakaran cepat" dipasang di pembangkit batubara. Rapid combustion suppression measures adalah perangkat yang mendeteksi perubahan tekanan kecil pada awal pembakaran cepat dan dengan cepat memasok media pemadam kebakaran untuk mencegah kerusakan peralatan.

③ Memastikan operasi pembangkit

Pembakaran wood pellet lebih responsif terhadap perubahan beban boiler (perubahan temperatur dan tekanan) dibandingkan dengan pembakaran batubara, yang menjadi kendala dalam mengubah beban pembangkit listrik.

Penanggulangan

Di Pembangkit Listrik Tenaga Panas Taketoyo, untuk mempertahankan responsivitas perubahan beban bahkan selama operasi co-firing pelet kayu, untuk operasi di mana instruksi perubahan beban diterima dari Stasiun Komando Catu Daya Pusat dalam rentang pita beban tertentu (disebut operasi pita), pembangkit listrik dilengkapi dengan mode operasi di mana jumlah pelet kayu yang dibakar dijaga konstan dan hanya jumlah batubara yang dibakar yang diubah mengikuti perubahan beban pembangkit listrik (mode konstan suplai pelet kayu), dan operasi mode di mana rasio co-firing pelet kayu dijaga konstan ketika operator mengubah beban ke beban pembangkit listrik yang berubah-ubah (mode konstan rasio co-firing).

(3) Rekomendasi tentang co-firing biomassa di pembangkit listrik tenaga batubara

Meskipun pembangkit listrik tenaga batubara merupakan salah satu sumber daya penting di Indonesia, dalam jangka pendek mungkin penting untuk mengurangi emisi CO₂ dari pembangkit listrik tenaga batubara sambil memastikan pasokan listrik yang stabil dengan menggunakan pembangkit yang ada, mengingat meningkatnya global angin sakal menuju pembangkit listrik tenaga batubara. Co-firing biomassa dengan perkuatan pembangkit listrik tenaga batubara yang ada merupakan teknologi rendah karbon yang diharapkan segera berdampak, dan harus segera direalisasikan.

Untuk mewujudkan pembakaran campuran biomassa di pembangkit listrik tenaga batubara yang ada, perlu untuk memeriksa secara komprehensif perkuatan fasilitas, pengadaan bahan bakar, operabilitas, dan efisiensi ekonomi. Kerjasama dari produsen fasilitas yang ada dan generator listrik dengan pengalaman pembakaran campuran efektif untuk pemeriksaan ini.

Secara khusus, proyek IPP berbahan bakar batubara terbaru di Indonesia telah mengadopsi boiler USC yang efisien secara termal, yang memungkinkan untuk memasok lebih banyak listrik dari sumber daya biomassa yang terbatas, dan mempermudah pemulihan biaya perkuatan karena sisa masa pakai yang lama.

Diharapkan bahwa promosi retrofitting co-firing biomassa sebagai proyek kerjasama baru oleh JICA, dengan menggunakan pembangkit listrik tenaga batubara efisiensi tinggi terbaru sebagai pembangkit percontohan, akan menjadi langkah yang efektif untuk mewujudkan perluasan co-firing biomassa di pembangkit yang ada.

(Informasi referensi)

(1) Tinjauan tentang co-firing biomassa batubara di perusahaan tenaga listrik Jepang

Berikut ini adalah kerangka co-firing batubara dan biomassa kayu oleh perusahaan tenaga listrik besar di Jepang.

(Sumber: Disiapkan oleh Tim Survey JICA berdasarkan siaran pers dari masing-masing perusahaan dan deskripsi di situs webnya)

1. Tohoku Electric (serpihan kayu)

	Hasil	Mulai operasi	Waktu dimulainya pencampuran	Jumlah Co-firing	Pengurangan konsumsi batubara	CO ₂ Pengurangan	Rasio co-firing
Pembangkit listrik termal Noshiro No1	600MW	5/1993	12/2011	Sekitar 30.000 t/tahun	Sekitar 10.000 t/tahun	Sekitar 30.000 tCO ₂ /tahun	-
No2	600MW	12/1994					
Pembangkit listrik termal Haramachi No1	1.000 MW	7/1997		Sekitar 60.000 t/tahun	Sekitar 20.000 t/tahun	Sekitar 50.000 tCO ₂ /tahun	
No2	1.000 MW	7/1998					

2. Kyushu Electric (serpihan kayu)

	Hasil	Mulai operasi	Waktu dimulainya pencampuran	Jumlah Co-firing	Pengurangan konsumsi batubara	CO ₂ Pengurangan	Rasio co-firing
Pembangkit listrik termal Reihoku No1	700MW	12/1995	TA2010	Sekitar 15.000 t/tahun	-	Sekitar 10.000 tCO ₂ /tahun	1w%
No2	700MW	6/2003					

3. Shikoku Electric (Serpihan kayu)

	Hasil	Mulai operasi	Waktu dimulainya pencampuran	Jumlah Co-firing	Pengurangan konsumsi batubara	CO ₂ Pengurangan	Rasio co-firing
Pembangkit Listrik Tenaga Panas Saijyo No1	156 MW	11/1965	7/2005	Sekitar 15.000 t/tahun	Sekitar 4,000 t/tahun	Sekitar 11.000 tCO ₂ /tahun	Lebih rendah dari 2%
No2	250 MW	6/1970					Lebih rendah dari 3%

4. Hokuriku Electric (sisa hutan, dll.)

	Hasil	Mulai operasi	Waktu dimulainya pencampuran	Jumlah Co-firing	Pengurangan konsumsi batubara	CO ₂ Pengurangan	Rasio co-firing
Pembangkit listrik tenaga termal Nanao Ota No2	700MW	7/1998	9/2010	Sekitar 20.000 ton/tahun	-	Sekitar 14,000 tCO ₂ /tahun	-
Pembangkit listrik termal Tsuruga No2	700MW	9/2000	7/2007	10.000~20.000 ton/tahun	-	Sekitar 11.000 tCO ₂ /tahun	-

5. Okinawa Electric (pelet kayu)

	Hasil	Mulai operasi	Waktu dimulainya pencampuran	Jumlah Co-firing	Pengurangan konsumsi batubara	CO ₂ Pengurangan	Rasio co-firing
Pembangkit listrik tenaga termal Gushikawa No1	156MW	3/1994	3/2010	Sekitar 30.000 t/tahun	-	Sekitar 40.000 tCO ₂ /tahun	3w%
No2	156MW	3/1995					
Pembangkit listrik termal Kin No1	220MW	2/2002	3/2021				
No2	220MW	5/2003					

6. Chugoku Electric (kayu hinned)

	Hasil	Mulai operasi	Waktu dimulainya pencampuran	Jumlah Co-firing	Pengurangan konsumsi batubara	CO ₂ Pengurangan	Rasio co-firing
Pembangkit listrik termal Shin-onoda No1	500MW	4/1986	8/2007	Sekitar 20.000~30.000 t/tahun	-	Sekitar 30.000-45.000 tCO ₂ /tahun	3w% maks
No2	500MW	1/1987					

Catatan: Karena waktu resmi dimulainya pencampuran tidak diketahui, waktu dalam siaran pers dinyatakan.

7. Kansai Electric (pelet kayu)

	Hasil	Mulai operasi	Waktu dimulainya pencampuran	Jumlah Co-firing	Pengurangan konsumsi batubara	CO ₂ Pengurangan	Rasio co-firing
Pembangkit listrik termal Maizuru No1	900MW	8/2004	8/2008	Sekitar 60.000 t/tahun	Sekitar 40.000 t/tahun	Sekitar 92.000 tCO ₂ /tahun	-

Catatan: Karena waktu resmi dimulainya pencampuran tidak diketahui, waktu siaran pers dinyatakan.

8. kekuatan J

	Hasil	Mulai operasi	Waktu dimulainya pencampuran	Jumlah Co-firing	Pengurangan konsumsi batubara	CO ₂ Pengurangan	Rasio co-firing
Pembangkit listrik termal Takehara No1 (baru)	600MW	6/2020	6/2020	-	-	-	10% Sasaran

(2) **Contoh konversi berbahan bakar biomassa di pembangkit listrik berbahan bakar minyak yang ada**
Berikut ini menjelaskan Pembangkit Listrik Kansai Electric Power Co., Inc. Aioi, sebagai contoh konversi pembangkit listrik berbahan bakar minyak yang ada menjadi pembangkit listrik berbahan bakar biomassa. Kansai Electric Power Co., Inc. mendirikan perusahaan baru, Aioi Bio-Energy Co., Ltd., pada April 2017 bekerja sama dengan Mitsubishi Corporation Power Co., Ltd. untuk memeriksa kemungkinan beralih dari minyak berat dan minyak mentah menjadi biomassa kayu untuk bahan bakar yang digunakan di Unit 2 PLTU Aioi. Aioi Bio-Energy Co., Ltd. sedang melanjutkan pekerjaan renovasi dengan tujuan untuk memulai operasi komersial pada Januari 2023.



Sumber: situs web KEPCO

Gambar 5-34 Pembangkit Listrik KEPCO Aioi

Tabel 5-9 Gambaran fasilitas

	Unit 1	Satuan 2	Unit 3
Tanggal operasi komersial	9/1982	11/1982 → 1/2023 (direncanakan)	1/1983
Keluaran	375 MW	375 MW → c. 200 MW	375 MW
Bahan bakar	Gas alam, minyak berat, minyak mentah	Minyak berat, minyak mentah → Pelet kayu	Gas alam, minyak berat, minyak mentah

Sumber: Tim Survei JICA berdasarkan situs web KEPCO

Kansai Electric Power Co., Inc. berencana untuk memperkenalkan kapal penggerak listrik untuk mengangkut bahan bakar ke pembangkit, dan berencana untuk mengurangi emisi CO₂ selama operasi hingga 50% dibandingkan dengan kapal diesel konvensional.

5.1.4 Langkah-langkah untuk memastikan Keseimbangan Supply-Demand Daya untuk Pembangkit Listrik Tenaga Termal Berbahan Bakar Gas dan Batubara

(1) Kata Pengantar

Untuk mewujudkan masyarakat rendah karbon, diharapkan jumlah sumber energi terbarukan akan meningkat secara signifikan di masa depan, dan pembangkit listrik termal besar yang telah menyediakan daya penyeimbang akan dinonaktifkan. Untuk menjaga stabilitas jaringan listrik, sebuah studi sedang dilakukan untuk membuat perubahan besar dalam cara menyeimbangkan kekuatan yang harus disediakan dan bagaimana pengadaannya. Saat ini, terutama pembangkit listrik tenaga termal dan tenaga air yang mendukung dan menyeimbangkan fluktuasi alami dalam output daya dari sumber energi terbarukan. Dalam pembangkit listrik tenaga termal dan tenaga air, bahkan jika keseimbangan pasokan-permintaan berubah dengan cepat karena terjadinya kecelakaan, energi putar dari generator sinkron dan turbin memiliki inersia untuk melawan perubahan tersebut. Semakin kuat inersia dalam sistem tenaga, semakin kecil kemungkinan frekuensi sistem akan berubah, dan semakin besar kemungkinan sistem akan dapat kembali ke keadaan normal dengan mengoperasikan daya penyeimbang secara tepat jika terjadi kecelakaan. Namun, di Inggris Raya, Irlandia, dan salah satu pasar AS, ERCOT di Texas, di mana skala jaringan saat ini kecil, permintaan daya telah berubah karena peningkatan pembangkit listrik tenaga angin dan surya. Akibatnya, jika jumlah daya yang dihasilkan berfluktuasi secara signifikan karena faktor-faktor seperti iklim, atau jika kecelakaan besar terjadi di jaringan, ada kemungkinan yang meningkat bahwa tiba-tiba, keseimbangan pasokan-permintaan akan terganggu dan pemadaman listrik dalam skala besar akan terjadi. Untuk menghindari risiko tersebut, perangkat yang meningkatkan inersia sedang dikerahkan dan margin cadangan baru yang merespons dengan kecepatan tinggi, FFR (Fast Frequency Response), sedang diperkenalkan. Langkah-langkah juga direncanakan untuk memastikan keseimbangan permintaan-penawaran untuk membantu menjaga inersia.

Misalnya, semakin cepat waktu respons, semakin tinggi penghargaan yang ditawarkan untuk menyeimbangkan daya. Langkah-langkah ini juga mencakup penetapan opsi pengadaan daya penyeimbang baru untuk memasok daya ke jaringan dengan batasan seperti dalam beberapa detik setelah insiden jaringan.

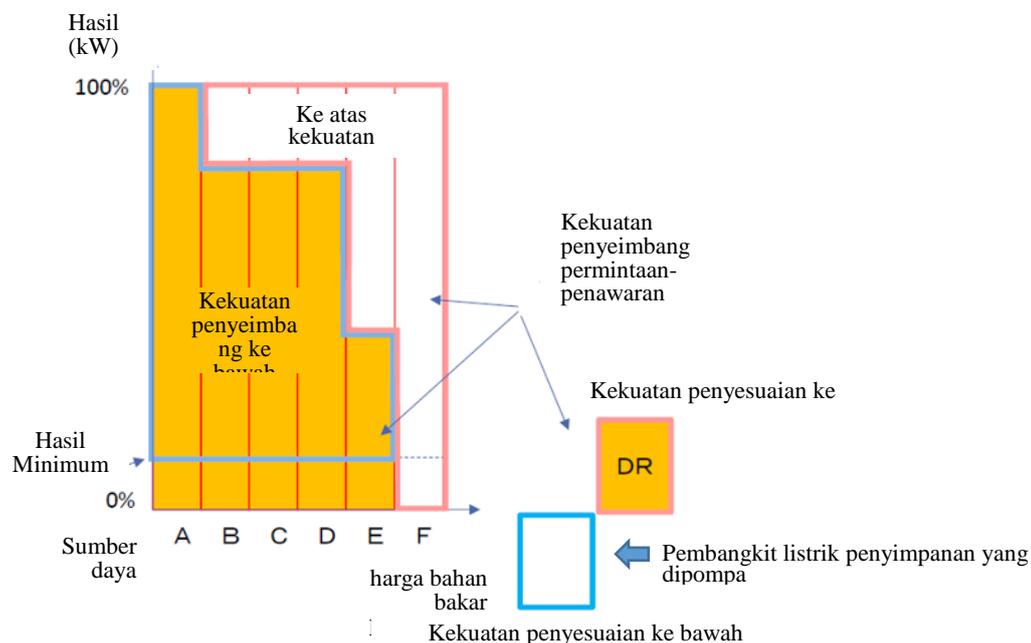
Di pasar timur laut AS, sistem pasar cadangan telah ditetapkan untuk memastikan keseimbangan daya, dan sistem telah dibangun untuk menghasilkan pendapatan berdasarkan waktu respons, seperti 10 atau 30 menit, bahkan untuk daya siaga. Pada bagian ini, kami akan membahas inisiatif yang sedang dipelajari dan teknologi yang akan diperkenalkan di masa depan, terkait dengan langkah-langkah untuk mengamankan kekuatan penyeimbang yang akan menjadi masalah dalam proses mewujudkan karbon rendah (dekarbonisasi) masyarakat.

(2) Jenis kekuatan penyeimbang

(a) Keseimbangan supply-demand

Ketika ketidakseimbangan antara penawaran dan permintaan terjadi di jaringan, perlu untuk mencocokkan penawaran dan permintaan melalui keseimbangan daya. Operator sistem biasanya melakukan penyesuaian dengan memanfaatkan kapasitas cadangan pembangkit listrik termal di bawah beban parsial, pembangkit listrik tenaga air, atau cadangan daya siaga dari pembangkit listrik termal dalam keadaan siaga. Karena mungkin ada kelebihan dan kekurangan listrik di seluruh wilayah, maka perlu dipersiapkan baik untuk "kekuatan penyeimbang ke atas" dan "kekuatan penyeimbang ke bawah".

Gambar 5-35 menunjukkan gangguan keseimbangan kekuatan. Secara umum, "daya penyeimbang ke atas" didefinisikan sebagai [kapasitas pembangkitan yang tersisa dari sumber daya cadangan yang terhubung ke jaringan] + [pasokan sumber daya cadangan non-operasional (PLTA, turbin gas)] + [respon permintaan], sedangkan "daya penyeimbang ke bawah" didefinisikan sebagai [keluaran daya dari sumber daya cadangan yang terhubung ke jaringan] – [keluaran daya minimum dari cadangan daya yang terhubung ke jaringan] + [daya untuk dipompa untuk pembangkit listrik penyimpanan yang dipompa].



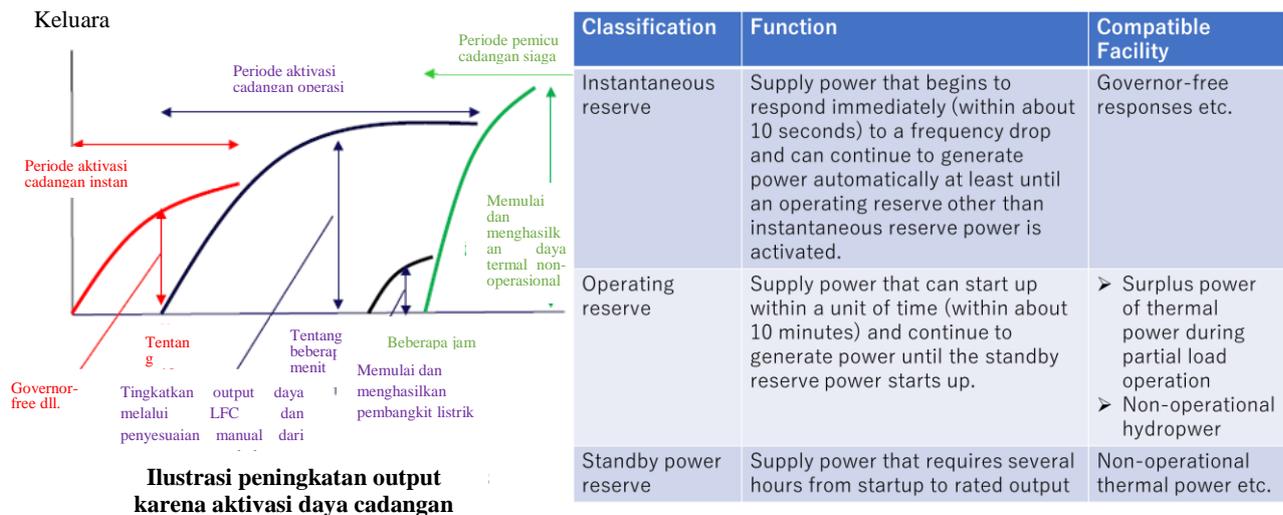
Sumber: The Organization for Cross-Regional Coordination of Transmission Operators (OCCTO), Referensi 6, “Definisi kekuatan penyeimbang dan target memastikan kekuatan koordinasi”, Rapat ke-6 Komite Penyeimbang Kekuatan dll.

Gambar 5-35 Pembagian kekuatan keseimbangan

(b) Penyesuaian frekuensi (Kontrol)

Penyesuaian frekuensi (kontrol) mengacu pada penyesuaian yang mempertahankan frekuensi grid dan tidak melibatkan penyesuaian jumlah listrik. Ini diklasifikasikan ke dalam jenis berikut: yang menyesuaikan frekuensi periode pendek dari beberapa detik hingga beberapa menit sebagai cadangan sesaat, seperti governor-free; yang menyesuaikan frekuensi periode menengah dari beberapa menit sampai 20 menit sebagai cadangan operasi, seperti tenaga termal dan air selama operasi beban parsial, misalnya Load Frequency Control (LFC); dan yang menyesuaikan variasi beban harian dari 20 menit hingga beberapa jam karena pengiriman beban yang ekonomis, seperti Economic Load Dispatching (ELD).

Gambar 5-36 menunjukkan klasifikasi cadangan daya.



Sumber: The Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI), "Peran dan teknologi keseimbangan daya pembangkit listrik termal pada saat pengenalan massal energi terbarukan" dalam kuliah tahun fiskal 2021 di Area Fukuoka, Divisi Termal dan Kyushu Teknik Tenaga Nuklir

Gambar 5-36 Klasifikasi cadangan daya

(3) Langkah-langkah untuk memastikan keseimbangan daya di pembangkit listrik termal

Seperti disebutkan di atas, tenaga termal diperkirakan akan terus memiliki peran penting dalam pengenalan massal energi terbarukan, secara bertahap bergeser dari perannya saat ini sebagai sumber daya beban dasar menjadi sumber daya penyeimbang. Penting untuk memasok listrik yang stabil dengan keseimbangan yang baik antara energi terbarukan dan tenaga termal. Tabel 5-10 menunjukkan perbandingan energi terbarukan intermiten dan tenaga termal.

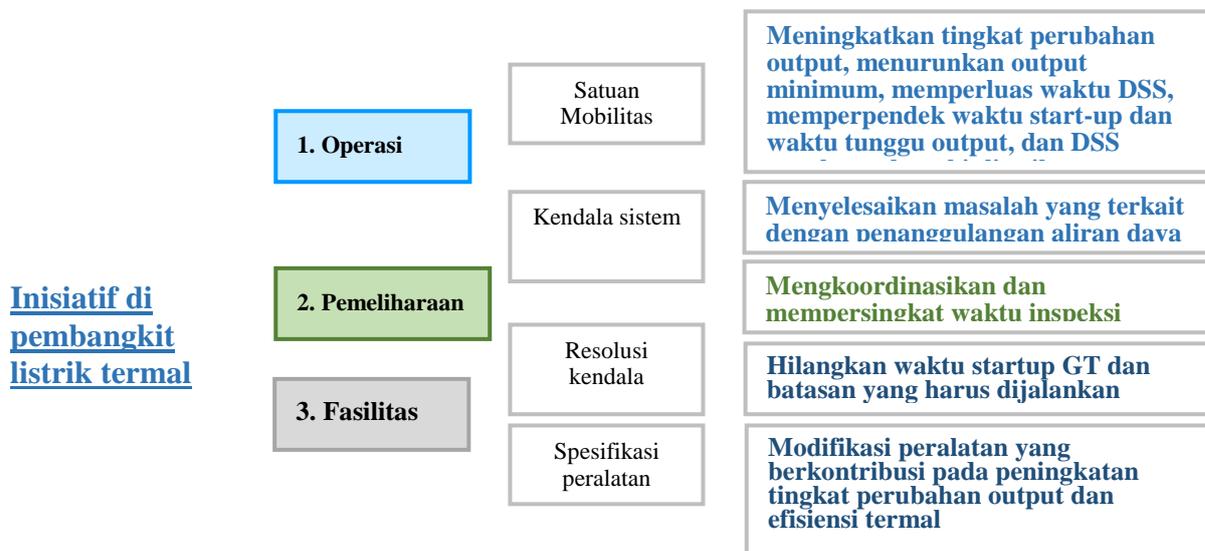
Tabel 5-10 Perbandingan energi terbarukan intermiten dan tenaga termal

Tipe Generasi	emisi CO ₂	Kelembaman	Menyeimbangkan kekuatan	Biaya marjinal
Energi Terbarukan Intermiten	Bagus	Buruk	Adil	Bagus
Daya Termal	Buruk	Bagus	Bagus	Adil

※ Pengurangan melalui penggunaan biomassa dan bahan bakar tanpa emisi adalah mungkin.

Gambar 5-37 menunjukkan kemungkinan inisiatif untuk lebih memperkuat peran tenaga termal sebagai kekuatan penyeimbang yang diperlukan di masa depan. Di sisi operasional, selain meningkatkan laju perubahan output dan menurunkan output minimum, studi sedang dilakukan untuk memperluas waktu kapan Start-Stop Harian (DSS) dimungkinkan, untuk mempersingkat waktu start-up itu sendiri, untuk mempersingkat setiap menahan waktu dalam proses start-up, dan memungkinkan DSS untuk pembangkit listrik tenaga batubara. Dari segi peralatan, tujuannya adalah untuk membuat fasilitas lebih fleksibel dalam pengoperasiannya dengan menghilangkan batasan terkait jumlah start-up dan harus menjalankan turbin gas.

Jenis Klasifikasi Masalah yang akan ditangani

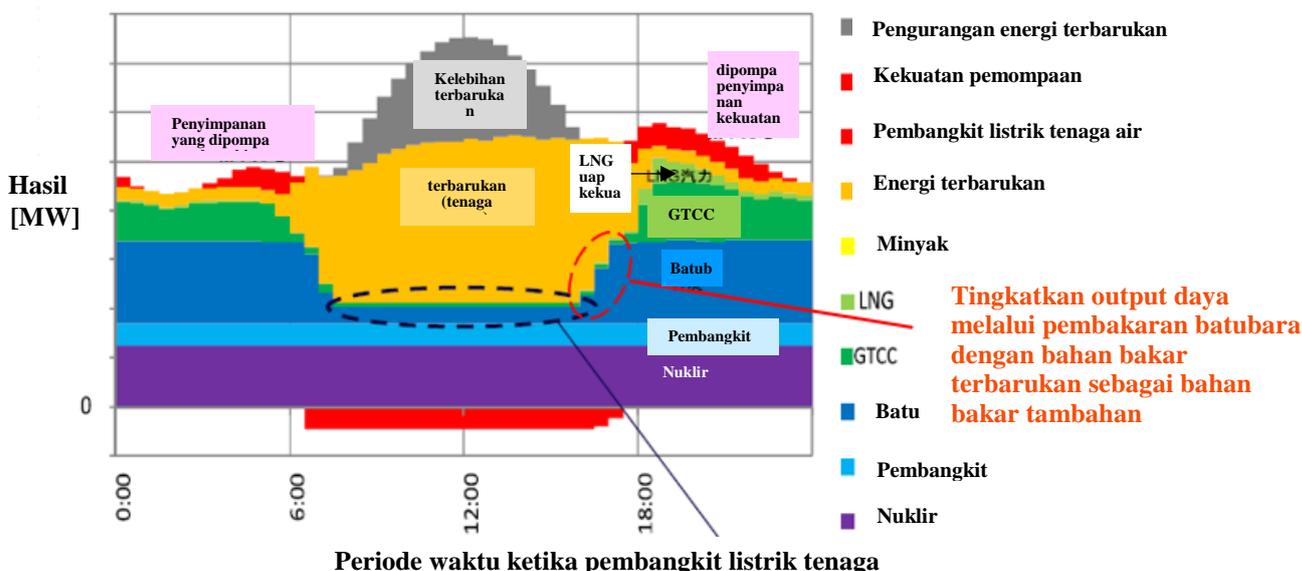


Gambar 5-37 Upaya mengamankan keseimbangan daya di pembangkit listrik termal

(4) Inisiatif di pembangkit listrik tenaga batubara

Sebagai contoh studi aktual, tinjauan operasi beban minimum di pembangkit listrik tenaga batubara akan disajikan. Di masa depan, ketika sejumlah besar energi terbarukan diperkenalkan, tenaga termal berbahan bakar batubara, yang merupakan tenaga termal dengan biaya bahan bakar terendah, diharapkan dapat dioperasikan pada beban terendah selama periode siang hari ketika surplus listrik terjadi. dihasilkan. Jika pembangkit listrik tenaga batubara dapat tetap berada di jaringan sambil mengurangi beban minimumnya sebanyak mungkin, mereka dapat terus berkontribusi pada pasokan listrik yang stabil sambil mempertahankan inersia dengan generator sinkron dan memastikan keseimbangan daya, seperti memasok daya reaktif. Selain itu, dengan mengurangi beban minimumnya, juga dimungkinkan untuk mengurangi jumlah kelebihan energi terbarukan.

Pada Konferensi Sistem, Ekonomi, dan Lingkungan Energi ke-36 pada tahun 2020, Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI) mengusulkan penggunaan pembangkit listrik tenaga batubara dengan output daya nol pada ujung transmisi untuk pembangkit listrik berbahan bakar batubara berkapasitas 700 MW dengan tekanan superkritis. Pada penelitian ini, pada siang hari, saat terjadi surplus listrik dari sumber energi terbarukan, operasi boiler dihentikan (DSS) dan turbin uap dihubungkan ke grid dengan output generator 35 MW (beban 5%) dan output akhir transmisi 0 MW menggunakan uap yang dihasilkan dari kelebihan sumber energi terbarukan, yang lebih murah daripada batubara. Generator berbahan bakar batubara mempertahankan inersia dan memasok daya reaktif dan cadangan daya sesaat. Setelah siang hari, Gambar 5-38 menunjukkan ilustrasi pemanfaatan tenaga batubara dengan keluaran nol pada ujung transmisi.



Sumber: Disiapkan oleh tim studi berdasarkan The Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI), “Peran dan teknologi penyeimbang daya pembangkit listrik termal pada saat pengenalan massal energi terbarukan” dalam kuliah tahun fiskal 2021 di Fukuoka Area, Divisi Kyushu dari Teknik Tenaga Panas dan Nuklir

Gambar 5-38 Ilustrasi pemanfaatan tenaga batubara dengan keluaran nol di ujung transmisi

Tabel 5-11 menunjukkan kondisi operasi pada output minimum.

Tabel 5-11 Kondisi operasi pada output minimum

Generasi Jenis	Kondisi operasi	Referensi
Keluaran generator	35MW Referensi: 700MW selama operasi pengenal	Hanya 5% dari beban internal yang dihasilkan (output akhir transmisi adalah nol)
Suhu/tekanan uap bertekanan tinggi	465,7 derajat Celcius/7,85MPa Referensi: 538 derajat Celcius / 24.2MPa selama operasi pengenal	Terapkan kondisi hot start setelah 8 jam shutdown
Suhu/tekanan uap yang dipanaskan kembali	455.0 derajat Celcius/49MPa Referensi: 566 derajat Celcius / 4.1MPa selama operasi pengenal	Sama seperti di atas
Rasio bypass turbin	Tekanan tinggi: 11% Tekanan rendah: 8%	Ditetapkan berdasarkan literatur
Persediaan air laju aliran	96.4t/jam Referensi: 1,260t / jam selama operasi pengenal	Sekitar 7-8% dari nilai keluaran

Sumber: Disiapkan oleh tim studi ini berdasarkan The Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI), “Peran dan teknologi penyeimbang daya pembangkit listrik termal pada saat pengenalan massal energi terbarukan” dalam kuliah tahun fiskal 2021 di Fukuoka Area, Divisi Kyushu dari Teknik Tenaga Panas dan Nuklir

(5) Inisiatif di pembangkit listrik berbahan bakar gas

GE, Siemens, dan Mitsubishi Power menguasai sebagian besar pangsa pasar pembangkit listrik siklus gabungan turbin gas dunia. Setiap perusahaan sedang mengembangkan teknologi untuk meningkatkan mobilitas turbin gas. Di antara turbin gas, turbin gas aero-derivatif ringan secara tradisional lebih unggul dalam hal karakteristik start-up yang cepat. Namun, bahkan untuk turbin gas pembangkit listrik

berkapasitas besar, modifikasi pada unit utama akan memungkinkan start-up dalam waktu singkat, sebanding dengan jenis konversi pesawat. Jika tingkat perubahan output dapat ditingkatkan ke tingkat yang sama, turbin gas untuk pembangkit listrik dengan perubahan output yang besar per satuan waktu dapat memberikan kontribusi yang signifikan untuk memecahkan masalah stabilisasi sistem tenaga karena perluasan energi terbarukan.

Untuk mewujudkan turbin gas yang mampu start-up dengan cepat, perlu dikembangkan teknologi untuk membuat rotor, kompresor dan bilah turbin seringan mungkin dengan tetap mempertahankan kekuatan, membuat bahan lebih tipis, dan mengembangkan bahan dengan ketahanan panas yang sangat baik dan sifat kelelahan termal. Selain itu, untuk tujuan mengurangi emisi CO₂, teknologi kontrol jarak bebas ujung turbin juga telah ditingkatkan untuk meminimalkan hilangnya efisiensi pada beban parsial.

5.1.5 Status LNG Saat Ini di Pasar Indonesia dan Rekomendasi untuk Perluasan LNG

Pendahuluan

(1) Produksi LNG di Indonesia

Produksi LNG di Indonesia dimulai dengan ekspor ke Jepang. Perseroan telah memproduksi LNG di empat lokasi, yang pertama adalah kilang pencairan Bontang di Kalimantan. Produksi LNG dimulai pada tahun 1977 berdasarkan kontrak jangka panjang yang ditandatangani dengan enam pembeli Jepang (Kansai Electric Power Company, Chubu Electric Power Company, Kyushu Electric Power Company, Osaka Gas Company, Toho Gas Company, dan Nippon Steel Corporation). Awalnya, pabrik dimulai dengan dua pabrik pencairan, tetapi pada tahun 2003, dengan penambahan beberapa pabrik, jumlah pabrik pencairan telah meningkat menjadi delapan, dengan total kapasitas pencairan 22,2 MTPA.

Pabrik pencairan Arun di Sumatera adalah pabrik LNG kedua yang mulai memproduksi, satu tahun setelah pabrik pencairan Bontang mulai memproduksi berdasarkan kontrak jangka panjang dengan dua pembeli Jepang (Tohoku Electric Power Company dan Tokyo Electric Power Company). Arun mengurangi jumlah pembangkit yang beroperasi seiring dengan berkurangnya cadangan lapangan gas yang memasok feed gas ke kilang pencairan, dan dihentikan produksinya pada tahun 2014. Menyikapi kelangkaan gas di wilayah Sumatera Utara, Arun menggeser posisinya ke menjadi terminal penerima LNG pada tahun 2015. Peran Arun sebagai terminal penerima dibahas di bawah ini.

Lebih dari 30 tahun setelah dimulainya produksi di Arun, Tangguh memulai produksi di Papua Barat pada tahun 2009 untuk memasok CNOOC di China, POSCO dan SK E&G di Korea, dan terminal Costa Azul Sempra di Meksiko berdasarkan kontrak jangka panjang. Pembangkit ini memiliki dua unit pencairan, dengan total kapasitas pencairan 7,6 MTPA. Menyusul penandatanganan kontrak jangka panjang dengan Perusahaan Listrik Kansai Jepang dan PLN Indonesia, Tangguh membuat keputusan investasi akhir pada tahun 2016 untuk perluasan pembangkit ketiga, yang saat ini sedang dibangun. Sehubungan dengan ekspansi tersebut, Tangguh berencana untuk meningkatkan produksi feed gas dengan cara mengeluarkan CO₂ dari feed gas yang diekstraksi dari lapangan gas dan menginjeksikannya ke lapangan gas sebagai CCUS (Penangkapan, Pemanfaatan, dan Penyimpanan Karbon dioksida).

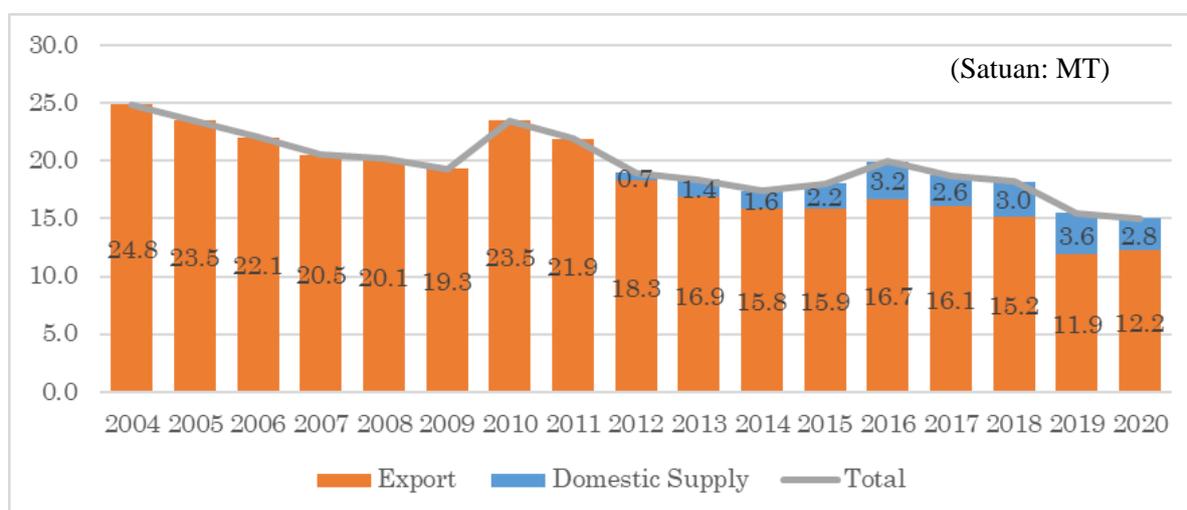
Enam tahun setelah dimulainya produksi di Tangguh, pabrik pencairan Donggi Senoro mulai memproduksi di Sulawesi pada tahun 2015 berdasarkan kontrak jangka panjang yang ditandatangani dengan Chubu Electric Power dan Kyushu Electric Power dari Jepang dan KOGAS dari Korea, dengan kapasitas pencairan 2,3 MTPA.

Seperti dijelaskan di atas, Indonesia memiliki empat proyek pencairan dan tiga sedang memproduksi LNG. Berikut ini adalah gambaran proyek likuifaksi yang sedang dibangun dan direncanakan.

Pabrik pencairan yang sedang dibangun adalah Sengkang, yang terletak di pulau yang sama dengan Sulawesi, Donggi Senoro. Berbeda dengan pabrik pencairan yang telah dibangun di empat lokasi di Indonesia selama ini, liquefaction plant memiliki kapasitas likuifaksi yang lebih kecil yaitu 0,5 MTPA. Pabrik pencairan yang direncanakan pembangunannya adalah Abadi yang rencananya akan dibangun di Kepulauan Tanimbar. Awalnya, Abadi berencana untuk memasang kilang pencairan lepas pantai, namun menyusul penolakan dari pemerintah Indonesia pada Maret 2016, rencana tersebut diubah untuk memasang kilang pencairan di darat. Direncanakan ada dua kilang likuifaksi, dengan kapasitas likuifaksi 9,5 MTPA. Proyek ini diharapkan dapat dikembangkan di masa depan, tetapi pada Juli 2020, Shell, yang memegang 35% saham di proyek Abadi, mengumumkan niatnya untuk menarik diri dari proyek dan saat ini sedang dalam proses menjualnya. Hal ini dikhawatirkan akan jadi penghambat untuk dimulainya produksi di pabrik pencairan Abadi.

(2) Volume produksi LNG di Indonesia

Tren produksi LNG di Indonesia adalah sebagai berikut.



(Sumber: GIIGNL)

Gambar 5-39 Tren produksi LNG di Indonesia

Indonesia adalah produsen LNG terbesar di dunia sampai tahun 2005, ketika memproduksi 23,5 MT dari Bontang dan Arun, tetapi pada tahun 2006 menyerahkan posisi ini ke Qatar, yang meningkatkan produksinya dengan dimulainya produksi dari pabrik pencairan baru. Volume produksi LNG Indonesia turun menjadi 15MT pada tahun 2020.

Penurunan produksi LNG disebabkan oleh Bontang dan Arun, terbukti dari penurunan produksi LNG Indonesia meskipun produksi LNG di pabrik Tangguh dimulai pada tahun 2009 dan di pabrik pencairan Donggi Senoro pada tahun 2015.

Seperti disebutkan di atas, Arun berhenti berproduksi pada tahun 2014 karena menipisnya cadangan; Produksi LNG di Bontang menurun karena berkurangnya pasokan gas umpan ke kilang pencairan. Jumlah pabrik pencairan yang beroperasi telah dikurangi, dan dari delapan pabrik pencairan, hanya tiga yang saat ini beroperasi. Sejalan dengan penurunan jumlah kilang pencairan yang beroperasi, produksi LNG mengalami penurunan, dengan produksi Bontang turun di bawah 0,5 MTPA pada tahun 2020.

Untuk membendung penurunan produksi LNG di Bontang, perlu dikembangkan lapangan gas baru untuk memasok feed gas ke kilang pencairan Bontang. Dalam konteks ini, ENI memulai produksi dari lapangan gas Jangkrik pada tahun 2017 dan dari lapangan gas Merakes pada tahun 2021. Selain itu, Chevron memulai produksi dari tahap pertama Indonesian Deepwater Development (IDD) pada tahun 2016 dan diharapkan dapat mengembangkan tahap kedua dimasa yang akan datang, tetapi Chevron, yang memegang 62% saham di IDD, telah mengumumkan bahwa mereka akan menarik diri dari IDD pada tahun 2020. Dikatakan bahwa ENI dapat membeli saham Chevron dalam penjualan, tetapi ada kekhawatiran bahwa proses penjualan dapat menunda dimulainya produksi.

Produksi di Tangguh dan Donggi Senoro kira-kira sejalan dengan kapasitas likuifaksi.

(3) Terminal penerima LNG di Indonesia

Seluruh LNG yang diproduksi di Indonesia diekspor ke luar negeri hingga tahun 2011, namun untuk memenuhi permintaan gas yang terus meningkat di Indonesia, Indonesia mulai menerima LNG pada tahun 2012. Saat ini, lima terminal penerima LNG telah beroperasi di Indonesia.

LNG pertama diterima di terminal Nusantara Regas di Jawa Barat, dimana PT Nusantara Regas memasang FSRU (Nusantara Regas Satu) dengan kapasitas penyimpanan 125.000 m³ dan kapasitas

regasifikasi 3 MTPA di Teluk Jakarta, dan mulai beroperasi pada Mei 2012 FSRU menerima 1,5-2mt LNG dari Bontang dan Tangguh, dan memasok gas regasifikasi ke tiga pembangkit listrik (Muara Karang, Tanjung Priok, dan Muara Tawar) yang sebelumnya berbahan bakar minyak.

Terminal selanjutnya yang mulai beroperasi adalah terminal Lampung di Sumatera Selatan, dimana PGN memasang FSRU dengan kapasitas regasifikasi 1,8 MTPA di Lampung, Sumatera Selatan, yang mulai beroperasi pada tahun 2014. Ini bukan terminal LNG darat melainkan FSRU (PGN FSRU Lampung) dengan kapasitas penyimpanan 170.000m³. Terminal menerima LNG dari Tangguh, namun volume penerimaan paling banyak hanya sekitar 0,5 MT. Karena terminal Lampung tidak terhubung dengan demand area di Sumatera Selatan oleh pipa, sebagian besar gas regasifikasi dipasok ke Jawa Barat melalui pipa Sumatera Selatan-Jawa Barat.

Terminal ketiga, terminal Arun di Sumatera Utara, mulai beroperasi pada tahun 2015. Seperti yang telah disebutkan, Arun dikembangkan sebagai terminal pencairan LNG pada tahun 1978, tetapi produksi LNG dihentikan pada tahun 2014 karena menipisnya cadangan, dan Pertamina mengubahnya menjadi terminal penerima pada tahun 2015. Berbeda dengan Nusantara Regas dan Lampung, Arun merupakan terminal darat. Terminal Arun memiliki kapasitas regasifikasi sebesar 3 MTPA, namun sejauh ini baru menerima 0,5-1 MT; LNG diterima dari Tangguh dan gas regasifikasi diangkut melalui pipa Arun-Belawan ke pembangkit listrik PLN di Medan. Terminal Arun berbeda dari terminal penerima lainnya karena dirancang untuk berfungsi sebagai hub LNG, menerima LNG serta mengeksport kembali LNG yang diterima. Terminal Arun mulai mengeksport kembali LNG ke China pada Januari 2021.

Terminal Benoa diresmikan di Bali oleh PT Pelindo Energi Logistik pada tahun 2016, setahun setelah terminal Arun beroperasi. Berbeda dengan ketiga terminal LNG lainnya, Benoa merupakan terminal LNG skala kecil dengan kapasitas regasifikasi 0,5 MTPA. Terminal Benoa mulai beroperasi pada tahun 2016 dengan FSU dan FRU, namun fasilitas tersebut diganti pada tahun 2018 dengan FSRU skala kecil (Karunia Dewata) dengan kapasitas penyimpanan 26.000 m³. LNG dipasok dari Bontang, dan gas hasil regasifikasi di terminal Benoa dikirim ke PLTU Pesanggaran milik PLN melalui pipa.

Pada tahun 2020, PT Sulawesi Energi Satu memulai pengoperasian terminal Amurang di Pulau Sulawesi, yang seperti halnya Benoa, merupakan terminal LNG skala kecil. FSRU (FSRU Hua Xiang) memiliki kapasitas penyimpanan 14.000 m³ dan digunakan untuk menerima, menyimpan dan regasifikasi LNG yang dipasok dari Bontang, dan kemudian memasoknya ke kapal pembangkit listrik (Zeynep Sultan, 125 MW) milik perusahaan Turki Karpowership .

Selain lima terminal penerima LNG yang beroperasi tersebut di atas, ada dua terminal penerima lagi yang dijadwalkan mulai beroperasi pada tahun 2021.

Yang pertama adalah terminal Jawa-1 di Jawa Barat. Ini adalah bagian dari proyek pengembangan terpadu untuk memasang FSRU (FSRU Jawa Satu) 170.000m³ dengan kapasitas regasifikasi 2,4MTPA di Cilamaya, sekitar 100km timur Jakarta, dan kemudian memasok gas regasifikasi ke pembangkit listrik 1.760MW melalui pipa. . LNG akan dipasok dari Tangguh.

Kedua, terminal Teluk Lamong di Jawa Timur yang merupakan terminal skala kecil dengan kapasitas regasifikasi 0,2 MTPA. Pengembangan base terdiri dari tiga tahap, tahap pertama menggunakan FSRU dengan kapasitas penyimpanan 15.000m³ dan mengalirkan gas hasil regasifikasi oleh FSRU ke pipa existing. Pada tahap kedua, terminal akan dilengkapi dengan fasilitas tambahan untuk mengisi tangki ISO untuk transportasi truk, yang memungkinkan pasokan gas ke area yang tidak terhubung ke pipa. Tahap akhir dari proyek ini adalah pembangunan terminal darat yang, jika selesai, akan meningkatkan kapasitas regasifikasi menjadi 1,4 MTPA.

(4) Permintaan LNG di Indonesia

Seperti disebutkan di bagian sebelumnya, konsumsi LNG pertama di Indonesia dimulai pada 2012, saat LNG diterima di terminal Nusantara Regas di Jawa Barat.

Pasalnya, kebutuhan gas dalam negeri Indonesia yang terus meningkat tidak dapat dipenuhi oleh gas alam domestik saja melalui pipa. Faktor lain yang mempengaruhi masuknya LNG di Indonesia adalah fakta bahwa lapangan gas skala besar terletak jauh dari daerah permintaan seperti Jawa dan Sumatera, sehingga gas dicairkan dan kemudian diangkut sebagai LNG.

Dengan bertambahnya jumlah terminal penerima LNG, volume penerimaan LNG di Indonesia semakin meningkat, mencapai 3,6 MT pada tahun 2019; Pada tahun 2020 volume akan turun menjadi 2,8 MT akibat dampak Covid 19, namun diperkirakan akan semakin meningkat dengan mulai beroperasinya terminal Jawa-1 dan Teluk Lamong.



(Sumber: Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027)

Gambar 5-40 Neraca Gas Indonesia 2018-2027

Neraca Gas Indonesia 2018-2027 yang diterbitkan Oktober 2018 memproyeksikan kebutuhan LNG impor akan dibutuhkan setelah tahun 2025 pada Skenario 2 dan 3 dari ketiga skenario, sedangkan pada Skenario 1, kasus low demand diasumsikan kebutuhan domestik Indonesia dapat terpenuhi sepenuhnya pada tahun 2027 dengan rencana pasokan gas domestik saat ini. Selain itu, seperti disebutkan di atas, dampak Covid 19 mengakibatkan pertumbuhan permintaan energi yang lamban. Pada tahun 2017, rincian permintaan gas adalah sebagai berikut: permintaan sektor listrik: 14%, permintaan sektor industri: 23%, permintaan sektor pupuk: 10%, permintaan lainnya: 11%, ekspor LNG: 30%, dan ekspor pipa: 12 %.

Namun, memasuki tahun 2021, pemerintah Indonesia menetapkan target netralitas karbon pada tahun 2060, dan dampaknya terhadap pertumbuhan permintaan LNG perlu dikaji. Silakan lihat Bab 7 untuk simulasi yang mempertimbangkan netralitas karbon.

(5) Pengadaan LNG di Indonesia

Seperti telah disebutkan, Indonesia telah menerima LNG sejak 2012. Sejalan dengan itu, Nusantara Regas telah menandatangani kesepakatan untuk mengambil 1 MTPA dari Bontang untuk jangka waktu 11 tahun dari 2012 hingga 2023.

Pada tahun 2014, PLN menandatangani kontrak untuk mengambil 1,5 MTPA dari Tangguh, yang diubah pada tahun 2016 menjadi sekitar 1,3 MTPA untuk 2017-19 dan 2,8 MTPA untuk 2020-33. Tangguh diminta oleh Pemerintah Indonesia untuk memasok lebih dari 75% LNG yang diproduksi oleh pabrik pencairan ketiganya dengan kapasitas pencairan 3,8 MTPA ke pasar domestik (“Kewajiban Pasar Domestik”). Selain kontrak ini, PLN menandatangani perjanjian pada 2017 untuk membeli 1MTPA Tangguh untuk Jawa-1 dari 2020-35.

Pertamina juga telah menandatangani kesepakatan dengan ENI untuk mengambil 1,4 MTPA dari Bontang, di mana feed gas dipasok oleh Jangkrik, dari 2017-24. Selain itu, Pertamina juga telah menandatangani kesepakatan dengan Chevron untuk mengambil 0,2 MTPA dari Bontang, di mana feed gas dipasok oleh IDD, dari 2016-22.

Ini adalah kontrak-kontrak yang telah disepakati untuk pengadaan LNG dari Indonesia, tetapi ada juga empat pengadaan LNG lainnya dari negara lain, seperti yang dijelaskan di bawah ini.

Pada bagian sebelumnya, kami mengacu pada "Saldo Gas Indonesia 2018-2027" yang dirilis pada Oktober 2018, tetapi sebelumnya, "Saldo Gas Indonesia 2016-2025" memperkirakan pasokan gas domestik tidak akan dapat memenuhi permintaan domestik dan bahwa impor LNG akan dibutuhkan mulai sekitar tahun 2019.

Sebelumnya, Pertamina telah menandatangani kontrak dengan Cheniere di AS pada Desember 2013 dan Juli 2014 untuk pengadaan LNG dari Corpus Christi. Kontrak tersebut untuk jangka waktu 20 tahun, dari 2019 hingga 2039, dengan total volume pengadaan 1,52 MTPA masing-masing 0,76 MTPA. Pertamina kemudian menandatangani kontrak pada Februari 2016 untuk pengadaan hingga 1,0 MTPA dari Total Francis untuk periode 2020-2034, dan dua bulan kemudian, pada April 2016, menandatangani kontrak untuk pengadaan hingga 1,1 MTPA dari Woodside of Australia untuk periode 2019-2038. Kedua kontrak ini adalah pasokan portofolio tanpa sumber pasokan yang teridentifikasi. Selain itu, pada September 2019, perusahaan menandatangani perjanjian pengadaan 1 MTPA dari LNG Mozambik untuk periode 2024-44.

Dengan demikian, meskipun kontrak pengadaan LNG telah ditandatangani untuk mengizinkan impor LNG mulai tahun 2019, karena penurunan permintaan berikutnya, belum ada impor LNG yang dilakukan dan sejauh ini permintaan LNG Indonesia telah dipenuhi oleh LNG domestik. Adapun tiga kontrak yang sudah diaktifkan, diyakini LNG dialihkan ke negara lain.

Berkenaan dengan pengadaan LNG di Indonesia di masa mendatang, selain kontrak yang telah dibuat, bagian produksi LNG yang tidak terkontrak di Indonesia dapat dianggap sebagai kapasitas pasokan untuk Indonesia.

Untuk Bontang, kemungkinan kontrak ekspor yang ada tidak akan diperpanjang pada akhir masa kontraknya dan gas tersebut akan digunakan untuk pasokan domestik di Indonesia. Untuk Tangguh, volume yang dialihkan berdasarkan kontrak Sempra untuk terminal Costa Azul dan volume yang tidak dikontrak diharapkan dapat digunakan sebagai kapasitas pasokan untuk pasar domestik Indonesia.

Selain di atas, Kewajiban Pasar Domestik mensyaratkan bahwa setidaknya 50% dari Abadi (kapasitas pencairan: 9,5 MTPA), yang direncanakan akan baru dikembangkan di masa depan, dipasok ke pasar domestik Indonesia. Oleh karena itu, 4,75 MPTA diharapkan tersedia.

Grafik berikut menunjukkan kapasitas pasokan LNG Indonesia termasuk (1) volume terkontrak dari sumber LNG domestik, (2) volume terkontrak dari sumber LNG luar negeri dan (3) volume yang tidak terkontrak namun diharapkan dari sumber LNG domestik potensial. Meskipun ekspor gas pipa dari Indonesia akan menurun, hal ini akan diimbangi dengan peningkatan permintaan gas domestik untuk sektor non-ketenagalistrikan. Di sisi lain, konsumsi LNG diperkirakan akan meningkat secara signifikan karena meningkatnya permintaan gas untuk sektor ketenagalistrikan sebagai langkah netralitas karbon. Jadi setelah tahun 2030, perlu mengimpor LNG berdasarkan kontrak LNG yang ada, dan menyimpulkan kontrak pengadaan LNG baru dari luar negeri karena (1) sampai (3) di atas tidak akan cukup untuk memenuhi permintaan LNG domestik.

(6) Tantangan Ekspansi Konsumsi LNG di Indonesia

Selama ini kebutuhan LNG Indonesia terlayani oleh LNG yang diproduksi di Indonesia. Namun, seperti yang disebutkan di bagian sebelumnya, Indonesia diperkirakan perlu mengimpor LNG berdasarkan kontrak yang ada dan menyelesaikan kontrak pengadaan LNG baru setelah tahun 2030. Ada tiga masalah utama yang perlu ditangani untuk meningkatkan impor LNG secara signifikan dan konsumsi sebagai ukuran netralitas karbon, yang dibahas di bawah ini.

Yang pertama adalah tantangan dalam mengembangkan fasilitas terkait LNG. Untuk mencapai netralitas karbon, Indonesia, seperti negara-negara lain, perlu mempromosikan elektrifikasi dan meningkatkan konsumsi pembangkit listrik berbahan bakar LNG menggantikan pembangkit listrik berbahan bakar batubara dan minyak. Untuk mewujudkan peningkatan konsumsi LNG, perlu dibangun terminal penerima LNG baru dan jaringan pipa antara terminal penerima LNG dan pembangkit listrik berbahan bakar LNG, serta peningkatan kapasitas pembangkit listrik berbahan bakar LNG dengan membangun LNG baru, pembangkit listrik berbahan bakar dan mengganti bahan bakar dari pembangkit listrik tenaga batubara dan minyak.

Yang kedua adalah masalah ekonomi yang muncul sebagai akibat dari penyelesaian masalah fasilitas di atas. Yang pertama adalah masalah pengamanan dana untuk investasi terminal penerima LNG, jaringan pipa dan pembangkit listrik berbahan bakar LNG baru untuk mencapai konversi bahan bakar dari pembangkit listrik berbahan bakar batubara. Mengamankan sumber pembiayaan untuk proyek-proyek yang menggunakan bahan bakar fosil, termasuk tidak hanya batubara tetapi juga LNG, menjadi semakin menantang. Isu kedua adalah daya saing harga pembangkit listrik berbahan bakar LNG yang kurang kompetitif dibandingkan pembangkit listrik berbahan bakar batubara selama tidak membebani biaya tinggi untuk emisi CO₂. Langkah-langkah untuk mengurangi perbedaan harga diperlukan untuk mempromosikan pengenalan lebih lanjut dari pembangkit listrik berbahan bakar LNG.

(7) Isu untuk pengembangan fasilitas terkait LNG

(a) Pembiayaan

Ketika dunia mempercepat upayanya untuk mendekarbonisasi, bank pembangunan multilateral dan lembaga keuangan komersial di Eropa dan AS semakin mengambil sikap konservatif dalam membiayai pembangunan fasilitas yang terkait dengan bahan bakar fosil, termasuk LNG. Bank Pembangunan Asia (ADB), misalnya, mengumumkan dalam Kebijakan Energinya pada Oktober 2021 bahwa mereka akan menanggukkan pembiayaan untuk fasilitas terkait LNG hulu dan akan mempertimbangkan untuk membiayai fasilitas LNG hilir hanya jika kondisi tertentu terpenuhi. Mengingat keadaan ini, sepertinya pembiayaan akan menjadi isu penting bagi Indonesia dalam mengembangkan fasilitas terkait LNG yang diperlukan jika negara tersebut mempertimbangkan penggunaan LNG dalam peta jalan untuk dekarbonisasi.

Sebaliknya, pemerintah Jepang menganggap LNG sebagai bahan bakar penting dan menganggapnya sebagai bahan bakar transisi, dengan jejak karbon yang lebih rendah, yang dapat mempertahankan pasokan energi yang stabil untuk jangka pendek hingga menengah sampai dekarbonisasi tercapai dalam jangka panjang.

Pada Juni 2021, Kementerian Ekonomi, Perdagangan, dan Industri Jepang (METI) membentuk Asia Energy Transition Initiative (AETI) untuk mendukung upaya dekarbonisasi yang realistis di Asia, dan mengumumkan penyediaan berbagai jenis dukungan, termasuk pendanaan sebesar US\$10 miliar untuk LNG dan proyek energi terbarukan.

Ke depan, dengan mempertimbangkan pengembangan fasilitas terkait LNG di Indonesia, akan menjadi lebih penting untuk memanfaatkan pinjaman yang diberikan oleh lembaga keuangan publik dan swasta Jepang, selain dukungan lembaga publik Jepang, seperti melalui JICA. Pada saat yang sama, akan menjadi lebih penting untuk melibatkan perusahaan swasta Jepang dalam investasi atau ekspor peralatan untuk suatu proyek, seperti yang dipersyaratkan untuk penyediaan pinjaman tersebut.

(b) Desain fasilitas untuk transisi ke bahan bakar hidrogen

LNG sebagai energi transisi diharapkan dapat beralih ke bahan bakar hidrogen bebas CO₂ dalam jangka panjang. Selama transisi ke bahan bakar hidrogen, tindakan yang paling ekonomis dianggap sebagai melanjutkan penggunaan fasilitas terkait LNG yang ada, tetapi ruang lingkup fasilitas yang dapat terus digunakan akan ditentukan oleh pembawa hidrogen apa yang berlaku di masa depan.

Dalam hal pembawa hidrogen, "hidrogen cair", "MCH", "amonia", "LNG (produksi hidrogen di negara tuan rumah)", dll sedang dipertimbangkan, tetapi tidak pasti saat ini pembawa mana yang akan menjadi metode standar di masa depan, dan tren menuju standarisasi perlu diwaspadai dari sudut pandang teknis dan komersial. Berikut ini adalah contoh utama dari status saat ini dan masalah yang harus dipertimbangkan dalam kaitannya dengan desain peralatan saat ini.

1) Transportasi & Penyimpanan

Sulit untuk mengubah fasilitas penyimpanan dan jaringan pipa yang ada menjadi hidrogen cair, yang memiliki suhu lebih rendah dari LNG, dalam hal kekuatan getas dan kapasitas pendinginan. Untuk amonia, ada kemungkinan fasilitas yang ada dapat terus digunakan setelah dilakukan modifikasi.

2) Pipa gas

Dimungkinkan untuk terus menggunakan sistem pipa gas setelah modifikasi untuk mengangkut hidrogen dalam keadaan gas. Namun, terlepas dari pembawa hidrogen, nilai panas gas hidrogen adalah 1/3 dari gas alam. Jadi, untuk terus mengamankan jumlah pembangkit listrik yang sama, perlu meningkatkan tekanan transmisi gas tiga kali lipat setelah penguatan fasilitas, atau meningkatkan kapasitas transmisi gas tiga kali lipat. Dalam kedua kasus, perlu untuk menjaga kekencangan gas hidrogen, yang terkecil pada tingkat molekuler.

3) Generator

Untuk terus menggunakan turbin gas yang ada, akan dimungkinkan untuk mengkonversi ke bahan bakar hidrogen terutama dengan memodifikasi/mengganti ruang bakar, tetapi perlu mengambil tindakan untuk mengatasi peningkatan nilai NO_x dan backfire yang disebabkan oleh pembakaran yang lebih cepat. tingkat hidrogen dibandingkan dengan gas alam. Selain itu, perkiraan rasio co-firing hidrogen yang dapat dicapai melalui modifikasi bervariasi tergantung pada model turbin gas, dan konsultasi sebelumnya dengan pabrikan diperlukan saat merancang sistem untuk penggunaan lanjutan.

(8) Rekomendasi kebijakan untuk pengenalan skala penuh LNG

Pembangkit listrik berbahan bakar LNG mengeluarkan CO₂ selama pembakaran, meskipun lebih sedikit daripada pembangkit listrik berbahan bakar batubara, dan tidak dapat menjadi sumber daya untuk dekarbonisasi kecuali CCS diterapkan. Namun, emisi CO₂ per kWhnya kurang dari setengah emisi dari pembangkit listrik tenaga batubara, dan perlu untuk memperkenalkan pembangkit listrik berbahan bakar LNG sebagai pengganti pembangkit listrik tenaga batubara pada tahap awal sebagai salah satu cara langsung untuk mengurangi emisi CO₂.

Berdasarkan perspektif ini, kami merekomendasikan hal-hal berikut untuk diterapkan untuk pengenalan LNG skala penuh.

(a) Pengembangan kebijakan untuk mempromosikan pengenalan LNG di Indonesia

Mengembangkan kebijakan yang berkontribusi pada promosi pengenalan LNG, seperti penghapusan penerimaan preferensial LNG domestik.

(b) Pengembangan masterplan LNG

Survei lokasi optimal untuk pembangunan terminal penerima LNG dan pembangkit listrik termal harus dilakukan berdasarkan visi masa depan jaringan dan pipa Indonesia, dan ini harus disusun sebagai rencana induk.

(c) Studi kelayakan untuk konversi bahan bakar menjadi hidrogen di pembangkit berbahan bakar LNG yang ada

Pilih pembangkit listrik LNG yang ada di Indonesia dan lakukan studi kelayakan apakah infrastruktur yang ada di pembangkit listrik LNG dapat terus digunakan setelah transisi ke hidrogen.

5.2 Kemungkinan menggunakan Hidrogen dan Amonia sebagai Bahan Bakar

Bagian ini merangkum potensi hidrogen dan amonia, yang sedang diteliti dan dikembangkan secara internasional sebagai bahan bakar bersih generasi berikutnya yang tidak mengeluarkan CO₂ selama pembakaran di pembangkit listrik berbahan bakar batubara atau gas. Ini mencakup analisis status dan potensi saat ini mengenai pasar hidrogen dan amonia; analisis biaya hidrogen dan amonia untuk produksi, penyimpanan, dan transportasi; dan rekomendasi kebijakan untuk pengenalan hidrogen dan amonia. Analisis biaya dilakukan untuk periode perkiraan 2031 hingga 2060 untuk hidrogen dan amonia biru dan hijau, dan direfleksikan sebagai data input untuk bahan bakar pembangkit listrik termal dalam simulasi operasi pasokan-permintaan (PDPAT).

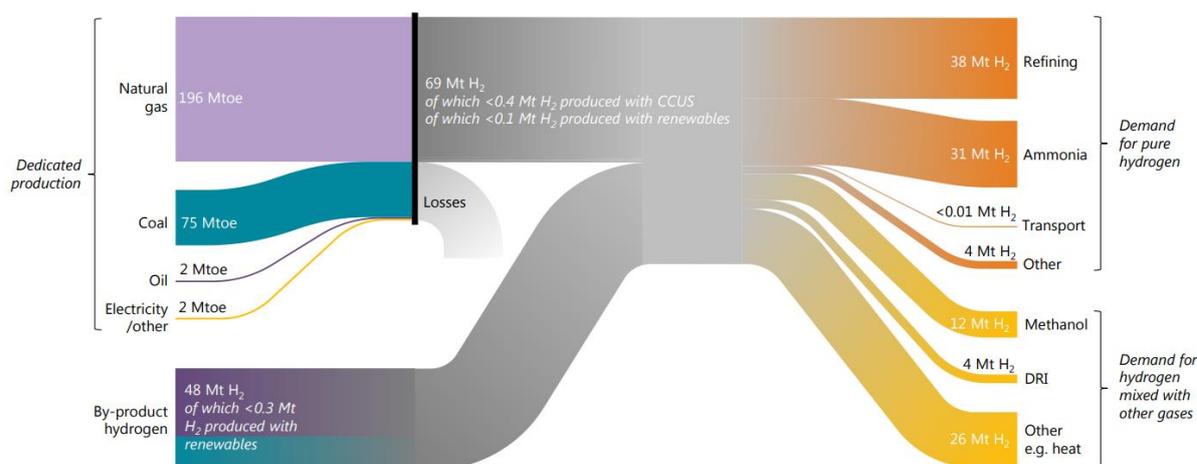
5.2.1 Status Saat Ini dan Analisis Potensi Pasar Hidrogen/Amonia

Bagian ini merangkum status saat ini dan potensi masa depan pasar hidrogen dan amonia di Indonesia.

(1) Pasar Hidrogen

Dalam proses produksi hidrogen, sekitar 60% dari total hidrogen dihasilkan dari bahan bakar fosil, seperti gas alam dan batubara, di fasilitas produksi hidrogen khusus, dan 40% sisanya diproduksi sebagai bagian dari gas produk sampingan yang dihasilkan di industri proses. Jumlah hidrogen yang dihasilkan oleh elektrolisis air sangat kecil (sekitar 0,7%).

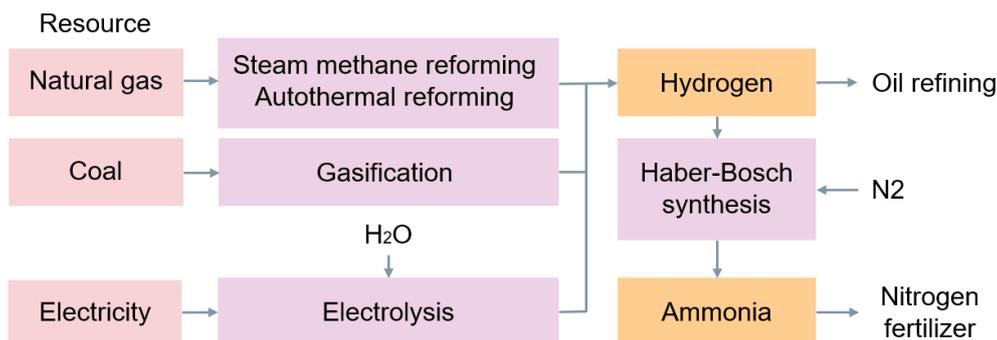
Hidrogen saat ini digunakan terutama untuk desulfurisasi dalam proses penyulingan minyak, sebagai aditif dalam proses pembuatan baja, dan sebagai bahan baku untuk amonia dan metanol, yang sebagian besar dikonsumsi sendiri di setiap pabrik industri. Akibatnya, produksi global hidrogen, termasuk gas produk sampingan, sekitar 115 juta ton, tetapi volume pasarnya sangat kecil, kurang dari 10.000 ton. Ikhtisar rantai nilai hidrogen dalam skala global ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: IEA, Masa depan Hidrogen - Memanfaatkan peluang hari ini 2019)

Gambar 5-41 Rantai nilai hidrogen

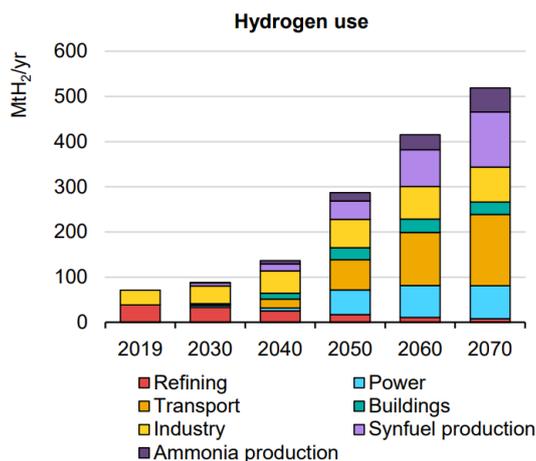
Amonia diproduksi dengan mensintesis hidrogen dan nitrogen yang dipisahkan dari udara menggunakan proses Haber-Bosch. Selain sebagai gas produk sampingan, hidrogen diproduksi melalui tiga metode: 1) steam methane reforming (SMR) atau autothermal reforming (ATR) menggunakan gas alam sebagai bahan baku, 2) oksidasi parsial melalui gasifikasi batubara, dan 3) produksi hidrogen melalui elektrolisis air. Pada umumnya proses Haber-Bosch membutuhkan kondisi temperatur dan tekanan tinggi 400-600°C dan 20-100MPa, sehingga produksi amonia membutuhkan banyak energi. Aliran produksi umum untuk hidrogen dan amonia ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 5-42 Aliran produksi Hidrogen / Amonia

Menurut IEA, permintaan global untuk hidrogen diperkirakan akan meningkat secara eksponensial selama 30 tahun ke depan, dua kali lipat pada tahun 2040 dan empat kali lipat pada tahun 2050 dibandingkan dengan 2019, saat dunia bergerak menuju dekarbonisasi. Tren permintaan hidrogen ditunjukkan di bawah ini.

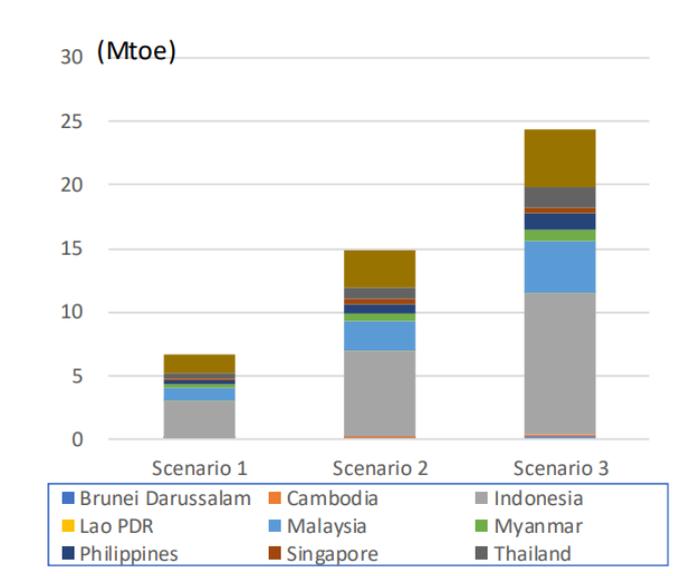


(Sumber: IEA, Energy Technologies Perspectives 2020)

Gambar 5-43 Tren permintaan terkait hidrogen dan hidrogen di setiap sektor

Economic Research Institute for ASEAN (ERIA) telah merilis hasil perhitungan berbasis skenario tentang potensi permintaan hidrogen di negara-negara ASEAN Asia Tenggara. Dalam Skenario 1, yang menggantikan 10% kebutuhan listrik dengan hidrogen, potensi permintaannya sekitar 3 Mtoe (sekitar 1 juta ton hidrogen). Dalam Skenario 3, di mana 30% kebutuhan listrik digantikan oleh hidrogen, potensi permintaannya sekitar 11 Mtoe (sekitar 3,8 juta ton hidrogen).

Berikut adalah hasil estimasi potensi kebutuhan hidrogen negara-negara ASEAN untuk masing-masing skenario pada tahun 2040.



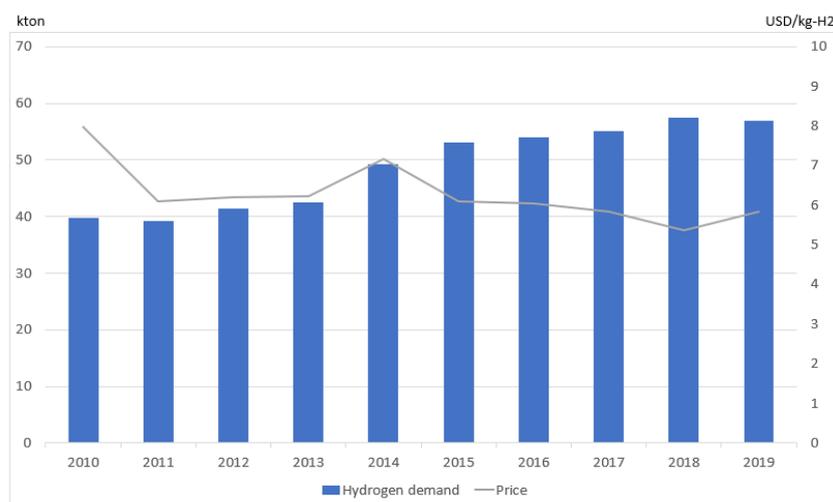
Mtoe: juta ton setara minyak

(Sumber: ERIA, Potensi Permintaan dan Pasokan Energi Hidrogen, 2018)

Gambar 5-44 Potensi permintaan hidrogen ASEAN pada 2040

Permintaan di Indonesia diperkirakan sekitar 60 kilo ton pada 2019, dengan harga perdagangan sekitar 6 USD/kg-H₂.

Tabel berikut menunjukkan evolusi permintaan hidrogen dan harga transaksi di Indonesia dari tahun 2010 hingga 2019.

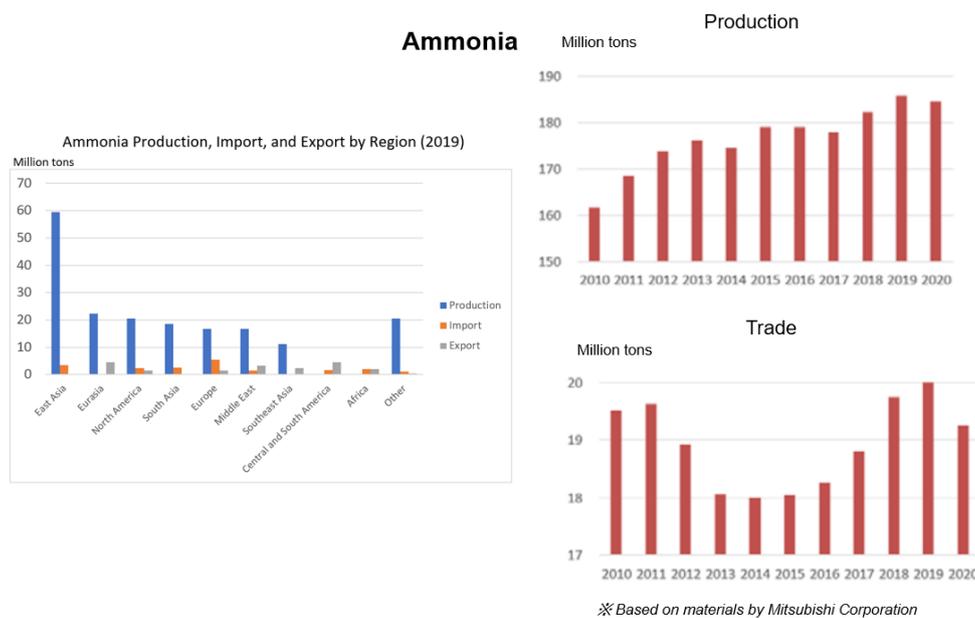


(Sumber: Tim Survei JICA berdasarkan INDEXBOX AI Platform)

Gambar 5-45 Permintaan dan harga hidrogen di Indonesia

(2) Pasar Amonia

Total produksi amonia dunia sekitar 185 juta ton per tahun pada 2019, dengan lebih dari 80% dari total produksi terutama untuk pupuk kimia seperti urea dan amonium sulfat. Dibandingkan dengan hidrogen, amonia sudah mapan sebagai aliran komersial, tetapi sebagian besar diproduksi dan dikonsumsi secara lokal, dengan volume distribusi dalam perdagangan sekitar 11% dari total (sekitar 20 juta ton). Tabel berikut menunjukkan produksi amonia dan volume perdagangan menurut wilayah dan trennya.

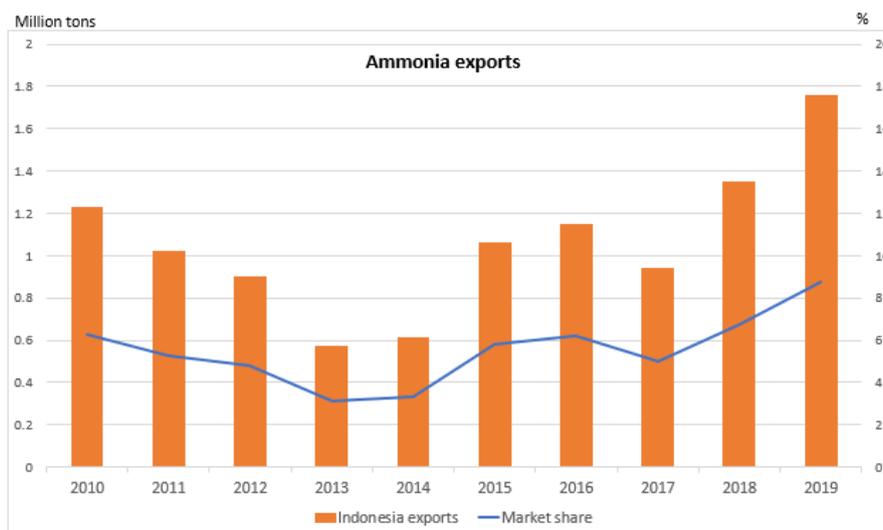


(Sumber: Tim Survei JICA berdasarkan METI, Laporan Interim Dewan Publik-Swasta tentang Pengenalan Bahan Bakar Amonia, 2021)

Gambar 5-46 Tren Produksi dan Perdagangan Amonia Berdasarkan Wilayah

Indonesia merupakan pengeksport amonia terbesar ketiga di dunia setelah Rusia dan Trinidad dan Tobago, serta memiliki kapasitas produksi amonia sekitar 7 juta ton per tahun, dengan konsumsi domestik sekitar 1,6 juta ton per tahun dan ekspor sekitar 1,8 juta ton per tahun. Artinya tingkat utilisasi fasilitas pabrik amonia adalah sekitar 50%. Berdasarkan hal tersebut, dapat disimpulkan bahwa kapasitas produksi Indonesia saat ini relatif cukup.

Tabel berikut menunjukkan volume ekspor amonia dari Indonesia dan pangsa Indonesia dari total ekspor dunia.



(Sumber: Tim Survey JICA berdasarkan bahan oleh IFA)

Gambar 5-47 Tren volume ekspor amonia

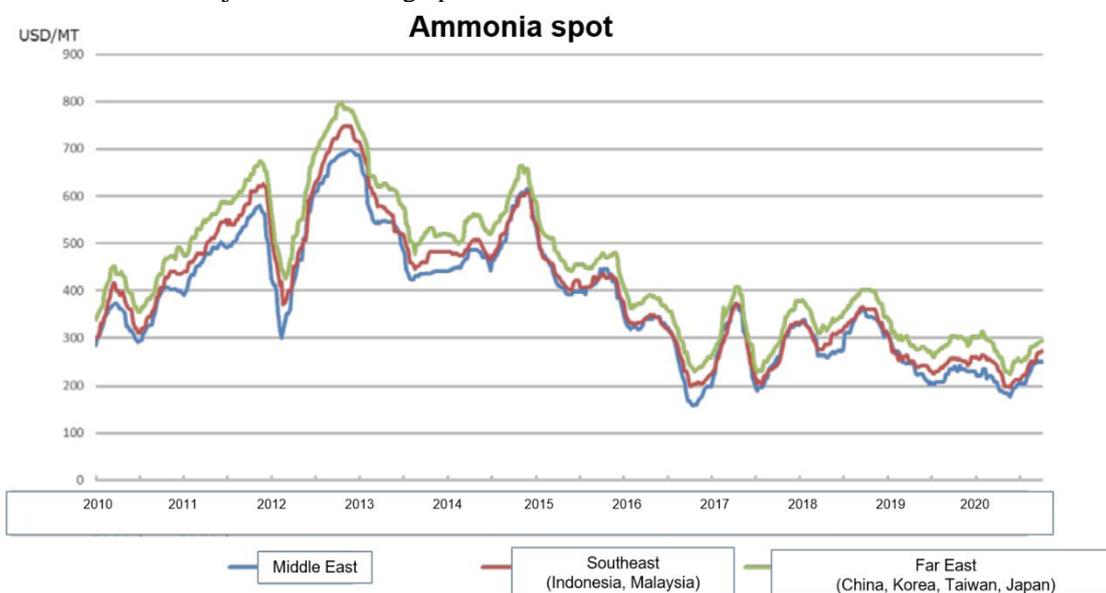
Harga pasar amonia dapat dikategorikan berdasarkan pelabuhan ekspor atau lokasi permintaan di sisi negara produsen.

- Pelabuhan ekspor: Karibia (Trinidad dan Tobago), Laut Hitam (Rusia), Timur Tengah, Asia Tenggara (Indonesia, Malaysia)
- Tempat permintaan: CFR* Eropa, CFR AS, CFR India, CFR Timur Jauh (China, Korea, Taiwan, Jepang)

*CFR (Biaya dan Pengangkutan: Kondisi termasuk pengiriman)

Karena biaya bahan baku merupakan bagian besar dari biaya produksi amonia, daya saing dianggap hampir seluruhnya ditentukan oleh biaya bahan baku. Selain itu, harga pasar amonia berkorelasi dengan harga minyak mentah dan oleh karena itu dicirikan oleh tingkat volatilitas yang tinggi. Harga pasar amonia dari Asia Tenggara (Indonesia dan Malaysia) rata-rata sekitar 579 USD/ton (sekitar 3,2 USD/kg-H₂ setara hidrogen) dari 2011 hingga 2015 dan sekitar 316 USD/ton (sekitar 1,8 USD/kg-H₂ dalam setara hidrogen) dari 2016 hingga 2020.

Tabel berikut menunjukkan tren harga pasar amonia.



(Sumber: METI, Laporan Interim Dewan Publik-Swasta tentang Pengenalan Bahan Bakar Amonia, 2021)

Gambar 5-48 Tren Harga Pasar Amonia

5.2.2 Analisis Biaya Hidrogen/Amonia (Pasokan, Penyimpanan, dan Transportasi)

Pada bagian ini, pertama-tama kami menjelaskan definisi masing-masing dari empat jenis yang disebut hidrogen/amonia biru dan hijau. Kami juga merangkum karakteristik pembawa hidrogen yang menjanjikan saat ini dan memilih pembawa yang paling cocok untuk analisis ini. Selain itu, proyeksi masa depan untuk biaya pengadaan hidrogen dan amonia biru dan hijau di Indonesia, dengan asumsi bahwa mereka akan diperkenalkan setelah RUPTL 2021-2030, akan dibuat dari tahun 2031 hingga 2060 dengan asumsi tertentu, dan akan direfleksikan sebagai data masukan untuk bahan bakar pembangkit termal dalam simulasi operasi pasokan dan permintaan (PDPAT).

(1) Hidrogen/Amonia Biru dan Hijau

Untuk keperluan bagian ini, definisi untuk hidrogen biru dan hijau, dan amonia adalah sebagai berikut. Bahan baku untuk produksi hidrogen biru dan amonia harus berupa gas alam. Proses produksi untuk

hidrogen biru dan amonia adalah steam reforming (SMR, ATR), sebuah teknologi yang sudah mapan dan banyak digunakan di kilang minyak. Sumber daya input untuk peralatan elektrolisis air yang diperlukan untuk produksi hidrogen dan amonia hijau adalah tenaga surya dan tenaga angin darat, yang diharapkan menjadi sumber tenaga utama di masa depan seiring dengan pengembangan skala besar yang dipromosikan di Indonesia.

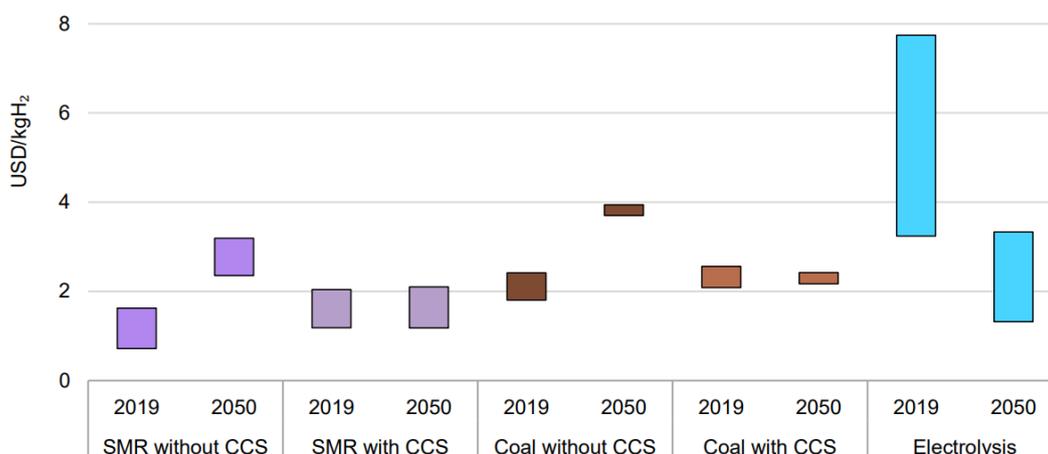
Tabel 5-12 Definisi hidrogen/amonia biru dan hijau

Blue Hydrogen	<ul style="list-style-type: none"> • Resource : Natural gas • Production : SMR or ATR + Purification • CO₂ capture rate : 90%
Blue Ammonia	<ul style="list-style-type: none"> • Resource : Natural gas • Production : SMR or ATR + Haber-Bosch • CO₂ capture rate : 90%
Green Hydrogen	<ul style="list-style-type: none"> • Electricity resource : Solar/Onshore wind • Production : Water electrolysis
Green Ammonia	<ul style="list-style-type: none"> • Electricity resource : Solar/Onshore wind • Production : Electrolysis + Haber-Bosch

(Sumber: Tim Survei JICA)

Namun, diperkirakan biaya produksi sekitar 1,5 kali lebih tinggi, dan emisi CO₂ sekitar 1,7 kali lebih tinggi, daripada metode steam reforming menggunakan gas alam. Oleh karena itu, gasifikasi batubara melalui oksidasi parsial dan produksi hidrogen melalui pemisahan dan pemulihan CO₂ tidak dimasukkan dalam penelitian ini.

Perbandingan IEA tentang biaya produksi hidrogen menurut sumber energi ditunjukkan pada gambar di bawah ini.



(Sumber: IEA, Energy Technologies Perspectives 2020)

Gambar 5-49 Perbandingan biaya produksi hidrogen menurut sumber energi (2019 vs 2050)

(2) Pembawa Hidrogen

Hidrogen menghasilkan 121 MJ/kg energi saat dibakar, tetapi densitasnya dalam kondisi standar (0 °C, 0,1 MPa) adalah 0,089 kg/m³, yang berarti energi per volume adalah 10,8 MJ/m³. Masalahnya adalah kepadatan energi volumetrik sangat kecil: sekitar 25% dibandingkan dengan 40 MJ/m³ gas alam dan sekitar 0,03% dibandingkan dengan 33.000 MJ/m³ bensin.

Oleh karena itu, dalam rangka pemanfaatan energi hidrogen di masa depan, penelitian dan pengembangan pembawa hidrogen yang efisien dan ekonomis, terutama untuk penyimpanan dan pengangkutan hidrogen, sedang digalakkan secara internasional.

Jenis pembawa hidrogen yang saat ini dianggap menjanjikan dan karakteristiknya adalah sebagai berikut.

Tabel 5-13 Jenis pembawa hidrogen yang khas dan karakteristiknya

Carrier	Boiling Temp. °C	Hydrogen Density kg-H ₂ /m ³	Hydrogen Desorption kJ/mol-H ₂	Pros / Cons
Liquefied Hydrogen	-253	70.8	0.90	Pros • High H ₂ purity (suitable for FC) Cons • Challenges in BOG process • Not suitable for long-term storage
MCH ^{※1} (LCOH ^{※2})	101	47.0	67.5	Pros • Synergy with existing oil infrastructure • Suitable for long-term storage Cons • Toluene loss occurs
Ammonia	-33.4	121	30.6	Pros • Existing technologies and markets available • Synergy with coal-fired power Cons • Low H ₂ purity (not suitable for FC)

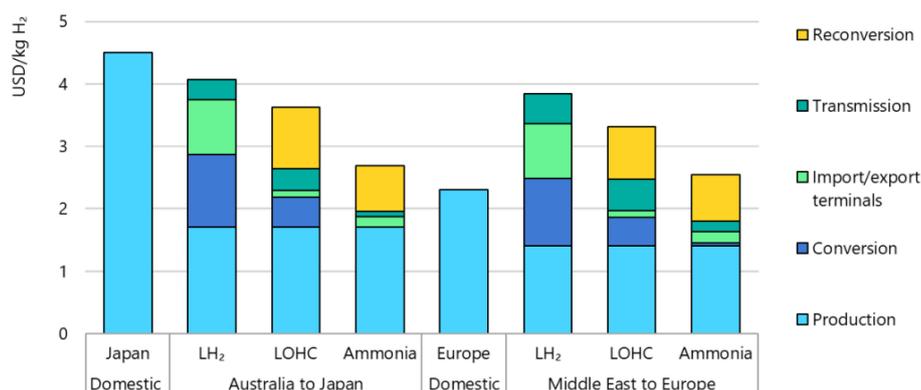
※1 MCH : Methylcyclohexane

※2 LCOH : Liquid Organic Hydrogen Carrier

(Sumber: Tim Survei JICA)

Karena setiap pembawa hidrogen memiliki kelebihan dan kekurangannya sendiri, ada kemungkinan bahwa jenis pembawa hidrogen yang berbeda akan digunakan untuk tujuan yang berbeda, seperti untuk FC atau pembangkit listrik termal skala besar. Pembawa hidrogen yang menjanjikan diharapkan akan berubah di masa depan karena kemajuan teknologi, seperti peningkatan efisiensi, dan skala ekonomi seiring dengan perluasan volume pasar.

Gambar berikut menunjukkan perbandingan biaya oleh pembawa hidrogen pada tahun 2030.



(Sumber: IEA, Global Hydrogen Review, 2021)

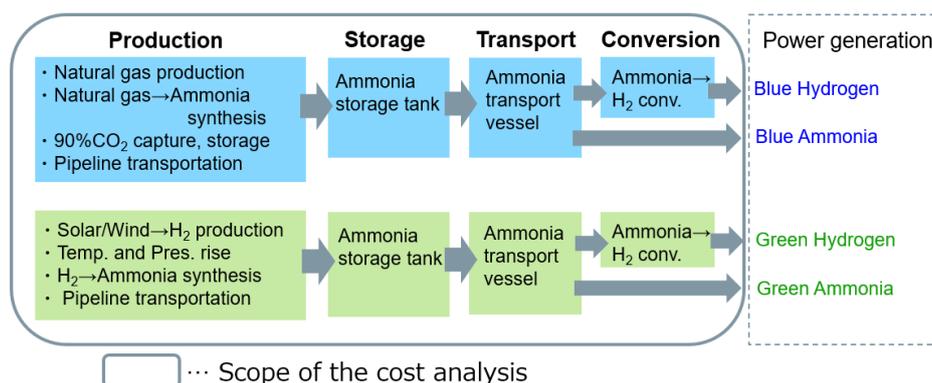
Gambar 5-50 Perbandingan biaya oleh pembawa hidrogen pada tahun 2030

Selain itu, amonia diharapkan akan diperkenalkan sebagai bahan bakar rendah karbon awal di sektor pembangkit listrik, karena dapat langsung dibakar ke boiler berbahan bakar batubara yang ada. Oleh karena itu, dalam bagian ini, amonia akan dianggap sebagai pembawa hidrogen untuk penyimpanan dan transportasi, kecuali ditentukan lain. Untuk detail tentang teknologi co-firing amonia untuk pembangkit listrik tenaga batubara, silakan merujuk ke Bagian 5.1.2.

(3) Analisis Biaya Pengadaan Hidrogen/Amonia

(a) Lingkup Analisis Biaya

Metode analisis biaya pengadaan untuk hidrogen/amonia biru dan hijau pada dasarnya didasarkan pada literatur yang dapat diandalkan, seperti studi oleh IEA, NEDO, Institute of Energy Economics Japan (IEEJ), Institute of Energy Efficiency (IAE), dan organisasi terkait pemerintah lainnya. . Proyeksi dan analisis biaya pengadaan di Indonesia dari tahun 2031 hingga 2060 akan dilakukan oleh tim survei JICA berdasarkan literatur yang dapat diandalkan tersebut. Ruang lingkup analisis biaya hidrogen dan amonia adalah sebagai berikut.



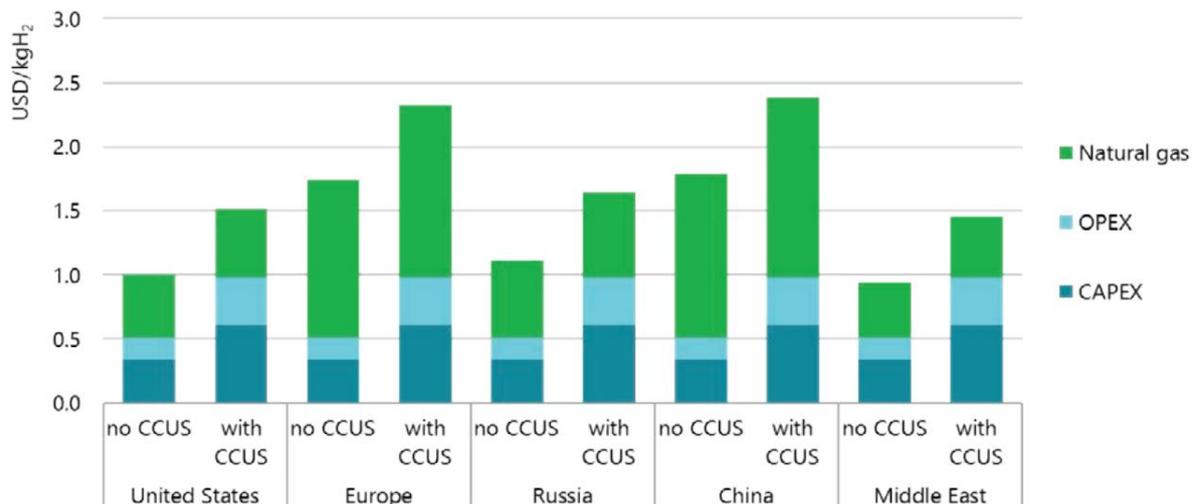
(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 5-51 Lingkup analisis biaya pengadaan hidrogen/amonia

(b) Asumsi Biaya Produksi

Biaya produksi di bagian ini tidak hanya mencakup produksi hidrogen tetapi juga sintesis amonia dan transportasi pipa ke tangki penyimpanan amonia.

Biaya produksi hidrogen biru menggunakan gas alam menurut negara/wilayah ditunjukkan pada gambar di bawah ini.



(Sumber: IEA, Masa depan Hidrogen - Memanfaatkan peluang hari ini 2019)

Gambar 5-52 Biaya produksi hidrogen biru menggunakan gas alam menurut negara di seluruh dunia

Biaya produksi hidrogen biru sangat tergantung pada harga gas alam, yang merupakan bahan baku, dan biaya gas alam menyumbang 30-60% dari biaya produksi dengan CCUS. Biaya produksi hidrogen hijau sangat tergantung pada biaya pembangkit energi terbarukan dan biaya peralatan produksi hidrogen menggunakan elektrolisis air.

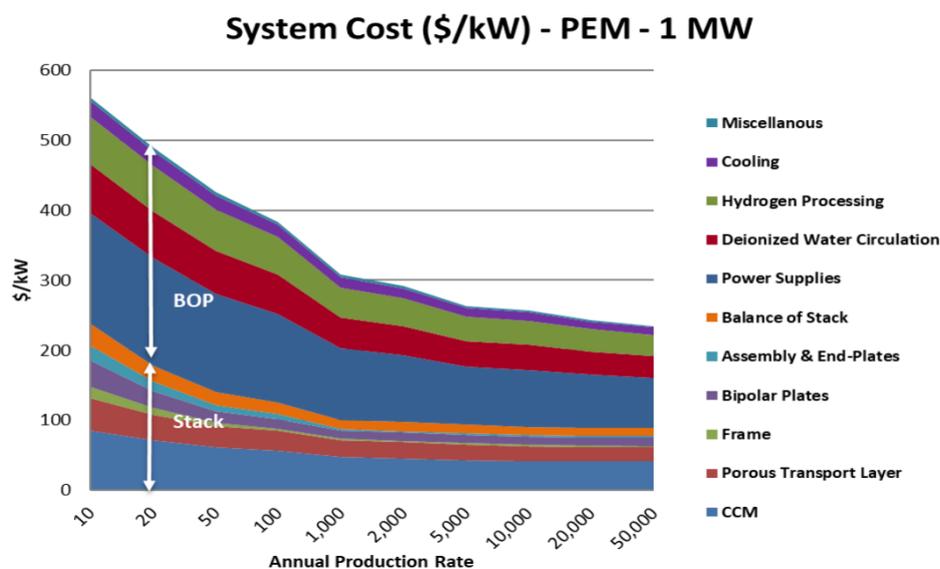
Biaya produksi hidrogen dan amonia biru dan hijau adalah item yang signifikan, terhitung sekitar 60% dari total biaya rantai pasokan.

Oleh karena itu, dalam analisis biaya produksi, koreksi untuk item-item berikut harus tercermin dalam proyeksi biaya. Tingkat inflasi tidak diperhitungkan.

- Hidrogen biru/amonia: harga gas alam
- Hidrogen/amonia hijau: harga pembangkit listrik energi terbarukan, dan biaya peralatan produksi hidrogen menggunakan elektrolisis air

Harga gas bumi diasumsikan untuk gas yang diproduksi di dalam negeri di Indonesia tanpa melalui kilang LNG, dan akan ditetapkan oleh tim survei JICA dengan mengacu pada RUPTL 2021-2030 dan informasi riset pasar. Begitu pula dengan harga energi terbarukan di Indonesia. Detailnya dijelaskan dalam Bab 6.

Harga sistem produksi hidrogen dengan elektrolisis air akan ditetapkan berdasarkan potensi pengenalan hidrogen di Indonesia (Bagian 5.2.1) dan hasil proyeksi biaya untuk produksi massal polimer padat 1 MW (PEM: Membran Elektrolit Polimer) ditunjukkan di bawah.



(Sumber: NREL, Analisis Biaya Manufaktur untuk Elektroliser Air Membran Pertukaran Proton, 2019)

Gambar 5-53 Biaya produksi sistem elektrolisis air membran pertukaran proton (PEM) 1MW

(c) Asumsi Biaya Penyimpanan

Biaya penyimpanan mengacu pada biaya tangki penyimpanan amonia, alat penguap amonia, dan fasilitas tambahan lainnya seperti perpipaan. Skala proyek diasumsikan sekitar 1,2 juta ton per tahun (sekitar 225.000 ton setara hidrogen). Pabrik diasumsikan memiliki kapasitas pemrosesan amonia sekitar 5.300 ton per hari (sekitar 1.000 ton per hari dalam setara hidrogen), dan tangki penyimpanan diasumsikan memiliki kapasitas penyimpanan sekitar 60.000 ton amonia (sekitar 11.000 ton hidrogen setara) (cukup untuk sekitar 11 hari).

(d) Asumsi Biaya Transportasi

Biaya transportasi adalah biaya peralatan yang digunakan untuk mentransfer amonia dari tangki penyimpanan ke pengangkut, serta biaya penyewaan dan pengisian bahan bakar pengangkut. Pembawa amonia akan menggunakan minyak bahan bakar belerang sangat rendah (VLSFO) sebagai bahan bakar.

Kapasitas pengangkutan yang diasumsikan adalah sekitar 60.000 ton amonia (sekitar 11.000 ton setara hidrogen).

(e) Asumsi Biaya Karbon

Dalam setiap proses selain proses produksi hidrogen hijau, jaringan listrik dan bahan bakar fosil digunakan sebagai energi yang diperlukan. Oleh karena itu, selama jaringan listrik menggunakan bahan bakar fosil, CO₂ akan dikeluarkan. Biaya karbon adalah biaya yang dihitung dengan menambahkan asumsi harga karbon yang dikenakan pada jumlah total CO₂ yang dipancarkan di seluruh rantai pasokan.

(4) Asumsi dalam Analisis Biaya

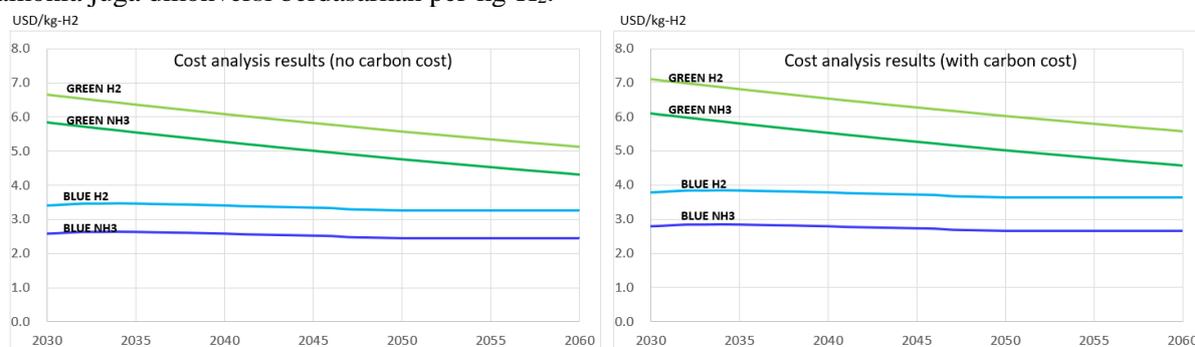
Berbagai asumsi yang digunakan untuk analisis biaya pada bagian ini diringkas sebagai berikut. Asumsi lain dibuat oleh tim survei JICA setelah mengacu pada materi yang diterbitkan oleh IEA, NEDO, IEEJ, dan IAE.

Tabel 5-14 Asumsi dalam analisis biaya

Barang	Nilai yang ditetapkan	Dasar
Biaya gas alam	Lihat Bab 6.	Lihat Bab 6.
LCOE surya	Lihat Bab 6.	Lihat Bab 6.
LCOE angin darat	Lihat Bab 6.	Lihat Bab 6.
Rasio pembangkit listrik tenaga surya dan angin terhadap total energi terbarukan	Surya: 95% Angin darat: 5%	Tim Survei JICA
Biaya peralatan elektrolisis air	900 USD/kW (2021) 285 USD/kW (2060)	Tim Survei JICA berdasarkan IEA 2019, dan NREL
Biaya karbon (Harga karbon)	40 USD/t-CO ₂	Tim Survei JICA
Intensitas emisi CO ₂ dari jaringan listrik	0,75 kg-CO ₂ /kWh (2030)	RUPTL 2021-2030

(5) Hasil Analisis Biaya

Biaya pengadaan hidrogen dan amonia biru dan hijau ditunjukkan di bawah ini. Sebagai perbandingan, amonia juga dikonversi berdasarkan per-kg-H₂.



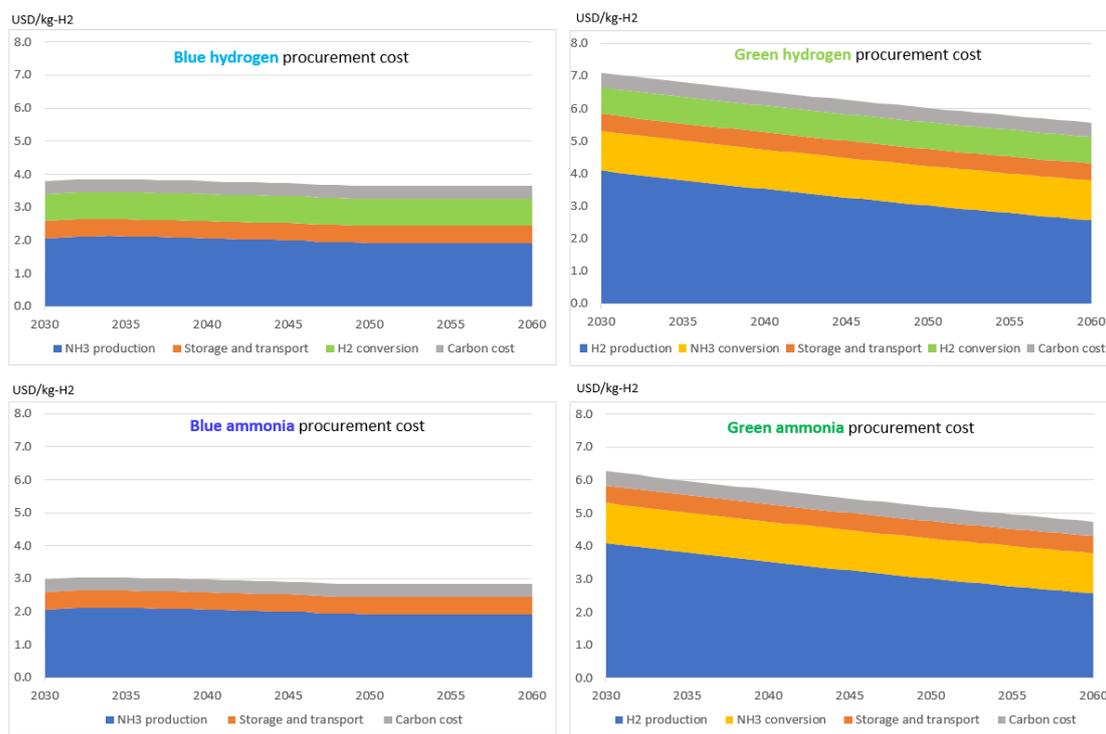
(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 5-54 Biaya pengadaan untuk hidrogen dan amonia biru dan hijau

Terlepas dari ada atau tidak adanya biaya karbon, hasilnya menunjukkan bahwa biru lebih hemat biaya daripada hijau untuk hidrogen dan amonia.

Selain itu, biaya pengadaan hidrogen sekitar 20-30% lebih tinggi daripada amonia karena diperlukan proses konversi dari amonia menjadi hidrogen.

Untuk setiap biaya pengadaan (dengan biaya karbon), rincian biaya produksi, penyimpanan/transportasi, konversi hidrogen (penggunaan akhir hanya hidrogen), dan biaya karbon ditunjukkan di bawah ini.



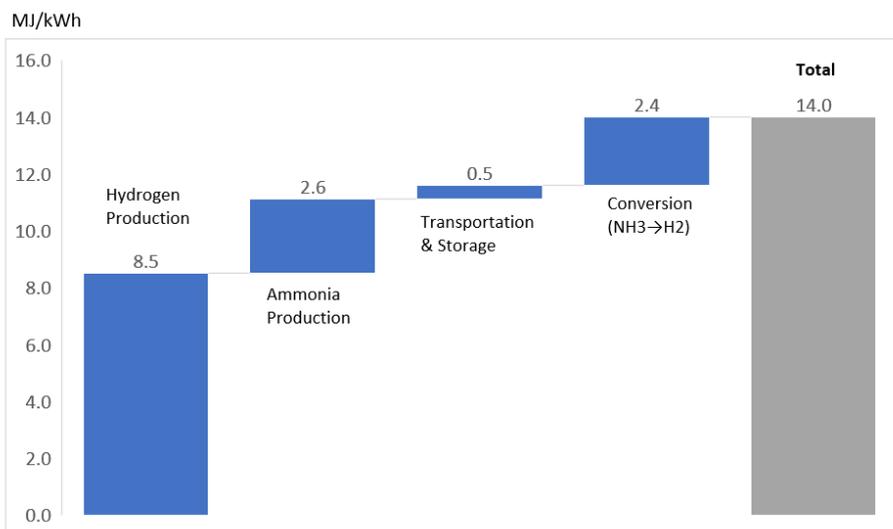
(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 5-55 Rincian biaya pengadaan

Ketika mempertimbangkan penyimpanan untuk jangka waktu tertentu, seperti dalam penelitian ini, hidrogen hijau dan amonia hijau membutuhkan sejumlah besar energi untuk konversi hidrogen menjadi amonia.

Hidrogen biru dan hidrogen hijau juga membutuhkan sejumlah besar energi untuk konversi amonia menjadi hidrogen.

Gambar berikut menunjukkan jumlah energi yang dibutuhkan untuk produksi hidrogen biru dan amonia (untuk pembangkit listrik 1 kWh).



(Sumber: Tim Survei JICA berdasarkan NEDO, Kajian dan Analisis Teknologi Produksi Pembawa Energi, Transportasi dan Penyimpanan, dan Tinjauan Pemanfaatan, 2019)

Gambar 5-56 Jumlah energi yang dibutuhkan untuk produksi bahan bakar untuk menghasilkan 1 kWh listrik

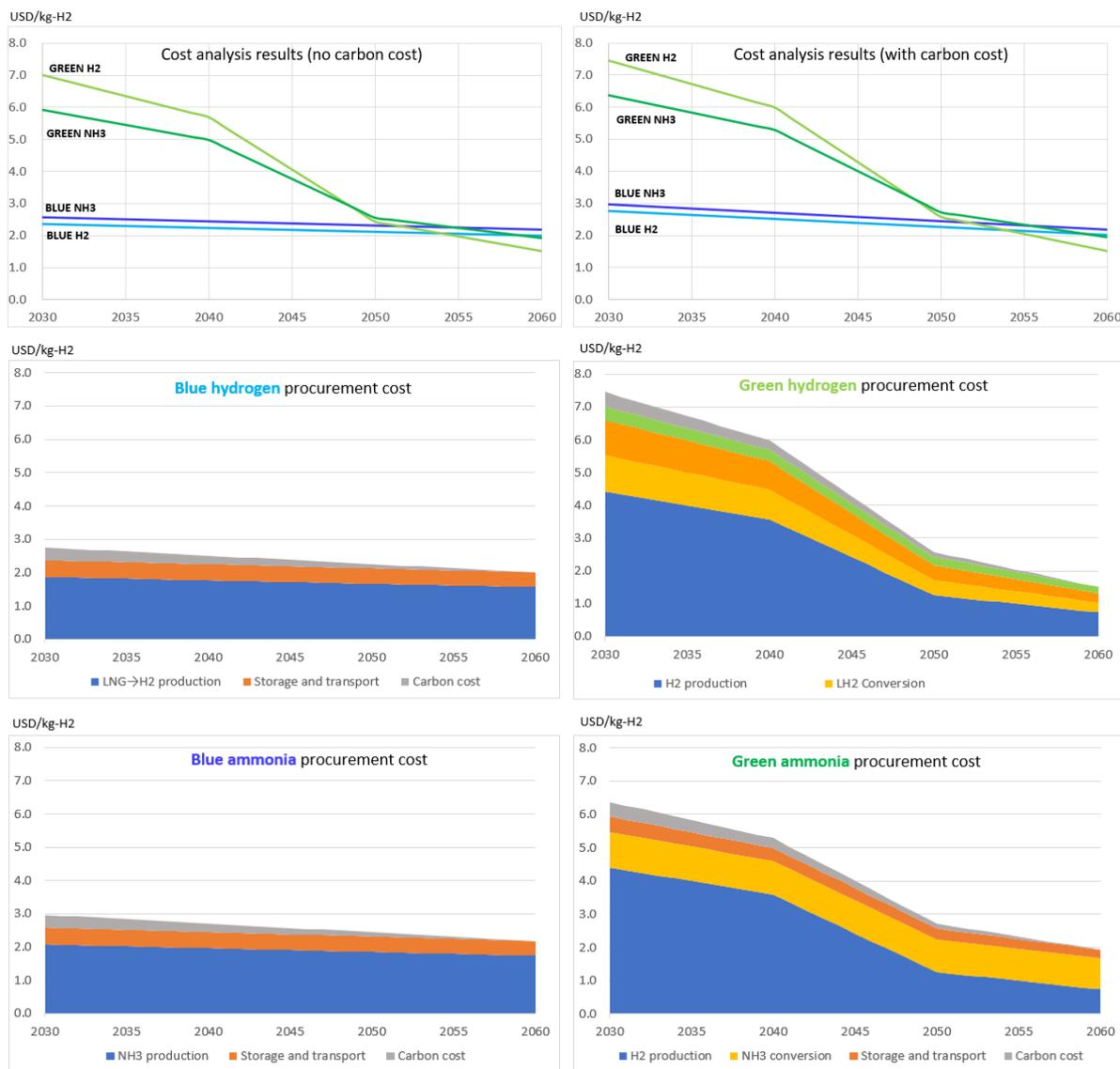
(6) Opsi pengurangan biaya

Ada berbagai pandangan tentang pengurangan biaya jangka panjang untuk hidrogen dan amonia, termasuk yang diterbitkan oleh IEA, IRENA, dan pemerintah dari berbagai negara. Ada kemungkinan yang sangat tinggi bahwa biaya akan berkurang secara signifikan di masa depan. Oleh karena itu, kondisi modifikasi berikut, yang memperhitungkan faktor-faktor ini semaksimal mungkin, diterapkan untuk memprediksi opsi untuk mengurangi biaya pengadaan hidrogen dan amonia.

Tabel 5-15 Ubah kondisi untuk opsi pengurangan biaya

Barang	Tetapkan nilai	Dasar
Penyimpanan Hidrogen Biru	LNG	Tim Survei JICA
Penyimpanan Hidrogen Hijau	Hidrogen cair	Tim Survei JICA
LCOE surya	Kelebihan daya dari tahun 2040, dikurangi menjadi 10% dari level saat ini pada tahun 2050	Tim Survei JICA
LCOE angin	Kelebihan daya dari tahun 2040, dikurangi menjadi 10% dari level saat ini pada tahun 2050	Tim Survei JICA
Biaya peralatan elektrolisis air	2060: 100 USD/kW	Tim Survei JICA berdasarkan IRENA
Biaya karbon (harga karbon)	2060: 0 USD/t-CO ₂	Tim Survei JICA
CAPEX, OPEX untuk bahan bakar biru	Kurangi menjadi 85% atau 50% mulai tahun 2021, tergantung pada tingkat kesiapan teknologi	Tim Survei JICA berdasarkan IEA dan GCCSI
CAPEX, OPEX untuk bahan bakar hijau	Kurangi menjadi 85% atau 40% mulai tahun 2021, tergantung pada tingkat kesiapan teknologi	Tim Survei JICA berdasarkan IEA dan IRENA

Biaya pengadaan hidrogen dan amonia biru dan hijau untuk opsi pengurangan biaya ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber : Tim Survei JICA)

Gambar 5-57 Biaya pengadaan hidrogen dan amonia biru / hijau (opsi pengurangan biaya)

Dengan mempertimbangkan opsi pengurangan biaya maksimum di masa depan, pembalikan biaya antara biru dan hijau diperkirakan akan terjadi setelah tahun 2050, dan hidrogen termurah pada tahun 2060 adalah hidrogen hijau dari surplus energi terbarukan (sekitar 1,5 USD/kg-H₂).

Di sisi lain, hidrogen biru dan ammonia akan lebih murah hingga tahun 2050, yang akan berkontribusi pada pembentukan awal rantai pasokan hidrogen dan amonia.

5.2.3 Proposal untuk Pengenalan Hidrogen dan Amonia

Proposal untuk pengenalan hidrogen dan amonia disusun berdasarkan tujuan, fakta dan asumsi berikut.

- Tujuan: Mencapai netralitas karbon di sektor ketenagalistrikan Indonesia pada tahun 2060
- Fakta dan asumsi:
 - ✓ Harga hidrogen/amonia biru di Indonesia tinggi karena tingginya harga gas alam domestik.

Mengimpor hidrogen/amonia biru dari negara-negara yang lebih murah harus dipromosikan. Pada saat yang sama, produksi hidrogen/amonia hijau menggunakan energi terbarukan dalam negeri harus diperkenalkan.

- ✓ Indonesia adalah pengekspor amonia terbesar di dunia.
- ✓ Indonesia merupakan pengekspor amonia terbesar ketiga di dunia.

Pengenalan skala penuh hidrogen/amonia hijau domestik membutuhkan sejumlah besar energi terbarukan dan kelebihan listriknya untuk mengurangi biaya.

(1) Dukungan untuk membangun seluruh rantai pasokan amonia

Seluruh rantai pasokan amonia perlu dibentuk di masa depan, dan dukungan harus diberikan untuk desain kelembagaan, pengembangan hulu, penanganan transportasi laut, dan pengetahuan lain yang diperlukan untuk membangun rantai pasokan.

(2) FS dan uji demonstrasi untuk co-firing amonia di pembangkit listrik tenaga batubara

Saat ini, pembangkit listrik berbahan bakar batubara merupakan sumber listrik utama di Indonesia, tetapi untuk mengurangi emisi CO₂, pembangkit yang sudah tua perlu dihentikan sesegera mungkin, dimulai dengan yang paling tidak efisien. Untuk mengurangi emisi CO₂ secara bertahap sambil mengamankan pasokan yang stabil dalam sistem, akan efektif untuk memasang kembali pembangkit listrik termal berbahan bakar batubara ini sebagai pembangkit pembakaran campuran amonia dan pembangkit pembakaran eksklusif.

Untuk mewujudkan pembakaran campuran amonia di pembangkit listrik tenaga batubara yang ada, perlu untuk memeriksa secara komprehensif kekuatan fasilitas, pengadaan bahan bakar, pengoperasian dan efisiensi ekonomi. Untuk melaksanakan studi-studi ini secara efisien, diperlukan kerjasama dari produsen fasilitas yang ada dan perusahaan pembangkit listrik dengan pengalaman pembakaran campuran. Banyak perusahaan Jepang yang terlibat dalam proyek IPP berbahan bakar batubara USC terbaru di Indonesia, dan mudah untuk mendapatkan kerjasama dalam co-firing dan pembakaran eksklusif di masa depan. Oleh karena itu, akan efektif untuk memilih pembangkit percontohan dari ini dan memberikan dukungan untuk memajukan FS dan uji demonstrasi.

(3) Ekspansi produksi amonia yang ada di Indonesia

Seperti yang ditunjukkan pada bagian sebelumnya, konsumsi amonia diperkirakan akan meningkat seiring dengan semakin banyaknya fasilitas yang menerapkan co-firing amonia di masa depan, dan volume produksi amonia di Indonesia perlu ditingkatkan. Untuk mengurangi biaya amonia, dukungan operasional dan teknis harus diberikan, yang ditujukan untuk meningkatkan produktivitas gas alam dan produktivitas pabrik.

(4) Pengenalan teknologi produksi hidrogen/amonia baru

Untuk produksi hidrogen dan amonia, penting untuk memperkenalkan teknologi produksi baru untuk mengurangi biaya selain metode produksi saat ini. Dukungan harus diberikan untuk pengenalan katalis sintetik baru yang akan dikembangkan di masa depan yang akan mengarah pada pengurangan biaya, dan teknologi baru lainnya seperti produksi hidrogen dari limbah plastik.

(5) Pengenalan teknologi produksi hidrogen/amonia hijau

Biaya pengadaan green hidrogen/amonia bergantung pada harga listrik dari sumber energi terbarukan dan harga peralatan elektrolisis air. Oleh karena itu, diharapkan sejumlah biaya hidrogen/amonia yang kompetitif akan diperkenalkan dengan memanfaatkan kelebihan listrik dari penyebaran skala besar energi terbarukan (matahari dan angin).

Di sisi lain, ada banyak masalah yang perlu diselesaikan sebelum pengenalan sistem, seperti volume produksi yang tidak stabil karena fluktuasi beban energi terbarukan, peningkatan efisiensi dan daya tahan peralatan elektrolisis air, dan langkah-langkah operasional termasuk keselamatan selama transportasi dan penyimpanan hidrogen dan amonia. Secara khusus, ketidakstabilan volume produksi karena ketergantungan pada surplus listrik untuk produksi hidrogen akan meningkatkan kebutuhan untuk menahan investasi awal, dan akan sangat penting untuk membangun sistem produksi lokal untuk konsumsi lokal yang sepenuhnya memperhitungkan kondisi iklim Indonesia.

Oleh karena itu, kami percaya bahwa melakukan uji FS dan demonstrasi untuk produksi skala kecil hidrogen hijau dan amonia menggunakan energi terbarukan di Indonesia pada tahap awal, sambil berbagi pengetahuan teknis yang diperoleh oleh perusahaan Jepang melalui proyek sebelumnya (termasuk rencana masa depan), akan memungkinkan kami untuk mengidentifikasi masalah spesifik sejak dini, dan berkontribusi pada pengenalan sistem pemanfaatan hidrogen dan amonia yang efisien di masa depan.

(6) FS dan Uji Demonstrasi untuk Pengenalan Hidrogen di Pembangkit Listrik Tenaga Panas GTCC

Pembangkit listrik termal GTCC merupakan salah satu sumber listrik utama di Indonesia, selain pembangkit listrik konvensional, namun mulai saat ini, pembangkit yang sudah tua dan tidak efisien akan dipensiunkan guna mengurangi emisi CO₂. Akan efektif untuk mengubah pembangkit listrik termal GTCC ini menjadi pembangkit listrik co-firing hidrogen dan pembangkit tenaga listrik eksklusif untuk mengurangi emisi CO₂ secara bertahap sambil mengamankan pasokan energi yang stabil dalam sistem.

Untuk mewujudkan pembakaran campuran hidrogen di pembangkit listrik termal GTCC yang ada, perlu untuk memeriksa secara komprehensif kekuatan fasilitas, pengadaan bahan bakar, pengoperasian dan efisiensi ekonomi. Untuk melaksanakan studi-studi ini secara efisien, diperlukan kerjasama dari produsen fasilitas yang ada dan perusahaan pembangkit listrik dengan pengalaman pembakaran campuran. Turbin gas dengan ukuran yang sesuai untuk uji demonstrasi co-firing hidrogen dan pembangkit listrik dengan lokasi yang sesuai harus dipilih dari antara pembangkit listrik termal GTCC sebagai pembangkit percontohan, dan dukungan untuk FS dan uji demonstrasi harus disediakan. Ini akan berkontribusi pada dekarbonisasi Indonesia di masa depan.

(7) FS dan uji demonstrasi untuk pembakaran amonia di pembangkit listrik termal GTCC

Amonia diharapkan menjadi lebih murah daripada hidrogen di masa depan, dan jika dianggap sebagai bahan bakar impor, diasumsikan bahwa hidrogen juga akan diangkut dalam bentuk amonia karena kemudahan pengangkutannya. Oleh karena itu, jika amonia dapat dibakar langsung di GT, mungkin lebih ekonomis daripada membakar hidrogen. Dukungan untuk FS dan uji demonstrasi harus disediakan untuk co-firing amonia dan pembakaran eksklusif amonia di pembangkit listrik GTCC yang ada.

5.3 CCUS

5.3.1 Status CCUS Saat Ini

(1) Penangkapan dan penyimpanan karbon dioksida (CCS)

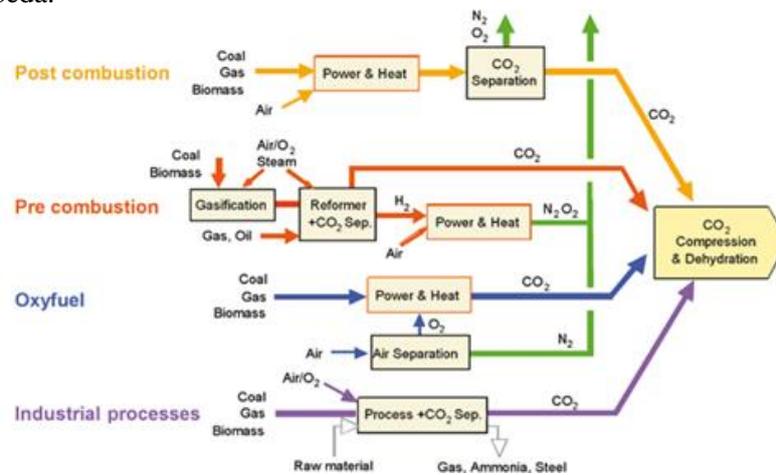
Penangkapan dan penyimpanan karbon dioksida (CCS) adalah teknologi yang terdiri dari menangkap CO₂ dari sumber (misalnya pembakaran bahan bakar fosil, proses manufaktur kimia), mengangkut CO₂ ke tempat penyimpanan, dan mengasingkannya dari atmosfer.

Meskipun ada beberapa teknologi emisi negatif (DACCS dan BECCS) dan CCS untuk sumber emisi bergerak kecil seperti kendaraan dan kapal, studi ini terutama berfokus pada CCS untuk sumber emisi skala besar, seperti pembangkit listrik termal.

(2) Teknologi penangkapan CO₂

Empat jenis utama sistem penangkapan CO₂ adalah sebagai berikut:

- Pasca pembakaran: Tangkapan dari gas buang.
- Pra-pembakaran: Bahan bakar tidak langsung terbakar tetapi dioksidasi oleh oksigen (atau udara), dan kemudian hidrogen digunakan sebagai bahan bakar melalui reaksi pergeseran CO ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$).
- Oxyfuel: Penggunaan oksigen sebagai pengganti udara selama pembakaran (gas buang sebagian besar terdiri dari CO₂)
- Tangkap dari proses industri: Proses penangkapan dalam pemurnian gas alam, produksi amonia, produksi semen, industri baja, dll. Teknologinya sama dengan ketiga di atas, tetapi kondisi yang berlaku berbeda.



Sumber: IPCC (2005)¹¹

Gambar 5-58 Jenis utama sistem penangkapan CO₂

Jenis dan karakteristik teknologi penangkapan yang diterapkan dalam sistem penangkapan CO₂ adalah sebagai berikut:

- Penyerapan kimia: CO₂ dipisahkan oleh reaksi kimia menggunakan larutan berair yang menyerap. Pelarut amina memiliki rekam jejak yang panjang dan telah didemonstrasikan pada skala komersial di CCS.
- Penyerapan fisik: Sebuah teknologi yang memanfaatkan keseimbangan uap-cair. Gas buang dibawa ke dalam kontak dengan cairan, yang secara fisik menyerap CO₂ di bawah tekanan tinggi dan suhu rendah. Kemudian cairan didekompresi atau dipanaskan untuk mendapatkan kembali CO₂. Teknologi ini telah ditetapkan secara teknis dalam desulfurisasi basah.

¹¹ IPCC (2005), Laporan Khusus IPCC tentang Penangkapan dan Penyimpanan Karbon Dioksida.

- Adsorpsi fisik: CO₂ diadsorpsi pada adsorben padat seperti karbon aktif atau zeolit, dan CO₂ diserap dengan dekompresi atau pemanasan. Ada metode PSA menggunakan tekanan ayunan dan metode TSA menggunakan perbedaan suhu.
- Pemisahan membran: CO₂ dipisahkan dengan menerapkan perbedaan tekanan pada membran polimer. Ini secara teoritis merupakan proses pemisahan CO₂ yang paling hemat energi. Penelitian dan pengembangan sedang dilakukan untuk bahan membran dengan selektivitas dan tingkat permeasi yang sangat baik di seluruh dunia.
- Proses pemisahan suhu rendah: Ini digunakan untuk memisahkan dan memulihkan CO₂ dari produk sampingan produksi amonia dan hidrogen dengan konsentrasi CO₂ tinggi. CO₂ yang dihasilkan didistribusikan di pasar.
- Pembakaran oxyfuel: Dalam proses ini, gas dibakar dengan oksigen, bukan udara, sehingga hampir semua gas buang diperoleh kembali sebagai CO₂.
- Pembakaran loop kimia: Dalam proses ini, oksidasi dan reduksi logam digunakan. Karena oksigen di udara disuplai ke sistem reaksi bahan bakar menggunakan logam sebagai media, udara dan bahan bakar tidak bercampur secara langsung, dan gas buang hanya CO₂ dan H₂O (uap air).

Keuntungan dan kerugian dari masing-masing teknologi ditunjukkan pada: Tabel 5-16.

Tabel 5-16 Keuntungan dan kerugian dari teknologi penangkapan CO₂

Metode		Prinsip	Penggerak	Keuntungan	Kekurangan
Penyerapan kimia		Reaksi kimia	Perbedaan suhu	<ul style="list-style-type: none"> • Cocok untuk gas tekanan parsial rendah • Afinitas rendah untuk hidrokarbon • Cocok untuk volume besar 	<ul style="list-style-type: none"> • Menyerap cairan itu mahal • Korosi, erosi, dan pembusuan • Jangkauan aplikasi terbatas • Membutuhkan sumber panas untuk regenerasi
Penyerapan fisik		Penyerapan fisik	Perbedaan tekanan parsial (Perbedaan konsentrasi)	<ul style="list-style-type: none"> • Cocok untuk gas tekanan parsial tinggi • Berbagai macam aplikasi • Lebih sedikit korosi, erosi, dan berbusa • Tidak diperlukan sumber panas regeneratif 	<ul style="list-style-type: none"> • Penyerap mahal • Afinitas tinggi untuk hidrokarbon berat
Adsorpsi fisik	TSA	adsorpsi	Perbedaan tekanan parsial (Perbedaan konsentrasi)	<ul style="list-style-type: none"> • Pemurnian kemurnian tinggi dimungkinkan • Peralatan yang relatif sederhana • Berbagai macam aplikasi 	<ul style="list-style-type: none"> • Membutuhkan gas regenerasi • Afinitas tinggi untuk kelembapan
	TSA	adsorpsi	Perbedaan suhu	<ul style="list-style-type: none"> • Pemurnian kemurnian tinggi dimungkinkan. • Berbagai macam aplikasi 	<ul style="list-style-type: none"> • Jumlah adsorben dan peralatannya besar. • Biaya penyerap tinggi. • Sumber panas untuk regenerasi diperlukan
Pemisahan membran		Perembesan	Perbedaan tekanan parsial (Perbedaan konsentrasi)	<ul style="list-style-type: none"> • Sederhana • Biaya rendah • Cocok untuk volume kecil 	<ul style="list-style-type: none"> • kemurnian rendah • Biaya operasional yang tinggi • Tidak cocok untuk volume besar • Rentan terhadap minyak dan gas yang mengandung lemak
Proses pemisahan suhu rendah		Pencairan Distilasi	Perubahan fase	<ul style="list-style-type: none"> • Pemurnian kemurnian tinggi • Cocok untuk kapasitas besar 	<ul style="list-style-type: none"> • Peralatan kompleks • Biaya konstruksi tinggi • Biaya operasi yang tinggi
Pembakaran oxyfuel		Pemisahan udara	Perbedaan suhu	<ul style="list-style-type: none"> • Pemurnian kemurnian tinggi 	<ul style="list-style-type: none"> • Peralatan pemisahan udara besar • Daya yang dibutuhkan untuk peralatan pemisahan udara

Metode	Prinsip	Penggerak	Keuntungan	Kekurangan
Pembakaran putaran kimia	Pemisahan udara	Perbedaan suhu	Konsumsi energi rendah	Daya tahan perangkat menjadi masalah.

Sumber: MOE (2014)¹²

Daftar sumber emisi dan teknologi penangkapan yang sesuai ditunjukkan di Tabel 5-17. Metode yang cocok berbeda tergantung pada kemurnian dan tekanan CO₂ yang dipancarkan.

Tabel 5-17 Teknologi penangkapan yang sesuai untuk setiap sumber emisi

	CP	IGCC	Semen	Baja besi	Penyulingan minyak bumi & industri kimia		Gas alam
Tekanan /CO ₂ konsentrasi	AP/ 10-15	2.5- 4.0MPa/ 40-50%	AP/ 15-30%	AP/ 20-30	AP/ 5~20%	AAP- 4.0MPa/ 10-100%	7.0-10MPa/ 10-70%
Proses	Pos	Pra	Pos	Gas tanur sembur, Tungku udara panas, Post	tungku pemanas, Pos	produksi hidrogen, Produksi amonia, Pra	Penyulingan gas alam, Pra
Metode penangkapan yang sesuai	Taksi Sab Bantalan	Taksi pab Sab Bantalan M	Taksi Sab Bantalan	Taksi Sab Bantalan	Taksi Sab Bantalan	Taksi pab Sab Bantalan M	Taksi pab Sab Bantalan M

*CP=Pembangkit listrik tenaga batubara, AAP=Tekanan udara atmosfer, Pasca=Setelah pembakaran, Pra=Pra-pembakaran, Kab=Penyerapan kimia, Pab=Penyerapan fisik, Sab=Penyerapan padat, Pad=Adsorpsi fisik, M=Pemisahan membran

Sumber: NEDO (2020)¹³

Memperkenalkan sistem penangkapan CO₂ ke dalam sistem pembangkit listrik termal mengurangi efisiensi pembangkit listrik. Alasan utama penurunan efisiensi adalah konsumsi energi karena pasokan panas dan uap yang dibutuhkan untuk meregenerasi pelarut absorpsi, pompa dan kipas lainnya, dan kompresi CO₂.

(3) Teknologi transportasi CO₂

Pipa dan kapal adalah sarana utama untuk mengangkut CO₂ ke tempat penyimpanan. Pengangkutan melalui jaringan pipa merupakan teknologi yang sudah diterapkan. Misalnya, di AS, jaringan pipa CO₂ jarak jauh telah dipasang hingga lebih dari 7.600 km, dan CO₂ sedang diangkut¹⁴.

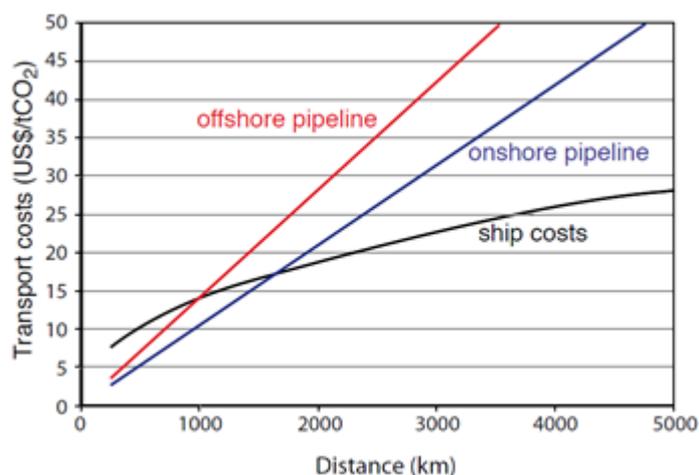
Liquefied petroleum gas (LPG) dan berbagai bahan bakar gas umumnya diangkut oleh kapal, tetapi CO₂ tidak diangkut oleh kapal dalam skala besar karena permintaan CO₂ yang rendah. Karena sifat fisik LNG mirip dengan CO₂, maka dimungkinkan untuk menerapkan teknologi transportasi kapal yang ada ke CO₂.

Selain itu, dikatakan bahwa transportasi kapal lebih hemat biaya daripada transportasi pipa untuk transportasi jarak jauh lebih dari 1.000 km hingga 2.000 km. Gambar 5-59 menunjukkan hubungan antara jarak transportasi dan biaya. Biaya tersebut meliputi fasilitas penyimpanan sementara, biaya penggunaan fasilitas pelabuhan, biaya bahan bakar, operasi bongkar muat, dan biaya pencairan.

¹² Kementerian Lingkungan Hidup (KLH) (2014), Laporan Studi Kelayakan TA 2013 Sistem Kredit Bilateral Menggunakan CCS dengan Kapal Shuttle.

¹³ NEDO (2020) Ikhtisar Teknologi Pemisahan dan Penangkapan CO₂. Laporan Hasil FY2020 Organisasi Pengembangan Teknologi Energi dan Industri (NEDO) Baru.

¹⁴ Global CCS Institute (2016), Laporan Ringkasan Status Global CCS 2016.



Sumber: IPCC (2005)¹¹

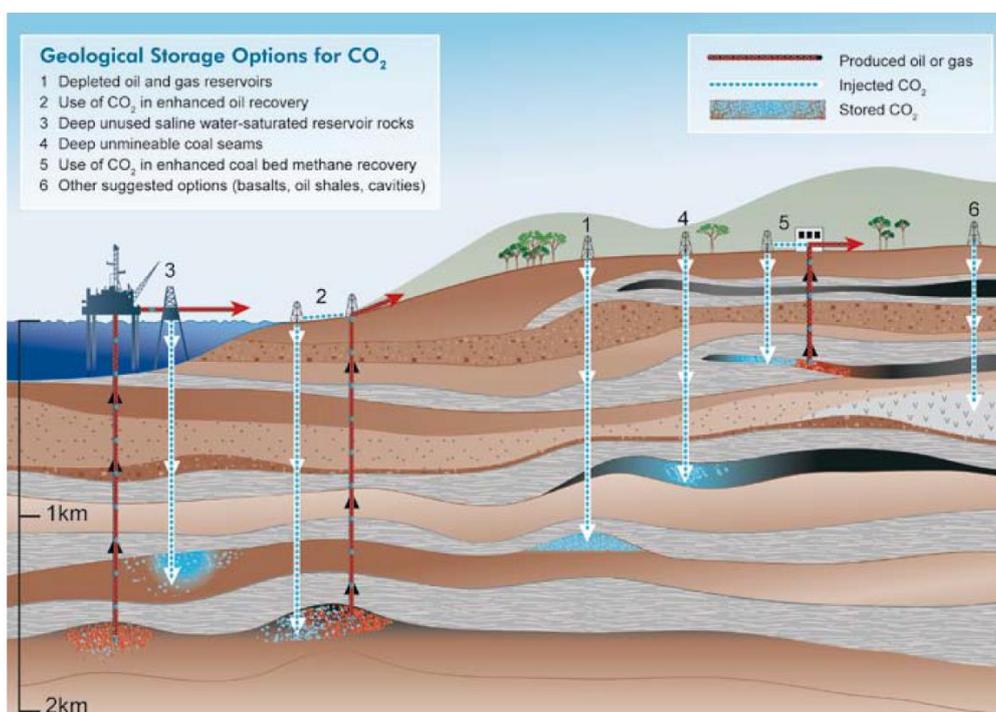
Gambar 5-59 Perbandingan biaya transportasi

(4) Teknologi penyimpanan CO₂

Salah satu metode penyerapan CO₂ dari atmosfer adalah penyimpanan geologis. Dalam penyimpanan geologis, CO₂ ditekan dan disuntikkan ke dalam formasi geologis pada kedalaman 1.000 m atau lebih. Waduk untuk menyimpan CO₂ adalah akuifer dan ladang minyak dan gas.

Menurut Laporan Khusus IPCC tentang CCS (IPCC SRCCS)¹¹ diterbitkan pada tahun 2005, sangat mungkin bahwa lebih dari 99% CO₂ dalam penyimpanan geologis akan disimpan selama lebih dari 100 tahun, dan kemungkinan besar akan bertahan lebih dari 1.000 tahun jika lokasi dipilih, dirancang, dioperasikan, dan dipantau dengan baik.

Pilihan utama untuk penyimpanan geologis CO₂ adalah sebagai berikut.



Sumber: IPCC (2005)¹¹

Gambar 5-60 Jenis penyimpanan geologis

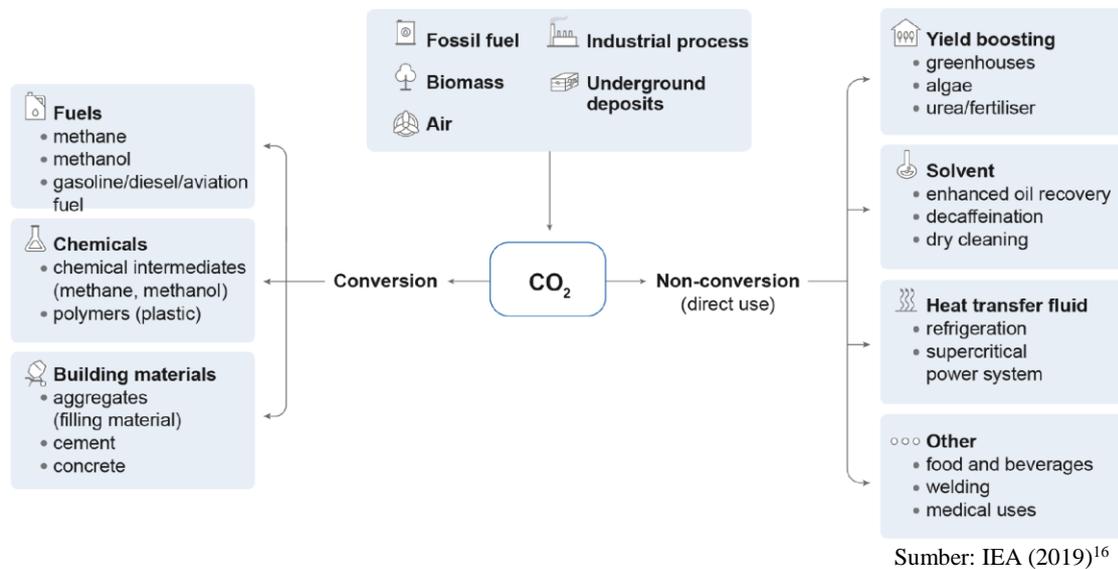
- Penyimpanan di ladang minyak dan gas (1 dan 2 in Gambar 5-60)
Ada dua pola penyimpanan CO₂ di ladang minyak dan gas: penyimpanan di ladang minyak dan gas yang habis atau penyimpanan yang terjadi terkait dengan CO₂-EOR. Yang terakhir ini tidak dimaksudkan untuk menyimpan CO₂. CO₂-EOR telah diterapkan dalam produksi minyak di AS dan negara lain selama lebih dari 50 tahun. Struktur bawah permukaan ladang minyak dan gas menunjukkan bahwa hidrokarbon telah disimpan untuk waktu yang lama, dan menyediakan tempat penyimpanan yang stabil untuk CO₂.
- Penyimpanan di akuifer (3 in Gambar 5-60)
CO₂ juga disuntikkan dan disimpan di akuifer. Meskipun akuifer tersebar luas, namun data lokasi dan kapasitas penyimpanan masih kurang memadai dibandingkan dengan data di lapangan migas.
- Penyimpanan dalam lapisan batubara (4 dan 5 in Gambar 5-60)
Ini adalah metode untuk menginjeksi CO₂ ke lapisan batubara dangkal yang habis atau lapisan batubara dalam yang tidak dapat diekstraksi dan menyerap CO₂ melalui reaksi adsorpsi dengan lapisan batubara sambil memulihkan metana yang diekstraksi (ECBM: Enhanced coal bed methane recovery).

(5) Teknologi pemanfaatan CO₂

Penangkapan dan pemanfaatan karbon dioksida (CCU), juga dikenal sebagai daur ulang karbon, adalah penggunaan CO₂ yang ditangkap sebagai bahan baku untuk berbagai produk. Di Jepang, Kementerian Ekonomi, Perdagangan, dan Industri (METI), dalam "Strategi Pertumbuhan Hijau Melalui Pencapaian Netralitas Karbon pada tahun 2050",¹⁵ mencantumkan daur ulang karbon (CCU) sebagai industri di mana Jepang dapat bersaing secara internasional, seperti tenaga angin lepas pantai dan bahan bakar amonia.

Pemanfaatan CO₂ secara kerangka dapat diklasifikasikan menjadi pemanfaatan langsung, di mana CO₂ digunakan, dan pemanfaatan tidak langsung, di mana CO₂ diubah menjadi bahan lain. Meskipun aplikasinya terbatas, yang pertama sudah matang, seperti dalam gas pelindung untuk pengelasan, air berkarbonasi di industri minuman dan makanan, dan CO₂-EOR. Bagian ini memberikan gambaran tentang tiga kasus representatif dari yang terakhir (bahan kimia, bahan bakar, dan mineralisasi) yang sangat menjanjikan.

¹⁵ METI (2020), Strategi Pertumbuhan Hijau Melalui Pencapaian Netralitas Karbon pada tahun 2050, materi Komite Strategi Pertumbuhan (6) 2, 25 Desember 2020.



Gambar 5-61 Teknologi CCU

(a) Bahan kimia

Ada teknologi untuk mengubah CO₂ yang ditangkap menjadi bahan utama dalam industri kimia, polikarbonat, dll. Dalam menggunakan CO₂ sebagai bahan, ada kasus di mana CO₂ diubah menjadi gas sintesis (CO + H₂) melalui reaksi kebalikan dari reaksi geser (lihat (2)), dan kasus di mana CO₂ diubah menjadi metanol melalui sintesis menggunakan katalis atau organisme. Ada juga kasus di mana metanol diubah melalui katalitik atau sintesis biologis.

Karena umur produk akhir yang relatif pendek, penggunaan bahan kimia ini diharapkan memiliki sedikit efek pada penyerapan CO₂ dari atmosfer, dan pengurangan bersih emisi CO₂ hanya dapat dicapai dengan mengganti produk kimia berbasis minyak bumi konvensional.¹⁷

(b) Bahan Bakar

CO₂ yang ditangkap dapat dimanfaatkan untuk menghasilkan bahan bakar sintetis (seperti metana) dengan menggunakan hidrogen sebagai bahan baku. Secara khusus, penggunaan hidrogen yang dihasilkan melalui elektrolisis air menggunakan sumber energi terbarukan dapat mengurangi emisi CO₂ dalam proses produksi dan berfungsi sebagai pengganti bahan bakar fosil yang ada, sehingga menghasilkan pengurangan emisi CO₂. Namun, diinginkan untuk menggunakan penangkapan atmosfer langsung atau CO₂ yang diturunkan dari biomassa untuk berkontribusi pada pengurangan CO₂ dalam jangka panjang karena pada akhirnya akan terbakar, dan CO₂ akan dilepaskan ke atmosfer.

(c) Mineralisasi

CO₂ yang ditangkap juga dapat digunakan untuk memproduksi bahan bangunan seperti beton dan agregat. Tidak seperti bahan kimia dan bahan bakar, tidak ada kebutuhan energi untuk mengubah CO₂. Dalam kasus lain, CO₂ yang diperoleh kembali dapat digunakan untuk memproduksi produk anorganik. Diharapkan dengan cara ini akan memperbaiki CO₂ untuk waktu yang lama dibandingkan dengan metode lainnya.

¹⁶ IEA (2019), Memanfaatkan CO₂ Menciptakan nilai dari emisi. September 2019.

¹⁷ Komisi Ekonomi PBB untuk Eropa (UNECE) (2021), Penangkapan, penggunaan, dan penyimpanan karbon. Ringkasan teknologi. 2021.

(d) Pandangan

Di antara upaya pemanfaatan CO₂ yang ditangkap untuk keperluan industri, kecuali untuk beberapa aplikasi langsung seperti pengelasan, sebagian besar tidak cocok untuk penggunaan praktis karena masalah ekonomi, tetapi berbagai demonstrasi R&D dan teknologi sedang dilakukan di Jepang dan luar negeri. Menurut peta jalan Kementerian Ekonomi, Perdagangan dan Industri untuk daur ulang karbon¹⁸, penggunaan produk berbasis CO₂ secara luas akan dimulai sekitar tahun 2030, dimulai dengan produk tujuan umum dengan permintaan tinggi, untuk memperluas penggunaan umum dan selanjutnya mengurangi biaya pada tahun 2040 dan seterusnya.

Menetapkan metode untuk mengevaluasi efek pengurangan emisi dari pemanfaatan CO₂ juga merupakan masalah. Periode fiksasi CO₂ dari atmosfer melalui CCU hanya bersifat sementara dibandingkan dengan sekuestrasi semi permanen dari atmosfer melalui penyimpanan geologis. Efek langsung dari fiksasi CO₂ umumnya dianggap kecil. IEA (2020)¹⁹ mengatakan bahwa setidaknya lima poin berikut perlu dipertimbangkan ketika mengevaluasi efek dekarbonisasi CCU, dan diinginkan untuk menetapkan dan menstandarisasi metode evaluasi berdasarkan poin-poin ini.

- 1) Produk/layanan saat ini akan digantikan oleh produk/layanan berbasis CO₂
- 2) Periode di mana CO₂ dipertahankan dalam produk
- 3) Sumber CO₂
- 4) Jumlah dan bentuk energi yang dibutuhkan untuk mengubah CO₂
- 5) Besarnya peluang penggunaan CO₂

5.3.2 Masalah Teknis dan Penanggulangan terkait dengan Pengenalan CCUS

(1) Status teknologi CCS saat ini

Technology Readiness Level (TRL) merupakan salah satu metode untuk mengevaluasi secara kuantitatif tingkat kematangan teknologi. TRL mengevaluasi teknologi target berdasarkan definisinya dan menentukan nilai dari 1 hingga 9 (atau nilai yang ditetapkan oleh evaluator), yang sesuai dengan tahap dari konsep hingga demonstrasi dan implementasi. Global CCS Institute (GCCSI), sebuah wadah pemikir internasional, mengevaluasi teknologi CCS. Tabel 5-18 menunjukkan definisi TRL, dan Tabel 5-19 dan Tabel 5-20 menunjukkan evaluasi untuk setiap tahap penangkapan, pengangkutan, dan penyimpanan.

Tabel 5-18 Definisi TRL

Kategori	TRL	Keterangan
Penyebaran	9	Layanan komersial biasa
	8	Demonstrasi komersial, penyebaran skala penuh dalam bentuk akhir
	7	Demonstrasi sub-skala, prototipe yang berfungsi penuh
Perkembangan	6	Uji coba terintegrasi sepenuhnya di lingkungan yang relevan
	5	Validasi sub-sistem dalam lingkungan yang relevan
	4	Validasi sistem di lingkungan laboratorium
Riset	3	Tes pembuktian konsep, tingkat komponen
	2	Formulasi aplikasi
	1	Prinsip dasar, diamati, konsep awal

Sumber: GCCSI (2021)²⁰

¹⁸ METI (2021) Roadmap untuk Teknologi Daur Ulang Karbon. Direvisi Juni 2021.

¹⁹ IEA (2020), Laporan Khusus tentang Pemanfaatan dan Penyimpanan Penangkapan Karbon. Perspektif Teknologi Energi 2020. September 2020.

²⁰ GCCSI (2021), Kesiapan teknologi dan biaya CCS.

Tabel 5-19 Evaluasi TRL untuk teknologi penangkapan CO₂

Teknologi		TRL
Pelarut cair	Pelarut amina tradisional	9
	Pelarut fisik (Selexol, Rectisol)	9
	Proses dan varian Benfield*	9
	Amina yang dihambat secara sterik	6-9
	Proses amonia dingin*	6-7
	Pelarut Air-Lean	4-7
	Pelarut perubahan fase	5-6
	Pelarut berbasis asam amino*/Pelarut pengendap	4-5
	Pelarut yang dienkapsulasi	2-3
	cairan ionik	2-3
Penyerap padat	Adsorpsi Ayunan Tekanan / Adsorpsi Ayunan Vakum	9
	Adsorpsi Ayunan Suhu (TSA)	5-7
	Adsorpsi yang Dikatalis Enzim	6
	Pergeseran Gas Air Sorbent-Enhanced (SEWGS)	5
	Adsorpsi yang Dimediasi Elektrokimia	1
Selaput	Membran pemisahan gas untuk pemrosesan gas alam	9
	Membran Polimer	7
	Membran elektrokimia terintegrasi dengan MCFC	7
	Membran Polimer / Hibrida Pemisahan Kriogenik	6
	Membran Polimer / Hibrida Pelarut	4
	Membran Cairan Ionik Suhu Kamar (RTIL)	2
Solidlooping	Pengulangan Kalsium (CaL)	6-7
	Pembakaran Looping Kimia	5-6
Penangkapan CO ₂ bawaan	Siklus Allam-Fetvedt	6-7
	Calix Kalsiner Canggih*	5-6

Sumber: GCCSI (2021)²⁰

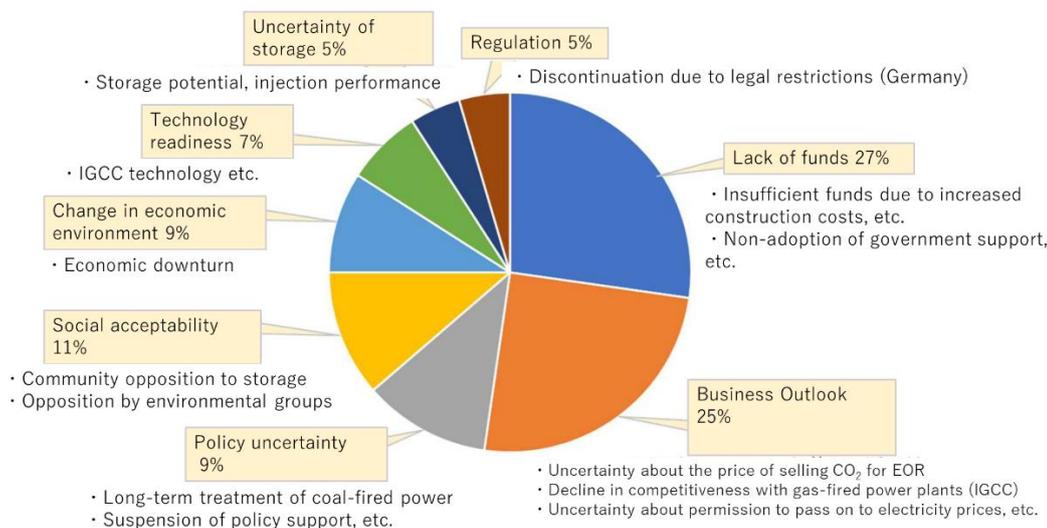
Tabel 5-20 Evaluasi TRL untuk teknologi transportasi dan penyimpanan

Teknologi		TRL
Angkutan	Kompresi	8-9
	saluran pipa	8-9
	Truk	8-9
	Rel	7-9
	Desain Kapal	3-9
	Infrastruktur kapal	2-9
	Penyimpanan	CO ₂ -EOR
akuifer		9
Ladang minyak gas yang habis		5-8
Batuan basal/ultrabasic		2-6
ECBM		2-3

Sumber: GCCSI (2021)²⁰

Seperti yang ditunjukkan pada hasil di atas, dipastikan bahwa TRL umumnya di atas TRL 7, kecuali untuk beberapa teknologi penangkapan CO₂ yang canggih, transportasi kapal, dan penyimpanan di lapisan batuan dasar dan batubara. Oleh karena itu, dapat dikatakan bahwa terdapat beberapa kendala teknis dalam penerapan CCS, terutama untuk penangkapan CO₂ konvensional menggunakan pelarut amina, transportasi melalui pipa, dan penyimpanan di akuifer atau ladang minyak dan gas. Namun, kelayakan teknis tidak selalu berarti bahwa proyek itu mungkin. Gambar 5-61 menunjukkan hasil survei yang dilakukan oleh Research Institute of Innovative Technology for the Earth (RITE) terhadap 32 proyek yang dibatalkan di berbagai negara. Sementara hanya 7% dari proyek yang

dibatalkan karena masalah teknis, dampak lingkungan bisnis jauh lebih besar, seperti kurangnya dana dan faktor biaya lainnya, penerimaan sosial (PA), dan sistem hukum.



Sumber: RITE (2021)²¹

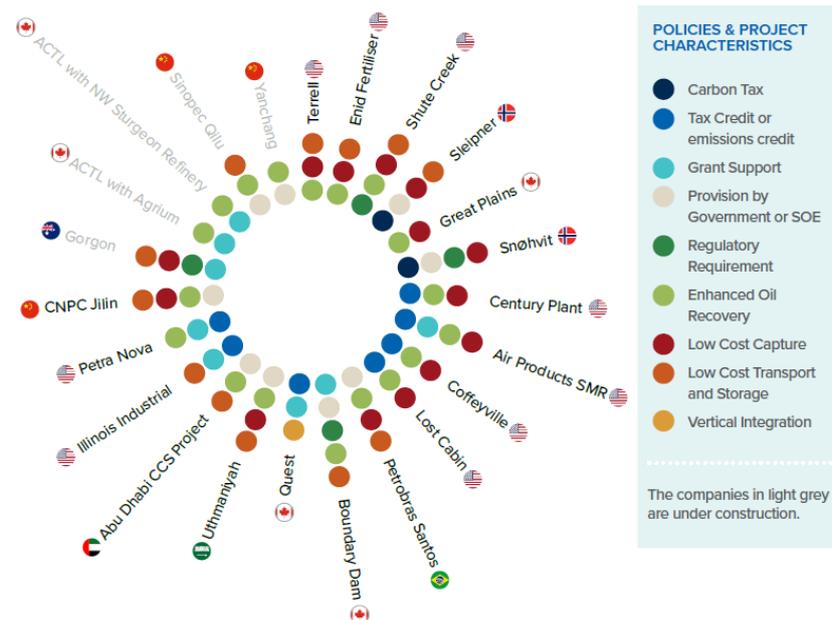
Gambar 5-61 Alasan utama pembatalan 32 proyek di setiap negara

(2) Solusi untuk tantangan terkait CCS

Berdasarkan evaluasi pada (1), CCS dapat dianggap mapan secara teknis, tetapi faktor non-teknis seperti ekonomi dan akseptabilitas sosial merupakan hambatan utama proyek CCS. Karena penangkapan dan penyimpanan CO₂ saja tidak diharapkan menghasilkan pendapatan, maka perlu untuk mengamankan sumber pendanaan untuk proyek tersebut.

Insentif untuk proyek CCS besar yang dikumpulkan oleh GCCSI ditunjukkan dalam Gambar 5-62. Di AS dan Kanada, di mana banyak proyek CCS skala besar sudah beroperasi, pendapatan dari CO₂-EOR adalah insentif utama untuk CCS. Selain Sleipner dan Snohvit di Norwegia, di mana pajak karbon mendorong pelaksanaan proyek, insentif pajak (Kredit Pajak), dan kredit CO₂ di AS juga berhasil sebagai sumber pendanaan. Namun, banyak proyek CCS bergantung pada pendanaan pemerintah, seperti subsidi dan hibah.

²¹ RITE (2021), Laporan Dana Penelitian Kontrak TA 2020 untuk Pemanasan Global dan Tindakan Daur Ulang Sumber Daya (Proyek Penelitian tentang Desain Kelembagaan dan Peningkatan Lingkungan Bisnis untuk Komersialisasi CCS di Jepang), Maret 2021.



Sumber: GCCSI (2019)²²

Gambar 5-62 Insentif untuk proyek CCS besar

Dapat dikatakan bahwa pendanaan pemerintah sangat penting untuk mempromosikan proyek CCS di area di mana insentif kuat seperti CO₂-EOR tidak diantisipasi saat ini. Jika penetapan harga karbon, termasuk pajak karbon dan kredit karbon, meningkat sejalan dengan perhatian publik terhadap pertimbangan lingkungan dan dekarbonisasi, proyek yang tidak bergantung pada dukungan pemerintah akan dapat dilaksanakan.

Untuk mencapai akseptabilitas sosial, penting untuk mendapatkan pemahaman dan kesepakatan dari penduduk setempat dan masyarakat umum melalui penjangkauan dan kegiatan lainnya. Asosiasi Penelitian untuk Teknologi Penyimpanan Geologi Karbon Dioksida (2021)²³ merangkum pelajaran berikut yang dipetik dari tinjauan literatur mengenai penerimaan publik.

- Sasaran/pemangku kepentingan kegiatan memiliki latar belakang, nilai, dan kesadaran yang beragam terhadap isu-isu. Pendekatan kasus per kasus diperlukan, termasuk masalah khusus untuk lokasi penyimpanan.
- Kegiatan ini juga disebut Keterlibatan Publik dan Komunikasi Publik, dan penting untuk membina hubungan kepercayaan melalui keterlibatan dan partisipasi kedua belah pihak, daripada transmisi informasi sepihak dari bisnis kepada warga dan pemangku kepentingan lainnya.
- Disarankan untuk memulai kegiatan sedini mungkin, mulai dari tahap perencanaan dasar ketika rencana konkrit belum selesai, menargetkan berbagai pemangku kepentingan potensial di masyarakat (lembaga pendidikan, media, warga umum, bisnis terkait, dll.) yang tidak terlibat langsung.

²² GCCSI (2019), Prioritas kebijakan untuk mendorong penerapan CCS dalam skala besar.

²³ Asosiasi Riset Teknologi Penyimpanan Geologi Karbon Dioksida (2021), Studi Kasus Teknologi Penyimpanan Geologi CO₂ Rencana Dasar Tahap 01, Oktober 2021.

5.3.3 Analisis Potensi di Indonesia

(1) Potensi kapasitas penyimpanan CO₂ di setiap area

Banyaknya lapangan minyak dan gas di Indonesia, dan Indonesia diasumsikan memiliki kapasitas penyimpanan CO₂ yang besar. Beberapa studi tentang potensi kapasitas penyimpanan CO₂ berdasarkan data yang diperoleh dari survei seismik sebelumnya telah dilakukan. Potensi kapasitas penyimpanan CO₂ di setiap cekungan Indonesia dievaluasi berdasarkan studi sebelumnya dan daerah prospektif telah diidentifikasi. Studi ini mengevaluasi potensi kapasitas penyimpanan CO₂ berdasarkan Storage Resources Management System (SRMS) yang diusulkan oleh Society of Petroleum Engineers (SPE). Pada prinsipnya, laporan Pale Blue Dot (2021)²⁴ diadopsi untuk evaluasi potensi kapasitas penyimpanan CO₂ dalam penelitian ini. Laporan tersebut berfokus pada lokasi penyimpanan dengan kapasitas penyimpanan lebih dari 10 juta ton untuk proyek CCS skala besar. Cekungan yang tidak tercakup dalam laporan dilengkapi dengan laporan lain seperti Hedriana et al. (2017)²⁵, dan Bank Pembangunan Asia (2019)²⁶.

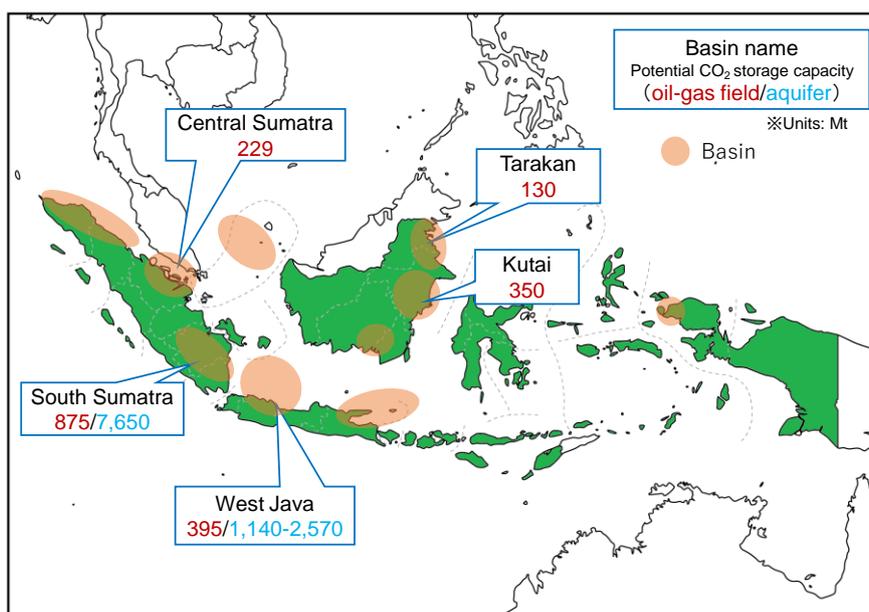
Tabel 5-21 Potensi kapasitas penyimpanan CO₂ di wilayah utama di Indonesia

Baskom	ladang minyak [Gunung]	akuifer [Gunung]	Referensi
Jawa barat	395	1.140~2.570	Titik Biru Pucat (2021), Hedriana dkk. (2017)
Kutai	350	Tidak ada informasi	ADB (2019)
Tarakan	130	Tidak ada informasi	ADB (2019)
Sumatera Tengah	229	Tidak ada informasi	ADB (2019)
Sumatera Selatan	875	7.650	Titik Biru Pucat (2021), Hedriana dkk. (2017)
Daerah lain (Kalimantan Timur, Sumatera Utara, dll.)	528	Tidak ada informasi	Titik Biru Pucat (2021)

²⁴ Titik biru muda. (2021), Katalog Sumber Daya Penyimpanan CO₂ – Siklus 2, Mei 2021.

²⁵ Oki Hedriana dkk. (2017), “Penilaian CO₂ - EOR dan Kapasitas Penyimpanan di Cekungan Sumatera Selatan dan Jawa Barat”, Konferensi Internasional ke-13 tentang Teknologi Kontrol Gas Rumah Kaca, GHGT-13, 14-18 November 2016, Lausanne, Swiss.

²⁶ ADB (2019), Pemulihan minyak yang ditingkatkan karbon dioksida di Indonesia penilaian perannya dalam jalur penangkapan dan penyimpanan karbon, Desember 2019.



Sumber: JANUS

Gambar 5-63 Distribusi tempat penyimpanan CO₂ utama di Indonesia

Hasil penelitian menunjukkan bahwa terdapat potensi kapasitas penyimpanan CO₂ lebih dari 2,5 Gt hanya di lapangan migas di Indonesia. Kapasitas penyimpanan total diperkirakan lebih dari 10 Gt hanya di beberapa cekungan utama. Namun, perlu dicatat bahwa masih ada ketidakpastian karena kurangnya data yang ada tentang akuifer dibandingkan dengan lapangan minyak dan gas, di mana data eksplorasi melimpah.

Sumatera Selatan dan Kutai akan menjadi cekungan yang menjanjikan untuk penyimpanan di ladang minyak dan gas. Jawa Barat dan Sumatera Selatan akan menjadi cekungan yang menjanjikan untuk penyimpanan di akuifer.

Sementara Jepang diperkirakan memiliki sekitar 150 Gt kapasitas penyimpanan CO₂, sebagian besar lokasi penyimpanan adalah akuifer di daerah lepas pantai yang sulit diakses dan belum dievaluasi melalui survei seismik. Indonesia memiliki banyak sekali storage site di lapangan migas darat yang mudah diakses, dilihat dari evaluasi yang dilakukan dalam proses eksplorasi.

Menurut laporan oleh Transparansi Iklim²⁷, emisi CO₂ terkait energi tahunan di Indonesia mencapai 581 Mt pada tahun 2019. Sektor industri memberikan kontribusi terbesar, sebesar 37% (215 Mt), diikuti oleh sektor listrik, sebesar 27% (157 Mt). Sektor terkait energi lainnya, termasuk emisi CO₂ dari ekstraksi dan pemrosesan bahan bakar fosil, mencapai 3% (17 Mt). CCS dapat diterapkan pada sektor-sektor ini. Umumnya, proyek CCS skala besar adalah fasilitas yang menangkap CO₂ dengan kapasitas 1 Mt per tahun atau lebih. Banyak proyek CCS skala besar dapat dilaksanakan di Indonesia. Selain itu, mengingat aksesibilitas tempat penyimpanan yang mudah, potensi CCS di Indonesia cukup memadai.

(2) Status proyek CCS

(a) Kebijakan CCS di Indonesia

1) Peran CCS dalam kebijakan energi Indonesia

Menurut Perjanjian Paris, Indonesia menetapkan jumlah target pengurangan emisi GRK domestik sebagai berikut: pengurangan 29%, atau pengurangan 41% dengan dukungan internasional, pada

²⁷ The Climate Transparency Report 2020 Indonesia, <https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2020/11/Indonesia-CT-2020-WEB.pdf>

tahun 2030. Karena Indonesia memiliki potensi kapasitas penyimpanan CO₂ yang besar, seperti yang ditunjukkan pada Bagian (1), CCS diharapkan dapat berfungsi sebagai ukuran perubahan iklim. Pada industri hulu minyak, peningkatan produksi minyak dengan penerapan CO₂-EOR sangat diharapkan untuk mengatasi penurunan produksi minyak dalam negeri dan pesatnya pertumbuhan permintaan minyak dalam negeri. CO₂-EOR diakui pertama sebagai cara untuk meningkatkan minyak dan, kedua, untuk mengurangi emisi GRK. Di industri hulu gas, produksi gas juga diharapkan lebih banyak untuk mengimbangi pertumbuhan permintaan gas domestik. Isu yang mendesak adalah bagaimana mengembangkan ladang gas dengan kandungan CO₂ tinggi, yang disebut ladang gas kaya CO₂.

Dalam industri pembangkit listrik, pentingnya CCS telah ditekankan dalam beberapa tahun terakhir. Indonesia merupakan salah satu negara terbesar yang memproduksi dan mengekspor batubara, dan batubara memegang peranan penting dalam pembangkit listrik di Indonesia. Menurut rencana kelistrikan nasional, rasio energi terbarukan terhadap kapasitas keseluruhan meningkat dari waktu ke waktu. Namun, kebutuhan listrik diperkirakan akan meningkat dan pembangkit listrik tenaga batubara akan menjadi sumber listrik utama. Seiring dengan meningkatnya tekanan internasional terhadap PLTU, pemerintah mengacu pada kebutuhan CO₂-EOR dan CCS.

CCUS belum secara resmi dimasukkan ke dalam rencana energi nasional Indonesia. Namun, potensi CCS untuk mengurangi emisi CO₂ dalam jangka panjang diakui. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) membentuk Indonesia Center of Excellence for CCS and CCUS (CoE) untuk membantu memfasilitasi implementasi CCS pada tahun 2017. CoE mengembangkan rancangan keputusan presiden tentang CCS dan memulai studi kelayakan proyek CCS di bawah kerjasama internasional, termasuk dengan Jepang. Selanjutnya, rancangan keputusan presiden tentang penetapan harga karbon, termasuk sistem perdagangan emisi, juga sedang dikembangkan sebagai insentif keuangan untuk CCS.

Dalam presentasi oleh ESDM²⁸, pentingnya kombinasi bahan bakar fosil dan teknologi bersih seperti CCUS ditekankan. Tahap awal pengembangan CCUS di Indonesia dimulai dengan memanfaatkan emisi CO₂ yang ada dari gas processing plant untuk CO₂-EOR calon lapangan minyak yang berada di sekitar pembangkit. Keberhasilan penggunaan CO₂ untuk EOR sebagai CCUS akan mendukung pemanfaatan energi fosil dalam kegiatan rendah karbon yang berkelanjutan, yang juga mencakup penggunaan pembangkit listrik tenaga batubara.

Perusahaan listrik milik pemerintah PLN menjanjikan netralitas karbon pada tahun 2060 dan pada prinsipnya tidak akan menyetujui pembangunan pembangkit listrik tenaga batubara baru setelah tahun 2022.²⁹ PLN menyajikan tidak hanya skenario energi terbarukan tetapi juga skenario CCUS sebagai skenario untuk mencapai dekarbonisasi. Dalam skenario CCUS, pembangkit listrik tenaga batubara dengan CCUS akan beroperasi mulai tahun 2035. Namun, tidak ada insentif untuk CCS meskipun ada biaya tambahan untuk CCS, dan proses setelah penangkapan CO₂ tidak termasuk dalam bisnis PLN. Pengembangan sistem hukum dan dukungan pemerintah diperlukan untuk mewujudkan skenario CCUS di sektor energi.

2) CoE (Indonesia Center of Excellence untuk CCS dan CCUS)

Kementerian ESDM mendirikan Indonesia Center of Excellence for CCS and CCUS (CoE) sebagai pusat penelitian dan pengembangan CCS dan CCUS pada tahun 2017. CoE terutama terdiri dari Institut Teknologi Bandung (ITB) dan Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (LEMIGAS), dan menyelidiki penerapan CCS dan CCUS di sektor energi khususnya. Tujuan mereka adalah sebagai berikut.

- Untuk memberikan program terkoordinasi penelitian CCS yang menghubungkan pemerintah, industri, regulator, dan organisasi penelitian

²⁸ HE Mr Arifin Tasrif (2021), Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Indonesia, "Membuka Jalan Indonesia Menuju Ekonomi Rendah Karbon Melalui Pemanfaatan CCUS", Peran CCUS dalam Pembangunan Rendah Karbon di ASEAN, 13 Agustus 2021.

²⁹ Evy Haryadi (2021), Direktur Perencanaan Perusahaan, PT. PLN, "Strategi dan Kesiapan Memasuki Era Transisi Energi dengan CCUS", Peran CCUS dalam Pembangunan Rendah Karbon di ASEAN, 13 Agustus 2021.

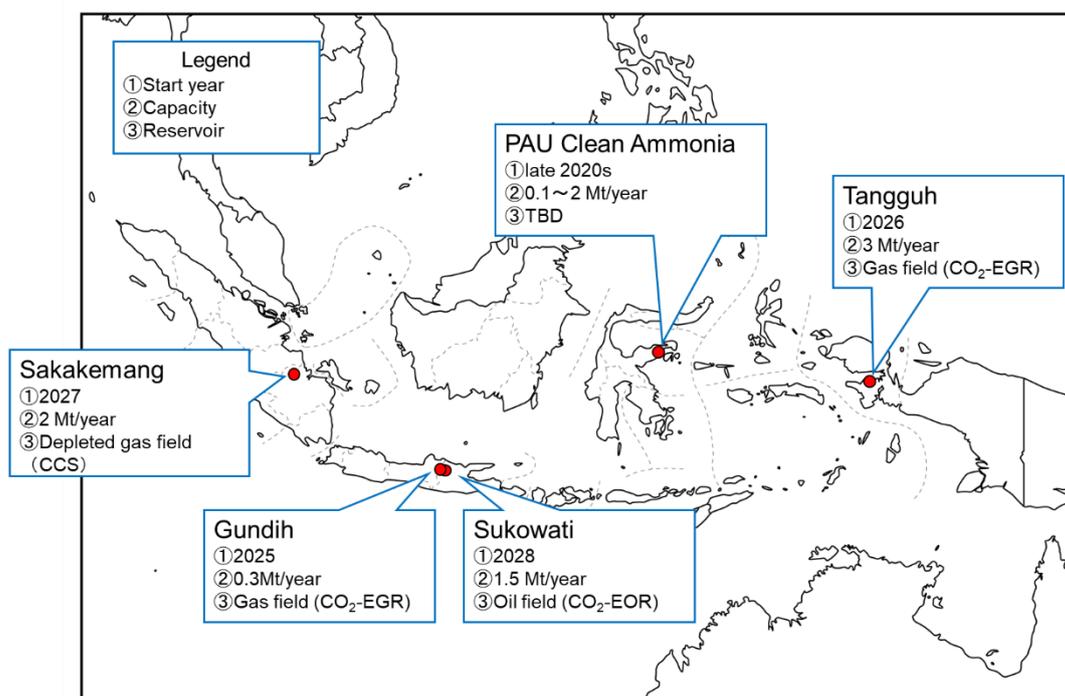
- Mendemonstrasikan proyek percontohan CCS/CCUS di Indonesia dan mengidentifikasi peluang implementasi CCS untuk membantu Indonesia mencapai target kontribusinya terhadap mitigasi perubahan iklim global
- Merumuskan Kebijakan, Strategi, dan Peraturan/Standar untuk memungkinkan implementasi CCS di Indonesia
- Mengembangkan hubungan dan jaringan komunikasi yang efektif dengan peneliti CCS, regulator, pembuat kebijakan, dan pemangku kepentingan lainnya di Indonesia
- Untuk memberikan materi pendidikan dan informasi kepada mitra dan masyarakat umum untuk mempromosikan kesadaran dan pemahaman publik tentang CCS sebagai langkah mitigasi gas rumah kaca yang penting

CoE berfokus pada kerjasama internasional dalam proyek CCS, dan ITB dan LEMIGAS terlibat dalam sebagian besar proyek CCS yang direncanakan di Indonesia.

Tim pengarah terdiri dari Kepala Kementerian Koordinator Bidang Perekonomian, Kementerian Koordinator Bidang Kemaritiman, Kementerian ESDM, Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan, SKK MIGAS (pengatur sektor hulu migas), dan Pertamina (perusahaan minyak dan gas bumi milik negara).

(b) Proyek CCS di Indonesia

Menurut sebuah laporan oleh GCCSI³⁰ dan presentasi oleh KESDM³¹, lima proyek CCS, termasuk CO₂-EOR, direncanakan di Indonesia. Gambaran umum proyek adalah sebagai berikut.



Sumber: JANUS

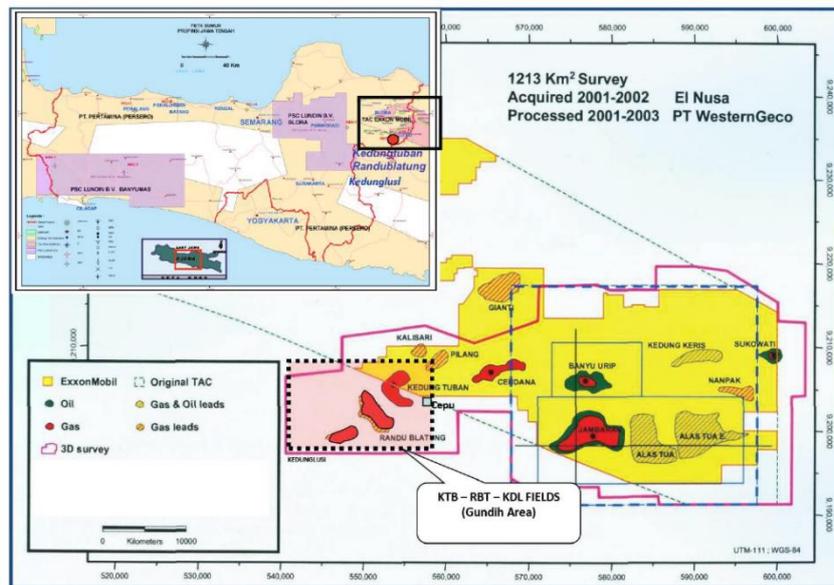
Gambar 5-64 Proyek CCS yang direncanakan di Indonesia

³⁰ GCCSI (2021), Status global CCS 2021, hal 33-34.

³¹ Saleh Abdurrahman (2021), Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, "CCUS Development in Indonesia: Prospect and Challenges", 1st ERIA CCUS Forum, 22 Juni 2021.

1) Proyek CCUS Gundih

Sumber CO ₂	Pemrosesan gas alam	Awal tahun	2025
Lokasi	Jawa Tengah	Kapasitas	300.000 ton/tahun
Waduk	Lapangan gas (CO ₂ -EGR)	Operator	Pertamina (Indonesia)
Status			
<ul style="list-style-type: none"> Studi kelayakan JCM dimulai bersama oleh JGC Global, NUS, dan J-Power sebagai proyek METI pada Juni 2021. Dari Indonesia, Pertamina dan ITB berpartisipasi dalam proyek tersebut.³² 			



Sumber: ESDM³³

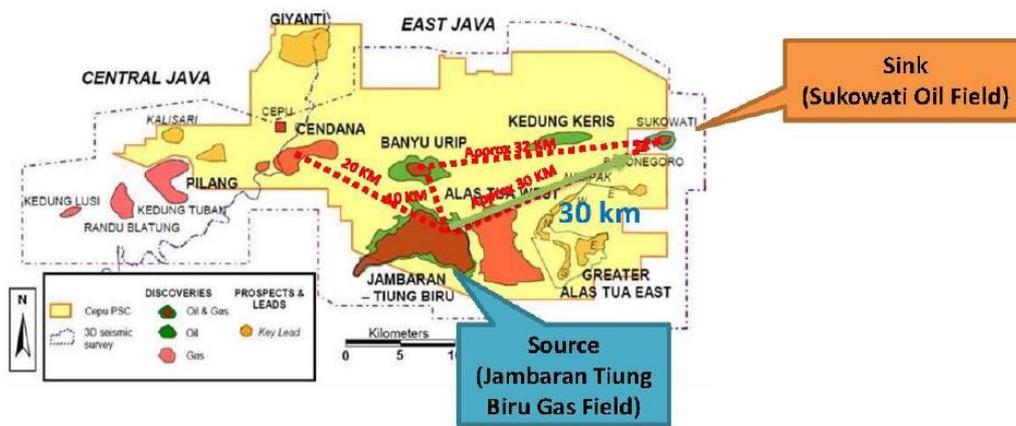
Gambar 5-65 Lokasi proyek CCS Gundih

³² JGC mengadakan Siaran Pers (2021.7.19), Dimulainya Studi Kelayakan Proyek Demonstrasi CCS Asia Tenggara Pertama di Gundih Indonesia, https://www.jgc.com/en/news/2021/20210719_02.html

³³ Adhi Wibowod (2020), Direktur Teknik dan Lingkungan Migas, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, "CCUS Activities in Indonesia", Japan - Asia CCUS Forum 2020, 6 Oktober 2020, https://www.japanccs.com/wp/wp-content/uploads/2020/10/CCUS-Activities-in-Indonesia_Dr.-Adhi-Wibowo.pdf

2) Proyek CO₂-EOR Sukowati

Sumber CO ₂	Pemrosesan gas alam	Awal tahun	2028
Lokasi	Jawa Timur	Kapasitas	4.000 ton/hari
Waduk	Ladang minyak (CO ₂ -EOR)	Operator	Pertamina (Indonesia)
Status			
<ul style="list-style-type: none"> Studi kelayakan JCM dimulai oleh Japan Petroleum Exploration Co. sebagai proyek oleh METI pada Juni 2021. Dari Indonesia, Pertamina dan LEMIGAS berpartisipasi dalam proyek tersebut.³⁴ 			



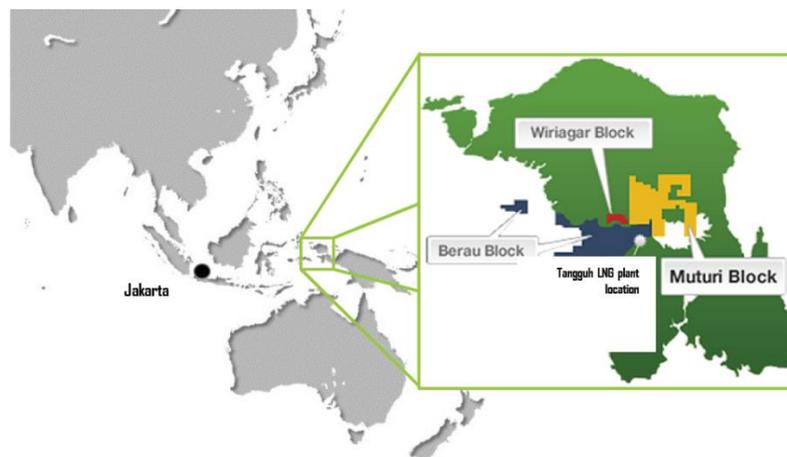
Sumber: ESDM³³

Gambar 5-66 Lokasi proyek CO₂-EOR Sukowati

³⁴ Siaran pers JAPEX (2021.6.22), Perjanjian Studi Kelayakan Bersama Proyek CCUS Menggunakan Mekanisme Kredit Bersama di Lapangan Minyak Sukowati di Indonesia, https://www.japex.co.jp/news/detail/20210622_03/

3) Proyek CCUS Tangguh

Sumber CO ₂	Pemrosesan gas alam	Awal tahun	2026
Lokasi	Papua Barat	Kapasitas	3.000.000 ton/tahun
Waduk	Lapangan gas (CO ₂ -EGR)	Operator	BP (Inggris Raya)
Status			
<ul style="list-style-type: none"> • SKK-MIGAS menyetujui rencana pengembangan, termasuk proyek CCUS, pada Agustus 2021. • Dari Jepang, Mitsubishi Corporation, INPEX, JX Nippon Oil & Gas Exploration, Mitsui & Co, LNG Japan, Sumitomo Corporation, dan Sojitz Corporation memiliki kepentingan dalam proyek tersebut.³⁵ 			



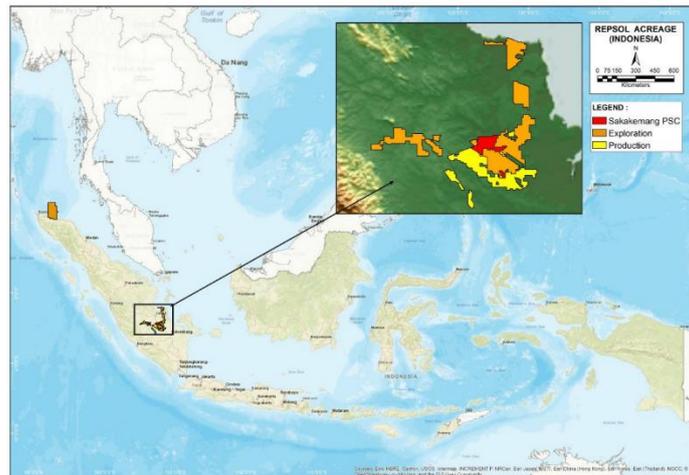
Sumber: Perusahaan Mitsubishi³⁵

Gambar 5-67 Lokasi proyek CCUS Tangguh

³⁵ Siaran pers Mitsubishi Corporation (2021.8.30), SKK Migas menyetujui Rencana Pengembangan Lapangan Ubadari dan Vorwata CCUS di Proyek LNG Tangguh, <https://www.mitsubishicorp.com/jp/en/pr/archive/2021/html/0000047684.html>

4) Proyek CCS Sakakemang

Sumber CO ₂	Pemrosesan gas alam	Awal tahun	2027
Lokasi	Sumatera Selatan	Kapasitas	2.000.000 ton/tahun
Waduk	Ladang gas yang habis	Operator	Repsol (Spanyol)
Status			
<ul style="list-style-type: none"> Analisis segel, pemodelan injeksi, dan penilaian risiko akan selesai pada Desember 2021.³⁶ 			



Sumber: Repsol³⁷

Gambar 5-68 Lokasi lapangan gas Sakakemang

³⁶ Upstream online (13 Oktober 2021), “Repsol merinci proyek CCS Indonesia terkait pengembangan gas raksasa”, <https://www.upstreamonline.com/energy-transition/repsol-details-indonesia-ccs-project-linked-to-pengembangan-gas-raksasa/2-1-1081373>

³⁷ Siaran pers Repsol (19 Februari 2019), Repsol membuat penemuan gas terbesar di Indonesia selama 18 tahun, https://www.repsol.com/imagenes/global/en/NP19022019_sakakemang_discovery_eng_tcm14-147758.pdf

5) Proyek Amonia Bersih PAU Sulawesi Tengah

Sumber CO ₂	Produksi amonia	Awal tahun	Akhir 2020-an
Lokasi	Sulawesi tengah	Kapasitas	100.000~2.000.000 ton/tahun
Waduk	Tbd	Operator	Panca amara utama (Indonesia)
Status			
<ul style="list-style-type: none"> Mitsubishi Corporation dan JOGMEC sepakat dengan ITB dan produsen amonia Panca Amara Utama (PAU) untuk melakukan studi bersama CCUS untuk produksi amonia bahan bakar bersih di Sulawesi Tengah pada Maret 2021.³⁸ 			



Sumber: Perusahaan Mitsubishi 22

Gambar 5-69 Lokasi proyek PAU

³⁸ Siaran pers Mitsubishi Corporation (2021.3.19), Penandatanganan Nota Kesepahaman tentang Studi Bersama CCS untuk Produksi Amoniak Bahan Bakar Bersih di Indonesia, <https://www.mitsubishicorp.com/jp/en/pr/archive/2021/html/0000046720.html>

(3) Hukum dan peraturan tentang CCS

(a) Rancangan keputusan presiden tentang CCS

Rancangan peraturan presiden tentang CCS telah selesai pada Maret 2019 sebagai peraturan nasional baru untuk CCUS di Indonesia. Sedang dalam proses persetujuan pemerintah.

Draf tersebut dibuat oleh komite perumus, yang dipandu oleh CoE dan termasuk Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral dan Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan, dengan dukungan dari ADB³⁹. Instansi dan organisasi lain, termasuk Institut Teknologi Bandung (ITB), Pusat Penelitian & Pengembangan Teknologi Minyak & Gas (Lemigas), dan Pertamina, berpartisipasi dalam rapat komite perumus. Rancangan Perpres tersebut mengacu pada peraturan dan pengalaman asing yang ada terkait CCS, seperti program UIC di Amerika Serikat⁴⁰, direktif CCS di UE⁴¹, dan undang-undang penyimpanan minyak dan gas rumah kaca lepas pantai 2006 di Australia⁴². Keputusan presiden mencakup gambaran umum peraturan CCS di luar yurisdiksi masing-masing kementerian. Rincian peraturan akan dipertimbangkan oleh masing-masing kementerian di masa depan.

1) Pengertian CCS dan peraturannya

CCS dalam Perpres ini didefinisikan sebagai pemisahan CO₂ dari sumber emisi atau atmosfer, pengangkutan CO₂ tersebut, dan injeksi CO₂ ke dalam zona injeksi yang memenuhi syarat untuk penyerapan permanen. Istilah CCS tidak mencakup segala bentuk penyerapan non-geologis, seperti penyerapan karbon biologis di hutan atau lautan. CCS mencakup peningkatan perolehan minyak (CO₂-EOR).

2) Pembentukan komite

Untuk mengoordinasikan upaya mereka masing-masing mengenai CCS, "Komite Koordinasi Antar-lembaga CCS" akan dibentuk. Komite Koordinasi Antar-Lembaga CCS terdiri dari kementerian dan lembaga pemerintah yang bertanggung jawab atas proyek CCS dan dapat mencakup anggota dan pengamat tambahan, tergantung pada isinya. Komite akan terlibat dalam koordinasi dan berbagi pengetahuan, fasilitasi pengembangan peraturan dan standar, serta evaluasi dan pengawasan proyek. Selain itu, "Komite Keterlibatan Komunitas CCS" akan dibentuk untuk setiap proyek CCS tertentu. Komite Keterlibatan Komunitas CCS terdiri dari pemangku kepentingan nasional dan lokal yang relevan dari pemerintah daerah, organisasi masyarakat sipil, dan komunitas lokal, dan memastikan bahwa kekhawatiran publik tercermin dalam pelaksanaan proyek.

3) Informasi yang diperlukan untuk permohonan izin

Pelaksanaan proyek CCS harus mendapat izin dari menteri. Informasi berikut diperlukan untuk mengajukan izin.

- Kualifikasi teknis dan keuangan pemohon;
- Data dan pemodelan penilaian geologi;
- Desain proyek dan informasi konstruksi;
- Pemantauan dan rencana tanggap darurat;
- Rencana pengujian integritas mekanik sumur;
- Rencana operasi;
- Rencana pemantauan pasca injeksi;
- rencana penutupan; dan
- Pemantauan seismik dan rencana mitigasi risiko

³⁹ ADB (2019), Pemulihan minyak yang ditingkatkan karbon dioksida di Indonesia penilaian perannya dalam jalur penangkapan dan penyimpanan karbon, Desember 2019.

⁴⁰ EPA (2011), Persyaratan Federal Di Bawah Program Kontrol Injeksi Bawah Tanah (UIC) untuk Aturan Akhir Sumur Karbon Dioksida (CO₂) Penyerapan Geologi (GS).

⁴¹ EC (2019), Arahan 2009/31/EC Parlemen Eropa dan Dewan tertanggal 23 April 2009 tentang penyimpanan geologis karbon dioksida dan mengubah Arahan Dewan 85/337/EEC, Arahan Parlemen dan Dewan Eropa 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC dan Peraturan (EC) No 1013/2006.

⁴² NOPSEMA (2016), Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006.

Salah satu ciri dari Perpres tersebut adalah pertimbangan risiko seismik akibat banyaknya gempa di Indonesia. Aplikasi memerlukan analisis yang komprehensif dari dampak potensial gempa bumi pada kompleks penyimpanan dan fasilitas permukaan menggunakan data empiris dan pemodelan. Berdasarkan analisis ini, pemantauan seismik dan rencana mitigasi risiko harus dirancang.

Perlu dilakukan evaluasi kemungkinan terjadinya gempa bumi di daerah sekitar lokasi penyimpanan berdasarkan informasi geologi, seperti sesar di daerah tersebut dan catatan gempa masa lalu. Hasil evaluasi harus menunjukkan bahwa risikonya cukup kecil. Rencana tersebut harus mencakup pemantauan yang tepat (misalnya, pemantauan mikroseismik berkelanjutan) untuk menilai risiko. Karena Jepang juga merupakan negara yang rawan gempa, Undang-Undang tentang Pencegahan Pencemaran Laut dan Bencana Maritim, yang mengatur penyimpanan CO₂ di bawah dasar laut, mensyaratkan bahwa tempat penyimpanan berada di area yang diperkirakan tidak mengalami deformasi geologis yang signifikan akibat gempa.

Menteri akan menyetujui dan mengeluarkan izin CCS, hanya setelah menentukan bahwa proyek CCS yang diusulkan tidak menimbulkan risiko signifikan terhadap kesehatan, keselamatan, lingkungan, dan sumber daya lainnya, dengan mempertimbangkan secara komprehensif keadaan, kemampuan teknis, dan kondisi keuangan operator.

4) Periode pemantauan pasca injeksi

Periode pemantauan pasca injeksi ditentukan oleh jumlah total CO₂ yang akan disuntikkan oleh proyek. Untuk volume injeksi CO₂ antara 150.000 ton dan 1.000.000 ton, periode pemantauan pasca injeksi adalah 3 tahun. Dalam hal lebih besar dari 1.000.000 ton, periode pemantauan adalah 10 tahun. Injeksi 150.000 ton atau kurang untuk penelitian tidak tunduk pada pemantauan tekanan dan keputulan CO₂. Periode tersebut hanya periode default, yang dapat diubah oleh Menteri menjadi periode yang lebih pendek atau lebih lama berdasarkan data empiris dan hasil pemodelan.

5) Pengalihan kewajiban jangka panjang setelah penutupan situs

Komite Koordinasi Antar-Lembaga akan secara khusus mempertimbangkan dan mengeluarkan rekomendasi kebijakan mengenai penanganan kewajiban jangka panjang untuk CO₂ yang disuntikkan. Dalam komunitas internasional, merupakan pendapat umum bahwa rezim kewajiban jangka panjang yang layak dapat melibatkan negara yang menerima tanggung jawab untuk perawatan dan pemeliharaan tempat penyimpanan setelah injeksi dihentikan dan pemantauan pasca injeksi yang memadai telah diselesaikan. Pengalihan tanggung jawab juga dapat digabungkan dengan pengumpulan biaya dari operator proyek berdasarkan volume CO₂ yang disuntikkan atau metodologi serupa untuk membiayai biaya potensial untuk pemeliharaan di masa mendatang.

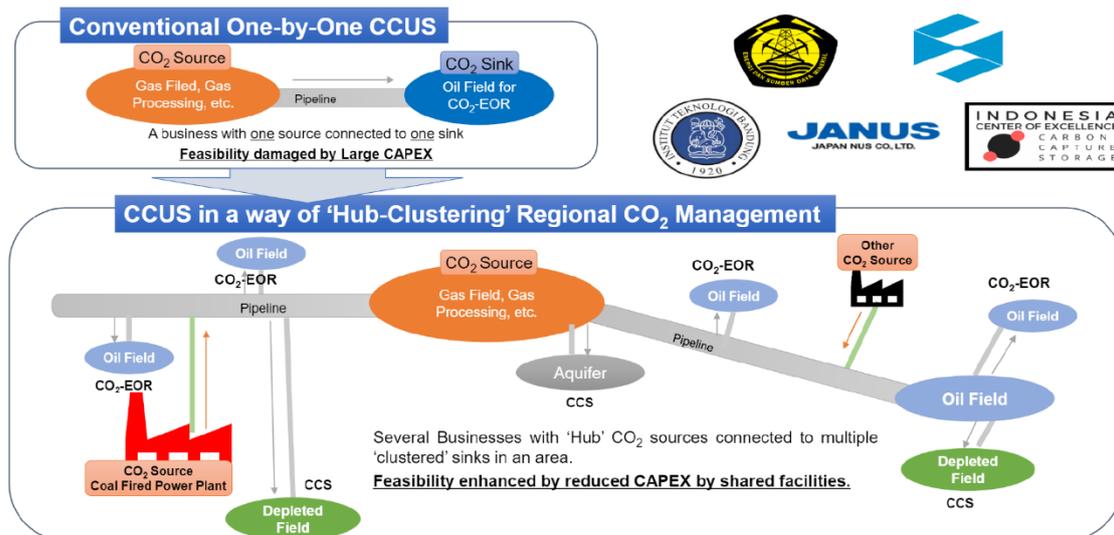
(4) Tantangan dan garis waktu untuk aplikasi praktis

Sebagian besar proyek CCS yang direncanakan di Indonesia adalah proyek CO₂-EOR atau CO₂-EGR untuk meningkatkan produksi hidrokarbon menggunakan CO₂ yang ditangkap dari pemrosesan gas alam. Karena latar belakang ini, biaya tambahan sangat rendah karena penangkapan CO₂ adalah bagian dari proses konvensional dalam produksi gas alam. Selain itu, proyek CO₂-EOR dan CO₂-EGR diharapkan dapat menguntungkan karena keuntungan dari peningkatan produksi minyak dan gas oleh EOR atau EGR. Proyek-proyek ini bertujuan untuk mulai beroperasi pada akhir 2020-an.

Proyek CCS untuk pembangkit listrik termal belum direncanakan karena CCS tidak layak secara ekonomi dalam situasi saat ini. Perusahaan tenaga listrik milik pemerintah PLN juga menganggap CCS sebagai opsi untuk dekarbonisasi tetapi percaya bahwa dukungan kuat pemerintah sangat penting untuk melanjutkannya.

Untuk mengurangi biaya CCS, CoE sedang mempertimbangkan pengelolaan Hub and Clustering Regional CO₂, yang menghubungkan beberapa sumber emisi CO₂ dan sink, dengan JGC dan Japan

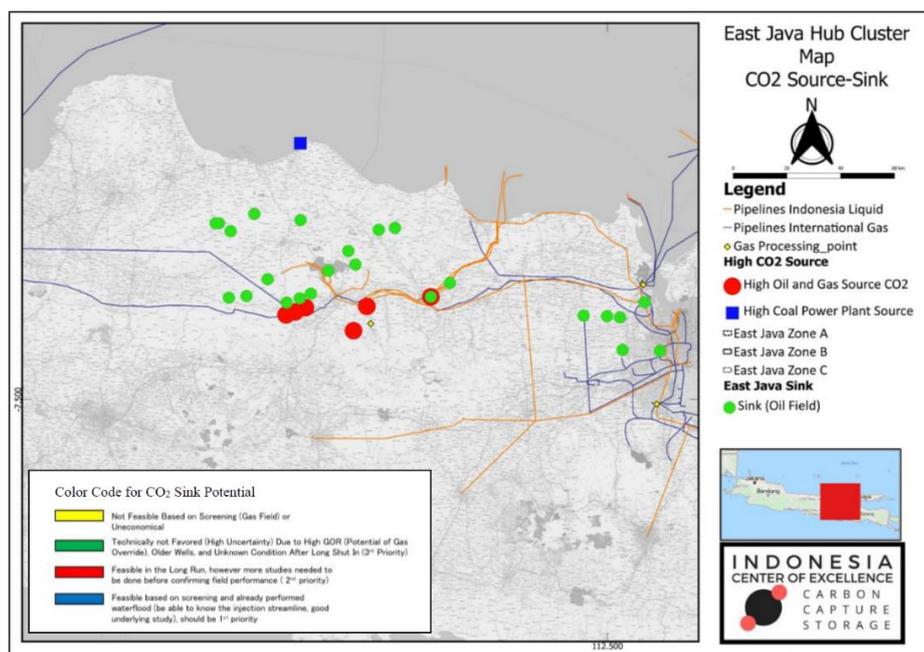
NUS, dengan dukungan dari METI⁴³. Untuk proyek CCS dengan satu sumber emisi dan satu wastafel, biaya modal awal untuk pembangunan infrastruktur untuk transportasi dan penyimpanan CO₂ akan mahal. Dalam manajemen CO₂ hub dan clustering, infrastruktur CCS dapat digunakan bersama di beberapa proyek, mengurangi biaya modal awal. Bahkan dalam kasus proyek yang tidak dapat dijalankan sendiri, keekonomian akan ditingkatkan dengan pengelolaan CO₂, dan penerapan CCS ke berbagai sumber emisi, termasuk pembangkit listrik termal, akan layak di masa depan. CoE telah membangun database GIS dari sumber emisi CO₂ dan sink untuk hub dan clustering manajemen CO₂ regional.



Gambar 5-70 Hub dan Clustering Manajemen CO₂ Regional

⁴³ JANUS (2019), Laporan program Kolaborasi TA 2018 untuk organisasi internasional melawan pemanasan global (Program kolaborasi untuk kontribusi internasional menggunakan teknologi CCS Jepang), https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H30FY/000497.pdf

⁴⁴ R. Sule (2021), Manager of National Center of Excellence for CCS/CCUS, "CO₂-Source-Sink Match GIS System for Indonesia", Forum Jaringan CCUS Asia Pertama, 22-23 Juni 2021, https://static1.squarespace.com/static/60b8dd7acb58186e05cb8387/t/60ebf39a085b1c120fb7c522/1626076071824/2021_June_1st-Asia-CCUS-Network-Forum_ITB_Mohammad-Rachmat-Sule.pdf



Sumber: R. Sule (2021)⁴⁵

Gambar 5-71 Pemetaan Sumber dan Penyerapan CO₂ di Jawa Timur

Proyek CCS yang saat ini direncanakan di Indonesia akan beroperasi pada akhir tahun 2020-an. Selanjutnya, jika manajemen CO₂ hub dan cluster dipromosikan oleh proyek CCS skala besar di Indonesia, biaya CCS diharapkan dapat dikurangi. Selanjutnya, jika regulasi dan sistem dikembangkan untuk memberikan insentif bagi CCS, seperti penetapan harga karbon, penerapan CCS tidak hanya untuk proses produksi gas tetapi juga untuk CO₂ dari sumber industri lain, seperti pembangkit listrik termal, diharapkan dapat dimulai pada 2030-an.

Namun, tantangannya adalah model bisnis untuk CCS belum terbentuk. Insentif ekonomi untuk CCS, termasuk penetapan harga karbon dan skema kredit seperti JCM, sedang dipertimbangkan tetapi belum diperkenalkan. Undang-undang untuk implementasi CCS juga diperlukan. Rancangan Perpres tentang CCS sudah dibuat tapi belum berlaku. Secara khusus, kewajiban jangka panjang setelah injeksi harus didiskusikan dalam Komite Koordinasi Antar-lembaga CCS. Karena waktu pengalihan kewajiban jangka panjang sangat penting bagi operator untuk membuat keputusan investasi pada CCS, maka perlu untuk memperjelas kondisi untuk itu.

⁴⁵ R. Sule (2021), Memaksimalkan pemanfaatan emisi CO₂ dari lapangan gas dengan menerapkan CO₂ source and sink clustering, 15th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies GHGT-15, 15 - 18 Maret 2021, Abu Dhabi, UEA.

5.3.4 Perkiraan Biaya untuk CCS (Penangkapan, Transportasi, dan Penyimpanan)

(1) Perkiraan biaya saat ini

(a) Rubin dkk.

IPCC SRCCS merangkum pengetahuan yang ada tentang biaya CCS pada tahun 2005 dan memberikan perkiraan biaya yang diperlukan untuk mengurangi 1 ton CO₂ di pembangkit listrik termal baru. Ini disebut "biaya yang dihindari".

Biaya yang dihindari

Biaya yang dihindari adalah biaya untuk menangkap satu ton CO₂ dibagi dengan jumlah bersih emisi CO₂ yang dihindari terkait dengan CCS. Ini mempertimbangkan CO₂ yang dipancarkan dari input energi tambahan untuk CCS.

Secara umum, penangkapan, pengangkutan, dan penyimpanan CO₂ memerlukan input energi. Untuk pembangkit listrik, ini berarti bahwa jumlah input bahan bakar (dan karena itu emisi CO₂) meningkat per unit output daya bersih. Akibatnya, jumlah CO₂ yang dihasilkan per unit produk lebih besar untuk pembangkit listrik dengan CCS daripada pembangkit referensi, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5-72. Untuk menentukan pengurangan CO₂ yang dapat dikaitkan dengan CCS, kita perlu membandingkan emisi CO₂ dari pembangkit dengan penangkapan dengan emisi dari pembangkit referensi tanpa penangkapan. Ini adalah emisi yang dihindari.

Biaya pengurangan CO₂ yang terkait dengan CCS (Avoided cost) didefinisikan sebagai biaya pemasangan CCS dibagi dengan pengurangan CO₂ bersih, sebagai berikut.

Biaya pengurangan CO₂ (USD/t-CO₂ dihindari)

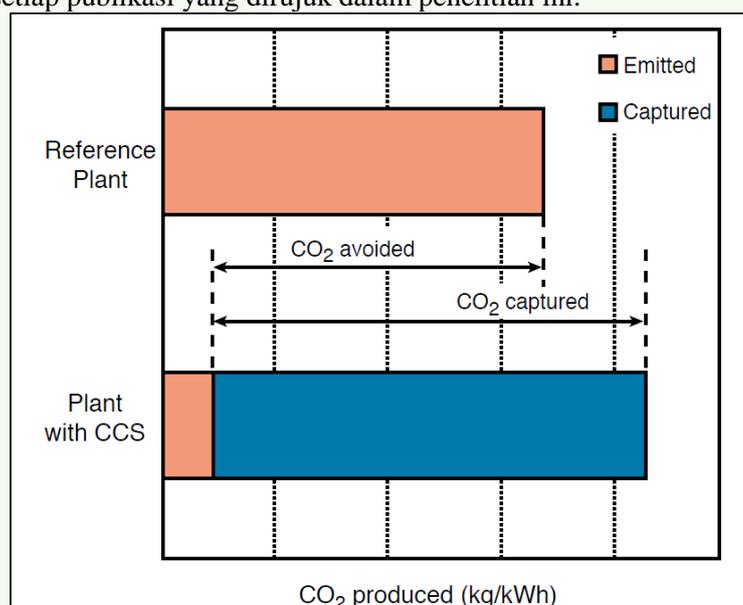
$$= [(LCOE)_{\text{tangkap}} - (LCOE)_{\text{ref}}] / [(t\text{-CO}_2/\text{kWh})_{\text{ref}} - (t\text{-CO}_2/\text{kWh})_{\text{tangkap}}]$$

$$= [(LCOE)_{\text{tangkap}} - (LCOE)_{\text{ref}}] / [(t\text{-CO}_2/\text{kWh})_{\text{dihindari}}]$$

LCOE: Biaya listrik yang diratakan (USD/kWh)

Subskrip "tangkap" berarti pembangkit dengan CCS. Subskrip "ref" berarti pembangkit referensi tanpa CCS.

Secara teknis, biaya pengurangan CO₂ harus diterapkan pada keseluruhan sistem penangkapan, pengangkutan, dan penyimpanan. Namun, biaya pengurangan CO₂ untuk penangkapan saja juga dicantumkan, mengikuti setiap publikasi yang dirujuk dalam penelitian ini.



Sumber: SRCCS¹¹

Gambar 5-72 Perbedaan antara CO₂ yang ditangkap dan CO₂ yang dihindari

Pada tahun 2015, Rubin et al, salah satu pakar terkemuka di bidangnya, merangkum kemajuan studi biaya CCS dalam 10 tahun setelah publikasi IPCC SRCCS⁴⁶. Tabel 5-22 merangkum biaya CCS di pembangkit listrik termal baru berdasarkan hasil studi sebelumnya sejak 2011. Teknologi penangkapan dalam fase komersialisasi atau demonstrasi pada 2015 diadopsi, seperti penangkapan pasca-pembakaran menggunakan pelarut amina untuk SC dan NGCC, pra- penangkapan pembakaran melalui adsorpsi fisik untuk IGCC, dan pembakaran oksidasi untuk SC dan USC. Jarak angkut CO₂ diasumsikan 250 km.

Tabel 5-22 Biaya CCS di pembangkit listrik termal

Proses		SC dengan pasca-pembakaran 550 – 1030 (742) MW	NGCC dengan pasca-pembakaran 512 - 910 (661) MW	IGCC dengan pra-pembakaran 600 - 748 (645) MW	SC/USC dengan oxy-combustion 550 -1030 (684) MW
Total CO ₂ yang ditangkap atau disimpan (Mt/tahun)		3,8 – 5,6 (4,6)	1.1 – 2.3 (1.6)	3.1 – 3.3 (3.2)	3.1 – 5.5 (3.9)
Satuan		USD/t-CO ₂	USD/t-CO ₂	USD/t-CO ₂	USD/t-CO ₂
Biaya CO ₂ yang ditangkap	Menangkap	36 - 53 (46)	48 - 111 (74)	28 - 41 (34)	36 - 67 (52)
	Mengangkut	0 – 7			
	Penyimpanan	1 – 12			
	EOR	40 – 15			
Biaya CO ₂ dihindari	Tangkap saja	45 - 70 (63)	58 - 121 (87)	37 - 58 (46)	45 - 73 (62)
	Jumlah (CCS)	46 - 99	59 - 143	38 - 84	47 - 97
	Jumlah (EOR)	5 - 58	10 - 112	15 - 46	6 - 63

※ Semua biaya dihitung berdasarkan USD pada 2013. Angka dalam tanda kurung berarti biaya rata-rata dalam studi yang dirujuk.

※ SC: supercritical (pembangkit listrik tenaga batubara), USC: ultra-supercritical (pembangkit listrik tenaga batubara), NGCC: siklus gabungan gas alam, IGCC: siklus gabungan gasifikasi terintegrasi berbasis batubara

※ berarti nilai negatif (dalam hal ini, untung).

Sumber: Rubin (2015)⁴⁶

Biaya penangkapan menyumbang lebih dari setengah dari total biaya CCS dalam semua kasus. Karena hanya transportasi pipa darat yang diadopsi dalam studi ini, dampak biaya transportasi mungkin signifikan dalam hal transportasi kapal atau jarak transportasi yang lebih jauh.

Biaya pengurangan per ton CO₂ berkisar antara 38 hingga 143 USD pada studi tahun 2015 dan dari 25 hingga 136 USD pada IPCC SRCCS 2005. Membandingkan hasil kedua studi tentang biaya CCS, berikut adalah poin utama perbedaan antara tahun 2005 dan 2015.

- Biaya modal untuk pembangkit listrik dan teknologi CCS meningkat secara signifikan. Peningkatan tambahan ini disebabkan oleh perubahan dalam desain pembangkit listrik dan/atau sistem CCS, dan faktor pasar yang mempengaruhi biaya teknologi pada waktu tertentu.
- Biaya listrik yang diratakan untuk pembangkit listrik dengan dan tanpa CCS dalam studi terbaru menunjukkan hanya sedikit perubahan dibandingkan dengan biaya SRCCS yang disesuaikan dengan peningkatan modal pembangkit listrik dan biaya bahan bakar.
- Biaya penghindaran CO₂ (biaya mitigasi) untuk CCS, termasuk transportasi pipa dan penyimpanan geologi, pada dasarnya sama dengan di SRCCS.

(b) GCCSI

GCCSI memperkirakan biaya CCS untuk pembangkit listrik dan proses industri lainnya di AS, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 5-23 dan Tabel 5-24. Biaya yang dihindari juga dihitung berdasarkan perkiraan biaya per unit untuk pembangkit listrik atau produksi. Asumsi untuk perkiraan biaya adalah bahwa transportasi CO₂ melalui jaringan pipa sepanjang 100 km di darat dan lokasi penyimpanannya

⁴⁶ Rubin, ES et., al., Biaya penangkapan dan penyimpanan CO₂, Jurnal Internasional Pengendalian Gas Rumah Kaca vol. 40. 2015, hal. 378-400.

adalah akuifer darat. Biaya transportasi dan penyimpanan yang diterapkan adalah antara 7 dan 12 US\$/t-CO₂ untuk semua teknologi pembangkit listrik. Gabungan 11 US\$/t-CO₂ disertakan untuk biaya transportasi dan penyimpanan kasus industri.

Tabel 5-23 Biaya CCS untuk pembangkit listrik di Amerika Serikat

Sumber emisi	SC pasca pembakaran	Pembakaran oksidasi SC	Pra-pembakaran IGCC	Pasca pembakaran NGCC
Biaya yang diratakan	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
Tanpa CCS (Referensi)	75-77	-	95	49
Dengan CCS (FOAK)	124-133	118-129	141	78
Dengan CCS (NOAK)	108	107	102	62
Biaya CO ₂ dihindari (USD/t-CO ₂ dihindari)				
FOAK	74-83	66-75	97	89
NOAK	55	52	46	43

※ FOAK (first of a kind): Artinya teknologinya masih dalam tahap awal. Dalam evaluasi ekonomi di bidang teknik, proyek pertama lebih mahal karena tidak mendapat manfaat dari efek pengurangan biaya yang terkait dengan pembangunan pabrik ke-N dari jenis yang sama (NOAK, jenis ke-N).

Sumber: GCCSI (2017)⁴⁷

Tabel 5-24 Biaya CCS untuk industri lain di Amerika Serikat

Sumber emisi	Besi dan baja	Semen	Gas alam	Pupuk	Biomassa menjadi etanol
Satuan	USD/t	USD/t	USD/GJ	USD/t	USD/L
Tanpa CCS (Referensi)	280-370	101	3.75	400-450	0,40-0,45
Dengan CCS (FOAK)	114	69	0,061	13	0,018
Dengan CCS (NOAK)	95	58	0,058	12	0,017
Biaya CO ₂ dihindari (USD/t-CO ₂ dihindari)					
FOAK	77	124	21.5	25.4	21.5
NOAK	65	103	20.4	23.8	20.4

Sumber: GCCSI (2017)⁴⁷

Biaya CCS di negara lain juga diperkirakan, yang mencerminkan faktor biaya seperti biaya tenaga kerja, pembebasan lahan, dll. di setiap negara. Biaya CCS di Indonesia ditunjukkan dalam Tabel 5-25.

Tabel 5-25 Biaya CCS di Indonesia (FOAK, USD/t-CO₂ dihindari)

Sumber emisi	Pembangkit listrik			Proses industri lainnya				Biomassa menjadi etanol
	SC pasca pembakaran	Pra-pembakaran IGCC	Pasca pembakaran NGCC	Besi dan baja	Semen	Gas alam	Pupuk	
Indonesia	74	106	96	76	125	22.8	26.9	22.8
Amerika Serikat (Referensi)	74	97	89	77	124	21.5	25.4	21.5

Sumber: GCCSI (2017)⁴⁷

⁴⁷ GCCSI (2017) Biaya global penangkapan dan penyimpanan karbon Pembaruan 2017, Juni 2017.

(c) Bank Dunia

Bank Dunia dan PLN, sebuah perusahaan listrik milik negara, memperkirakan biaya pembangkit listrik tenaga batubara baru dengan CCS di Jawa Barat dan Sumatera Selatan. Asumsi untuk estimasi biaya ditunjukkan pada: Tabel 5-26.

Tabel 5-26 Asumsi pembangkit untuk estimasi biaya

	Kasus 1	Kasus 2
Lokasi	Jawa barat	Sumatera Selatan
Kapasitas terpasang	1.000 MW × 2	600MW × 1
Teknologi	Ultra-superkritik	Superkritik
Emisi CO ₂ tahunan	12,13 juta tCO ₂	4,09 juta tCO ₂
Jarak transportasi (pipa)	175 km	15~53,7 km (6 tempat penyimpanan)
Tingkat penangkapan CO ₂	90%	90%
Umur desain pembangkit	25 tahun	25 tahun

Sumber: Bank Dunia (2015)⁴⁸

Hasil estimasi biaya ditunjukkan pada Tabel 5-27.

Tabel 5-27 Biaya CCS di Indonesia

USD/tCO ₂	Jawa barat	Sumatera Selatan
Total biaya (Ditangkap)	73	71
Biaya penangkapan	62.8	65.4
Biaya transportasi	7.9	3.3
Biaya penyimpanan	2.1	2.1
Total biaya pengurangan (Dihindari)	101	102

Sumber: Bank Dunia (2015) 42

(d) Proyek CCS Tomakomai

Sebagai proyek CCS demonstrasi skala besar pertama di Jepang, Kementerian Ekonomi, Perdagangan, dan Industri (METI), Organisasi Pengembangan Teknologi dan Energi Baru (NEDO), dan CCS Jepang memulai injeksi CO₂ di bawah tanah di Tomakomai, Hokkaido mulai April 2016 Pada November 2019, jumlah CO₂ yang disuntikkan mencapai target 300.000 ton.

Sebagian dari off-gas PSA (Pressure Swing Adsorption), mengandung sekitar 52% CO₂ yang dihasilkan oleh unit produksi hidrogen di kilang, diangkut melalui pipa 1,4 km ke fasilitas penangkapan yang berdekatan, di mana CO₂ ditangkap. CO₂ dikompresi dan disimpan 3-4km lepas pantai di dua reservoir bawah laut pada kedalaman yang berbeda – formasi Moebetsu dan Takinoue – oleh dua sumur injeksi directional independen.

Berdasarkan data demonstrasi Tomakomai, perkiraan biaya skala 200 ribu ton/tahun (skala proyek Tomakomai) dan model praktis yang dapat diterapkan pada CCS untuk produksi hidrogen, produksi amonia, dan IGCC telah dilakukan, serta skala -sampai model praktis 1 juta ton/tahun. Asumsi untuk perkiraan adalah bahwa tempat penyimpanan sama dengan proyek Tomakomai (formasi Moebetsu dan Takinoue) dan masa operasi adalah 25 tahun. Biaya transportasi tidak termasuk.

⁴⁸ Bank Dunia (2015), Republik Indonesia: Program Peningkatan Kapasitas Indonesia Carbon Capture Storage (CCS) CCS untuk Pembangkit Listrik Tenaga Batubara di Indonesia, Juni 2015

Tabel 5-28 Perkiraan biaya berdasarkan proyek CCS Tomakomai

Yen/t-CO ₂	skala 0,2 Mt/tahun	skala 1 Mt/tahun
Total biaya (Ditangkap)	11.129	6.186
Tangkap/Injeksi	5,572	4.669
Sumur injeksi/Penyimpanan	5,557	1,517
Total biaya (Dihindari)	13.328	7.261

Sumber: METI (2020)⁴⁹

Menurut laporan tersebut, biaya yang dihindari untuk CCS dalam proyek skala 1 Mt (skala komersial) adalah 7.261 yen/t-CO₂. Ini bisa mencapai 6.708 yen/t-CO₂ di masa depan karena pengurangan konsumsi energi dalam teknologi penangkapan.

(e) Ringkasan

Biaya CCS di pembangkit listrik tergantung pada sistem pembangkit listrik, skala sistem, dan kondisi transportasi dan penyimpanan. Sebagian besar studi yang ada menunjukkan biaya pengurangan antara 45 USD dan 136 USD per ton CO₂. Namun, seperti yang ditunjukkan Rubin (2015)⁴⁶, biaya CCS, termasuk transportasi dan penyimpanan CO₂, tidak berubah secara signifikan. Biaya CCS sebesar 90 USD per ton CO₂ akan menjadi salah satu indikator pada saat ini.

Biaya penangkapan CO₂ mencapai lebih dari setengah dari total biaya CCS, dan penelitian dan pengembangan teknologi penangkapan CO₂ sedang dipromosikan di seluruh dunia. Biaya juga sangat dipengaruhi oleh metode pengangkutan, jarak pengangkutan, dan tempat penyimpanan (darat atau laut).

Biaya yang ditunjukkan di atas mengasumsikan sumber tunggal yang besar dan reservoir tunggal yang besar. Baru-baru ini, ide-ide baru mengenai model bisnis untuk pengurangan biaya juga telah diusulkan, seperti konsep hub dan clustering, yang menggabungkan beberapa sumber emisi dan reservoir yang relatif kecil.

(2) Perkiraan biaya masa depan

➤ Pengurangan biaya potensial

Seiring berjalannya pengenalan CCS, pengurangan biaya lebih lanjut diharapkan karena faktor "belajar sambil melakukan", persaingan antar vendor, skala ekonomi melalui pengenalan skala besar, dan pengurangan risiko bisnis⁵⁰.

Misalnya, biaya penangkapan di Petra Nova 35% lebih rendah daripada di Boundary Dam, yang dibangun beberapa tahun sebelumnya.⁵¹, sementara studi kelayakan terperinci untuk perkuatan pembangkit listrik tenaga batubara Shand di Kanada dengan CCUS menunjukkan bahwa pengurangan biaya sekitar 70% untuk CAPEX dan OPEX dimungkinkan, relatif terhadap proyek Bendungan Batas⁵².

Dalam Skenario Pembangunan Berkelanjutan yang diusulkan oleh IEA, pengurangan biaya penangkapan CO₂ berdasarkan pembelajaran sambil melakukan, pembelajaran sambil meneliti, dan efek limpahan untuk aplikasi di sektor listrik dan industri diperkirakan sekitar 35% antara 2019 dan 2070⁵³.

Selain itu, teknologi inovatif juga sedang dikembangkan untuk mengurangi biaya secara signifikan. Seperti yang ditunjukkan di atas, penangkapan CO₂ menyumbang sebagian besar biaya CCS, dan teknologi penangkapan CO₂ berbiaya rendah sedang dikembangkan di seluruh dunia. Di Jepang,

⁴⁹ METI, NEDO, Japan CCS (2020), Laporan oleh Proyek Percontohan CCS Tomakomai pada 300 ribu ton injeksi kumulatif, Mei 2020

⁵⁰ GCCSI (2021), Kesiapan Teknologi dan biaya CCS

⁵¹ GCCSI (2019), Status Global CCS 2019

⁵² IEAGHG (2018), Makalah Informasi 2018-36: Pembaruan Studi Kelayakan Pembangkit Listrik Shand oleh Pusat Pengetahuan CCS Internasional

⁵³ IEA (2020), Perspektif Teknologi Energi 2020 - Laporan Khusus tentang Pemanfaatan dan Penyimpanan Penangkapan Karbon, CCUS dalam transisi energi bersih.

target ditunjukkan dalam peta jalan untuk teknologi daur ulang karbon oleh METI. Biaya penangkapan CO₂ dari gas buang pembakaran antara 4.000 hingga 6.000 yen/t-CO₂ menggunakan teknologi saat ini, tetapi targetnya adalah 2.000 yen/t-CO₂ pada tahun 2030.

Tabel 5-29 Target pengembangan teknologi penangkapan CO₂ di Jepang

Target untuk 2030	Targetkan mulai tahun 2040 dan seterusnya
Untuk gas bertekanan rendah (pemisahan CO ₂ dari gas buang, gas tanur sembur, dll. pada beberapa persen dan di bawah tekanan normal) Level JPY 2.000/t-CO ₂ Penyerapan kimia, penyerapan padat, penyerapan fisik, dll.	<Komersialisasi teknologi penangkapan CO ₂ > Raih JPY 1.000/t-CO ₂ atau lebih rendah
Untuk gas bertekanan tinggi (pemisahan CO ₂ dari proses kimia/bahan bakar gas, dll. beberapa persen dan beberapa MPa) JPY 1.000 level/t-CO ₂ Adsorpsi fisik, pemisahan membran, adsorpsi fisik, dll.	
Tinjauan keseluruhan proses lain (pembangkit listrik dan sistem sintesis kimia dengan pemisahan dan penangkapan CO ₂) JPY 1.000 level/t-CO ₂ IGCC/Looping kimia tertutup, dll.	

Sumber: METI (2021)⁵⁴

Adapun teknologi penangkapan, selain skala ekonomi, pengurangan biaya yang signifikan diharapkan melalui inovasi teknologi. Untuk transportasi dan penyimpanan, kecuali untuk transportasi CO₂ skala besar dengan kapal, teknologi ini sudah matang, dan biaya transportasi dan penyimpanan diperkirakan tidak akan berubah secara signifikan di masa depan. Namun, Rubin (2015) memperkirakan⁴⁶ bahwa biaya transportasi adalah 0-7 USD/t-CO₂, dan biaya penyimpanan adalah 1-12 USD/t-CO₂. Ini berarti bahwa dampak pada total biaya CCS (sekitar 100 USD/t-CO₂) relatif kecil.

5.3.5 Proposal untuk Pengenalan CCUS

Indonesia telah membuat komitmen internasional dalam Perjanjian Paris untuk mengurangi emisi GRK sebesar 29% pada tahun 2030, atau sebesar 41% dengan dukungan internasional. Mempertimbangkan meningkatnya permintaan minyak dan gas karena perkembangan ekonomi di masa depan, pengembangan lapangan gas CO₂-EOR dan kaya CO₂ diperlukan. Kementerian ESDM berencana untuk melanjutkan ini. Selain itu, pembangkit listrik tenaga batubara akan terus menjadi sumber energi penting bagi Indonesia, tetapi tantangan terhadap pembangkit listrik tenaga batubara sedang bertuip, seperti pernyataan bersama untuk menghentikan pembangkit listrik tenaga batubara secara bertahap pada COP26 UNFCCC pada tahun 2021. penerapan teknologi batubara bersih, termasuk CCS, diperlukan untuk mencapai tujuan rendah karbon sambil mempertahankan pasokan listrik yang stabil. Menurut Kebijakan Bantuan Negara untuk Indonesia, yang diterbitkan oleh Kementerian Luar Negeri Jepang, untuk meningkatkan kapasitas mengatasi masalah di kawasan Asia dan masyarakat internasional, Jepang akan menawarkan bantuan kepada Indonesia untuk mengatasi masalah global, seperti pelestarian lingkungan dan perubahan iklim. Dalam rencana bergulir untuk Indonesia, untuk mempromosikan langkah-langkah mitigasi dan adaptasi perubahan iklim, Jepang memberikan dukungan untuk perbaikan dan pengembangan kebijakan dan sistem, peningkatan kapasitas pemerintah, dan pengenalan dan pengembangan teknologi rendah karbon, sambil juga memanfaatkan kekuatan Jepang. . Memberikan dukungan terkait teknologi CCS Jepang konsisten dengan kebijakan ini. Belum ada proyek CCS, termasuk proyek CO₂-EOR, yang dilaksanakan di Indonesia, dan diasumsikan bahwa Indonesia belum memiliki cukup pengalaman atau teknologi dalam CCS. Jepang telah mengimplementasikan proyek percontohan CCS skala besar di Tomakomai dan proyek percontohan

⁵⁴ METI (2021), Peta jalan teknologi daur ulang karbon (Revisi Juli 2021), https://www.meti.go.jp/english/press/2021/pdf/0726_003a.pdf

lainnya untuk menangkap CO₂ dari berbagai sumber emisi, dan memiliki pengetahuan teknis yang memadai tentang CCS. Oleh karena itu, kerjasama teknis, seperti pengiriman tenaga ahli, dimungkinkan.

Sebagaimana ditunjukkan dalam konsep hub and clustering pengelolaan CO₂, pembangunan infrastruktur penting untuk mengurangi biaya terkait CCS, dan bantuan pinjaman untuk infrastruktur CCS, seperti pipa CO₂, akan menjadi pilihan. Namun, tantangannya adalah tidak ada entitas untuk mengoperasikan dan mengelola infrastruktur CCS seperti pipa CO₂ karena tidak ada insentif untuk proyek CCS. Hal ini diperlukan untuk merancang sebuah sistem untuk mengatasi masalah ini pada saat yang sama.

Sehubungan dengan konsep pengelolaan CO₂ hub dan clustering yang telah dipelajari di beberapa daerah, akan bermanfaat bagi JICA untuk mendukung penyusunan peta jalan pengembangan hub dan clustering CCS dengan melakukan studi rinci pada lokasi CCS yang sesuai, dan perkiraan emisi CO₂ di daerah yang diperkirakan akan menghasilkan tingkat emisi CO₂ tertentu di masa depan. Hal ini akan memberikan dasar untuk mempertimbangkan penggunaan CCS tidak hanya di sektor listrik tetapi juga di sektor industri.

CCU diharapkan memiliki berbagai aplikasi, seperti dalam bahan kimia, bahan bakar, dan mineralisasi, dan menarik minat dunia karena potensinya yang besar dalam mewujudkan masyarakat netral karbon. Namun, sebagian besar teknologi masih dalam tahap R&D dan belum diadopsi secara luas karena biaya tinggi dan masalah lainnya. Selain itu, karena beberapa teknologi CCU dapat menyebabkan CO₂ dipancarkan kembali ke udara dalam waktu singkat, metode untuk mengevaluasi efek jangka panjang dari pengurangan emisi CO₂ masih dipelajari. Pertama, penting untuk melanjutkan proyek demonstrasi teknologi di Jepang dan mempromosikan verifikasi efek pengurangan emisi CO₂. Kemudian, sambil terus mencermati tren CCU global,

Berkenaan dengan CCUS, hal-hal berikut harus diterapkan di masa depan.

(1) Pengembangan kebijakan untuk mempromosikan pengenalan CCS di Indonesia

Masalah saat ini adalah bahwa tidak ada pendapatan ekonomi dari penangkapan dan penyimpanan CO₂ saja, dan tidak ada insentif untuk melaksanakan proyek CCS. Penting untuk mempertimbangkan kebijakan dan institusi promosi untuk mendorong proyek CCS di Indonesia.

(2) Pengembangan masterplan pengenalan CCS di Indonesia

Untuk mempromosikan proyek CCS di masa depan, penting untuk menetapkan rencana induk untuk pengembangan CCS dari perspektif jangka panjang, dan untuk melanjutkan pembangunan dan pengoperasian fasilitas sesuai dengan rencana ini. Secara khusus, studi berikut akan dilakukan.

- Survei lokasi yang cocok untuk penyimpanan CO₂ di Indonesia
- Studi holistik tentang sumber emisi CO₂, termasuk pembangkit listrik termal dan fasilitas industri lainnya
 - Perkiraan berapa banyak CO₂ yang akan dihasilkan dan untuk berapa lama
- Studi konfigurasi jaringan pipa transportasi/skema pengiriman CO₂
- Pilih lokasi untuk uji demonstrasi kombinasi pembangkit listrik termal dan CCS, berdasarkan lokasi penyimpanan CO₂ yang paling layak dan status terkini dari pembangkit listrik termal yang ada (batubara atau gas) dari pertimbangan di atas.

(3) Studi kelayakan dan uji demonstrasi untuk proyek CCS di lokasi tertentu

Belum ada proyek CCS (termasuk proyek CO₂-EOR) yang dilaksanakan di Indonesia, dan diasumsikan bahwa Indonesia belum memiliki cukup pengalaman dan teknologi dalam CCS. Maka, dengan dukungan negara ketiga seperti Jepang yang sudah memiliki keahlian teknis, uji demonstrasi CCS untuk menyimpan gas buang dari pembangkit listrik termal (batubara atau gas) harus dilakukan di Indonesia.

Bab 6. Energi Primer dan Energi Terbarukan

6.1 Keseimbangan Pasokan dan Permintaan Energi Primer

6.1.1 Sistem Hukum untuk Energi Primer

Di Indonesia yang sumber daya alamnya melimpah, Pasal 33 ayat 3 Undang-Undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945 menyatakan bahwa “Bumi, air, dan kekayaan alam yang terkandung di dalamnya dikuasai oleh Negara dan dikuasai dipergunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat”. dan kebijakan telah ditempuh dengan tujuan untuk memaksimalkan manfaat bagi rakyat. Selain itu, pemerintah Indonesia sangat mementingkan “ketahanan energi”, dengan tujuan mengamankan pasokan domestik yang stabil dalam menanggapi permintaan domestik yang meningkat, sebagai kebijakan energi.

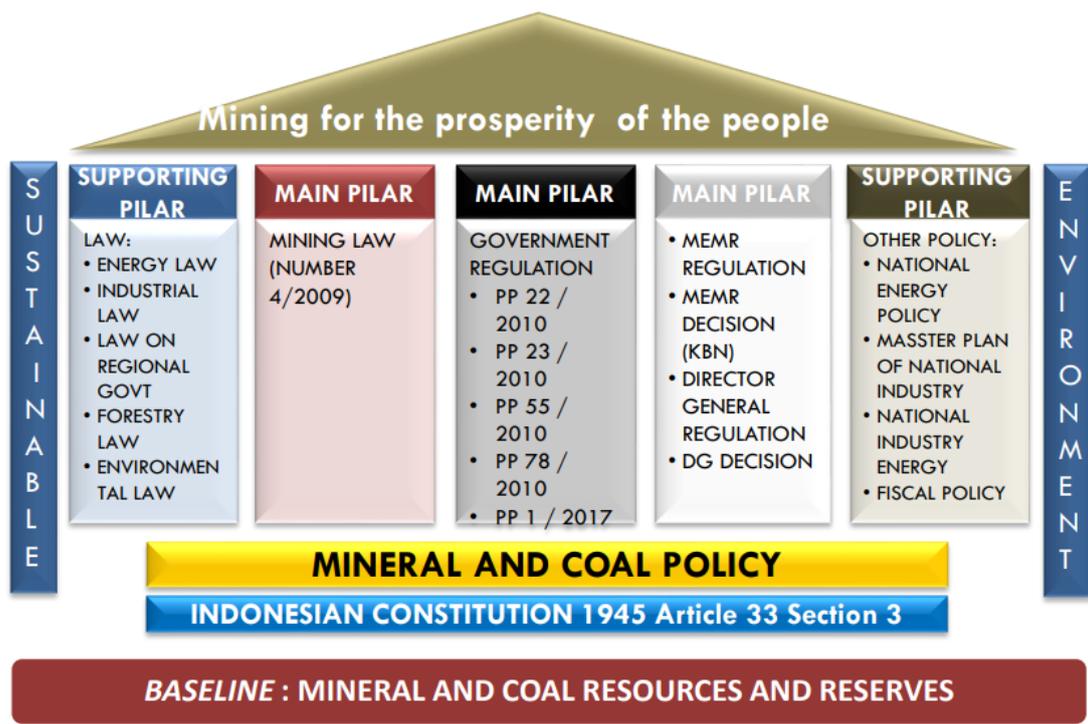
Oleh karena itu, "UU Energi (UU No. 30/2007; lihat Bab 2.1)" yang diberlakukan pada tahun 2007 menetapkan bahwa pasokan dalam negeri harus diprioritaskan daripada ekspor untuk menyediakan pasokan energi yang stabil. Misalnya, terkait dengan minyak dan gas bumi, "UU Migas (UU No. 22/2001)", yang diundangkan pada tahun 2001, membebaskan kewajiban pasokan domestik kepada pengembang hingga 25% minyak dan produksi gas bumi. Terkait batubara, kewenangan pemerintah untuk menetapkan volume produksi dan ekspor tahunan diatur dalam “UU Pertambangan Mineral dan Batubara (UU No. 4/2009)” yang diundangkan pada tahun 2009, dan kebijakan Domestic Supply Obligation (DMO) untuk perusahaan pertambangan batubara juga telah diperkenalkan. Tambahan, “Kebijakan Energi Nasional (DEN)” ditandatangani oleh Presiden pada Oktober 2014 untuk mempromosikan penyebaran energi baru dan terbarukan dan untuk mempromosikan konservasi energi sekaligus mengurangi ketergantungan negara pada energi fosil. Dari sisi ekspor sumber daya alam, batubara dan gas bumi yang diproduksi di dalam negeri diharapkan secara bertahap akan berkurang volume ekspornya dan pada akhirnya akan berhenti sama sekali, mengingat peningkatan permintaan domestik di masa mendatang.

Gambar 6-1 menunjukkan gambaran umum tentang kebijakan batubara Indonesia.

Undang-undang yang mengatur bisnis batubara negara ini adalah “UU Pertambangan Mineral dan Batubara”. Itu dibahas di parlemen selama tiga tahun tujuh bulan setelah RUU itu dirancang pada Mei 2005, dan ditandatangani oleh Presiden pada Januari 2009. Setelah itu, diundangkan dan diberlakukan. Berdasarkan undang-undang, sistem izin usaha pertambangan batubara disatukan dengan sistem di mana izin diterbitkan oleh pemerintah pusat atau daerah. Ditetapkan pula kewajiban untuk menambah nilai produk (peleburan dan pemurnian) di Indonesia, dan pemberian kewenangan kepada Pemerintah untuk mengendalikan volume ekspor. Seperti ditunjukkan pada Gambar 6-2, amandemen undang-undang dan berbagai peraturan terkait masih terus diluncurkan satu demi satu.

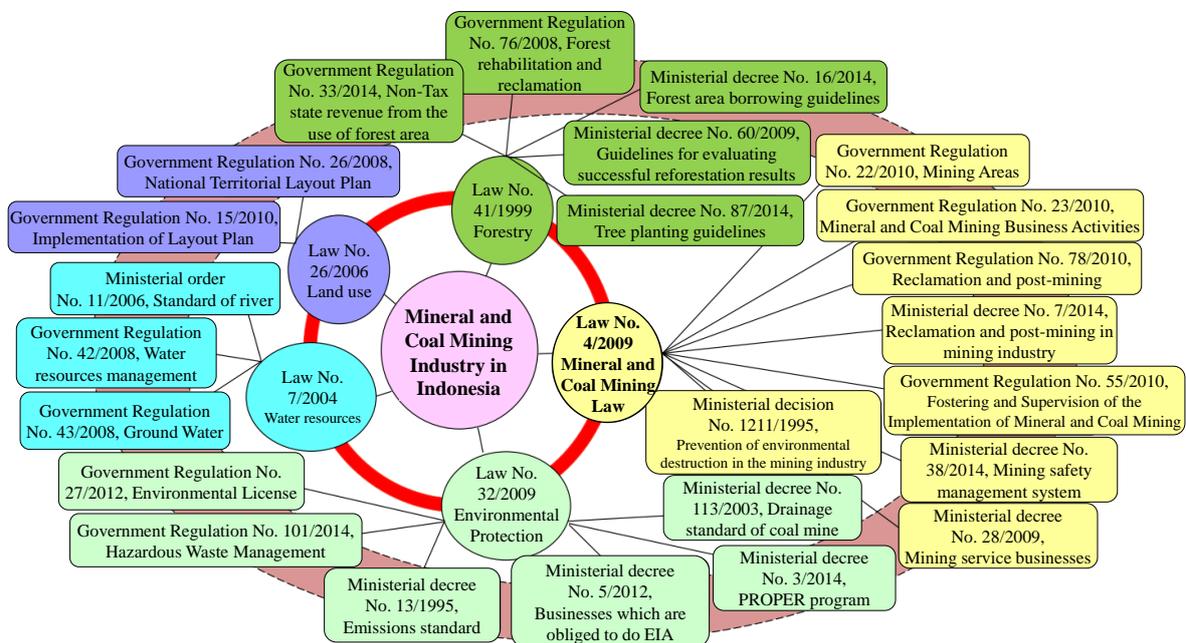
Hingga saat ini, Indonesia telah menerapkan kebijakan Domestic Market Obligation (DMO) yang mengalokasikan setidaknya 25% dari produksi batubara ke pasar domestik untuk penambang batubara dalam negeri. Pada Desember 2020, Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral mengeluarkan Peraturan Menteri yang baru (No. 255.K/30/MEM/2020) untuk mempertahankan kebijakan DMO. Sesuai aturan menteri, penambang batubara yang wanprestasi pada DMO pada 2021 akan dikenakan denda sesuai jumlah yang tidak tercapai.

Dalam DMO, harga batubara untuk pembangkit listrik domestik dibatasi 70 USD/ton, sementara harga batubara melonjak. Oleh karena itu, ada kekhawatiran bahwa lebih banyak perusahaan akan memilih untuk mengekspor daripada implementasi DMO. Pada Agustus 2021, kementerian mengeluarkan keputusan kementerian baru yang menetapkan bahwa penambang batubara yang tidak memenuhi kuota DMO akan dikenai sanksi berupa larangan dan sanksi ekspor.



(Sumber: ESDM, Ditjen Minerba, Januari 2020)

Gambar 6-1 Sekilas tentang kebijakan batubara Indonesia



(Sumber: Laporan JOGMEC (2016))

Gambar 6-2 Peraturan Indonesia tentang Pertambangan Mineral dan Batubara

6.1.2 Data Aktual Keseimbangan Pasokan dan Permintaan Energi Primer

(1) Produksi energi primer dan pasokan domestik (lihat Tabel 6-1)

Berdasarkan Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2020 Kementerian ESDM, pasokan energi primer domestik Indonesia pada tahun 2020 sekitar 1.494 juta barel setara minyak (BOE).

Total produksi energi pada tahun 2020 adalah sekitar 3.218 juta SBM, dimana 73,6% adalah batubara, 11,7% adalah gas alam dan 8,1% adalah minyak, dan energi fosil saja menyumbang 93,3% dari total produksi energi.

Dari sisi impor dan ekspor energi, sedangkan ekspor neto batubara, minyak mentah, liquefied petroleum gas (LPG), dan bahan bakar diimpor neto.

Untuk LPG yang 75% dari kebutuhannya bergantung pada impor, Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral mengumumkan pada Januari 2021 kebijakan untuk mencapai nol-impor LPG pada tahun 2030 dan mendorong penggantian LPG dengan dimetil eter (DME) yang menggunakan batubara. sebagai bahan baku.

Tabel 6-1 Penyediaan Energi Primer Indonesia Tahun 2020 (Ribu SBM)

	Produksi (sebuah)	Impor (b)	Ekspor (c)	Perubahan Stok (d)	Pasokan Energi Primer (a)+(b)+(c)+(d)
Batubara	2.367.659	36.777	-1.701.222	-149.289	553.924
Gas alam	375.357	0	-33.079	0	342.278
Minyak mentah	259.247	79.685	-31.448	907	308.391
Bahan Bakar Nabati	55.748	0	-232	0	55.516
Biogas	177	0	0	0	177
LPG	0	54.532	-2	-1.288	53.242
LNG	0	0	-91,135	0	-91,135
Bahan bakar ⁵⁵	0	116.743	-3.576	-2.091	111.076
Pembangkit Listrik Tenaga Air	45.457	0	0	0	45.457
panas bumi	28.909	0	0	0	28.909
Tenaga surya	725	0	0	0	725
Angin	1.164	0	0	0	1.164
Terbarukan Lainnya	30.354	0	0	0	30.354
Biomassa	53.365	0	0	0	53.365
Total	3.218.253	287.736	-1.860.694	-151,761	1.493.534

(Sumber: ESDM, Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2020)

⁵⁵ Bahan Bakar termasuk Bensin, Avgas, Avtur, Minyak Tanah dll.

(2) Pasokan Energi Final (lihat Tabel 6-2)

Tabel 6-2 menunjukkan pasokan energi final domestik yang sebenarnya di Indonesia pada tahun 2020. Batubara tidak hanya digunakan untuk ekspor tetapi juga untuk pembangkit listrik tenaga batubara dalam negeri.

Tabel 6-2 Pasokan Energi Final Indonesia Tahun 2020 (Ribu SBM)

	Pasokan Energi Primer (sebuah)	Pembangkit listrik (b)	Transformasi Energi Lainnya (c)	Penggunaan dan Kerugian Sendiri (d)	Pasokan Energi Akhir (a)+(b)+(c)+(d)
Batubara/Briket	553.924	-440.286	-34	0	113,604
Gas alam	342.278	-71.800	-126,568	-32,538	111.371
Minyak mentah	308.391	0	-302,344	-6.047	0
Bahan Bakar Nabati	55.516	0	-54.494	0	1.022
Biogas	177	0	0	0	177
LPG	53.242	0	16.381	0	69.623
LNG	-91,135	-22,383	120.833	0	0
Bahan bakar	111.076	-14,153	305.969	-772	402.119
Listrik	0	178.969	0	-21.359	157.610
Pembangkit Listrik Tenaga Air	45.457	-45.457	0	0	0
panas bumi	28.909	-28.909	0	0	0
Tenaga surya	725	-725	0	0	0
Angin	1.164	-1.164	0	0	0
Terbarukan Lainnya	30.354	-30,354	0	0	0
Biomassa	53.365	0	0	0	53.365
Total	1.493.534	-476.354	-49,414	-68.032	908.892

(Sumber: ESDM, Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2020)

(3) Konsumsi Energi Final (lihat Tabel 6-3)

Tabel 6-3 menunjukkan realisasi konsumsi energi final domestik di Indonesia pada tahun 2020.

Tabel 6-3 Konsumsi Energi Final Indonesia Tahun 2020 (Ribu SBM)

	Pasokan Energi Akhir (sebuah)	Perbedaan Statistik (b)	Konsumsi Akhir (a)+(b)	Penggunaan Non Energi (d)	Konsumsi Energi Akhir (a)+(b)-(d)
Batubara/Briket	113,604	0	113,604	0	113,604
Gas alam	111.371	10.720	122.091	24.616	97.476
Minyak mentah	0	0	0	0	
Bahan Bakar Nabati	1.022	-1.022	0	0	0
Biogas	177	0	177	0	177
LPG	69.623	0	69.623	0	69.623
LNG	0	0	0	0	0
Bahan bakar	402.119	0	402.119	0	402.119
Listrik	157.610	4,551	162.161	0	162.161
Biomassa	53.365	0	53.365	0	53.365
Total	908.892	14.249	923,141	24.616	898.525

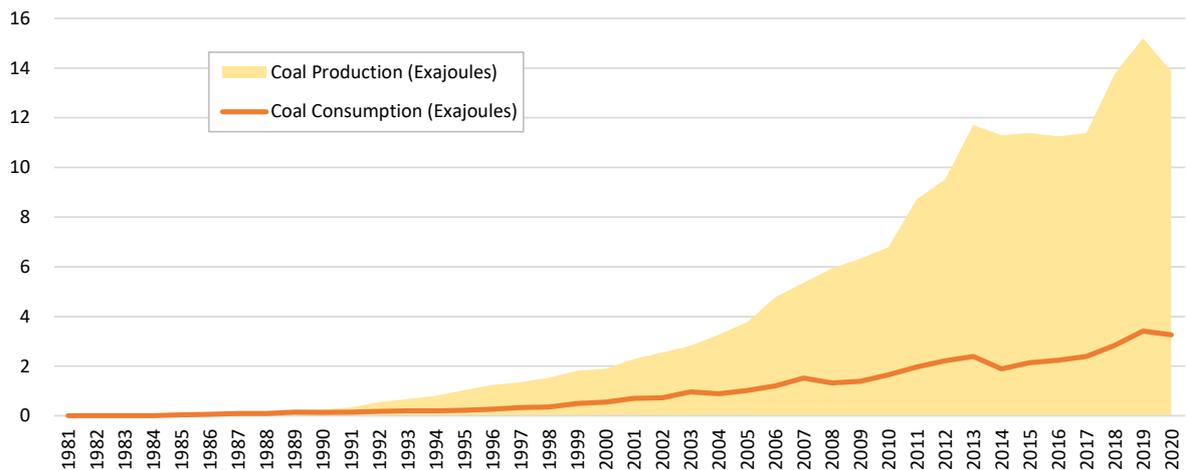
* Tenaga Air, Panas Bumi, Surya, Angin, dan Energi Terbarukan Lainnya dihapus karena pasokan energi akhirnya nol.

(Sumber: ESDM, Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2020)

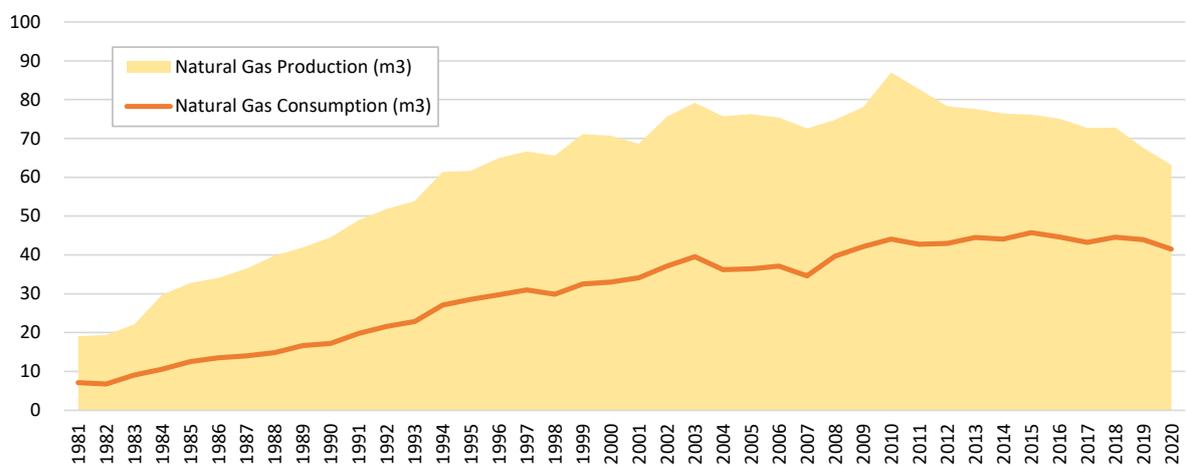
(1) Tren produksi dan konsumsi batubara, gas alam, dan minyak (lihat Gambar 6-3)

Gambar 6-3 menunjukkan perubahan produksi dan konsumsi batubara, gas alam, dan minyak dari tahun 1981 hingga 2020.

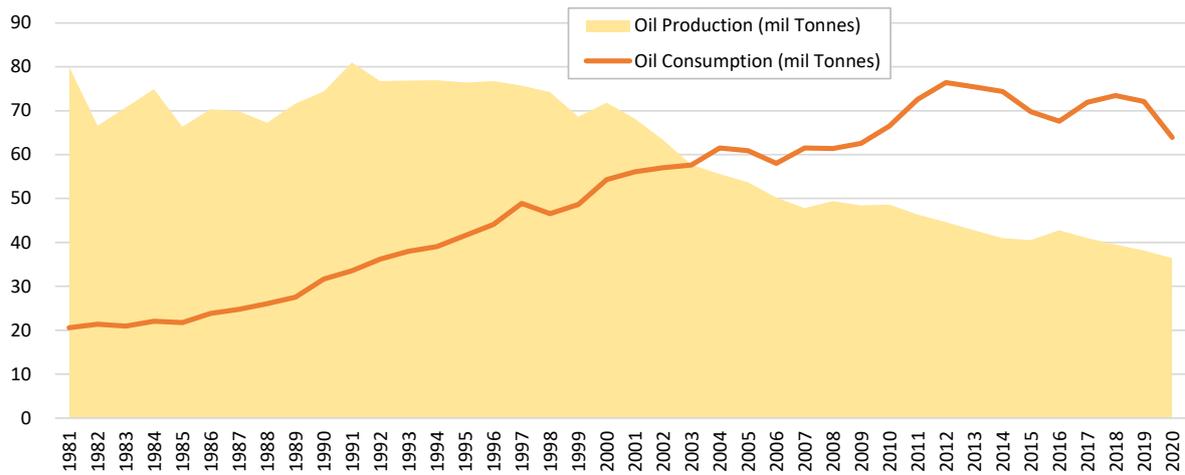
Berkenaan dengan minyak, perusahaan-perusahaan besar internasional menahan diri dari investasi eksplorasi sebagai tanggapan atas perubahan politik besar-besaran akibat runtuhnya pemerintahan Suharto pada tahun 1998, dan sementara produksi telah mengalami tren penurunan sejak tahun 1998, konsumsi domestik secara konsisten meningkat, dan konsumsi melebihi produksi. pada tahun 2003. Sejak itu, Indonesia telah menjadi konsumen bersih minyak dan mengundurkan diri dari Organisasi Negara Pengekspor Minyak (OPEC) pada tahun 2008.



(a) Batubara



(b) Gas Alam



(c) Minyak

(Sumber: BP, Tinjauan Statistik Energi Dunia 2021)

Gambar 6-3 Tren produksi dan konsumsi batubara, gas alam, dan minyak (1981-2020)

6.1.3 Jumlah dan Area Potensial untuk Energi Primer

Indonesia memiliki sumber daya alam yang melimpah, seperti minyak, gas alam, batubara, tenaga air dan panas bumi, dan negara ini mengekspor minyak, gas alam, dan batubara. Tabel 6-4 menunjukkan tren cadangan energi fosil terbukti. Cadangan terbukti batubara adalah 34,87 miliar ton (antrasit dan bituminus: 23,14 miliar ton, subbituminus dan lignit: 11,73 miliar ton), dan pangsa cadangan terbesar ke-7 dunia (3,2%) setelah Amerika Serikat (23,2%), Rusia (15,1%), Australia (14,0%), China (13,3%), India (10,3%), dan Jerman (3,3%). Hingga akhir tahun 2020, Reserves-to-Production Ratio (R/P ratio) adalah 9,0 untuk minyak, 19,8 untuk gas bumi, dan 62 untuk batubara.

Tabel 6-4 Tren cadangan energi fosil terbukti di Indonesia

	2000	2010	2018	2019	2020
Minyak (Seribu juta barel)	5.1	4.2	3.2	2.5	2.4
Gas alam (Triliun meter kubik)	2.7	3.0	2.8	1.4	1.3
Batubara (Miliar ton)	-	-	37.00	39.89	34.87

(Sumber: BP, Tinjauan Statistik Energi Dunia 2021)

Tabel 6-5 menunjukkan potensi energi terbarukan. Indonesia memiliki potensi energi terbarukan yang besar dan potensi panas bumi 23,9 GW, tenaga air 94 GW, biomassa 32,6 GW, angin 60,6 GW, energi surya 208 GW dan energi laut 17,9 GW. Namun, tingkat pengembangan umumnya rendah karena tingginya biaya produksi energi terbarukan.

Tabel 6-5 Potensi energi terbarukan di Indonesia

Sumber energi	Potensi	Dikembangkan (per 2020) ⁵⁶	Tingkat perkembangan
panas bumi	23.9GW	2.131MW	8,92%
hidro	94GW	6.141MW	6,53%
Bio PP	32.6GW	1.767MW	5,42%
Angin	60.6GW	1,543MW	2,55%
Energi matahari	208GW	1.850MW	0,09%
Energi laut	17.9GW	-	0,00%

Sumber: DEN, Indonesia Energy Outlook 2019, dan Kementerian ESDM, Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2020

⁵⁶ Nilai total kapasitas On-grid dan kapasitas Off-grid

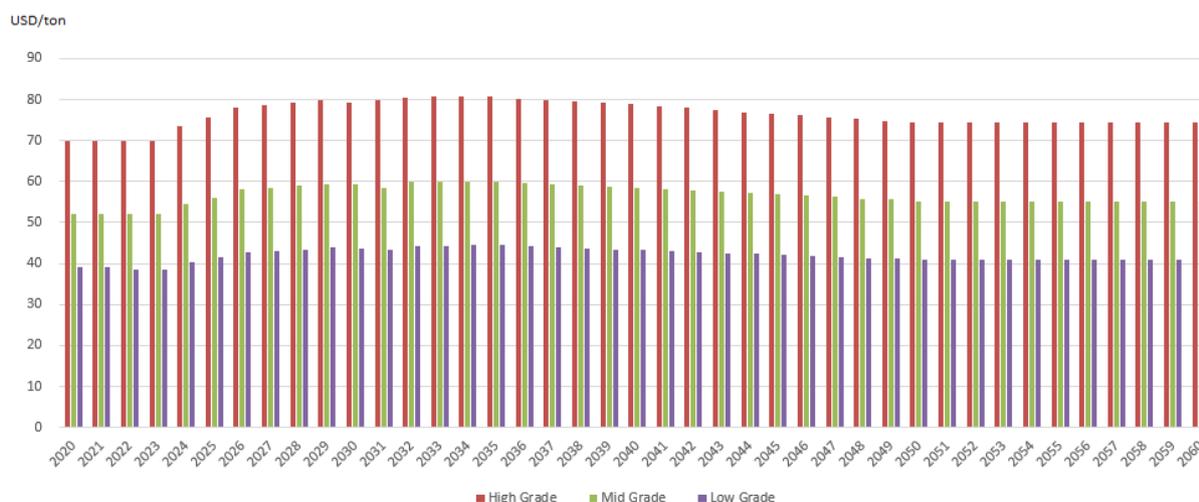
6.2 Perkiraan Harga untuk berbagai Bahan Bakar

Tim survei telah memperkirakan harga bahan bakar hingga tahun 2060 menggunakan indikator harga bahan bakar internasional, dan menggunakannya untuk simulasi. Jika ada ketidaksesuaian antara indikator internasional dan asumsi nilai di Indonesia dalam beberapa tahun terakhir, tim survei melakukan koreksi. Nilai asumsi di Indonesia mengacu pada Tabel 5.50 Asumsi Harga Bahan Bakar Minyak dalam RUPTL 2021-2030. Tabel 6-6-6 menunjukkan dasar penetapan berbagai harga BBM. Semua harga akan menjadi harga riil di tahun 2020.

Tabel 6-6 Dasar penetapan berbagai harga bahan bakar

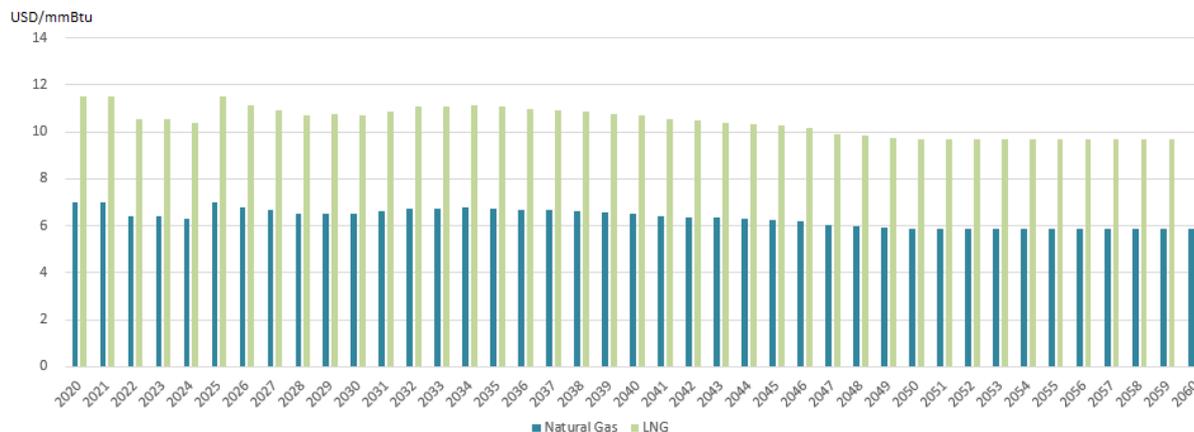
item	Dasar penetapan nilai
Batubara – Kelas Tinggi	Ditetapkan oleh tim survei dengan mengacu pada IEA World Energy Outlook 2021 dan RUPTL 2021-2030
Batubara – Kelas Menengah	Ditetapkan oleh tim survei dengan mengacu pada IEA World Energy Outlook 2021 dan RUPTL 2021-2030
Batubara – Kelas Rendah	Ditetapkan oleh tim peneliti dengan mengacu pada harga riset pasar dan RUPTL 2021-2030
Gas alam	Ditetapkan oleh tim survei dengan mengacu pada IEA World Energy Outlook 2021 dan RUPTL 2021-2030
LNG	Ditetapkan oleh tim survei dengan mengacu pada IEA World Energy Outlook 2021 dan RUPTL 2021-2030
Minyak	Ditetapkan oleh tim survei berdasarkan harga riset pasar
Hidrogen	Ditetapkan oleh tim survei. Untuk detailnya, lihat Bagian 5.2.2.
Amonia	Ditetapkan oleh tim survei. Untuk detailnya, lihat Bagian 5.2.2.
Biomassa	Ditetapkan oleh tim survei. USC 2.913/Mcal hingga 2060. Untuk detailnya, lihat Bagian 6.4.5.

Gambar 6-4 menunjukkan perkiraan harga batubara hingga tahun 2060.



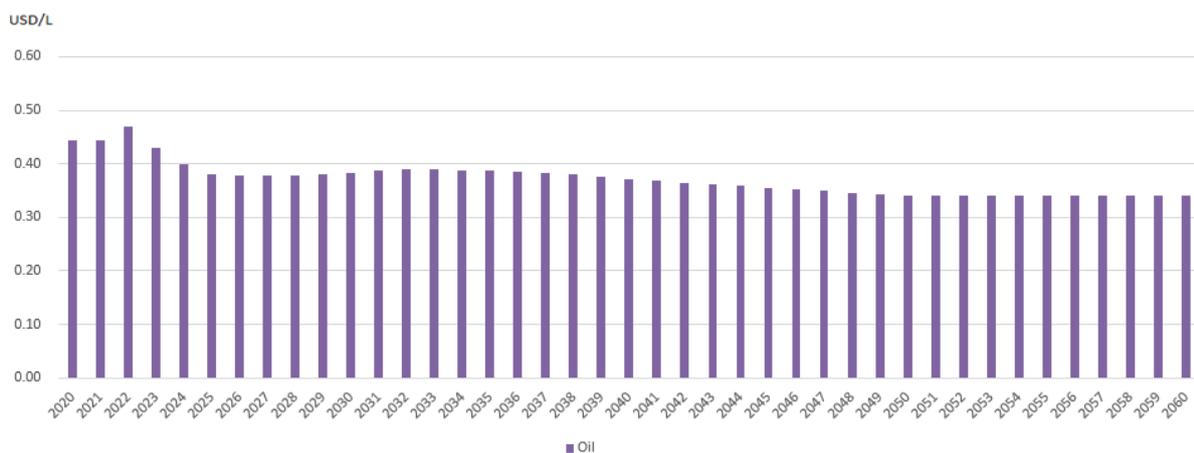
Gambar 6-4 Perkiraan harga batubara hingga 2060

Gambar 6-5 menunjukkan perkiraan harga gas hingga 2060.



Gambar 6-5 Perkiraan harga gas hingga 2060

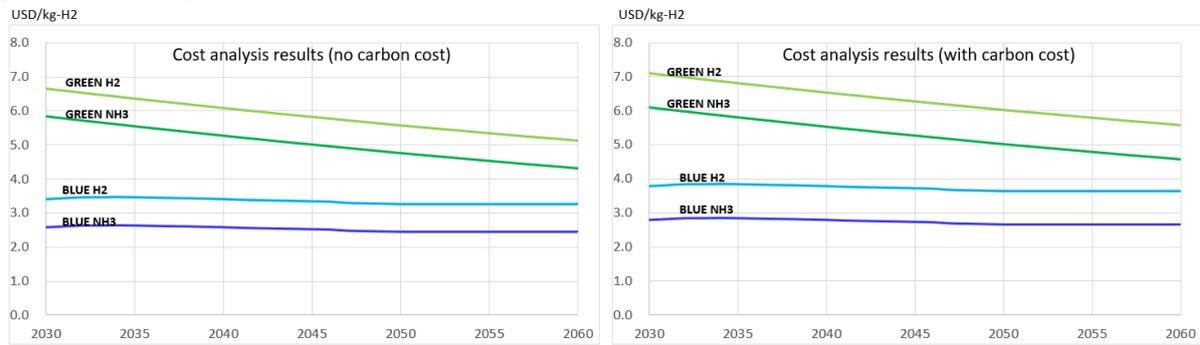
Gambar 6-6 menunjukkan perkiraan harga minyak hingga 2060.



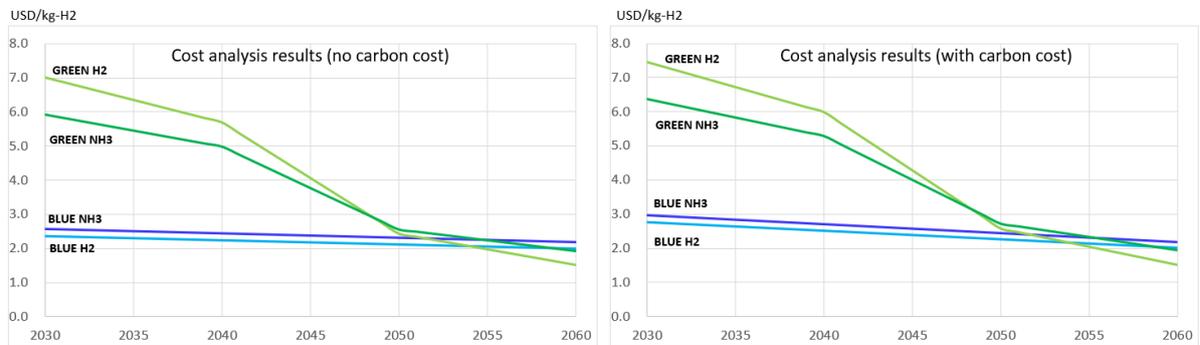
Gambar 6-6 Perkiraan harga minyak hingga 2060

Gambar 6-7 menunjukkan perkiraan harga hidrogen biru dan amonia biru hingga 2060.

(Skenario Dasar)



(Opsi Pengurangan Biaya)



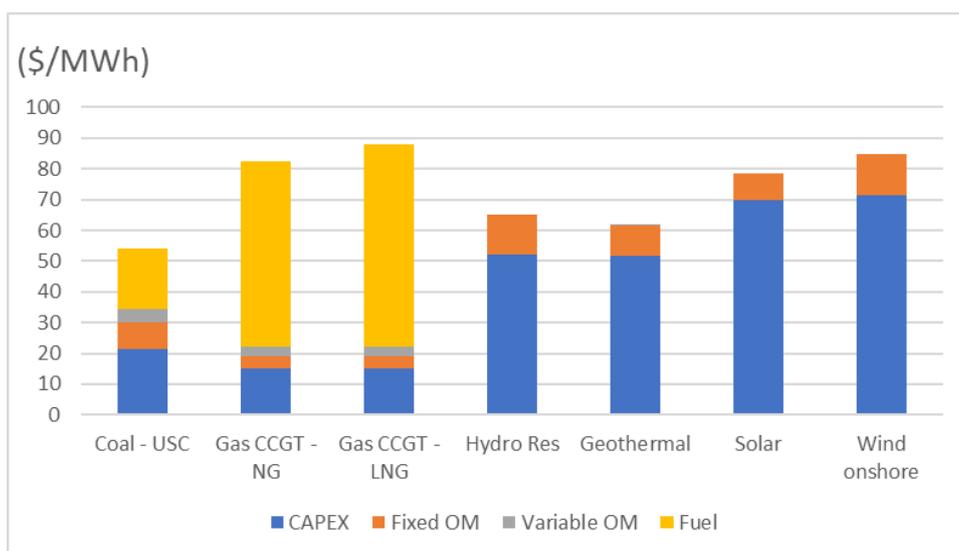
Gambar 6-7 Perkiraan harga hidrogen biru dan amonia biru hingga 2060

6.3 Tren Pengenalan Energi Terbarukan

Pada pertemuan G20 dan dalam Perjanjian Paris, Indonesia menyatakan bahwa emisi gas rumah kaca harus diturunkan sebesar 29% dari tingkat normal (Business As Usual) pada tahun 2030, dan sebesar 41% dengan bantuan internasional.

Menurut Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL 2021-2030), batubara dan minyak (32,0 GW, 50,4% dari total kapasitas terpasang), gas alam, dan solar (23,4 GW, 37,0%) dari bahan bakar fosil menyumbang sebagian besar kapasitas daya terpasang pada tahun 2020. Terlepas dari komitmen internasional pemerintah Indonesia berdasarkan Perjanjian Paris dan perjanjian lain yang disebutkan di atas, kapasitas pembangkit listrik dari sumber energi terbarukan, termasuk tenaga air, masih kurang dari 13%. Energi terbarukan juga sangat bergantung pada tenaga air (5,17 GW, 8,17%) dan energi panas bumi (2,44 GW, 3,86%). Kapasitas terpasang tenaga angin dan tenaga surya masing-masing sekitar 150 MW, menunjukkan bahwa sedikit kemajuan telah dibuat dalam instalasi energi terbarukan. Program sektor energi tertinggi di Indonesia, Rencana Energi Nasional (KEN 2014), menetapkan target yang tinggi untuk mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil untuk memenuhi permintaan energi yang terus meningkat, dan untuk energi terbarukan dan baru menyumbang setidaknya 23% dari energi primer pada tahun 2025, dan 31% pada tahun 2050.

Salah satu tantangan dalam meningkatkan adopsi energi terbarukan di Indonesia adalah tingginya biaya listrik (LCOE) oleh sumber tenaga surya dan angin, dan sistem feed-in tariff saat ini telah menciptakan perang harga dengan sumber listrik yang lebih murah seperti batubara dan hidro, di beberapa daerah. LCOE pembangkit listrik tenaga batubara kurang dari US\$50 per MWh, sedangkan PV surya dan angin darat sekitar US\$80 per MWh (Gambar 6-8).



Sumber: Tim survei berdasarkan McKinsey GEP dan survei IESR e

Gambar 6-8 Perbandingan LCOE berdasarkan Catu Daya

6.3.1 Kebijakan Energi Terbarukan

Seperti disebutkan di atas, Indonesia bertujuan untuk memasok 23% dari total listriknya dari sumber energi baru dan terbarukan pada tahun 2025 dalam Kebijakan Energi Nasionalnya, yang menguraikan kebijakan energinya hingga tahun 2050. Namun, sumber energi baru termasuk teknologi seperti nuklir, hidrogen, metana lapisan batubara, dan gasifikasi dan pencairan batubara.

Secara khusus, Kebijakan Energi Nasional menetapkan target bauran energi optimal berikut untuk pangsa sumber energi primer.

- Pada penampang 2025, energi baru dan energi terbarukan akan menjadi sumber setidaknya 23% jika minyak menyumbang kurang dari 25%, batubara setidaknya 30%, dan gas alam setidaknya 22% dari setiap bagian bahan bakar fosil, dengan asumsi kelayakan ekonomi.
- Pada penampang 2050, target energi baru dan sumber energi terbarukan minimal 31% dari total pasokan jika minyak kurang dari 20%, batubara 25% atau lebih, dan gas bumi 24% atau lebih untuk setiap bagian bahan bakar fosil, dengan asumsi kelayakan ekonomi.

Dalam konteks ini, Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN 2019 -2038) menyatakan bahwa total pangsa energi baru dan energi terbarukan dalam pembangkitan listrik pada tahun 2025 dapat melebihi 23% untuk mendorong target pengenalan energi baru dan terbarukan. Pada tahun 2038, pangsa energi baru dan terbarukan diperkirakan meningkat menjadi sekitar 28%.

Rencana Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL 2021) terbaru menargetkan penambahan 9,2 GW tenaga air, 3,3 GW tenaga panas bumi, 4,6 GW PV surya, 1,1 GW tenaga air kecil, dan 2,4 GW energi terbarukan lainnya dari tahun 2021 hingga 2030. Pada tahun 2030, energi terbarukan akan menyumbang 20,9 GW pembangunan, atau lebih dari setengah dari 40,6 GW kapasitas tambahan (Tabel 6-7). Dibandingkan dengan rencana penyediaan tenaga listrik sebelumnya (RUPTL 2019), telah ditambahkan energi terbarukan sebesar 4.2GW, yaitu sekitar 25% dari total, sedangkan kapasitas terpasang pembangkit listrik berbahan bakar fosil yang akan dipasang berkurang sekitar setengahnya. Proyek berbasis Energi Baru dan Terbarukan (EBT) adalah proyek pembangkit listrik energi terbarukan yang akan mengasumsikan beban dasar sebagai alternatif proyek pembangkit listrik tenaga batubara yang direncanakan pada tahun 2025. Ini akan menghasilkan daya beban dasar dengan menggabungkannya dengan gas.

Tabel 6-7 Target pengembangan energi terbarukan untuk 10 tahun ke depan di bawah Power Supply Plan 2021

RE type	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
1 Geothermal	MW	136	106	190	141	870	290	123	450	240	808	3,355
2 Hydro	MW	400	53	132	87	2,478	327	456	1,611	1,778	1,950	9,272
3 Mini/Micro Hydro	MW	144	154	277	289	189	43		2	3	6	1,118
4 Solar	MW	60	287	1,308	624	1,631	127	148	165	172	157	4,680
5 Wind	MW	-	2	33	337	155	70	-	-	-	-	597
6 Biomass/Waste	MW	12	43	88	191	221	20	-	15	-	-	590
7 EBT base	MW	-	-	-	-	-	100	265	215	280	150	1,010
8 RE peaker	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300	300

Sumber: Disusun berdasarkan RUPTL 2021

Dalam hal pembangkit listrik, tenaga air dan panas bumi menyumbang 44 TWh dan 43 TWh, atau sekitar 10%, masing-masing, dari total 445 TWh yang dihasilkan pada tahun 2030, dan sumber energi terbarukan lainnya, termasuk tenaga surya dan angin, menyumbang 9,6 TWh, atau sekitar 2,1% (Tabel 6-8).

Tabel 6-8 Perbandingan Pembangkitan Berdasarkan Jenis di bawah Rencana Catu Daya 2021

RE Type	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1 Hydro	GW h	18,750	18,629	20,531	22,454	28,291	31,802	33,615	37,350	41,574	44,256
2 Geothermal	GW h	15,849	16,571	18,009	18,875	26,785	30,550	31,441	34,380	36,173	43,215
3 Other RE (EBT)	GW h	2,031	3,541	6,044	8,958	26,449	22,681	22,516	19,240	16,519	9,655
4 Solar	GW h	106	823	1,241	1,547	2,255	2,339	2,399	2,469	2,551	2,630
5 Wind	GW h	477	477	567	1,880	2,839	2,898	3,088	3,087	3,088	3,087
6 Rubbish	GW h	59	91	91	285	1,615	1,601	1,624	1,605	1,603	1,596
7 Biomass	GW h	777	1,879	3,874	5,003	19,666	15,763	15,323	11,991	9,182	2,248
8 Other	GW h	612	271	271	243	74	80	82	88	95	94

Sumber: Disusun berdasarkan RUPTL 2021

(1) Badan Pengatur dan Pengawas

Bisnis ketenagalistrikan di Indonesia diatur oleh Undang-Undang Ketenagalistrikan (UU No. 30 Tahun 2019). Selain diawasi oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral), pembangkit listrik energi terbarukan diawasi oleh DJEBTKE (Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi: Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Energi Konservasi).

Penyediaan listrik dari sumber energi terbarukan juga tunduk pada Permen ESDM No. 50 tahun 2017 (sebagaimana diubah dengan Permen ESDM No. 4 tahun 2020), yang menetapkan aturan terkait dengan UU Energi (DEN, UU No. 30, 2007) dan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (PPA), undang-undang yang mengatur sektor energi. Selanjutnya untuk pembangkit listrik panas bumi, selain UU Panas Bumi (UU No. 21 Tahun 2014), Peraturan Pemerintah tentang Pemanfaatan Tidak Langsung Energi Panas Bumi (Peraturan Pemerintah Nomor 7 Tahun 2017) dan Peraturan ESDM tentang Wilayah Pemanfaatan Panas Bumi, Pemberian Perizinan Panas Bumi, dan Alokasi Proyek Panas Bumi (Peraturan ESDM No. 37 Tahun 2018) berlaku.

Urusan ketenagalistrikan dan energi terbarukan menjadi kewenangan pemerintah pusat atau daerah, tergantung isinya, namun banyak urusan penting yang menjadi kewenangan pemerintah pusat melalui Kementerian ESDM dan DJEBTKE, seperti diuraikan di bawah ini (Tabel 6-9). Semua perizinan penting pemerintah pusat dan daerah pada dasarnya tersedia melalui sistem yang disebut Online Single Submission.

Tabel 6-9 Pembagian peran antara pemerintah pusat dan pemerintah daerah

Pemerintah pusat	Pemerintah lokal
a. Kebijakan, undang-undang, peraturan, pedoman dan standar nasional di bidang ketenagalistrikan, serta RUKN	a. Peraturan bisnis listrik lokal/rencana listrik
b. Persetujuan tarif listrik untuk konsumen umum dan tarif listrik IPP yang dibeli oleh PLN	b. Peraturan daerah seperti peraturan lingkungan dan Pengawasan kepatuhan izin
c. Penetapan wilayah izin usaha IPP	
d. Pemberian izin usaha penyediaan tenaga listrik yang menjangkau beberapa wilayah	
e. Pengawasan umum	

(Sumber: Nishimura & Asahi Resource/Energi Newsletter.)

(2) Peraturan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik dan Penanaman Modal Asing

Usaha penyediaan tenaga listrik dibagi menjadi beberapa jenis sesuai dengan tujuannya (persediaan umum atau penyediaan khusus (self use)). Penyediaan tenaga listrik untuk masyarakat umum meliputi (1) pembangkit tenaga listrik, (2) transmisi, (3) distribusi dan (4) penjualan tenaga listrik.

Pemerintah Indonesia melonggarkan pembatasan penanaman modal asing sesuai dengan Peraturan Presiden Nomor 10 Tahun 2021 tentang Peraturan Penanaman Modal, yang mengizinkan penanaman modal asing untuk berkontribusi 100% untuk (1) pembangkit listrik dengan kapasitas lebih dari 1 MW, (2) pembangkit listrik transmisi dan (3) distribusi tenaga listrik. Penanaman modal asing di bidang transmisi, yang juga terkait dengan keamanan nasional, mungkin akan diatur di masa depan, tetapi saat ini belum ada regulasi yang eksplisit. (Investor asing tidak diperbolehkan untuk berinvestasi di pembangkit listrik yang lebih kecil dari 1 MW.) Peraturan Kementerian ESDM No. 48 Tahun 2017 tentang Pengawasan Usaha Sumber Daya Alam dan Energi melarang investor IPP mengalihkan kepemilikannya kepada pihak ketiga sebelum dimulainya IPP operasi, kecuali ketika mengalihkan kepentingan ekuitas ke perusahaan afiliasi, dll., di mana mereka memiliki lebih dari 90% kepemilikan ekuitas (dalam hal ini, pengalihan dapat dilakukan dengan persetujuan PLN). IPP untuk pembangkit listrik tenaga panas bumi dikecualikan dari peraturan ini. (Sumber: Newsletter Sumber Daya/Energi 2021, Nishimura & Asahi.)

Selain itu, penanaman modal asing hingga 100% diperbolehkan dalam konsultasi, EPC dan OM terkait pembangkit listrik (Tabel 6-10).

Tabel 6-10 Tinjauan peraturan modal asing di industri tenaga listrik

	Pembangkit listrik		Transmisi	Distribusi
Jenis Bisnis	Kurang dari 1 MW	Tidak ada investasi asing	Hingga 100% modal asing	Hingga 100% modal asing
	1 MW atau lebih	Hingga 100% modal asing		
Konsultasi	Hingga 100% modal asing			
EPC	Hingga 100% modal asing			
om	Hingga 100% modal asing			

Sumber: Disusun berdasarkan peraturan JETRO tentang penanaman modal asing di Indonesia

(3) Sistem penawaran dan feed-in tariff

Pada tahun 2017, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Indonesia mengumumkan aturan baru untuk pembelian energi terbarukan oleh PLN. Aturan ini berlaku untuk tender solar, angin, biomassa, biogas, panas bumi, dan tenaga air.

Untuk pembangkit tenaga listrik selain energi terbarukan, pembelian tenaga listrik dari IPP harus dilakukan melalui pelelangan umum, dan pemilihan langsung atau penunjukan langsung hanya diperbolehkan dalam kondisi pengecualian tertentu. Namun, untuk pembangkit listrik energi terbarukan, untuk mendorong investasi asing, PLN diperbolehkan membeli listrik dari IPP secara langsung melalui seleksi atau penunjukan. Pemilihan atau penunjukan langsung tanpa penawaran umum adalah efisien bagi IPP dan investornya, baik dari segi waktu maupun biaya.

Sesuai Peraturan Direksi PLN tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Sumber Energi Terbarukan (PLN No. 0062.P/DIR 2020) tanggal 28 Agustus 2020, tata cara pemilihan dan penunjukan langsung adalah sebagai berikut.

(a) Seleksi Langsung

Prosedur pemilihan harus membandingkan proposal dari setidaknya dua IPP yang berbeda dan mengikuti alokasi kapasitas yang ditentukan oleh PLN untuk sumber daya terbarukan variabel (misalnya matahari dan angin).

Peraturan 50 tahun 2017 memungkinkan semua prosedur seleksi langsung dari kualifikasi, pengajuan proposal dan evaluasi hingga kesimpulan dari PPA dilakukan dalam waktu 180 hari. Namun, dalam praktiknya, perlu diasumsikan bahwa jangka waktu lebih dari 180 hari mungkin diperlukan tergantung pada situasinya.

(b) Penunjukan Langsung

Tidak seperti seleksi langsung, satu IPP langsung ditunjuk tanpa memerlukan banyak IPP untuk membuat proposal. Pencalonan langsung dapat dilakukan dalam situasi berikut:

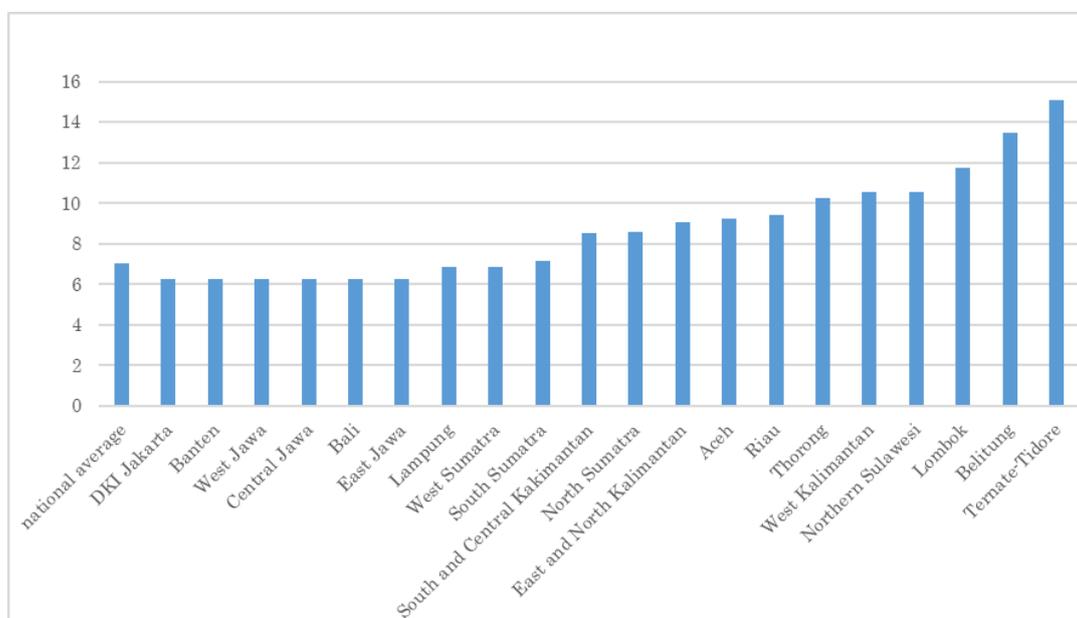
- a. Ketika hanya ada satu calon operator yang dapat melaksanakan pekerjaan
- b. Dalam hal Pemerintah Indonesia menganggap terjadi krisis atau keadaan darurat dalam penyediaan tenaga listrik di suatu wilayah tertentu
- c. Dalam hal terdapat surplus listrik di wilayah tertentu untuk produsen tenaga listrik swasta
- d. Jika PLN menentukan bahwa hanya ada satu IPP yang mampu meningkatkan kapasitas pembangkit listrik yang beroperasi di wilayah tersebut (misalnya, perluasan pembangkit listrik yang ada)
- e. Proyek khusus pemerintah Indonesia (misalnya, konsinyasi khusus dari Kementerian ESDM ke PLN)

Peraturan No. 50 Tahun 2017 memungkinkan semua prosedur penunjukan langsung dari kualifikasi, pengajuan proposal dan evaluasi hingga kesimpulan dari PPA untuk dilaksanakan dalam waktu 90 hari. Namun, seperti halnya prosedur seleksi langsung, perlu diasumsikan bahwa dalam praktiknya akan memakan waktu lebih dari 90 hari (dalam praktiknya, seringkali membutuhkan waktu sekitar 6 hingga 8 bulan). Karena proses pengadaannya singkat, ada risiko negosiasi harga dengan PLN tidak akan memakan waktu lama, dan PPA akan diselesaikan dengan harga yang ditawarkan PLN.

Baik untuk pemilihan langsung maupun penunjukan langsung, Peraturan Direksi PLN mewajibkan IPP yang menghasilkan energi terbarukan harus memenuhi ketentuan sebagai berikut:

- i) Keterlibatan operator EPC yang berpengalaman dalam pembangunan pembangkit listrik sejenis
- ii) Memiliki Rekening Biaya Pengembangan Proyek yang menyumbang setidaknya 10% dari total biaya proyek (untuk pembangkit listrik tenaga panas bumi, total biaya proyek dikurangi biaya eksplorasi panas bumi).
- iii) Kepatuhan terhadap persyaratan pengelolaan Beneficial Ownership (termasuk penyampaian informasi mengenai struktur Beneficial Ownership IPP dan pemegang level tertinggi) serta pedoman kebijakan dan standar sistem kepatuhan (Anti-Corruption and Insider Reporting System)
- iv) Kepatuhan dengan persyaratan teknis
- v) Kapasitas ekonomi yang memadai (termasuk dukungan lembaga keuangan)

Proses untuk berpartisipasi dalam penawaran tidak jelas, dan template untuk perjanjian pembelian listrik tidak jelas, sehingga proyek energi terbarukan mungkin tidak menarik bagi pengembang. PLN akan membeli semua listrik dari proyek terbarukan dan membayar tarif berdasarkan biaya pembangkitan daerah (BPP, Gambar 6-9). PPA dapat bertahan hingga 30 tahun, tetapi metode build-own-operate (BOO) memungkinkan bisnis untuk beroperasi setelah PPA berakhir. Penawaran harus terdaftar dalam DPT (Daftar Berkualifikasi) PLN. Pendaftaran terbaru adalah untuk pembangkit listrik tenaga surya dan bio, diikuti oleh pembangkit listrik tenaga air tahun lalu dan pembangkit listrik tenaga surya, angin dan bio pada tahun 2019.



Sumber: Baker & McKenzie Indonesia: Publikasi pemerintah, Angka BPP PLN 2020

Gambar 6-9 Perbandingan biaya pembangkitan regional (US\$/kWh)

Terkait Feed in Tariff, untuk proyek tenaga surya, angin, biomassa, dan biogas, tarif maksimum yang dibayarkan untuk setiap proyek dibatasi hingga 85% dari biaya pembangkitan listrik per wilayah jika

melebihi rata-rata nasional. Jika biaya pembangkitan lokal lebih rendah dari rata-rata nasional, pengembang dan PLN akan merundingkan biayanya. Dalam hal ini, pemilihan proyek secara langsung dimungkinkan dan kapasitas dialokasikan. Jika biaya limbah, panas bumi, dan tenaga air melebihi rata-rata biaya pembangkitan nasional, 100% dari biaya pembangkitan regional diterapkan. Jika biaya pembangkitan lokal lebih rendah dari rata-rata nasional, tarif dapat dinegosiasikan. Di Sumatera, Jawa, dan Bali, bagaimanapun, tarif dapat dinegosiasikan terlepas dari biaya pembangkitan lokal (Tabel 6-11).

Tabel 6-11 Dasar Harga Tetap Untuk Setiap Jenis Energi Terbarukan

RE type	Threshold	Price
Solar	Regional BPP > National average BPP	Limited to 85% regional BPP price
Wind		
Biomass	Regional BPP ≤ National average BPP	Agreed price with PLN
Biogas		
Ocean Energy		
Hydro	Regional BPP > National average BPP	Limited to regional BPP price
Waste	Regional BPP ≤ National average BPP	Agreed price with PLN
Geothermal		
Bio fuel	NA	Agreed price with PLN
Other Hydro		

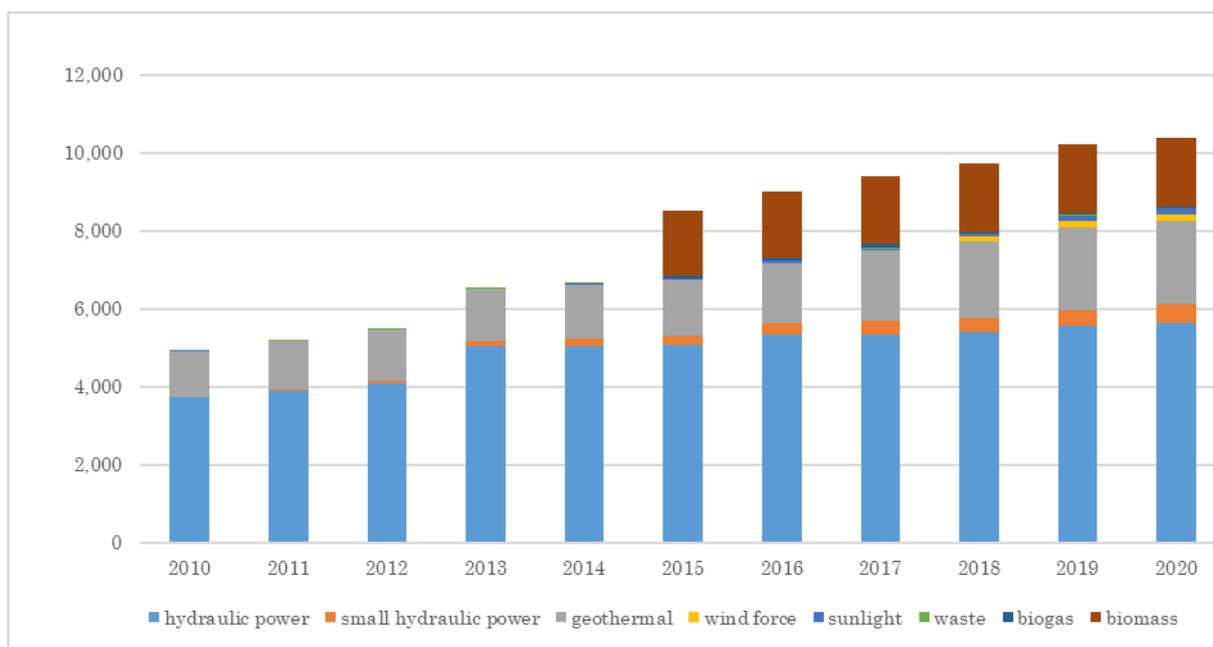
Sumber: Newsletter Sumber Daya dan Energi, Nishimura & Asahi

(4) Persyaratan Konten Lokal

Undang-undang Ketenagalistrikan mensyaratkan preferensi penggunaan produk dan layanan dalam negeri (konten lokal), dan penggunaan produk dan layanan asing hanya diizinkan jika produk dan layanan dalam negeri tidak tersedia. Sehubungan dengan itu, Peraturan Menteri Perindustrian (No. 54/M-IND/PER/3/2012) yang mengatur tentang pedoman penggunaan produk dan jasa dalam negeri untuk pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan menetapkan persentase minimal kandungan yang ingin dicapai untuk setiap jenis energi terbarukan. Misalnya, lebih dari 60% pembangkit listrik fotovoltaik harus disediakan oleh produk dalam negeri, dan lebih dari 28,95% pembangkit listrik panas bumi yang lebih besar dari 110 MW harus disediakan oleh produk dan layanan dalam negeri (layanan EPC, layanan konsultasi, dll.).

6.3.2 Data Pengenalan Energi Terbarukan dan Prospek Masa Depan

Pemerintah Indonesia perlu memperluas penggunaan energi terbarukan sejalan dengan komitmen internasional untuk mengurangi emisi gas rumah kaca. Seperti disebutkan pada paragraf sebelumnya, pemerintah Indonesia telah menetapkan target untuk meningkatkan penggunaan energi terbarukan menjadi 23% pada tahun 2025, dan 31% pada tahun 2050, sehingga dapat mengurangi penggunaan bahan bakar fosil. Namun, realisasi penggunaan energi terbarukan pada akhir tahun 2020 hanya sekitar 13%. Dalam hal kapasitas terpasang, total kapasitas terpasang energi terbarukan, termasuk pembangkit listrik tenaga air skala besar, adalah sekitar 10,4 GW (termasuk off-grid) pada tahun 2020, terhitung sekitar 14% dari 72 GW total pasokan listrik. Namun, sebagian besar sumber energi terbarukan adalah hidro, panas bumi, dan biomassa, dengan hanya sekitar 150 MW untuk setiap pengembangan tenaga surya dan angin (Gambar 6-10).



(Sumber: Disusun berdasarkan Handbook-of-energy-and-economic-statistics-of-Indonesia 2020)

Gambar 6-10 Tren kapasitas pembangkit listrik terbarukan selama 10 tahun terakhir

Berkenaan dengan tren pengenalan energi terbarukan pada tahun 2021, Jakarta Post melaporkan pada 26 Oktober 2021 bahwa Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral tidak mengharapkan investasi di sektor energi baru dan terbarukan (EBT) untuk memenuhi target tahun ini dan diasumsikan bahwa pengenalan energi terbarukan tidak berjalan sesuai rencana.

Pada Oktober, investasi energi terbarukan mencapai \$1,12 miliar pada tahun 2021, hanya 54% dari target \$2,04 miliar untuk setahun penuh, karena pandemi telah menunda beberapa proyek energi terbarukan. \$ 1,12 miliar dicatat oleh investasi dalam energi panas bumi, proyek energi terbarukan lainnya, dan bioenergi, masing-masing sebesar \$ 540 juta, \$ 350 juta, dan \$ 200 juta.

Kapasitas terpasang energi terbarukan tahun ini, yang meningkat 386 MW antara Januari dan September, hanya 44% dari target tahun ini sebesar 855 MW. Penambahan kapasitas tersebut menjadikan total kapasitas terpasang energi terbarukan di Indonesia menjadi 10.888 MW.

Penambahan kapasitas sebesar 386 MW tersebut terdiri dari 130 MW PLTA, 71,6 MW PLTA Kecil, dan 55 MW PLTP. Selama 5 tahun terakhir, kapasitas pembangkit terbarukan telah meningkat sebesar 1.469 MW, dengan tingkat pertumbuhan tahunan rata-rata 4%, kurang dari setengah pertumbuhan kapasitas tahunan yang dibutuhkan untuk energi terbarukan untuk mencapai 23% dari target bauran energi nasional pada tahun 2025, Institut Reformasi Layanan Esensial (IESR). Kementerian juga berencana untuk memenuhi target melalui berbagai inisiatif, termasuk promosi pembangkit listrik tenaga surya atap dan penggunaan biofuel.

6.4 Prospek Potensi dan Biaya untuk berbagai Energi Terbarukan

Di Indonesia, energi terbarukan dapat dikembangkan dengan ketentuan:

- keseimbangan pasokan dan permintaan dalam sistem tenaga lokal tetap terjaga
- studi kelayakan dan studi grid telah selesai
- ada dana yang tersedia untuk pembangunan
- harga sesuai ketentuan yang berlaku

PLN biasanya merencanakan proyeknya sesuai dengan prinsip demand-led, tetapi di daerah tertentu, seperti Papua, PLN tidak menganut prinsip ini. Misalnya, PLN berencana membangun PLTA Baliem

berkapasitas 50 MW, dan melistriki 7 provinsi tambahan di dataran tinggi Pegunungan Tengah yang belum teraliri listrik. Proyek ini bertujuan untuk merevitalisasi kegiatan ekonomi di wilayah tersebut. Khusus untuk pembangkit listrik tenaga surya, PLN memiliki kebijakan untuk mengembangkan pembangkit listrik tenaga surya terpusat dan melistriki banyak daerah terpencil yang jauh dari jaringan listrik utama, seperti daerah tertinggal dan pulau-pulau yang berdekatan dengan negara tetangga. Hal ini didorong oleh kebijakan PLN untuk menyediakan akses listrik secara cepat kepada masyarakat terpencil.

Konsumsi bahan bakar dikurangi dengan memilih lokasi dengan mempertimbangkan faktor teknologi dan ekonomi, seperti biaya transportasi bahan bakar ke pembangkit listrik tenaga surya terkonsentrasi untuk pemukiman dan pengoperasian pembangkit tenaga surya melalui sistem hibrida dengan pembangkit listrik tenaga panas bumi yang ada. Selain itu, PLN memperhatikan sumber-sumber alternatif energi primer dan terbarukan yang tersedia secara lokal dan tingkat layanan yang disediakan di sana.

PLN berkomitmen untuk menyediakan listrik untuk pelanggan industri dengan menggunakan pembangkit listrik terbarukan milik PLN atau dengan membeli listrik dari perusahaan swasta (IPP). Dengan mempertimbangkan kondisi di atas, RUPTL 2021 memperkirakan potensi pengembangan masing-masing jenis energi terbarukan sebagai berikut (Tabel 6-12).

Tabel 6-12 Kapasitas energi terbarukan yang dapat dikembangkan berdasarkan jenis

	Jenis energi terbarukan	Satuan	Potensi	Perkataan
1	panas bumi	GW	29.544	
2	Kekuatan hidrolik	GW	75.091	
3	Tenaga hidrolik kecil	GW	19.385	
4	Bioenergi	GW	32.654	
5	Tenaga surya	GW	207.898	Matahari: 4,80 kWh/m ² /hari
6	Tenaga angin	GW	60.647	Kecepatan angin rata-rata lebih dari 4 m/s

(Sumber: RUPTL 2021)

6.4.1 Tenaga surya

(1) Status Pembangkit Listrik Fotovoltaik Saat Ini

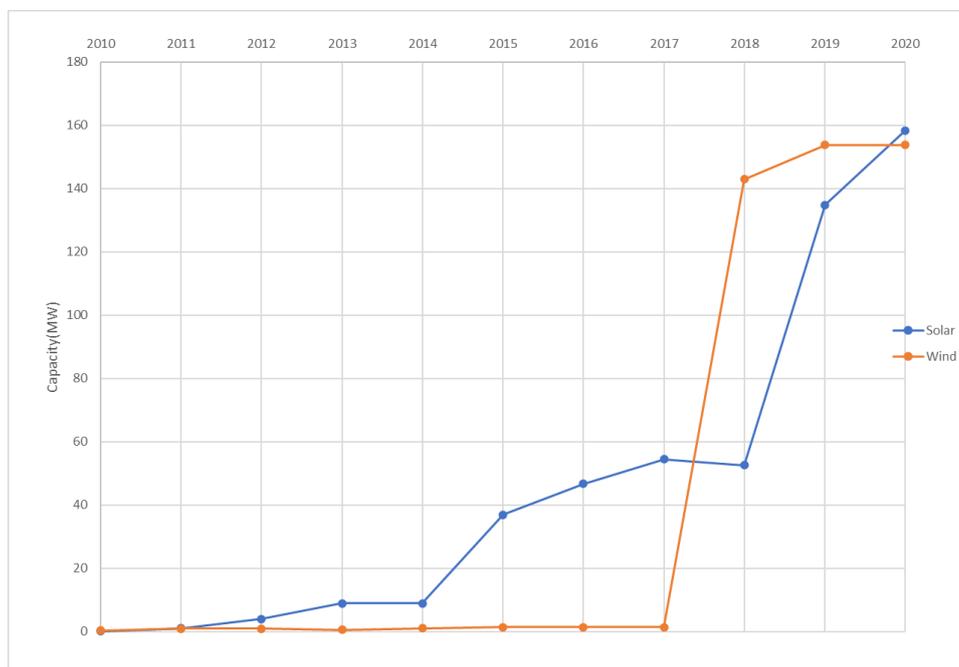
Di Indonesia, adopsi lambat karena kendala jaringan dan tarif yang tidak menarik untuk listrik yang dihasilkan dari pembangkit listrik tenaga surya. Seperti yang ditunjukkan pada tabel di bawah, instalasi PV surya mengalami tren peningkatan sejak 2018, tetapi kapasitas pembangkit listrik PV surya yang terhubung ke jaringan adalah sekitar 120 MW, di mana IPP menyumbang sekitar 70%. Hingga akhir tahun 2020, kapasitas terpasang, termasuk PLTS off-grid, hanya sekitar 160 MW (Gambar 6-11). Pembangkit listrik IPP tercantum di bawah ini (Tabel 6-13).

Tabel 6-13 Daftar IPP pembangkit listrik tenaga surya

Nama Proyek	Tanggal mulai operasi	Kapasitas Pembangkit Listrik (MWe)	operator bisnis
PLTS Quantum Energi Gorontalo	2020-01-31	14.5	PT.Quantum Energi
PLTS Delapan Menit Energi Sambelia	2019-12-31	7.25	Delapan Menit Energi PT
Hitachi ABB Power Grids Pembangkit PV Bontang	2019-12-31	3	Hitachi Ltd.
Vena Energy PLTS Rikupang Sulawesi Utara	2019-09-30	21	Vena Energy Holdings Ltd/Kepulauan Cayman

Nama Proyek	Tanggal mulai operasi	Kapasitas Pembangkit Listrik (MWe)	operator bisnis
Pertamina Persero Arkadaya Kalimantan Timur PLTS Bontang Badak Tahap II	2019-08-27	3	Pertamina Persero PT
Vena Energy PLTS Lombok Pringgabaya Nusa Tenggara Barat	2019-07-31	7	Vena Energy Holdings Ltd/Kepulauan Cayman
Vena Energy PLTS Selong Nusa Tenggara Barat Lombok	2019-07-31	7	Vena Energy Holdings Ltd/Kepulauan Cayman
Vena Energy PLTS Lombok Sengkol Nusa Tenggara Barat	2019-07-31	7	Vena Energy Holdings Ltd/Kepulauan Cayman
PLTS Global Karya Mandiri Atambua	2019-07-30	1	PT Global Karya Mandiri
PLTS Indo Solusi Ende	2019-03-31	1	Nomor Energi Surya Nusantara PT
PLTS Indo Solusi Maumere	2019-03-31	1	Nomor Energi Surya Nusantara PT
Pertamina Persero PLTS Atap Cilacap Jawa Tengah	2019-03-05	1.4	Pertamina Persero PT
Pertamina Persero Arkadaya Kalimantan Timur PLTS Bontang Badak Tahap I	2018-09-14	1	Pertamina Persero PT
SESJ Indonesia Sumatera Selatan Palembang Jakabaring Sports City PV Plant	2018-04-10	1.6	Sharp Energy Solutions Corp.
Pembangkit Listrik Tenaga Surya Buana Energy Pulau Sumba	2017-02-16	1	Nomor Energi Surya Nusantara PT
PLTS Global Karya Mandiri Kotabaru	2016-12-31	1	PT Global Karya Mandiri
PLTS Sumalata Gorontalo	2016-02-19	2	Brantas Abipraya Persero PT
Pembangkit PV Liberty Solar Laguindingan	2016-01-31	1	Liberty Solar Energy Corp.
Pembangkit PV Len Industries Oelpuah	2015-12-08	5	Len Industri Persero PT
PLTS Samalewa-Kepulauan Pangkajene	2014-04-10	1	T/A
Solusi Optimal Power Solutions Indonesia Hybrid PV Portofolio	2012-12-31	1.81	Perusahaan Persero PT Perusahaan Listrik Negara

Sumber: BloombergNEF



(Sumber: Disusun berdasarkan Handbook-of-energy-and-economic-statistics-of-Indonesia 2020)

Gambar 6-11 Perubahan kapasitas terpasang tenaga angin dan surya

Indonesia tidak secara aktif mempromosikan pembangkit listrik tenaga surya mega, tetapi bertujuan untuk mengembangkannya di daerah terpencil di mana biaya pembangkit listrik regional tinggi. Misalnya, Program 1000 Pembangkit Listrik Tenaga Surya adalah program pengembangan energi surya PLN di lokasi/pulau dengan keterbatasan perluasan sistem tenaga atau akses transmisi dan masalah transportasi. Pembangkit listrik biasanya terletak di daerah terpencil atau di pulau-pulau kecil. Karena pembangkit listrik fotovoltaik menghasilkan listrik dalam jumlah yang tidak stabil, terputus-putus, dan bervariasi, operasinya memerlukan daya cadangan untuk mengimbangi periode waktu ketika awan dan kondisi malam hari mengurangi jumlah sinar matahari.

Oleh karena itu, untuk mengevaluasi kelayakan proyek PLTS di berbagai daerah dengan karakteristik supply-demand yang berbeda, diperlukan studi terpisah. Pembangkit listrik tenaga surya yang dikembangkan PLN akan berupa pembangkit listrik tenaga surya (skala utilitas) dengan mode hybrid. Kapasitas pembangkit listrik tenaga surya hibrida disesuaikan dengan potensi energi primer di masing-masing lokasi, dengan mempertimbangkan persebaran penduduk dan sulitnya akses ke daerah terpencil. Pembangunan pembangkit listrik tenaga surya bertujuan untuk melistriki daerah-daerah terpencil secepat mungkin (meningkatkan laju elektrifikasi), mengurangi penggunaan bahan bakar fosil dalam penyediaan, dan mengurangi biaya pembangkitan regional di daerah-daerah tertentu yang biaya transportasi bahan bakarnya sangat tinggi. Dalam upaya percepatan pengembangan energi terbarukan, khususnya energi surya, PLN mulai menggunakan bendungan PLTA sebagai instalasi surya terapung. Selain itu, pihaknya berencana memasang panel surya di sepanjang rel kereta api dan jalan tol.

Harga pembelian tenaga listrik dari pembangkit listrik tenaga surya diatur dalam Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 50 Tahun 2017 tentang Penggunaan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Tren kenaikan biaya pembangkit listrik daerah (BPP) akibat tarif energi terbarukan diharapkan dapat ditekan.

Salah satu teknologi pembangkit listrik tenaga surya yang saat ini sedang dikembangkan adalah pembangkit listrik tenaga surya atap. Sistem PV atap lebih kecil dari sistem PV berbasis darat.

Listrik yang dihasilkan dari sistem disuplai secara penuh ke jaringan (PLN) yang diatur dengan feed-in tariff (FIT) atau digunakan untuk konsumsi sendiri. Melalui sistem meteran bersih, pembangkitan pelanggan mengimbangi energi listrik dari sistem jaringan PLN.

Perbedaan regional dalam kualitas sistem tenaga memerlukan aturan untuk interkoneksi antara sistem PV atap dan sistem untuk pengoperasian sistem PV atap yang terhubung (kode jaringan). Aturan ini dirancang untuk mengatur persyaratan teknis untuk sambungan PLTS komunal berdasarkan karakteristik sistem. Aturan memungkinkan untuk optimasi koneksi sistem PV atap dan mengurangi kemungkinan bahwa sistem akan terpengaruh oleh fluktuasi keluaran pembangkit PV intermiten.

Penggunaan PLTS atap diatur dalam Permen ESDM No. 49 Tahun 2018 (sebagaimana diubah dengan Permen ESDM No. 13 Tahun 2019). Penerbitan peraturan ini diharapkan dapat membantu mencapai tujuan penggunaan sekitar 23% EBT pada tahun 2025.

Manfaat lain dari PV surya atap meliputi:

1. Pengurangan biaya listrik bagi konsumen yang membeli listrik dari PLN
2. Pendapatan dari bisnis penjualan listrik menggunakan solar rooftop
3. Meningkatkan kontribusi sumber daya terdistribusi dan membangun masyarakat yang mandiri dari energi fosil

PLN juga berencana untuk mengembangkan pembangkit listrik tenaga surya di lokasi berikut untuk mencapai tujuan menghasilkan 23% listrik dari energi baru dan terbarukan pada tahun 2025:

1. Tambang batubara tertutup

Penggunaan lahan, termasuk tambang tidak aktif dan tambang lainnya, untuk mengembangkan pembangkit listrik tenaga surya. Berdasarkan identifikasi luas lahan yang tersedia, pembangkit listrik tenaga surya 435,5 MW diharapkan dapat dikembangkan.

- A) Sumatera Selatan, 27 MW
- B) Sumatera Barat, 50 MW
- C) Kalimantan Selatan, 12,5 MW
- D) Kalimantan Timur, 346 MW

2. Bendungan dan waduk (untuk sinar matahari mengambang)

Indonesia juga memiliki banyak reservoir yang dapat digunakan untuk mengembangkan floating solar yang cukup untuk memenuhi target bauran energi terbarukan. Salah satu reservoir yang sedang dibangun untuk floating solar adalah reservoir Cirata 145 MW, yang juga telah ditandatangani oleh pengembang Timur Tengah Masdar.

Menggunakan waduk sebagai pembangkit listrik tenaga surya terapung dapat mengurangi biaya investasi lahan dan menghasilkan tarif listrik yang lebih kompetitif. Waduk berikut ini direncanakan akan digunakan sebagai lokasi konstruksi, dengan total kapasitas 612 MW.

- A) Waduk Wonogiri di Jawa Tengah, 100 MW
- B) Waduk Stami, Karankat, Jawa Timur, 122 MW
- C) Waduk Jatiluhur, Jawa Barat, 100 MW
- D) Waduk Mika di Banjarnegara, Jawa Tengah, 60 MW
- E) Waduk Saguling, Jawa Barat, 60 MW
- F) Waduk Wonorejo, di Turungagung, Jawa Timur, 122 MW
- G) Danau Sinkarak, Sumatera Barat, 48 MW

Namun, kesulitan mengoperasikan dan memelihara pembangkit listrik tenaga surya terapung jika dibandingkan dengan pembangkit listrik tenaga surya darat harus dipertimbangkan pada saat pengembangan.

3. Pembangkit listrik PLN yang ada

Pembangkit listrik PLN yang ada akan menggunakan tenaga surya untuk mengurangi konsumsi energi di lokasi, dengan total potensi pengembangan 112,5 MW (87,5 MW untuk Jawa dan 25 MW untuk pembangkit non-Jawa).

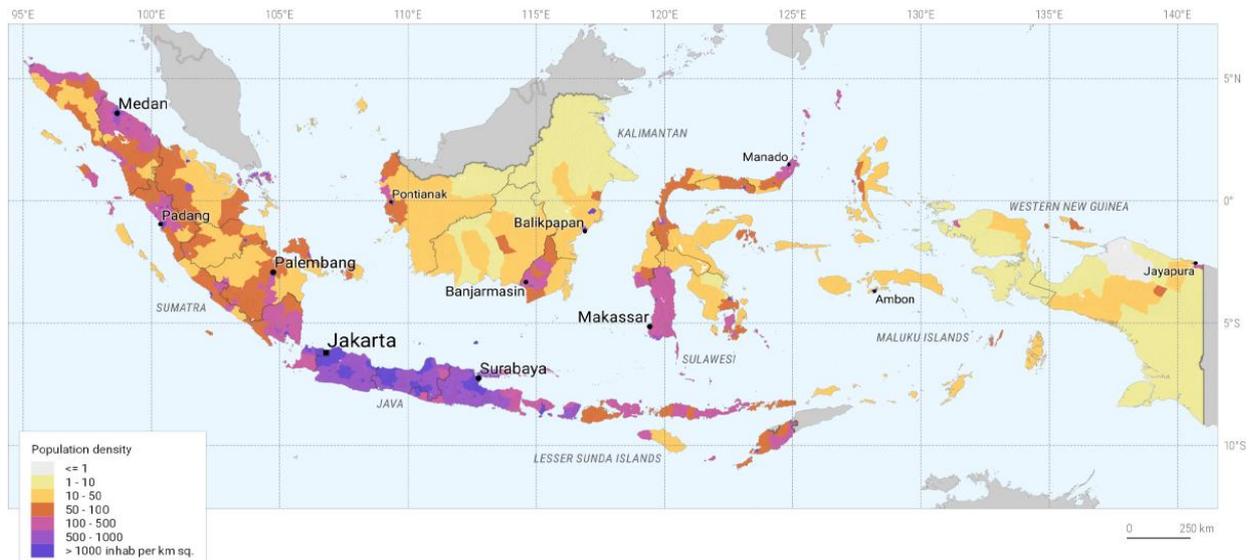
(2) Analisis Potensial

Indonesia terletak di Asia Selatan, antara 6 derajat lintang utara dan 11 derajat lintang selatan, dan 91 derajat bujur dan 145 derajat bujur timur melintasi garis khatulistiwa, menjadikannya negara yang sangat potensial untuk menikmati manfaat pembangkit listrik tenaga surya. Sebagaimana telah disebutkan pada bab sebelumnya, RUPTL 2021 diharapkan memiliki potensi pengembangan sebesar 207 GW. Namun, dalam pembangunan yang sebenarnya, pertimbangan harus diberikan pada topografi lokasi pemasangan panel surya, kondisi cuaca di lokasi, dan akses ke lokasi.

Studi Bank Dunia (Solar Resource and Photovoltaic Patent of Indonesia 2017) mengkaji potensi pengembangan mega solar berbasis lahan. Dalam studi ini, data berikut terkait dengan pengembangan pembangkit listrik fotovoltaik dikumpulkan dan dipertimbangkan dalam perhitungan potensi. (Solar atap tidak terlalu membatasi dan lebih mudah dipasang.)

- 1. Medan: keterbatasan fisik pembangunan
- 2. Jenis lahan: lahan yang tersedia untuk pemukiman dan kegiatan ekonomi; kawasan lindung dapat mempengaruhi ukuran pembangkit listrik dan infrastruktur terkait
- 3. Jaringan jalan raya: mengakses situs
- 4. Kepadatan penduduk
- 5. Kebakaran hutan (polusi udara dan kabut asap) dan letusan gunung berapi
- 6. Curah hujan: Dampak pada pembersihan modul PV
- 7. Suhu: mempengaruhi efisiensi PV

Ketinggian medan dan kemiringan merupakan faktor pembatas untuk instalasi surya besar. Ketinggian tinggi dan lereng curam (di atas sekitar 7 ~ 10 derajat) dapat membuat pengembangan PV skala besar menjadi sulit. Daerah padat penduduk cenderung datar, kira-kira sejalan dengan daerah terbaik untuk investasi tenaga surya (Gambar 6-12). Indonesia juga dipenuhi dengan cagar alam, membatasi penyebaran pembangkit listrik tenaga surya yang besar.



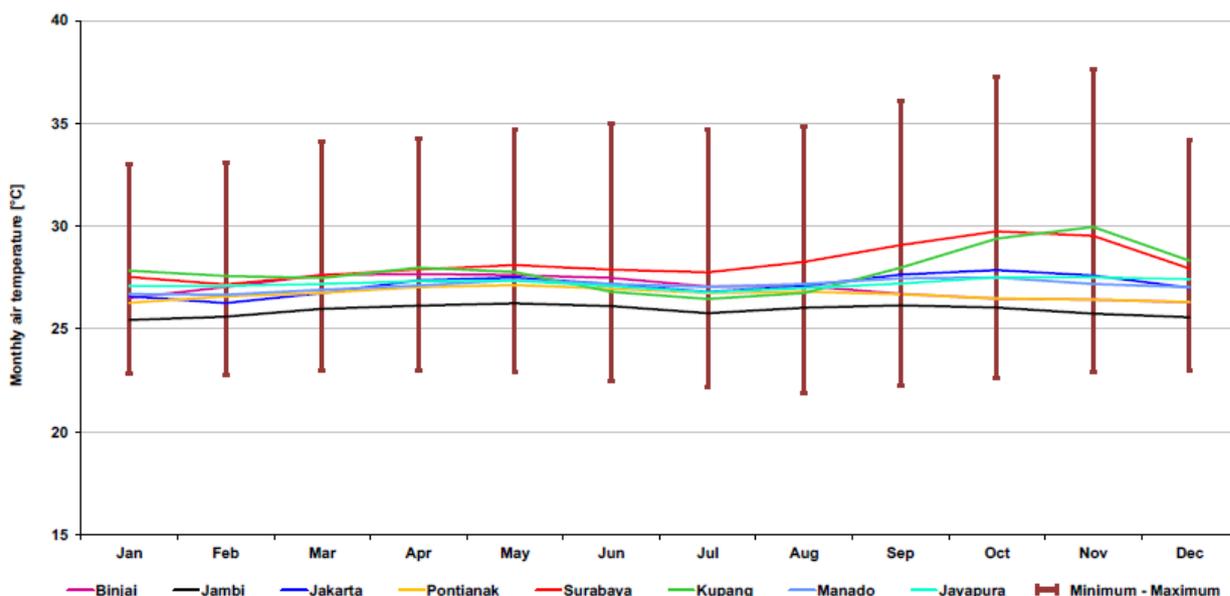
(Sumber SMAP - Sumber Daya Surya dan Potensi Fotovoltaik Indonesia 2017)

Gambar 6-12 Distribusi kepadatan penduduk

Di Indonesia, seiring berkembangnya pertanian, pembakaran terbuka dan kebakaran hutan sering terjadi. Ada kemungkinan besar partikel halus yang dihasilkan oleh pembakaran lapangan, dll. akan mengganggu penyinaran matahari, khususnya radiasi matahari langsung (DNI). Dari tahun 2001 hingga 2015, perpeloncoan sangat parah pada tahun 2015, menurut data kebakaran hutan Global Forest Watch. Data Solargis dari Bandara Pontianak di Kalimantan Barat, khususnya, melaporkan penurunan 5% radiasi matahari (DNI) Sunao pada September 2015 dibandingkan rata-rata jangka panjang untuk situs ini.

Indonesia terletak di sabuk orogenic Lingkar Pasifik dan memiliki beberapa gunung berapi aktif di negara ini. Letusan gunung berapi aktif baru-baru ini termasuk Gunung Merapi pada tahun 2010, Gunung Kelut pada tahun 2014, dan Gunung Soputan pada tahun 2011 – 2016. Abu vulkanik dari letusan ini dapat menumpuk di mana saja dari beberapa milimeter hingga beberapa sentimeter, tergantung pada jarak dari sumbernya, yang mengarah ke pengurangan pembangkit listrik panel surya. Partikel halus yang dilepaskan dari kawah dapat mencapai ketinggian tinggi dan berdifusi ke atmosfer, menempuh jarak ratusan atau 1000 kilometer dan mengurangi radiasi matahari.

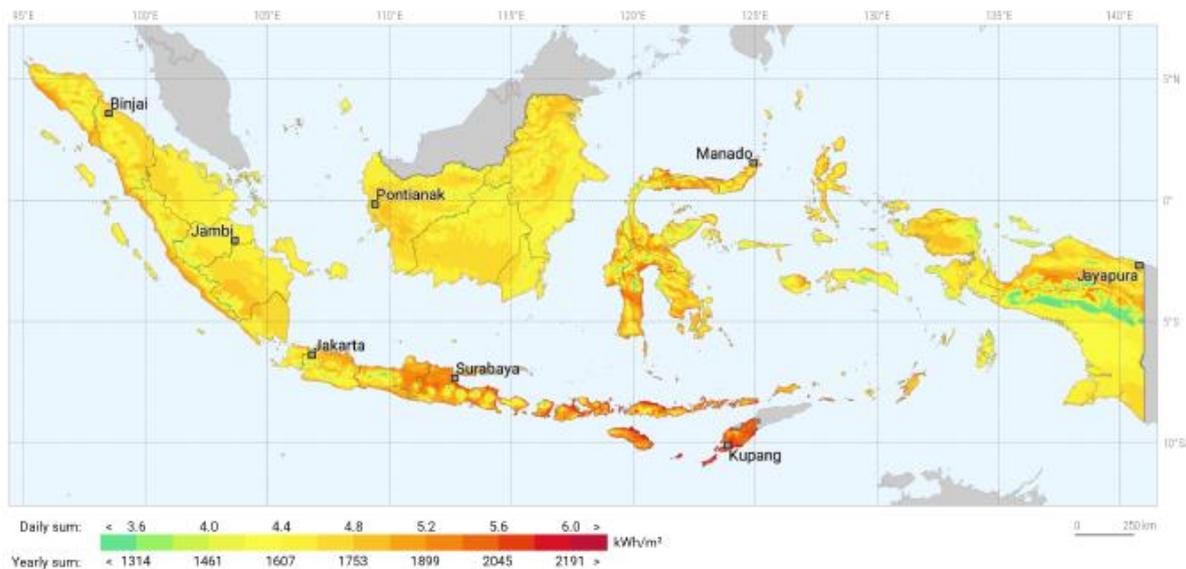
Curah hujan juga penting untuk membersihkan permukaan modul PV, meskipun mengurangi output panel surya karena penurunan jumlah sinar matahari. Suhu juga memiliki pengaruh besar pada efisiensi konversi daya modul PV dan mempengaruhi komponen lain (inverter, trafo, dll.). Temperatur yang lebih tinggi mengurangi efisiensi konversi daya pembangkit listrik tenaga surya. Di Indonesia, variasi musiman suhu dan variasi suhu diurnal dan nokturnal tidak terlalu besar, dengan suhu rata-rata berkisar antara 25 - 30 °C dan suhu maksimum dan minimum berkisar antara 22 dan 37 °C sepanjang tahun (Gambar 6-13).



(Sumber SMAP - Sumber Daya Surya dan Potensi Fotovoltaik Indonesia 2017)

Gambar 6-13 Perubahan suhu tahunan di 8 kota

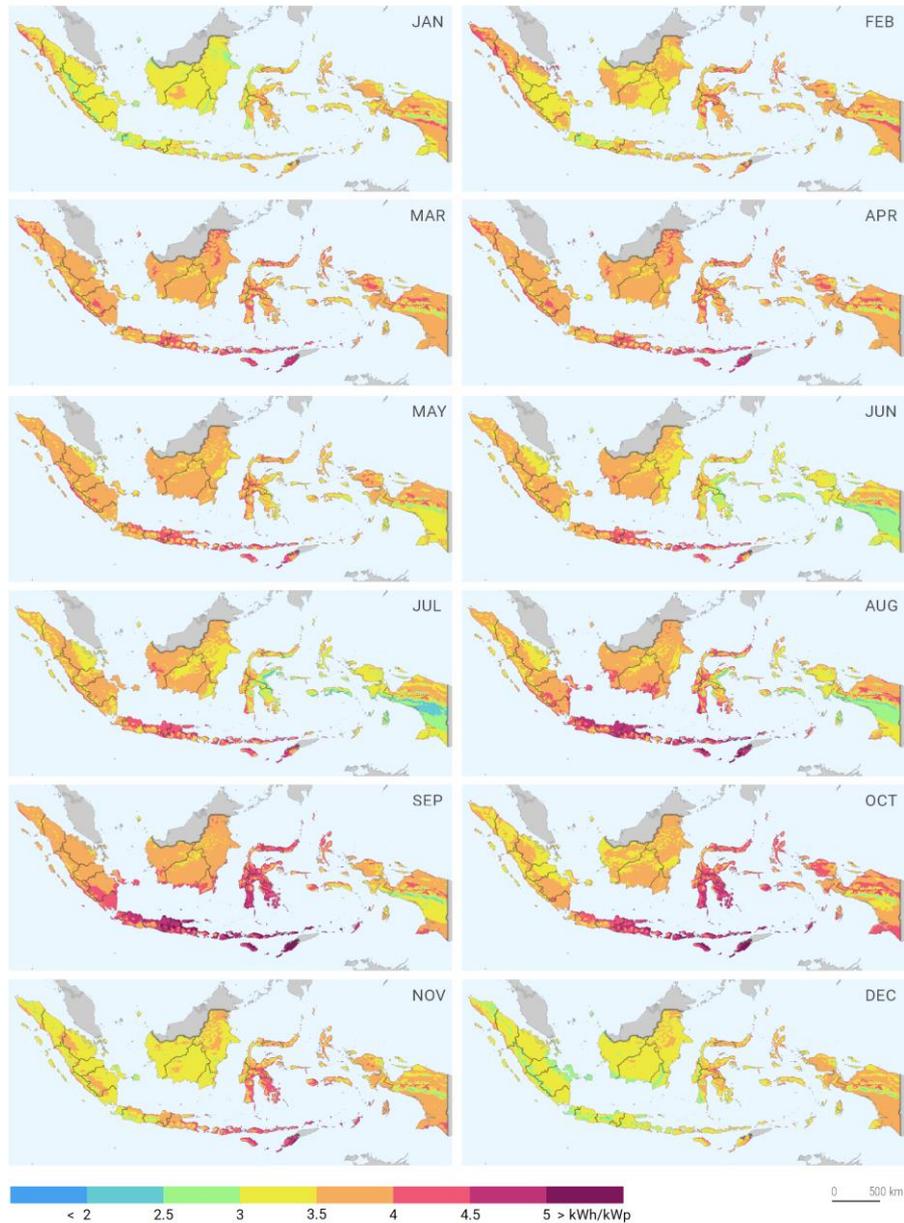
Sumber Daya Surya dan Potensi Fotovoltaik Indonesia 2017 menilai global horizontal radiation (GHI) sebagai indikator radiasi matahari. GHI tertinggi telah diidentifikasi di pulau-pulau selatan seperti Nusa Tenggara, di mana rata-rata total harian lebih dari 5,6 kWh/m² (rata-rata 2045 kWh/m² per tahun) (Gambar 6-14). Lebih jauh ke utara, jumlah rata-rata harian nilai GHI diasumsikan antara 3,8 kWh/m² dan 4,8 kWh/m² (total tahunan antara 1400 dan 1750 kWh/m²). Nilai GHI harian minimum di Jepang kurang dari 3,6 kWh/m² (nilai tahunan rata-rata kurang dari 1300 kWh/m²), yang cukup untuk PV skala kecil untuk penggunaan regional.



(Sumber SMAP - Sumber Daya Surya dan Potensi Fotovoltaik Indonesia 2017)

Gambar 6-14 Distribusi dosis horizontal global rata-rata tahunan

Berdasarkan musim, intensitas sinar matahari tertinggi terjadi pada bulan Agustus sampai November pada musim kemarau, dan pada bulan Desember sampai Februari pada musim hujan jumlah sinar matahari menurun (Gambar 6-15)



(Sumber: SMAP - Sumber Daya Surya dan Potensi Fotovoltaik Indonesia 2017)

Gambar 6-15 Distribusi dosis horizontal global bulanan

Melihat data pada siang hari, kami memeriksa data selama satu tahun menggunakan alat pendukung desain untuk sistem pembangkit listrik tenaga surya NEDO, dll., dan menemukan bahwa sekitar 30% dari data tersebut selama cuaca baik dan cuaca berawan, terutama selama musim hujan ketika cuaca baik tidak umum. Karena outputnya sekitar 40% hingga 80% dan status ini dapat berlanjut hingga 8 hari (Gambar 6-16), penyesuaian daya, termasuk catu daya cadangan, diperlukan untuk pengenalan pembangkit listrik fotovoltaik.



(Sumber: Alat Pendukung Desain untuk Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya NEDO)

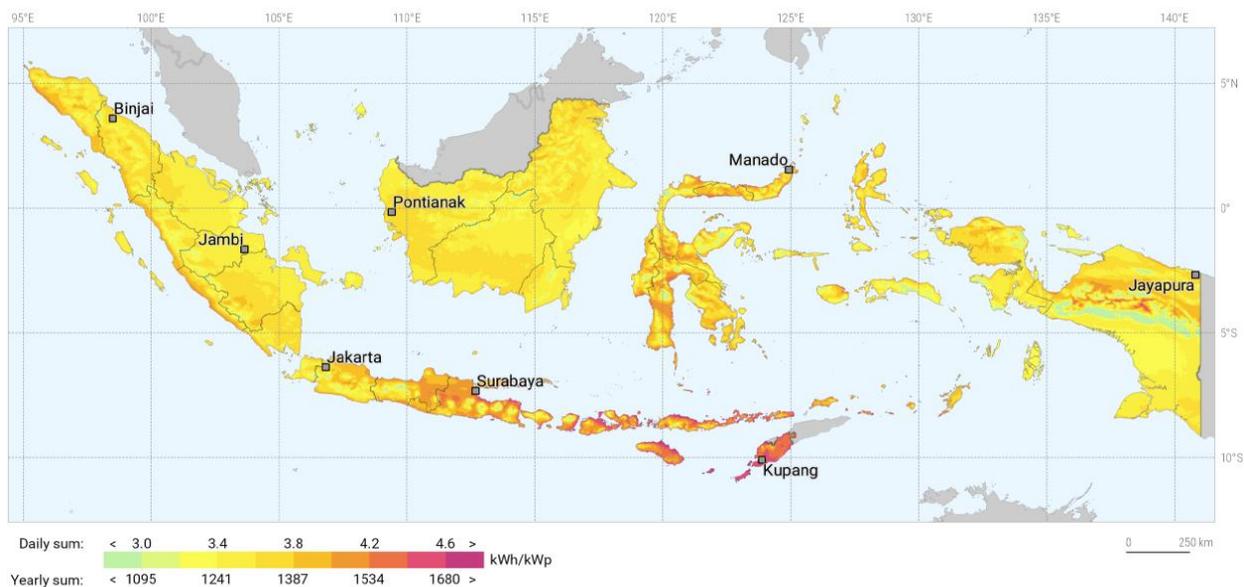
Gambar 6-16 Perubahan intensitas cahaya matahari siang hari di Bandung

Itu Gambar 6-14 Distribusi radiasi horizontal global menunjukkan bahwa Jawa Timur dan Kepulauan Sunda Kecil memiliki potensi pembangkit listrik tenaga surya tertinggi. Nilai yang rendah diasumsikan untuk Sumatera dan Kalimantan karena tingginya kejadian awan dan tingginya konsentrasi partikel halus di atmosfer.

Selain itu, tempat-tempat di Indonesia, terutama di dekat khatulistiwa, tidak banyak diuntungkan dengan adanya panel miring. Secara umum, parameter utama yang mempengaruhi kemiringan optimal adalah garis lintang, dan garis lintang yang lebih tinggi memungkinkan panel miring pada sudut kemiringan yang optimal untuk memperoleh lebih banyak radiasi matahari tahunan dibandingkan dengan instalasi horizontal. Perlu dicatat bahwa tidak disarankan untuk membuat sudut kemiringan panel surya mendekati posisi horizontal, karena dapat menghambat pembersihan panel surya sendiri akibat hujan.

Panel surya yang dipasang pada sudut kemiringan yang sangat rendah menyebabkan debu menumpuk di panel, menyebabkan penurunan output. Dalam proyek nyata, disarankan agar modul dipasang pada kemiringan minimal 10° untuk memungkinkan pembersihan sendiri melalui hujan.

Selain di atas, peta potensi pembangkit listrik tenaga surya di Indonesia ditampilkan (Gambar 6-17), dengan mempertimbangkan kondisi cuaca seperti suhu.



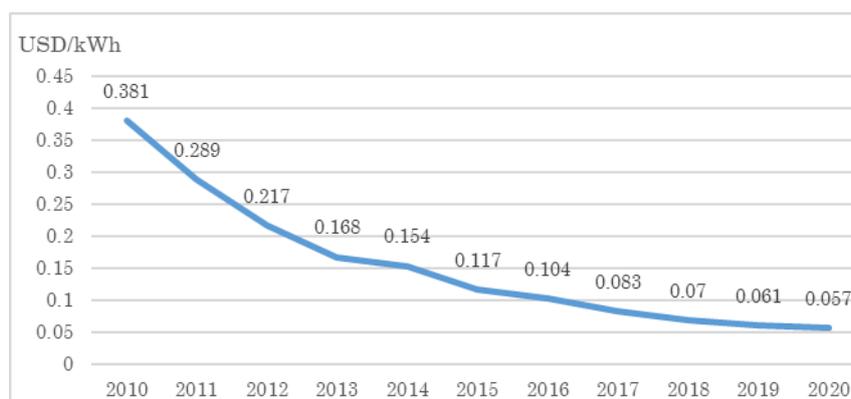
(Sumber: SMAP - Sumber Daya Surya dan Potensi Fotovoltaik Indonesia 2017)

Gambar 6-17 Peta Potensi PV

Selatan, dengan jaringan utama yang ada, cocok untuk mengembangkan proyek PV surya skala menengah hingga besar yang terhubung ke jaringan. Di daerah grid, tenaga surya dapat digunakan untuk meningkatkan keseimbangan listrik grid dan mengurangi jumlah penggunaan energi primer, seperti minyak dan solar. Di daerah terpencil di mana sistem tenaga belum dikembangkan, kami percaya bahwa pembangkit listrik tenaga surya dapat mengambil manfaat dari pengembangan jaringan mikro lokal atau tata surya kompak sebagai pilihan untuk elektrifikasi lokal.

(3) Prospek Biaya untuk Energi Terbarukan

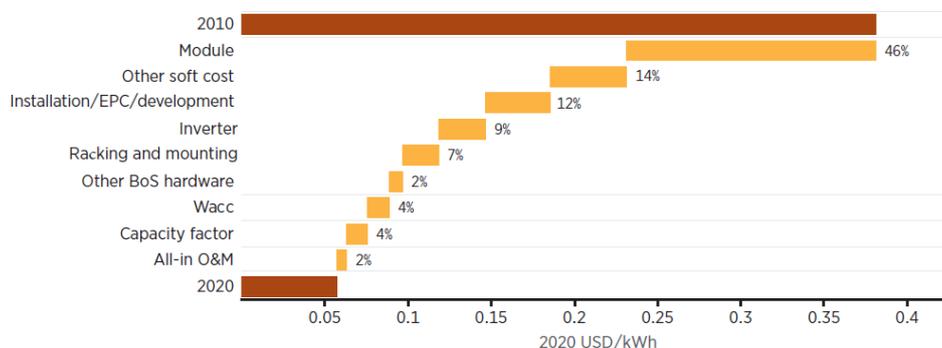
Menurut Biaya Pembangkit Listrik Terbarukan IRENA Pada tahun 2020, rata-rata tertimbang biaya pembangkitan listrik (LCOE) untuk pembangkit listrik tenaga surya skala utilitas di seluruh dunia turun 85% antara tahun 2010 dan 2020. Dari US \$0,381/kWh pada tahun 2010, LOCE turun menjadi US \$0,057/ kWh pada tahun 2020, turun sekitar 7% dari tahun sebelumnya (Gambar 6-18).



(Sumber: Biaya Pembangkit Listrik Terbarukan IRENA Tahun 2020)

Gambar 6-18 LCOE PV surya skala utilitas selama 10 tahun terakhir

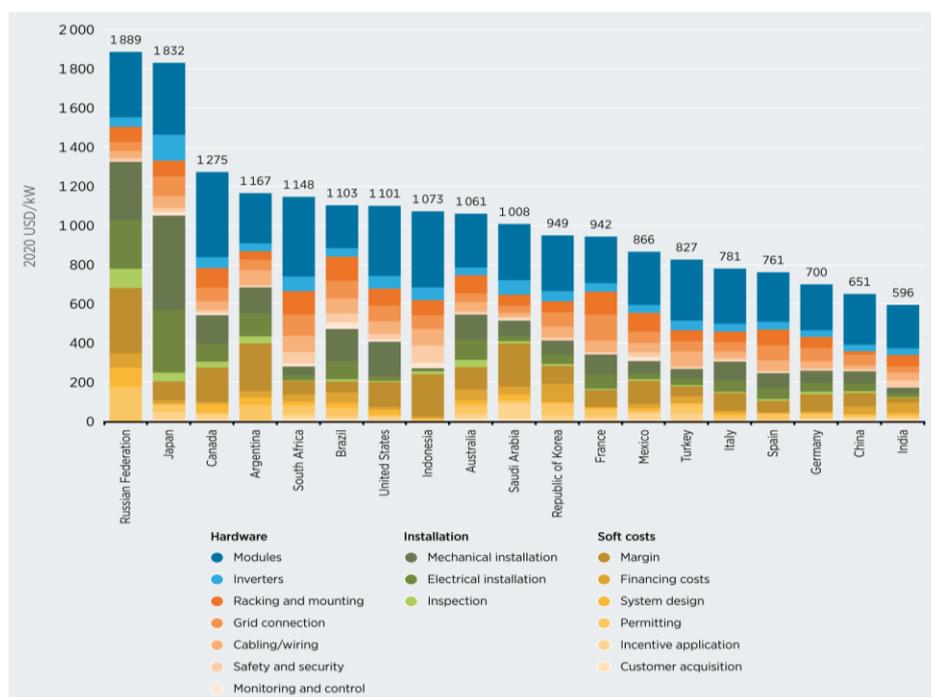
Ketika faktor pengurangan biaya utama dipecah, pengurangan biaya modul PV memberikan kontribusi terbesar sebesar 46%, diikuti oleh biaya lunak seperti biaya keuangan, instalasi, EPC, dan biaya pengembangan (Gambar 6-19).



(Sumber: Biaya Pembangkit Listrik Terbarukan IRENA Tahun 2020)

Gambar 6-19 Item pengurangan biaya dan tingkat kontribusi selama 10 tahun terakhir

Biaya pengenalan pembangkit listrik tenaga surya di Indonesia adalah 1.073 USD/kW, yaitu sekitar 20% lebih tinggi dari rata-rata dunia sebesar 883 USD/kw. Namun, rasio biaya modul dan perangkat keras lainnya terhadap total biaya adalah sekitar 75%, yang merupakan level tertinggi di dunia. Ini mungkin karena pengenalan PV surya dan persyaratan konten lokal (Gambar 6-20).



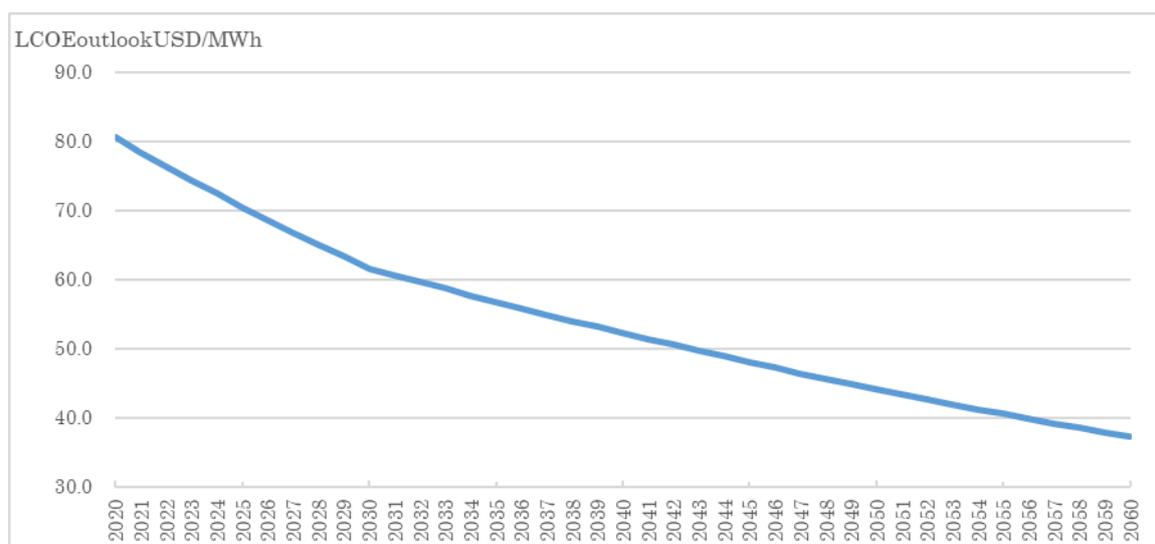
(Sumber: Biaya Pembangkit Listrik Terbarukan IRENA Tahun 2020)

Gambar 6-20 Perbandingan biaya pemasangan PV di setiap negara

Berdasarkan data McKinsey GEP dan IESR, Prediksi LCOE untuk PV surya hingga 2060 di Indonesia disimulasikan secara singkat dalam kondisi berikut (Tabel 6-14 dan Gambar 6-21). LCOE standar dunia per tahun 2020 akan tercapai sekitar tahun 2035.

Tabel 6-14 Kondisi simulasi LCOE

Barang	Kondisi	Perkataan
WACC	10%	
Durasi proyek	25 tahun	
belanja modal	1100 kUSD/MW	2,5% (hingga 2030), 1,3% (sejak 2031)
Biaya Tetap O&M	14.6 kUSD/MW	Tingkat penurunan: 1,7 ~ 3,0% per tahun
Tingkat pemanfaatan peralatan	19,2%	peningkatan tahunan 0,22%



(Sumber: Tim survei berdasarkan survei McKinsey GEP dan IESR)

Gambar 6-21 PV LCOE Outlook

(4) Rekomendasi Kebijakan untuk Memperluas Energi Terbarukan

Dalam upaya mempercepat pengenalan tenaga surya, upaya Indonesia untuk memasang tenaga surya terapung di atap dan reservoir serta memasang tenaga surya skala kecil di daerah terpencil masih terbatas, dan perlu untuk menarik investasi besar dari investor asing.

Untuk mendorong efisiensi sumber daya dalam pembangunan, modal asing ingin mengembangkan proyek sampai batas tertentu (misalnya, 10 MW) atau lebih. Pengembangan pembangkit listrik tenaga surya harus dipromosikan di Jawa Timur, misalnya, di mana sistem tenaga listrik yang cocok untuk pembangunan pembangkit listrik skala besar telah didirikan dan potensinya telah dikonfirmasi.

Dengan sistem yang berlaku saat ini, di Pulau Jawa, tarif pembelian dapat ditentukan melalui negosiasi dengan PLN. Namun, karena kapasitas pembangkit listrik tenaga batubara yang besar, biaya pembangkitan listrik menurut wilayah rendah, dan sulit bagi pengembang tenaga surya dan off-taker PLN untuk mendapatkan harga yang memuaskan. Oleh karena itu, pemerintah harus mengusulkan desain sistem pembelian harga tetap dengan insentif, seperti yang diperkenalkan di Jepang dan negara lain, dan Adder, yang menambahkan harga tertentu ke harga penawaran.

Dalam hal energi terbarukan variabel, termasuk tenaga surya, penting untuk meningkatkan sistem dan kapasitas penyesuaian sistem (termasuk sumber daya cadangan). Dianggap bermanfaat untuk mengusulkan penyusunan rencana induk tenaga listrik yang berfokus pada perbaikan sistem dan pengembangan energi terbarukan, dengan mengambil pelajaran dari pekerjaan implementasi sebelumnya di Jepang.

Usulan untuk perbaikan sistem dirinci dalam Bab 8.

6.4.2 Tenaga angin

(1) Status Pembangkit Listrik Tenaga Angin Saat Ini

Seperti yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya, di Indonesia, tarif pembelian listrik yang dihasilkan dari energi terbarukan dibatasi oleh biaya pembangkitan listrik di masing-masing wilayah, dan di Jawa dan Sumatera, wilayah permintaan utama, instalasi pembangkit listrik tenaga angin tidak sangat maju karena persaingan dengan tarif yang lebih murah dari pembangkit listrik termal, termasuk pembangkit listrik tenaga batubara. Seperti terlihat pada tabel di bawah ini, pengenalan PLTB belum dilakukan secara besar-besaran, karena baru 2 PLTB yang mulai beroperasi pada tahun 2018.

Termasuk sistem off-grid, total kapasitas terpasang pembangkit listrik tenaga angin pada akhir tahun 2020 hanya sekitar 150 MW, terdiri dari Wind Farm Tolo 1 72 MW yang dikembangkan Vena Energy, dan Wind Farm Sidrap 78,75 MW yang dikembangkan UPC Renewables. (Tabel 6-15).

Selain itu, saat ini tidak ada kebijakan khusus untuk mempromosikan pengembangan pembangkit tenaga angin, dan standar teknis untuk desain fasilitas pembangkit tenaga angin dan standar untuk metode pengukuran, seperti kecepatan angin, belum diklarifikasi. Ini adalah salah satu hambatan bagi pengembang listrik.

Tabel 6-15 Daftar ladang angin

Nama Proyek	Tanggal mulai operasi	Kapasitas total (MWe)	Pemilik saat ini
AC Energy UPC Sidrap Wind Farm	<u>2018-03-31</u>	78,75	AC Energi & Infrastruktur Corp; UPC Renewables Indonesia Ltd
Vena Energy Tolo 1 Jeneponto Wind Farm	<u>2019-03-14</u>	72	Vena Energy Holdings Ltd/Kepulauan Cayman

(Sumber: BloombergNEF)

(2) Analisis Potensial

Menurut RUPTL 2021, Indonesia diyakini memiliki perkiraan potensi energi angin sekitar 60 GW, tetapi saat ini hanya ada sedikit lokasi yang cocok di Indonesia, terutama di darat, dengan kecepatan angin yang cukup untuk pembangkit listrik tenaga angin skala besar.

Selama 10 tahun ke depan, Indonesia berencana untuk memasang di bawah 600 MW, tetapi di masa depan mungkin dapat meningkatkan kapasitas di beberapa daerah dengan kecepatan angin rendah, atau lepas pantai, dengan meningkatkan efisiensi turbin, termasuk mengembangkan teknologi untuk turbin angin berkecepatan rendah, dan mengembangkan teknologi untuk angin lepas pantai.

Menurut presentasi Kementerian ESDM (Potensi VRE untuk Mendukung Skenario Transisi Energi, 7 Desember 2021), ladang angin darat terbaik (dengan kecepatan angin rata-rata lebih dari 6 m/s) terletak di negara bagian dengan elektrifikasi rendah seperti Sulawesi Selatan dan Nusa Tenggara Timur, serta Jawa Barat dan Kalimantan Selatan. Potensi tinggi juga telah diidentifikasi di sekitar Papua untuk ladang angin lepas pantai (Gambar 6-22).

Dalam hal variasi musim, kondisi angin paling baik dari Juni hingga Agustus, ketika angin dipengaruhi oleh monsun Australia, dan lebih buruk dari Maret hingga Mei, ketika angin bergeser dari monsun Asia ke monsun Australia.



Gambar 6-22 Peta Potensi Angin

Namun, dalam memilih lokasi aktual, kondisi angin dipengaruhi oleh fluktuasi angin musiman jangka pendek dan jangka panjang, topografi, hambatan, dll. Oleh karena itu, pada prinsipnya perlu dipasang metmast di lokasi kandidat setidaknya selama satu tahun, dan melakukan Penilaian Hasil Energi (EYA) situs demi situs. Sebelum melakukan EYA, pengukuran itu sendiri perlu dievaluasi, terutama pada poin-poin berikut.

- Pengukuran dan analisis kesesuaian lokasi sesuai dengan standar internasional seperti IEC 61400 dan MEASNET
- Tinjauan status kalibrasi sensor
- Prediksi kecepatan angin rata-rata jangka panjang di lokasi menggunakan berbagai sumber data (contoh: MERRA, NCAR, stasiun cuaca terdekat, dll.) dan pemeriksaan korelasi dengan data jangka panjang, termasuk distribusi kecepatan angin dan diagram distribusi angin
- Evaluasi geser angin (kesalahan angin) yang diperlukan untuk ketinggian hub yang diusulkan oleh pabrikan turbin
- Estimasi kepadatan udara di lokasi
- Evaluasi badai dan turbulensi
- Pemodelan fluida (biasanya menggunakan perangkat lunak simulasi seperti WindPro) untuk memprediksi variasi kecepatan angin di seluruh area lokasi pada ketinggian hub

Setelah evaluasi data observasi, EYA umumnya terdiri dari tugas-tugas berikut.

- Total pembangkit listrik tahunan proyek (di ujung pembangkit) berdasarkan diagram distribusi angin, tata letak turbin-generator, dan kurva karakteristik pembangkit listrik dan turbin untuk evaluasi jangka panjang
- Perhitungan kehilangan bangun
- Estimasi kerugian peralatan listrik ladang angin
- Estimasi Ketersediaan Wind Farm
- Estimasi pembangkit listrik (nilai P 50, P 75, dan P 90)

Setelah pelaksanaan EYA, kelayakan proyek akan dievaluasi dengan mempertimbangkan periode proyek, dll, dan jumlah pembangkit listrik, tarif, biaya O&M, biaya pembiayaan, dll.

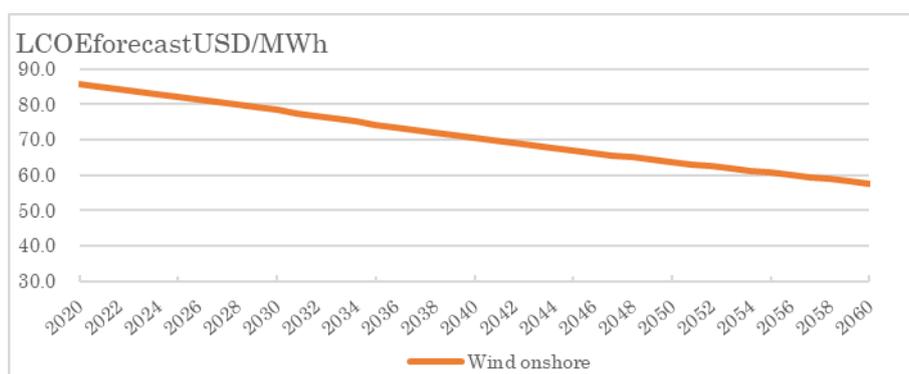
(3) Perkiraan Biaya untuk Angin Darat

Kapasitas terpasang kumulatif global untuk angin darat meningkat hampir 4 kali lipat selama 10 tahun terakhir, dari 178 GW pada 2010 menjadi 699 GW pada 2020. LCOE juga menurun seiring kemajuan instalasi pembangkit listrik, turun 56% dari US \$0,089/kWh pada 2010 menjadi US \$0,039/kWh pada tahun 2020, dan sebesar 13% dari tahun sebelumnya, pada tahun 2020. Mengacu pada McKinsey GEP

dan IEA World Energy Outlook, Prediksi LCOE untuk angin darat di Indonesia hingga tahun 2060 disimulasikan secara sederhana dalam kondisi berikut (Tabel 6-16 dan Gambar 6-23).

Tabel 6-16 Kondisi simulasi LCOE

Barang	Kondisi	Perkataan
WACC	10%	
Durasi proyek	30	
belanja modal	1193 kUSD/MW	0,28% (hingga 2030), 0,53% (setelah 2031)
Biaya Tetap OM	24,3 kUSD/MW	Tingkat penurunan: 0,3 ~ 1,3% per tahun
Tingkat pemanfaatan peralatan	20,1%	peningkatan tahunan 0,5%



(Sumber: Tim survei berdasarkan McKinsey GEP, IEA Energy Outlook)

Gambar 6-23 Prospek LCOE untuk angin darat

(4) Rekomendasi Kebijakan untuk Memperluas Energi Terbarukan

Saat ini, pemerintah Indonesia tidak aktif dalam pengembangan pembangkit listrik tenaga angin, sehingga desain kelembagaan dan survei potensi rinci belum maju. Selain itu, biaya pembangkit listrik lebih rendah daripada tenaga surya di antara energi terbarukan variabel, sehingga pengenalan skala besar mungkin tidak mungkin dilakukan.

Namun, pengurangan biaya dan inovasi teknologi dalam fasilitas pembangkit tenaga angin akan terus berkembang, dan perlu untuk menarik investasi asing untuk mempercepat pengenalan pembangkit tenaga angin.

Secara khusus, pengembangan pembangkit listrik tenaga angin harus dipromosikan di bagian barat Pulau Jawa, di mana sistem tenaga yang mampu menghubungkan pembangkit listrik skala besar, seperti pembangkit listrik tenaga angin lepas pantai, telah didirikan dan potensinya telah dikonfirmasi. Selain itu, seperti disebutkan dalam paragraf sebelumnya, EYA rinci dan data kondisi angin diperlukan untuk membuat keputusan investasi untuk pembangkit listrik tenaga angin. Penting juga untuk mengumpulkan dan membuat database data kondisi angin sesuai dengan standar internasional di setiap titik di mana potensi telah dikonfirmasi, bersama dengan survei potensi terperinci.

Namun, di bawah sistem saat ini, karena kapasitas besar pembangkit listrik tenaga batubara di Pulau Jawa, biaya pembangkitan listrik menurut wilayah rendah, dan sulit bagi pengembang tenaga angin dan off-taker (PLN) untuk mendapatkan hasil yang memuaskan. Oleh karena itu, pemerintah harus mengusulkan desain sistem pembelian harga tetap dengan insentif, seperti yang diperkenalkan di Jepang dan negara lain, dan Adder dengan insentif tetap pada harga penawaran yang menang.

Untuk energi terbarukan variabel, termasuk tenaga angin, penting untuk meningkatkan sistem dan kapasitas penyesuaian sistem (termasuk sumber daya cadangan). Dianggap bermanfaat untuk mengusulkan penyusunan rencana induk tenaga listrik yang berfokus pada perbaikan sistem dan pengembangan energi terbarukan, dengan mengambil pelajaran dari pekerjaan implementasi sebelumnya di Jepang. Usulan untuk perbaikan sistem dirinci dalam Bab 8

6.4.3 Pembangkit Listrik Tenaga Air

(1) Potensi Tenaga Air

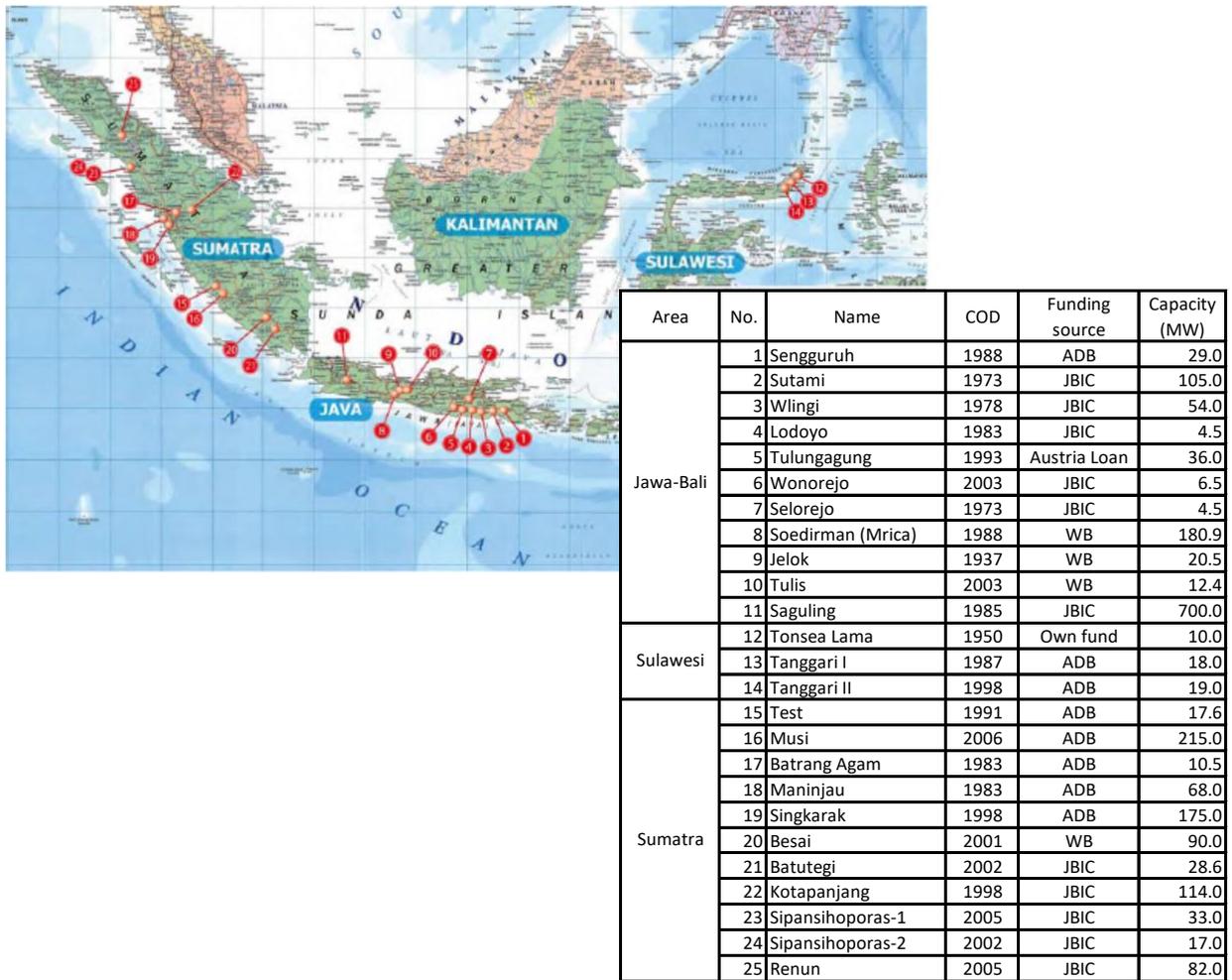
Pembangkit listrik tenaga air yang ada di Indonesia ditunjukkan pada Tabel 6-17. Tabel tersebut mencakup pembangkit milik PLN (survei JICA tahun 2011) dan pembangkit di atas 50 MW milik IPP. Pembangkit listrik skala kecil yang dikembangkan dalam beberapa tahun terakhir tidak dihitung.

Tabel 6-17 Pembangkit listrik tenaga air yang ada

Area	Number of Plants	Total Capacity (MW)
Jawa Bali	15	2,406.3
Sulawesi	10	1,057.0
Sumatra	17	1,942.7
Kalimantan	1	30.0
Summation	43	5,436.0

Area	Name	Operator	Capacity (MW)		Energy (GWh)		Catchment Area (km ²)	Discharge (m ³ /sec)	Height (m)	Reservoir (10 ⁶ m ³)	Pond (10 ³ m ³)
			Design	in 2010	Planned	Record in 2009					
Jawa Bali	Sengguh	PLN	29.0	29.0	99	75					
	Sutami	PLN	105.0	105.0	488	462				253	-
	Wingi	PLN	54.0	54.0	167	144					
	Lodoyo	PLN	4.5	4.5	37	39					
	Tulungagung	PLN	36.0	36.0	184	121					
	Wonorejo	PLN	6.5	6.5	32	20	126	12.0	63.9	106	-
	Sekrejo	PLN	4.5	4.5	20	27					
	Soedirman (Mrica)	PLN	180.9	180.9	580	479	1,070			46	
	Jelok	PLN	20.5	20.5	97	94					
	Tulis	PLN	12.4	6.0	15	10					
	Wonogiri	PLN	12.4	unknown	50	unknown	1,350	75.0	20.4	615	-
	Jatiluhur	PLN	186.0	unknown	unknown	unknown					
	Saguling	PLN	700.0	700.0	2156	2295	2,283	224.0	355.7	609	-
Rajamandala	IPP	46.6	0.0	181	0		168.0	32.3	-	-	
Cirata	PLN	1008.0	unknown	unknown	unknown		540.0	112.5	796		
Sulawesi	Tonse Lama	PLN	10.0	10.0	58	44					
	Tanggari I	PLN	18.0	18.0	90	64					
	Tanggari II	PLN	19.0	19.0	92	70					
	Bakaru	PLN	128.0	unknown	970	unknown					
	Bakaru II	PLN	144.0	0.0	unknown	0.0					
	Bili-Bili	PLN	11.0	11.0	70	unknown					
	Larona	IPP	195.0	unknown	unknown	unknown					
	Balamibano	IPP	140.0	unknown	unknown	unknown					
	Karebbe	IPP	132.0	unknown	unknown	unknown					
Pamona 2	IPP	260.0	unknown	unknown	unknown						
Sumatra	Test	PLN	17.6	17.6	87	96					
	Musi	PLN	215.0	215.0	1120	797					
	Batrang Agam	PLN	10.5	10.5	21	35					
	Maninjau	PLN	68.0	68.0	270	205					
	Singkarak	PLN	175.0	175.0	986	704					
	Besai	PLN	90.0	90.0	804	646					
	Batutegi	PLN	28.6	28.6	200	115					
	Kotapanjang	PLN	114.0	114.0	542	489	3,337	348.0	38.1	1,040	-
	Sipansihoporas-1	PLN	33.0	33.0	135	65	196	30.0	128.4	-	914
	Sipansihoporas-2	PLN	17.0	17.0	69	55	210	30.0	67.3	-	-
	Renun	PLN	82.0	82.0	618	566					
	Sigura-gura	IPP	244.0	244.0	unknown	0.0	3,730	126.7	230.0	2,860	752
	Tangga	IPP	269.0	269.0	unknown	0.0	3,820	135.2	237.4	-	713
	Asahan I	IPP	180.0	0.0	unknown	0.0					
Asahan III (COD2023)	PLN	174.0	0.0	0	0.0						
Wampu	IPP	45.0	0.0	210	unknown	959	35.6	114.0	-	-	
Kerinci	PLN	180.0	0.0	unknown	unknown						
Kalimantan	Riam Kanan	PLN	30.0	30.0	136	unknown					

※ White : Provided by PLN for JICA research in 2010
 ※ Gray shading : Examined by JICA TEAM(TEPSCO)



Gambar 6-24 Lokasi pembangkit listrik tenaga air yang ada

Potensi tenaga air di Indonesia telah disurvei. Potensi PLTA di Indonesia menurut Studi Potensi Tenaga Air (HPPS) tahun 1983 adalah 75GW. Studi Potensi Tenaga Air 2 (HPPS2) pada tahun 1999 mengidentifikasi 16.8GW (115 proyek, tidak termasuk 1 proyek di Timor Lorosa'e) dalam proyek-proyek yang menjanjikan untuk pembangunan di antara total 75GW (1.249 proyek). Dari 115 proyek tersebut, terdapat 35 proyek pembangkit tipe reservoir, 78 proyek pembangkit tipe inflow, dan 1 proyek pembangkit tipe inflow dengan low dam. 115 proyek yang menjanjikan ditampilkan di Tabel 6-18.

Tabel 6-18 115 proyek yang menjanjikan

Area	LHD	LOT	RES	ROR	Summation
Jawa-bali	16.7 (1)		86.8 (2)	319.4 (7)	422.9 (10)
Kalimantan		56.2 (1)	5,763.7 (12)	2,452.8 (20)	8,272.7 (33)
Sulawesi			3,882.2 (10)	474.4 (7)	4,356.6 (17)
Sumatra			2,246. (11)	1,519.8 (44)	3,765.8 (55)
Summation	16.7 (1)	56.2 (1)	11,978.7 (35)	4,766.4 (78)	16,818.0 (115)

No.	ID No.	Name	Area	Type	installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	FS - Phase in 2011	No.	ID No.	Name	Area	Type	installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	FS - Phase in 2011
1	1-190-13	Manlas-2	Sumatra	ROR	51	327.7		59	3-010-01	Kelai-1	Kalimantan	RES	952.8	2106.4	
2	1-192-04	Jaiubo Papetm-3	Sumatra	ROR	25.4	206.1		60	3-004-20	Sesayap-20	Kalimantan	RES	949.2	2633.3	
3	1-204-05	Woyla-2	Sumatra	RES	242.1	664.6		61	3-004-11	Sesavao-11	Kalimantan	RES	624	2035.3	
4	1-190-11	Ketambe-2	Sumatra	ROR	19.4	124.9		62	3-003-03	Sembakung-3	Kalimantan	RES	572.4	1268.3	
5	1-205-09	Teunom-2	Sumatra	RES	230	595.3		63	3-004-15	Sesayap-15	Kalimantan	RES	313.2	956.7	
6	1-192-03	Kluet-1	Sumatra	ROR	40.6	231.9		64	3-014-13	Telen	Kalimantan	RES	193.2	544.4	
7	1-202-06	Meulaboh-5	Sumatra	ROR	43	271.1		65	4-026-03	Poso-2	Sulawesi	ROR	132.8	1125.4	
8	1-192-07	Kluet-3	Sumatra	ROR	23.8	194		66	4-026-02	Poso-1	Sulawesi	ROR	204	1341	
9	1-027-14	Ramasau-1	Sumatra	RES	119	291.9		67	4-106-07	Lariang-7	Sulawesi	RES	618	1489.6	
10	1-192-08	Sibubung-1	Sumatra	ROR	32.4	207.3		68	4-106-06	Lariang-6	Sulawesi	RES	209.4	616.2	
11	1-201-03	Setmangan-3	Sumatra	ROR	31.2	179.3		69	4-003-04	Bone-3	Sulawesi	ROR	20.4	148.3	
12	1-198-05	Teripa-4	Sumatra	RES	184.8	503.6		70	4-030-02	Bongka-2	Sulawesi	RES	187.2	451.3	
13	1-205-10	Teunom-3	Sumatra	RES	102	303.2		71	4-038-01	Sofato	Sulawesi	RES	26.6	176.1	
14	1-202-02	Meulaboh-2	Sumatra	ROR	37	212.5		72	4-106-08	Lariang-8	Sulawesi	ROR	12.8	85.4	
15	1-192-10	Sibubung-3	Sumatra	ROR	22.6	144.9		73	4-100-03	Karama-2	Sulawesi	RES	762.3	1796.1	
16	1-186-01	Sirahar	Sumatra	ROR	35.4	228.3	Pre-Fs	74	4-055-01	Tamboli	Sulawesi	ROR	20.8	150.1	Pre-Fs
17	1-190-33	Ordi-1	Sumatra	ROR	40.8	263		75	4-100-01	Karama-1	Sulawesi	RES	800	2147.1	
18	1-190-40	Simanggo-1	Sumatra	ROR	44.4	285.8		76	4-095-06	Masuni	Sulawesi	RES	400.2	930.2	
19	1-190-21	Remm-3	Sumatra	ROR	19.8	127.8		77	4-073-04	Mong	Sulawesi	RES	255.6	618.9	
20	1-190-32	Kumbil1-3	Sumatra	ROR	41.8	269.6		78	4-093-13	Bonto Batt1	Sulawesi	RES	228.3	560.2	
21	1-190-41	Simanggo-2	Sumatra	ROR	59	366.9	Pre-Fs	79	4-056-01	Wattmohu-1	Sulawesi	ROR	57	309	
22	1-183-01	Raisan-1	Sumatra	ROR	26.2	167.9		80	4-047-01	Lalindu-1	Sulawesi	RES	193.6	544.1	
23	1-190-26	Gunung-2	Sumatra	ROR	22.6	145.3		81	4-057-03	Pongkeru-3	Sulawesi	RES	227.6	556.6	
24	1-178-03	Tom-2	Sumatra	ROR	33.6	237.1		82	14-002-02	Mala-2	Kalimantan	ROR	30.4	209	
25	1-190-24	Renun-6	Sumatra	ROR	22.4	144.8		83	14-002-01	Mala-1	Kalimantan	RES	27.8	65.4	
26	1-184-05	Sibmdong-4	Sumatra	ROR	31.6	203.6		84	14-012-01	Tala	Kalimantan	RES	51.4	122.7	Pre-Fs
27	1-190-34	Ordi-2	Sumatra	ROR	26.8	172.8		85	13-004-01	Tina	Kalimantan	ROR	22.8	156.7	Pre-Fs
28	1-190-37	Ordi-5	Sumatra	ROR	26.8	173.7		86	5-042-02	Warasai	Kalimantan	ROR	231.9	1314	
29	1-055-02	Bila-2	Sumatra	ROR	42	300.6		87	5-013-06	Jawee-4	Kalimantan	ROR	152.6	1308.6	
30	1-190-35	Ordi-3	Sumatra	ROR	18.4	119.1		88	5-043-07	Derewo-7	Kalimantan	ROR	148.8	1180.5	
31	1-053-01	Silau-1	Sumatra	ROR	52.3	147.9		89	5-013-05	Jawee-3	Kalimantan	ROR	147.2	1163.6	
32	1-190-22	Renun-4	Sumatra	ROR	53.6	134.5		90	5-013-07	Endere-1	Kalimantan	ROR	144.8	1033.5	
33	1-190-38	Sira	Sumatra	ROR	43.9	105.8		91	5-013-08	Endere-2	Kalimantan	ROR	87	727.8	
34	1-178-07	Tom-3	Sumatra	RES	322.7	516.1		92	5-043-06	Derewo-6	Kalimantan	ROR	170	1128.4	
35	1-071-12	Sangir	Sumatra	ROR	41.8	331.7		93	5-013-04	Jawee-2	Kalimantan	ROR	94.2	755.9	
36	1-066-03	sinamar-2	Sumatra	ROR	25.6	217.1		94	5-006-08	Baliere-7	Kalimantan	ROR	97.8	834.7	
37	1-147-03	Air Tuik	Sumatra	ROR	24.8	161.4		95	5-006-06	Baliem-5	Kalimantan	ROR	189.2	1401.4	
38	1-145-01	Sirantih-1	Sumatra	ROR	18.3	153.3		96	5-036-12	Waryori-4	Kalimantan	ROR	94.2	598.8	
39	1-071-11	Batang Hari-4	Sumatra	RES	216	544.9		97	5-042-01	Ulawa	Kalimantan	ROR	34.6	194.6	
40	1-147-01	Taratak Tumpath	Sumatra	ROR	29.6	192.6		98	5-037-91	Gita/Ransiki-1	Kalimantan	LOT	56.2	136.2	
41	1-066-02	Sinamar-1	Sumatra	ROR	36.6	254.9		99	5-006-07	Baliem-6	Kalimantan	ROR	88.2	754.2	
42	1-163-02	Masang-2	Sumatra	ROR	39.6	256.1		100	5-032-03	Kladuk-2	Kalimantan	RES	229	567.4	
43	1-071-01	Gumanti-1	Sumatra	ROR	15.8	85.4		101	5-015-05	Titinima-3	Kalimantan	ROR	55.6	402.2	
44	1-155-01	Anai-1	Sumatra	ROR	19.1	109.2		102	5-020-01	Maredrer	Kalimantan	ROR	8.7	62.4	
45	1-163-03	Masang-3	Sumatra	RES	192	473	Pre-Fs	103	5-026-01	Muhm-1	Kalimantan	ROR	458	288.3	
46	1-066-16	Kuantan-2	Sumatra	RES	272.4	734.1		104	5-043-09	Siewa-1	Kalimantan	ROR	58.4	330.5	
47	1-058-08	Rokan Kili-1	Sumatra	RES	183	431.9		105	5-006-09	Baliem-8	Kalimantan	ROR	138.4	1007	
48	1-115-01	Mauna-1	Sumatra	ROR	103	814		106	9-011-01	Parainglala	Jawa-bali	ROR	14.9	85.6	
49	1-136-02	Langkup-2	Sumatra	ROR	82.8	700.5		107		Be Lulic-1	East Timur				
50	1-071-33	Merangin-4	Sumatra	RES	182	491.9		108	9-012-01	Watupanggantu	Jawa-bali	ROR	7.1	40.5	
51	1-113-02	Padang Gucl-2	Sumatra	RES	21	145.1		109	9-001-01	Karendi-1	Jawa-bali	RES	21.4	49.5	
52	1-074-17	Endikat-2	Sumatra	ROR	22	179.8		110	7-015-01	Teldewalia	Jawa-bali	ROR	7	44.2	
53	1-082-07	Semung-3	Sumatra	ROR	20.8	146.9		111	9-005-02	Kambera-2	Jawa-bali	RES	65.4	154	Pre-Fs
54	1-106-02	Memtla-2	Sumatra	ROR	26.8	152.2		112	10-003-02	Wai Ranjang	Jawa-bali	ROR	9.3	53.1	Pre-Fs
55	1-071-17	Tebo-2	Sumatra	ROR	24.4	188.7		113	2-057-17	Kesamben	Jawa-bali	LHD	16.7	99	Pre-Fs
56	3-043-52	Melawi-9	Kalimantan	RES	590.4	1324.8		114	2-050-01	Rowopening	Jawa-bali	ROR	19.6	138.4	
57	3-043-20	Mandai-5	Kalimantan	RES	140.7	351.8		115	2-108-01	Cibareno-1	Jawa-bali	ROR	17.5	117	
58	3-014-06	Boh-2	Kalimantan	RES	1119.6	3299.2		116	2-207-01	Cimandiri-1	Jawa-bali	ROR	244	167.5	

ROR: inflow type power plant, RES: reciever type power plant, LOT: natural lake, LHD: inflow type power plant with low dam, NAD: Ache
 ※The hydropower potential after screening (In the Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia in 2011, JICA)

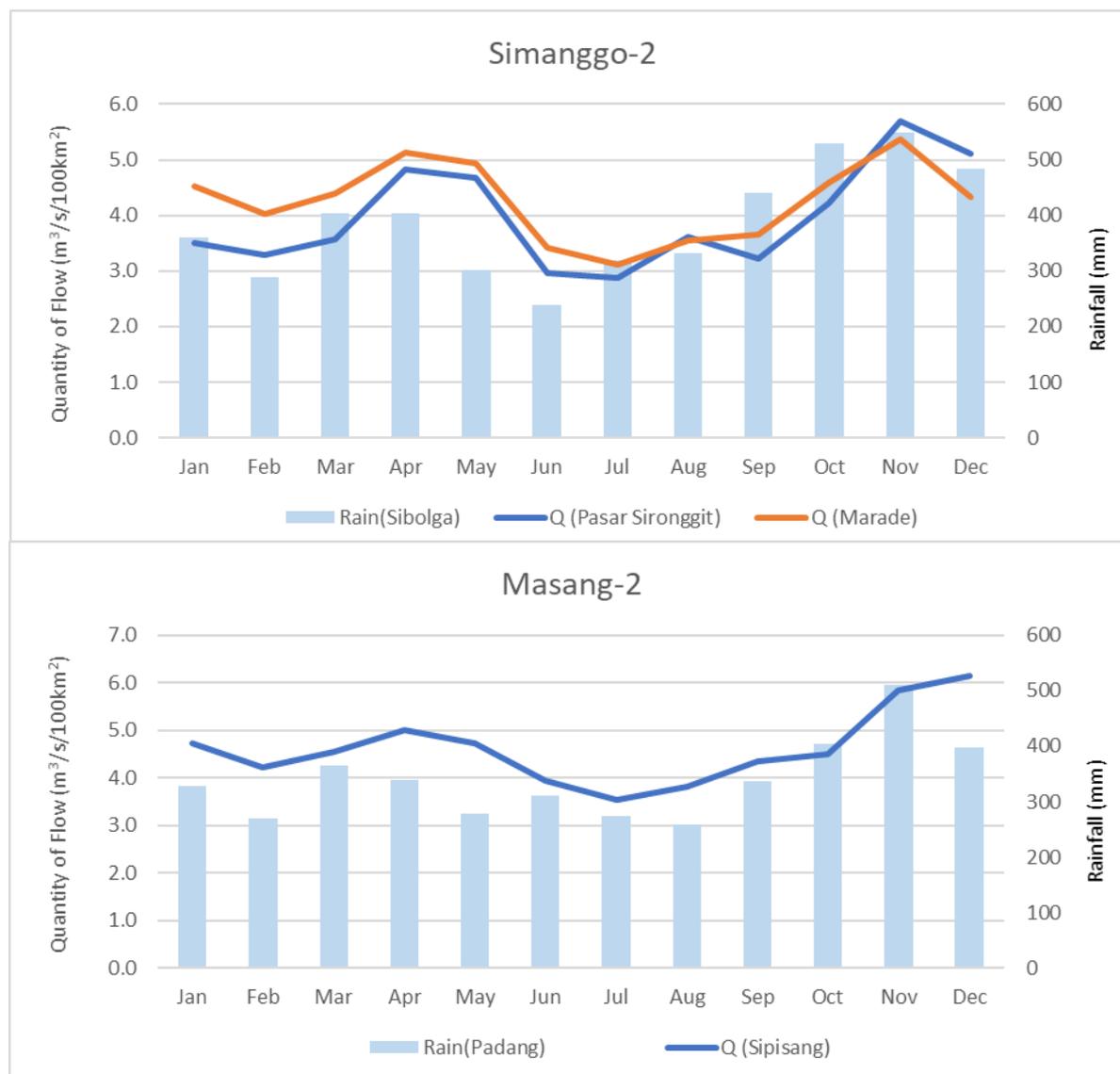
(2) Kapasitas musiman

Kapasitas musiman dianalisis menggunakan dokumen Pra-FS dari 2 proyek (Simanggo-2 dan Masang-2) di antara 115 proyek. Tabel 6-19 menunjukkan gambaran dari dua proyek. Kapasitas adalah nilai dalam dokumen Pra-FS.

Tabel 6-19 Tampilan 2 proyek

No.	ID No.	Name	Province	Type	installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Catchment Area (km ²)	Discharge (m ³ /sec)	Effective head (m)	Pond (10 ³ m ³)
21	1-190-41	Simanggo-2	North Sumatra	ROR	90	416	480.6	38.1	260.3	600
42	1-163-02	Masang-2	West Sumatra	ROR	52	240	444.9	32	178.8	322

Gambar 6-25 menunjukkan curah hujan dan aliran sungai untuk dua proyek yang berada di Sumatera. Curah hujan dan aliran sungai meningkat pada Nov-Des dan Mar-Apr.

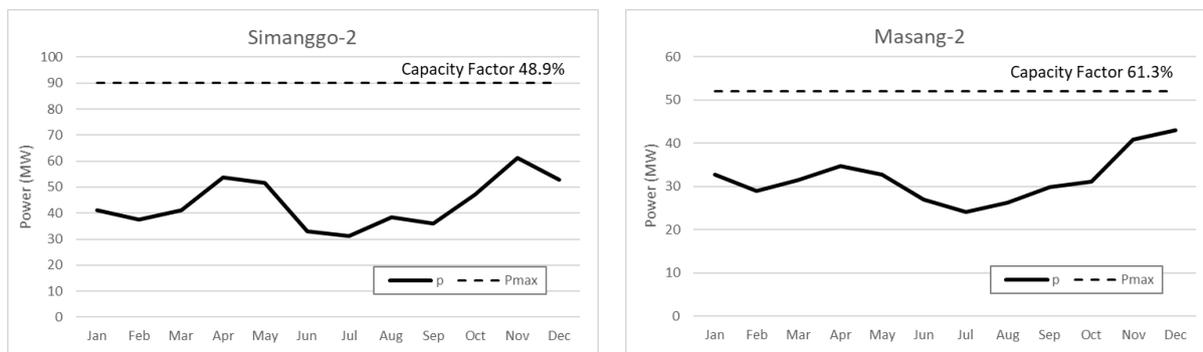


Curah hujan: 1991-2020, Diperkirakan oleh Badan Meteorologi Jepang

Gambar 6-25 Aliran sungai musiman dan curah hujan di 2 pembangkit sampel

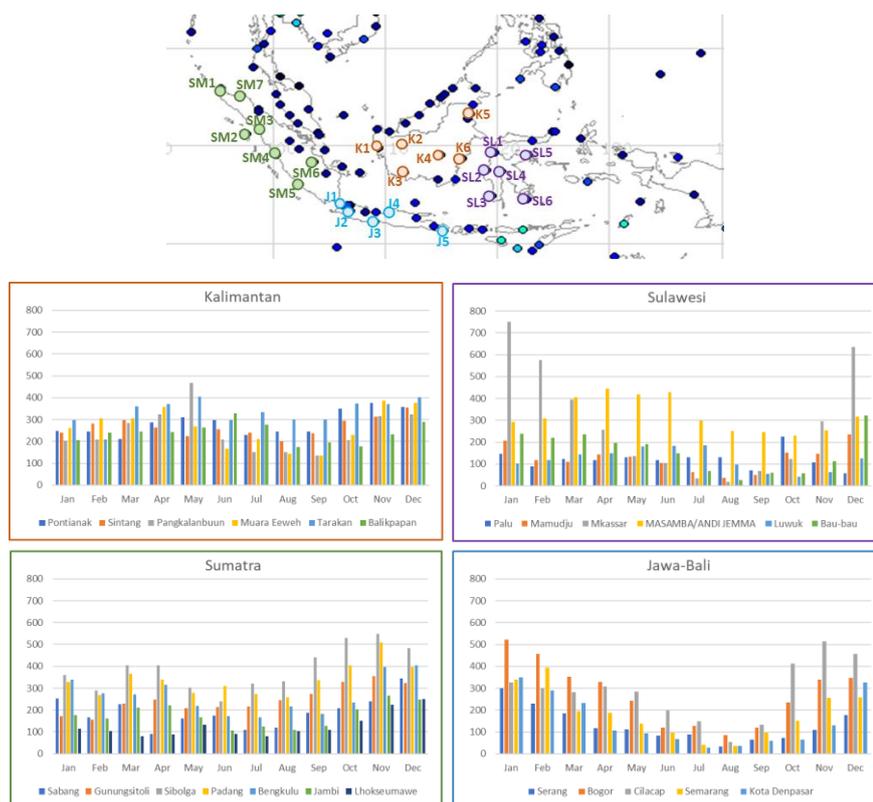
Gambar 6-26 menunjukkan kapasitas musiman menurut data aliran sungai. Debit lingkungan sungai ditetapkan sebesar 0.2m³/s/100km².

Di HPPS2, 2 proyek tersebut adalah pembangkit listrik tipe aliran masuk, tetapi keduanya memiliki kolam perantara dalam dokumen Pra-FS. Garis putus-putus menunjukkan output maksimum yang dapat bertahan 4 jam menggunakan penyimpanan di kolam perantara.



Gambar 6-26 Output daya musiman di 2 pembangkit sampel

Gambar 6-27 menunjukkan ciri-ciri musiman curah hujan di Indonesia. Curah hujan meningkat pada Nov-Des, dan menurun pada Jun-Sep di setiap area. Perbedaan musim hujan dan musim kemarau cukup besar di Jawa-Bali dan Sulawesi. Curah hujan sangat bervariasi tergantung pada titik pengukuran di Sulawesi.



Curah hujan: 1991-2020, Diperkirakan oleh Badan Meteorologi Jepang

Gambar 6-27 Curah hujan menurut wilayah

Karena curah hujan tahunan sangat bervariasi dari 1.500 hingga 4.500 mm per tahun, penyelidikan dan analisis terperinci sangat penting di setiap lokasi.

Sebagai pemeriksaan kasar, output musiman diperkirakan dari kapasitas 22.254 MW, yang mencakup pembangkit yang ada dan 115 proyek di HPPS2. Diperkirakan menggunakan kapasitas masing-masing pembangkit dan curah hujan rata-rata di daerah, dan faktor kapasitas diatur ke 55% (nilai tengah dari dua proyek sampel).

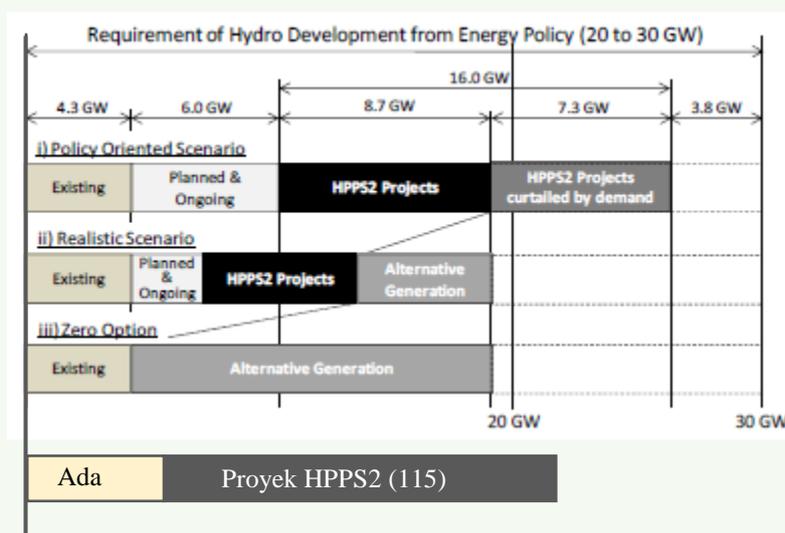
Tabel 6-20 menunjukkan perkiraan output musiman menurut wilayah.

Tabel 6-20 Estimasi output musiman berdasarkan area (MW)

Area	Existing	Potential	Summation	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Sumatra	1,943	3,766	5,709	3,122	2,826	3,111	3,024	2,683	2,398	2,224	2,416	2,949	3,608	4,713	4,588
Jawa-bali	2,406	423	2,829	2,916	2,901	1,927	1,556	1,259	868	636	365	735	1,260	1,948	2,396
Kalimantan	30	8,273	8,303	3,988	4,586	4,682	5,233	5,340	4,441	3,935	3,276	3,497	4,398	5,654	5,787
Sulawesi	1,057	4,357	5,414	4,277	3,798	3,520	3,462	3,244	3,010	2,249	1,564	1,420	2,407	2,585	4,228
Summation	5,436	16,818	22,254	14,303	14,111	13,240	13,275	12,526	10,717	9,044	7,621	8,601	11,673	14,900	16,999

(Referensi)

Studi Master Plan oleh JICA pada tahun 2011 menunjukkan 2 skenario untuk pengembangan PLTA sampai dengan tahun 2027. Salah satunya adalah skenario pengembangan maksimum sebesar 19.100MW. Yang lainnya adalah skenario realistis, sebesar 12.378MW. Mereka termasuk pembangkit yang ada.



Gambar 6-28 Potensi tenaga air

Jika pembangkit listrik tenaga air memiliki kolam perantara, output maksimum akan diharapkan sepanjang musim, seperti pada dua proyek sampel. Di masa depan, jika jumlah pembangkit listrik tenaga surya meningkat, pembangkit listrik tenaga air dengan kolam perantara akan menyimpan aliran sungai di siang hari untuk mengurangi output, dan meningkatkan output pada malam hari puncak. Selanjutnya, untuk pembangkit listrik tipe reservoir dan pembangkit listrik tipe cascade yang terletak di hilir, penyesuaian musiman akan diantisipasi melalui penyimpanan reservoir. Hal ini dimungkinkan untuk menyimpan aliran sungai selama musim hujan dalam kapasitas waduk, dan meningkatkan output ketika output dari pembangkit listrik tenaga surya dan pembangkit listrik tenaga angin menurun.

(3) Biaya pengembangan

Biaya pengembangan untuk dua pembangkit sampel diperkirakan 2.300 USD/kW untuk proyek Simango-2, hingga 3.700 USD/kW untuk proyek Masang-2.

Biaya pengembangan sangat bervariasi dari situs ke situs. Biaya pengembangan terdiri dari 50% pekerjaan sipil, 30% biaya generator dan turbin, dan 10% penstock. Biaya kolam perantara adalah 20% dari pekerjaan sipil.

Biaya pengembangan untuk proyek Kota Panjang (kapasitas 114MW dengan reservoir 107m³) adalah 2.400USD/kW.

Pembangunan pembangkit listrik tenaga air memerlukan waktu yang lama dan biaya yang signifikan untuk pra-pekerjaan, survei aliran sungai, survei geoteknik dan sebagainya.

(4) Isu tentang pembangunan

Dikatakan, survei aliran sungai membutuhkan waktu 20 tahun, hingga dimulainya pembangunan. Tahap awal adalah memastikan dengan benar jumlah air yang dapat digunakan di lokasi sebenarnya. Sebagian air digunakan di tempat lain untuk irigasi, dll. Jika data aliran yang diterbitkan oleh pemerintah pusat ada di dekat lokasi, perencanaan akan relatif lancar.

Struktur teknik sipil yang dirancang dan dibangun dengan baik dapat digunakan untuk jangka waktu yang lama selama beberapa dekade. Karena sebagian besar kerusakan fatal pada pembangkit listrik tenaga air terjadi pada tahap konstruksi, tahap penyimpanan awal, dan segera setelah dimulainya operasi, maka sangat penting untuk mengurangi risiko dengan merencanakan dan merancang proyek berdasarkan survei topografi yang terperinci. dan geologi. Dalam membangun pembangkit listrik bawah tanah, penyelidikan rinci diperlukan sebelum memilih lokasi.

Pengembangan potensi hidro yang lebih besar memiliki banyak tantangan, dan membutuhkan lebih banyak waktu untuk survei dan desain daripada pengembangan yang lebih kecil.

(5) Kebijakan promosi pembangunan, dll.

Pemerintah Indonesia telah memperkenalkan beberapa insentif untuk pengembangan IPP untuk memperluas pengenalan energi terbarukan.

1. Pembebasan penggunaan mata uang lokal (rupiah) untuk proyek strategis nasional.
2. Insentif pajak yang berlaku untuk proyek pembangkit listrik energi terbarukan.
3. Jaminan Pemerintah untuk Proyek Pembangkit Listrik.

Selain itu, ada laporan media bahwa "pemerintah Indonesia sedang mempertimbangkan peraturan presiden yang mencakup insentif untuk proyek pembangkit listrik energi terbarukan".

Untuk detailnya, lihat "6.4.4 Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi".

(6) Kontribusi dan rekomendasi mengenai bisnis Jepang

Proyek dengan keuntungan yang diharapkan tinggi akan dikembangkan oleh investor swasta. Menggunakan return on equity (ROE) sebagai indikator, ada pandangan bahwa jika ini melebihi 18%, Produsen Listrik Independen (IPP) akan mengembangkan proyek, dan jika di bawah ini, proyek akan dikembangkan melalui KPS atau menjadi berbasis ODA.

Investor swasta mungkin lebih menyukai lead time yang singkat untuk pengembangan, sehingga lebih mudah untuk memilih proyek yang lebih kecil dengan penelitian awal yang minimal. Jika rencana pengembangan kecil telah disetujui sebelumnya, potensi pengembangan pembangkit listrik tenaga air besar di sungai yang sama dapat ditolak.

Tanah dan air yang dibutuhkan untuk pembangkit listrik tenaga air diawasi oleh pemerintah daerah, dan bisnis listrik diawasi oleh Kementerian ESDM. Untuk menghormati pembangunan PLTA yang diusulkan melalui pemerintah daerah sebanyak mungkin tanpa mengganggu pembangunan PLTA

besar, jika semua rencana pengembangan PLTA disiapkan oleh PLN untuk mengoptimalkan potensi PLTA, dan rencana yang disetujui oleh Kementerian ESDM dipublikasikan dalam RUPTL, swasta investor dan pemerintah daerah akan memiliki pemahaman yang sama tentang pembangunan pembangkit listrik tenaga air.

JICA telah memberikan dukungan untuk pengembangan banyak pembangkit listrik tenaga air yang penting di Indonesia dan membuat Rencana Induk Pengembangan Tenaga Air pada tahun 2011.

Di Indonesia, berbagai perusahaan Jepang, seperti perusahaan tenaga listrik, perusahaan konstruksi, konsultan desain, dan produsen peralatan tenaga listrik berat, telah berkontribusi dalam pengembangan pembangkit listrik tenaga air pada setiap tahap perencanaan, penelitian, desain, konstruksi, dan manajemen operasi. .

Dalam beberapa tahun terakhir, Kansai Electric Power Co., Inc. telah berpartisipasi dalam pengembangan pembangkit listrik tenaga air Rajamandala sebagai IPP, dan pada tahun 2019, pembangkit listrik 47 MW mulai beroperasi secara komersial. Ini adalah bentuk bisnis Build, Operate and Transfer (BOT) yang akan ditransfer ke PLN setelah 30 tahun beroperasi secara komersial. Perusahaan juga terlibat dalam operasi O&M.

Khusus di DAS dengan prioritas tinggi, PLN sebaiknya membuat perencanaan yang komprehensif. Sebagai langkah pertama, pembangkit listrik yang ada dan semua rencana pengembangan harus dikonfirmasi, dan Rencana Induk ditinjau untuk setiap sungai untuk memaksimalkan pengembangan tenaga air. JICA dan perusahaan Jepang dapat memberikan dukungan untuk membuat rencana pembangunan yang rasional.

(Lampiran) Pemeliharaan waduk dan kolam perantara

Sebagai pengenalan dan perluasan energi terbarukan yang tidak memiliki kemampuan penyesuaian output (seperti tenaga surya dan tenaga angin) berlangsung, peningkatan efek penyesuaian output menggunakan waduk dan kolam perantara akan diharapkan.

Karena waduk besar dengan beberapa ratus juta m³ ada di Indonesia, rasionalisasi operasi air di seluruh cekungan, termasuk untuk pembangkit listrik yang terletak di daerah hilir, sangat berharga.

JICA mengkonfirmasi masalah yang disebabkan oleh sedimentasi, yang dapat mempengaruhi pembangkit listrik, di beberapa waduk selama survei bersama dengan PLN pada tahun 2010.

+ bendungan Sutami

Pembangkit listrik tenaga air Sutami (105MW, dari 1973) dan pembangkit listrik tenaga air Wlingi (54MW, dari 1978) telah disurvei.

Di cekungan tersebut, terdapat produksi sedimen aktif akibat aktivitas vulkanik, dan kapasitas penyimpanan air efektif sebesar 253 juta m³ menurun menjadi 142 juta m³ pada tahun 2019.

Pemerintah Indonesia meminta Pemerintah Jepang untuk bekerja sama dengan rencana penanggulangan sedimentasi bendungan Sutami di antara perbaikan pengelolaan sumber daya air yang tercantum dalam "Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional 2020-2024".

Pembangunan terowongan pembuangan pasir, pengadaan kapal keruk, dll. direncanakan sebagai langkah-langkah untuk memerangi sedimentasi.

+ Waduk Soedirman

Di PLTA Soedirman (180.9MW, dari tahun 1988), terendapkan 118,6 juta m³ pasir hingga tahun 2014. Pengerukan skala kecil dan penggelontoran sedimen telah dilakukan, tetapi belum cukup efektif untuk mengatasi masalah tersebut.

+ Waduk Saguling

Di PLTA Saguling (700MW, dari tahun 1985), karena waduk memiliki kapasitas besar 875 juta m³, penurunan kapasitas bukanlah masalah langsung. Tetapi karena Kota Bandung (populasi 2,5 juta) terletak di daerah hulu, masalah kualitas air yang disebabkan oleh drainase limbah, dan polusi limbah domestik dan limbah dalam jumlah besar disebut-sebut sebagai masalah.

+ Waduk Wonogiri

Untuk PLTA Wonogiri (12,4MW, dari 1981), sedimen mencapai 58 juta m³ sampai tahun 2005 dalam kapasitas efektif (615 juta m³), atau hanya 13,4%. Tetapi karena kapasitas sedimen mencapai 49,1% (114 juta m³), langkah-langkah untuk jangka panjang masih menjadi masalah.

+ Tanaman lain

Masalah dikonfirmasi di PLTA Sengguruh, PLTA Wlingi, PLTA Selorejo di Jawa, PLTA Tonsea Lama di Sulawesi, dan PLTA Renun di Sumatera dalam survei JICA pada tahun 2010.

Di Indonesia yang memiliki iklim hutan hujan tropis dan curah hujan yang tinggi, kerusakan akibat banjir telah berulang kali terjadi selama bertahun-tahun, dan terakhir pada Februari 2021, banjir menyebabkan genangan, termasuk korban manusia di ibu kota, Jakarta. Melalui Proyek Penguatan Organisasi Penanggulangan Banjir Wilayah Metropolitan Jakarta pada tahun 2010, JICA juga telah berkontribusi dalam pengurangan risiko banjir, di bidang-bidang seperti kapasitas pemeliharaan sungai, kapasitas operasi fasilitas drainase, dan tindakan lunak yang berkontribusi pada evakuasi warga. Seperti halnya di Indonesia, pengetahuan teknologi berbasis pengembangan sumber daya air dan pengendalian banjir, yang dipelajari dari menghadapi bencana banjir di Jepang, dapat berkontribusi besar terhadap ketahanan.

6.4.4 Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi

(1) Potensi panas bumi

Ada beberapa laporan tentang potensi panas bumi di Indonesia. Menurut buku pegangan statistik ekonomi energi yang diterbitkan pada tahun 2019 oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, sumber yang relatif baru, potensi panas bumi sebesar 23.965 MW (cadangan 14.626 MW, dan sumber daya 9.339 MW).

Indonesia memiliki potensi panas bumi yang besar, seperti Amerika Serikat dan Jepang. Tabel 6-21 ke Tabel 6-23 menunjukkan potensi panas bumi berdasarkan wilayah.

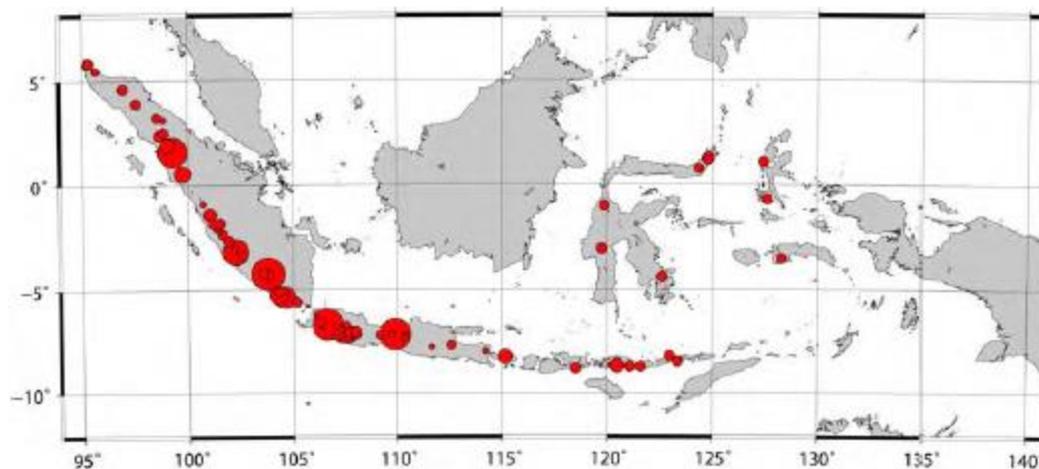
Menurut RUPTL (2021-2030), potensi panas bumi adalah 9,7 GW untuk Sumatera dan 8,1 GW untuk Jawa. Menurut survei TEPSCO, pembangkit listrik yang dikembangkan total 702 MW untuk Sumatera dan 615 MW untuk Jawa.

Meskipun sumbernya berbeda, rasio potensi panas bumi yang sudah dikembangkan adalah 5,8%.

Tabel 6-21 Lokasi potensi panas bumi

No.	Island	Potential energy (MW)					Total	(Repeat) Installed capacity
		Power source		Reserves				
		Speculative	Hypothesis	Suspected	Possible	Proved		
1	Sumatra	2,276	1,557	3,735	1,041	1,070	9,679	562
2	Jawa	1,265	1,190	3,414	418	1,820	8,107	1,254
3	Bali	70	21	104	10	30	335	0
4	Nusa	190	148	892	121	12	1,363	13
5	Southeast Kalimantan	151	18	13	0	0	182	0
6	Sulawesi	1,365	362	1,041	180	120	3,068	120
7	Maluku	560	91	497	6	2	1,156	0
8	Papua	75	0	0	0	0	75	0
Total		5,952	3,387	9,696	1,776	3,054	23,965	1,948

(Sumber: RUPTL (2021-2030))



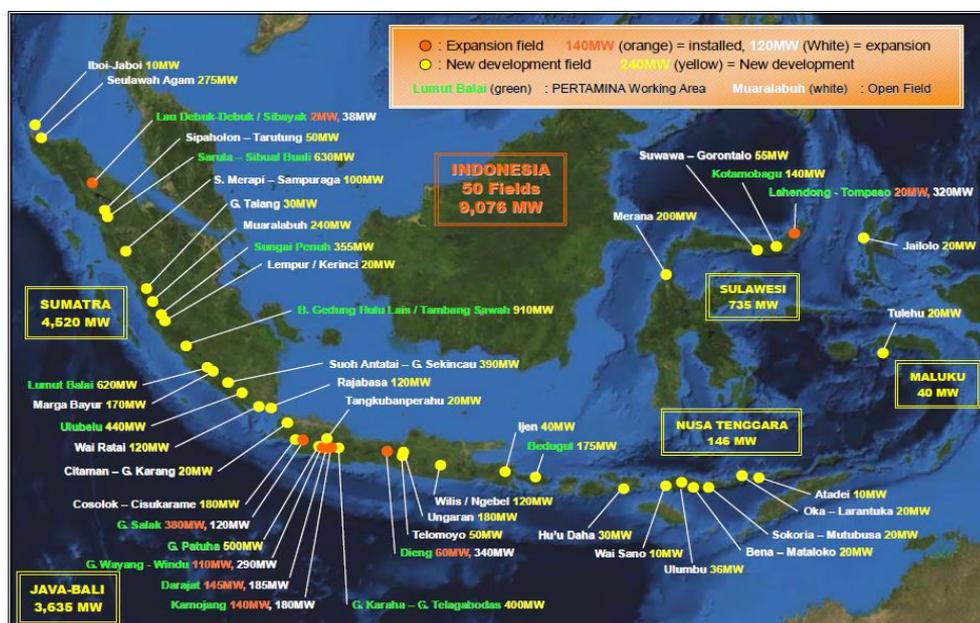
(Sumber: Ladang panas bumi utama di Indonesia (Muraoka 2005))

Gambar 6-29 Tempat panas bumi utama di Indonesia

Tabel 6-22 Pembangkit yang ada dan sedang dibangun

Name	Unit	Capacity (MW)	Location	Operation start time
Kamojang	1	30MW	Jawa	Dec-83
	2 & 3	55MW × 2		Oct-87, Nov-87
	4	60MW		Jan-08
	5	35MW		Jun-15
Sibayak Monoblok	1	2MW	Sumatra	Aug-96
Wayang Windu	1	110MW	Jawa	Jun-00
	2	120MW		Mar-09
Sibayak	1 & 2	5MW×2	Sumatra	Sep-08
Lahendong	1 & 2 & 3 & 4	20MW×2	Sulawesi	Aug-01, Jun-07, Apr-09, Nov-11
	5 & 6	20MW×2		Dec-16
Ulubelu	1 & 2	55MW×2	Sumatra	Sep-12
	3 & 4	55MW×2		Jun-16, Mar-17
Karaha	1	30MW	Jawa	Apr-18
Sarulla	1 & 2 & 3	110MW×3	Sumatra	May-18
Lumut Balai	1	55MW	Sumatra	Sep-19
	2	55MW		Under Construction
Muara Laboh	1	85MW	Sumarta	Dec-19
	2	65MW		Under Construction (complete in 2024)
Dieng	1	60MW	Jawa	Operating
	2 & 3	55MW × 2		Under Planning
Patuha	1	60MW	Jawa	Operating
	2 & 3	55MW × 2		Under Planning
Hululais	1 & 2	55MW×2	Sumatra	Under Construction
	extension	unknown		investigating
Rajabasa	1 & 2	110MW×2	Sumatra	Under Construction
Rantau Detap	1	98.4MW	Sumatra	Under Construction
Sungai Penuh	1	55MW	Sumatra	Under Construction
Gunung Lawu	unknown	unknown	Jawa	investigating
Kotamobagu	unknown	unknown	Sulawesi	investigating

(Sumber: Disurvei oleh TEPSCO)



(Sumber: Rencana Induk pengembangan panas bumi di Indonesia (2007, JICA))

Gambar 6-30 Lokasi pembangkit panas bumi

Tabel 6-23 Potensi panas bumi yang perlu penelitian lebih lanjut

No.	Names	Provinces	Cap. (MW)	No.	Names	Provinces	Cap. (MW)
1	G. Geureudong	Aceh	50	61	Gunung Lawu # 1	Jateng	55
2	Gn. Kembar	Aceh	330	62	Gunung Lawu #2	Jateng	55
3	Jaboi (FTP2) #3	Aceh	80	63	Guci #1	Jateng	55
4	Lokop	Aceh	20	64	Guci #2	Jateng	55
5	Seulawah Agam (FTP2) #1	Aceh	55	65	Mangunan-Vanayasa	Jateng	40
6	Seulawah Agam (FTP2) #2	Aceh	55	66	Umbul Telumoyo (FTP2)	Jateng	55
7	Sarulla II #2	Sumut	110	67	Arjuno Welirang	Jatim	185
8	Sarulla II #3	Sumut	110	68	Bromo-Tengger	Jatim	20
9	Sarulla II (FTP2) #1	Sumut	40	69	Gunung Pandan	Jatim	60
10	Sibual Buai	Sumut	590	70	Gunung Wilis #1	Jatim	10
11	Simbolon Samosir (FTP2)#1	Sumut	50	71	Gunung Wilis #2	Jatim	10
12	Simbolon Samosir (FTP2)#2	Sumut	60	72	Iyang Argopuro (FTP2)	Jatim	55
13	Sipoholon Ria-Ria (FTP2)	Sumut	10	73	Krucil Tiris	Jatim	30
14	Bonjol (FTP2)	Sumbar	60	74	Songgoriti	Jatim	35
15	Cubadak	Sumbar	20	75	Banyu Wedang	Bali	10
16	Gn. Tandikat & Singgalang	Sumbar	20	76	Bedugul	Bali	110
17	Panti	Sumbar	55	77	On. Batur	Bali	40
18	Simisioh	Sumbar	55	78	Tabanan	Bali	65
19	Sumani	Sumbar	20	79	Pentadio	Gorontalo	10
20	Talamau	Sumbar	20	80	Puhuwato	Gorontalo	10
21	Grabo Nyabu # 1	Jambi	50	81	Suwawa	Gorontalo	20
22	Grabo Nyabu #2	Jambi	60	82	Klabat Wineru	Sulut	40
23	Sungai Pemih Semurup	Jambi	30	83	Klabat-Vineru	Sulut	10
24	Sungai Penuh Small Scale	Jambi	5	84	Kotamobagu I (FTP 2)	Sulut	20
25	Sungai Tenang	Jambi	10	85	Kotamobagu II (FTP 2)	Sulut	20
26	Lumut Balai #3	Sumsel	55	86	Kotamobagu III (FTP 2)	Sulut	20
27	Lumut Balai #4	Sumsel	55	87	Kotamobagu IV (FTP 2)	Sulut	20
28	Lumut Balai Small Scale	Sumsel	5	88	Lahendong #7	Sulut	20
29	Margabayur #1	Sumsel	30	89	Lahendong #8	Sulut	20
30	Margabayur #2	Sumsel	30	90	Lahendong Binary	Sulut	5
31	Tanjung Sakti	Sumsel	55	91	Lahendong Small Scale #2	Sulut	5
32	Bukit Daun #1	Bengkulu	55	92	Lahendong Small Scale #3	Sulut	5
33	Bukit Daun #2	Bengkulu	30	93	Bora Pulu (FTP 2)	Sulteng	40
34	Hululais (FTP2) #3	Bengkulu	55	94	Kadidia	Sulteng	55
35	Hululais (FTP2) #4	Bengkulu	55	95	Marana (FTP 2)	Sulteng	20
36	Hululais Small Scale #1	Bengkulu	10	96	Lainea	Sultra	20
37	Hululais Small Scale #2	Bengkulu	10	97	Bittuang	Sulsei	20
38	Lawang-Malintang	Bengkulu	20	98	Massepe	Sulsei	55
39	Tambang Sawah	Bengkulu	10	99	Pincara	Sulsei	10
40	Gn. Way Panas-Ulubelu	Lampung	110	100	Lilli-Seporaki	Sulbar	10
41	Sekincau (FTP2) #1	Lampung	55	101	BandaBaru	Maluku	10
42	Sekincau (FTP2) #2	Lampung	165	102	Tehoru	Maluku	10
43	Ulubelu Small Scale	Lampung	10	103	Akesahu	Malut	10
44	Gunung Endut (FTP2)	Banten	40	104	Gn. Hamiding #2	Malut	200
45	Cibeureum Parabakti	Jabar	85	105	Gunung Hamiding	Malut	20
46	Cibuni #2	Jabar	20	106	Jailolo (FTP2) #1	Malut	10
47	Cilayu	Jabar	20	107	Jailolo (FTP2) #2	Malut	20
48	Ciseeng	Jabar	20	108	Telaga Ranu	Malut	10
49	Cisolok-Cisukarame	Jabar	50	109	Hu'u (FTP2) #1	NTB	10
50	Gede Pangrango	Jabar	55	110	Hu'u (FTP2) #2	NTB	10
51	Gunung Ciremai (FTP2) #1	Jabar	55	111	Sembalun (FTP2) #1	NTB	10
52	Gunung Ciremai (FTP2) #2	Jabar	55	112	Sembalun (FTP2) #2	NTB	10
53	Gunung Galunggung it 1	Jabar	55	113	Gou - Inelika	NTT	10
54	Gunung Galunggung #2	Jabar	55	114	Lesugolo	NTT	10
55	Kamojang-Darajat	Jabar	65	115	Mapos	NTT	20
56	Karaha #2	Jabar	20	116	Nage	NTT	40
57	Masigit #1	Jabar	55	117	Sokoria #7	NTT	30
58	Papandayan	Jabar	40	118	Waisano	NTT	20
59	Tampomas	Jabar	45	119	Wapsalit	NTT	10
60	Wayang Windu(FTP2) #4	Jabar	120	120	WayPesi	NTT	10

Sumber: RUPTL (2021-2030)

(2) Skema pengembangan panas bumi

Sebelum berlakunya UU Panas Bumi pada tahun 2003, Pertamina adalah satu-satunya badan pertambangan panas bumi yang ditunjuk pemerintah di Indonesia, dan di wilayah pertambangan yang dipilih pemerintah, Pertamina memiliki hak eksklusif untuk melakukan kegiatan usaha panas bumi secara mandiri, atau meminta kontraktor untuk melakukannya. berdasarkan JOC (Kontrak Kerjasama Operasi). Kontrak Penjualan Energi (ESC) ditandatangani antara Pertamina sebagai penjual dan PLN sebagai pembeli.

UU Panas Bumi diundangkan pada tahun 2003, dan melalui tender untuk wilayah pertambangan, izin panas bumi dikeluarkan oleh pemerintah. "Peta Jalan Pengembangan Panas Bumi (2004-2020)", yang dirumuskan oleh Kementerian Pertambangan dan Energi pada tahun 2004, bertujuan untuk mengembangkan 6.000 MW pada tahun 2020 dan 9.500 MW pada tahun 2025.

Harga pembelian panas bumi (tekanan tinggi) ditetapkan melalui FIT, yang diperkenalkan pada tahun 2012.

Revisi UU Panas Bumi tahun 2014 memperjelas perbedaan antara pengembangan panas bumi dan pertambangan, dan pengembangan panas bumi menjadi mungkin di kawasan hutan bahkan di dalam hutan produksi dan kawasan hutan lindung, di mana sebagian besar sumber daya panas bumi Indonesia terkonsentrasi, dengan memperoleh izin untuk "meminjam dan menggunakan".

Saat ini, IPP akan dapat mengembangkan panas bumi dengan mengikuti proses tender terbuka dan memperoleh hak untuk mengelola dan mengoperasikan wilayah panas bumi. Pelelangan akan dilakukan dalam dua tahap berikut sesuai dengan Peraturan Menteri Nomor 37 Tahun 2018, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.

- i) Penyaringan pra-kualifikasi pada standar manajemen, teknis dan keuangan
- ii) Penetapan pemenang lelang yang akan diberikan hak (lisensi) untuk mengelola dan mengoperasikan wilayah panas bumi

(3) Perusahaan di Indonesia

Sebagian besar pembangkit listrik panas bumi di Indonesia telah dikembangkan oleh Pertamina, sebuah perusahaan minyak milik negara, PLN, sebuah perusahaan listrik milik negara, dan Pertamina Geothermal Energy (PGE) dan PT PLN Gas & Geothermal (PLN GG), mereka anak perusahaan pengembangan panas bumi.

Pada tahun 2003, pemerintah Indonesia memberlakukan Undang-Undang Panas Bumi, yang mengatur prosedur bagi perusahaan swasta untuk berpartisipasi dalam pengembangan panas bumi, dan pada tahun yang sama, Pertamina diubah menjadi perusahaan saham gabungan. Pada tahun 2006, Pertamina mendirikan PGE sebagai anak perusahaan dan mengalihkan bisnis panas bumi.

Pada tahun 2013, PGE mengumumkan rencana untuk membangun delapan pembangkit listrik tenaga panas bumi (655 MW):

- Ulubelu Unit 3 & 4 (2×55MW)
- Lumut Balai Unit 1 & 2 (2×55MW), Unit 3 & 4 (2×55MW)
- Lahendong Unit 5 & 6 (2×20MW)
- Karaha Unit1 (30MW)
- Kamojang Unit 5 (35MW)
- Hululais Unit 1 & 2 (2×55MW)
- Sungai Pnuh Unit 1 & 2 (2×55MW)

Pada tahun 2021, Kementerian Badan Usaha Milik Negara (BUMN: Kementerian Badan Usaha Milik Negara) mengumumkan akan mendirikan perusahaan induk milik negara untuk bisnis pembangkit listrik panas bumi, yang didanai bersama oleh Pertamina, PLN, dan pemerintah.

Perusahaan baru yang dibiayai induk perusahaan, PGE, PLN GG, dan PT Geo Dipa Energi, disebut-sebut mengembangkan energi panas bumi, memanfaatkan keunggulannya sebagai perusahaan panas bumi terbesar untuk membidik masing-masing bidang usaha: pengembangan, pengeboran, pasokan energi ke pengguna, dan pembiayaan.

PGE memiliki tujuh pembangkit listrik panas bumi dengan total output 672 MW, tiga pembangkit listrik tambahan dalam pengembangan dan tiga wilayah eksplorasi.

PT Geo Dipa Energi saat ini mengoperasikan dua pembangkit listrik tenaga panas bumi. PLTP Dieng sebesar 60 MW, dan direncanakan penambahan 55 MW untuk masing-masing Unit 2 dan 3. PLTP Patuha juga 60 MW, dan juga direncanakan penambahan 55 MW untuk masing-masing Unit 2 dan 3.

PLN GG dikatakan akan fokus pada pengoperasian pembangkit listrik tenaga panas bumi dan pengembangan panas bumi, menggunakan uap yang dihasilkan oleh perusahaan lain, serta melakukan penelitian bersama untuk pengembangan pembangkit listrik tenaga panas bumi Lahendong dan pembangkit listrik tenaga panas bumi Ulubelu dengan PGE.

PLN membuat daftar pemasok pra-terdaftar untuk pengembang energi terbarukan (DPT, Daftar Penyedia Terseleksi). Dalam DPT terbaru, 5 mitra pengembangan panas bumi (termasuk JV) tampak terdaftar.

1. Itochu (Jepang)
2. Medco Power Indonesia (Indonesia)
3. Ormat Geothermal Indonesia (Amerika Serikat)
4. KS Orka (Singapura) - Haliburton (Inggris Raya) - Adaro (Indonesia)
5. Apexindo (Indonesia) - Schulumberger (Prancis, Amerika Serikat) - EDC (Filipina)

PGE mengumumkan pada Januari 2021 bahwa Medco Power Indonesia (MPI) akan bersama-sama melakukan survei enam bulan di tujuh lokasi pengembangan panas bumi (total 700 MW). MPI adalah anak perusahaan listrik dari raksasa sumber daya Medco Energy International, yang mengoperasikan 18 pembangkit listrik (lebih dari 3.300 MW) di Indonesia.

(4) Kebijakan promosi pembangunan, dll.

Pemerintah Indonesia telah memperkenalkan beberapa insentif untuk pengembangan IPP untuk memperluas pengenalan energi terbarukan.

1. Pembebasan penggunaan mata uang lokal (rupiah) untuk proyek-proyek pembangunan ketenagalistrikan pada proyek-proyek infrastruktur strategis
2. Insentif pajak yang berlaku untuk proyek pembangkit listrik energi terbarukan, sesuai dengan hal berikut.
 - Pengurangan pajak penghasilan bersih sebesar 30% dari total penyertaan modal
 - 10% (atau lebih rendah) pajak penghasilan yang dikenakan kepada wajib pajak luar negeri
 - Perpanjangan periode akumulasi rugi pajak (sampai 10 tahun)
 - Memperpendek periode penyusutan untuk aset berwujud/tidak berwujud
3. Pembebasan tarif 2,5% atas impor barang modal yang digunakan dalam proyek pembangkit listrik
4. Jaminan Pemerintah untuk Proyek Pembangkit Listrik
5. Pengenalan sistem OSS (Online Single Submission) untuk mempermudah perolehan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (IUPTL)

Pada tahun 2020, ada laporan media bahwa "pemerintah Indonesia sedang mempertimbangkan keputusan presiden yang mencakup insentif untuk proyek pembangkit listrik energi terbarukan".

Dalam laporan media, beberapa insentif dan ketentuan preferensial telah dibayangkan untuk pengembangan panas bumi dibandingkan dengan energi terbarukan lainnya, sebagai berikut.

- Penerapan tax holiday (pembebasan pajak penghasilan badan sementara) dan tax allowance (insentif pajak badan)
- Pembebasan pajak pertambahan nilai, bea masuk dan pajak dibayar di muka (PPH 22) atas barang impor
- Pengurangan Pajak Bumi dan Bangunan (PBB) untuk kegiatan usaha panas bumi
- Dukungan untuk survei panas bumi dan pengumpulan informasi
- Pinjaman melalui badan usaha milik negara

Selain itu, Biro Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi Kementerian ESDM (selanjutnya disebut EBTKE) melakukan survei panas bumi atas biaya pemerintah untuk mengurangi risiko pada pengembang. Setelah menawar, pengembang yang memperoleh hak pengembangan akan membayar biaya survei. Survei saat ini sedang berlangsung di daerah Cisorok di Jawa Barat dan daerah Nage di Nusa Tenggara Timur.

(5) Isu dalam mempromosikan pengembangan panas bumi

Dalam pengembangan panas bumi, energi diambil dari uap dan air panas yang ada di kedalaman sekitar 1.500 hingga 3.000 m di bawah tanah, dan diharapkan memiliki faktor kapasitas 90% sebagai daya yang stabil.

Namun, banyak risiko besar yang ada dalam pembangunan.

Diperlukan survei jangka panjang dan investasi skala besar, seperti halnya pengembangan sumber daya minyak, gas alam, dan mineral.

Ada tiga isu besar terkait pengembangan panas bumi.

- a. Investasi awal yang besar, biaya pembangkitan biasanya melebihi harga jual.
- b. Karakteristik sumber daya panas bumi sangat mempengaruhi keuntungan proyek.
- c. Waktu tunggu yang lama sebelum pengembangan dan investasi awal yang besar.

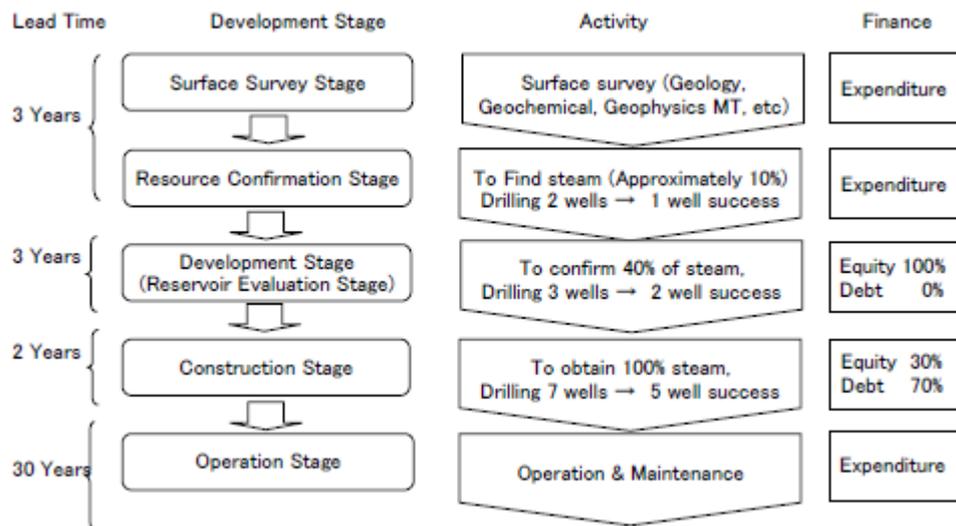
Tabel 6-24 dan Gambar 6-31 menunjukkan biaya dan proses, sebagai contoh kasus pengembangan pembangkit listrik tenaga panas bumi 55MW.

Tabel 6-24 Biaya pengembangan panas bumi (kasus model 55MW)

Stage	Content	Cost (m\$)
1. Surface Survey	Wide-area Surface Survey	2
2. Exploratory	2 Exploratory Wells (success rate 50%) etc.	10
3. Confirmation (Development)	3 Production Wells (success rate 70%) etc.	10
4. Construction		
4.1 Steam Field	7 Production Wells (success rate 80%), P/L etc.	42
4.2 Power Plant	Power Plant	65
5. Others		7
Total		136

(Sumber: Rencana Induk Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (tahun 2007, JICA))

Biaya pembangkitan pembangkit listrik tenaga panas bumi melebihi biaya pembangkit listrik tenaga batubara, dan keduanya merupakan pembangkit beban dasar. Karbonisasi rendah dapat meningkatkan biaya pembangkitan pembangkit listrik tenaga batubara, dan pembangkit listrik tenaga panas bumi mungkin menjadi lebih unggul.



(Sumber: Rencana Induk Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (tahun 2007, JICA))

Gambar 6-31 Proses untuk pengembangan panas bumi (kasus model 55MW)

Pada setiap tahap - survei, pengembangan, dan operasi - ada risiko teknis yang penting, yang dapat mempengaruhi biaya pengembangan dan keluaran daya, dan secara langsung terkait dengan profitabilitas.

- (a) Tahap survei
 - Kesulitan dalam membangun akses jalan, dll.
 - Kesulitan dalam survei karena karakteristik daerah survei
 - Tingkat keberhasilan untuk pengeboran sumur survei
- (b) Tahap pengembangan
 - Kedalaman potensi panas bumi
 - Produktivitas potensi panas bumi
 - Sifat fluida panas bumi, konsentrasi gas yang tidak terkondensasi
 - Tingkat keberhasilan pengeboran sumur produksi
 - Kenaikan biaya untuk konstruksi dan peralatan
- (c) Tahap operasi
 - Redaman jumlah uap
 - Penurunan faktor kapasitas

Survei oleh EBTKE, untuk menyediakan data sumber daya panas bumi, akan berkontribusi pada pengurangan risiko dalam pembangunan.

(6) Kontribusi bisnis Jepang (rekomendasi)

JICA telah berkontribusi dalam pengenalan pengembangan panas bumi.

Pada tahun 2007, dibuat Rencana Induk Pengembangan Panas Bumi.

Pada tahun 2009, JICA menyelidiki pengenalan sistem FIT dan mengusulkan Efektivitas FIT, dan mengutip harga target 10,9 sen/kWh.

Pada tahun 2011, JICA mengusulkan pembentukan dana oleh pemerintah untuk survei.

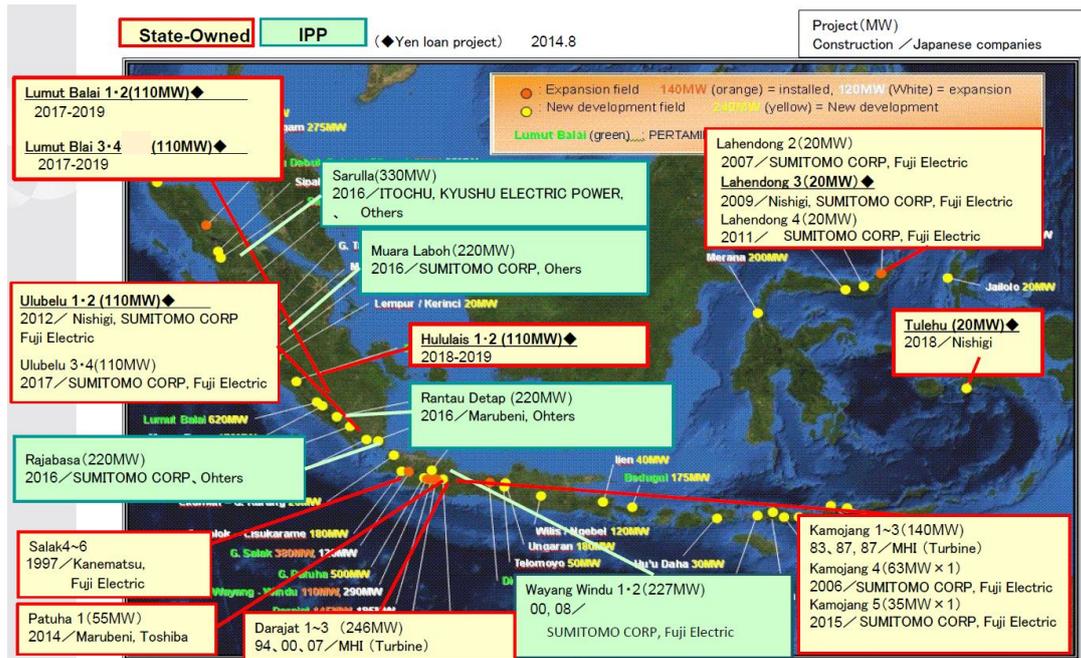
Pada tahun 2010-2013, membantu meningkatkan keterampilan dalam survei sumber daya panas bumi di Kementerian ESDM dan Pusat Sumber Daya Geologi (CGR).

Di bawah ini adalah pembangkit listrik di mana perusahaan Jepang telah berpartisipasi sebagai IPP.

- Pembangkit Listrik Wayang Windu (230MW, Jawa): Mitsubishi Corporation

- Pembangkit listrik Sarulla (330MW, Sumatra): Itochu Corporation, Kyushu Electric Power Company, INPEX
- Pembangkit Listrik Muara Laboh (85MW (mengembang 65MW), Sumatera): Sumitomo Corporation
- Pembangkit Listrik Rajabasa (membangun 220MW, Sumatra): Sumitomo Corporation
- Pembangkit Listrik Rantau Detap (membangun 98.4MW, Sumatra): Marubeni, Perusahaan Listrik Tohoku

Gambar 6-32 menunjukkan proyek berdasarkan pesanan yang diterima oleh perusahaan Jepang.



(Sumber: Rencana Induk Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (tahun 2007, JICA))

Gambar 6-32 Proyek berdasarkan pesanan yang diterima oleh perusahaan Jepang

Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC), New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) dll. tengah mengembangkan teknologi yang terkait dengan pengembangan dan pemanfaatan energi panas bumi di Jepang.

Teknologi tersebut akan berkontribusi pada upaya pengembangan panas bumi di Indonesia dengan mengurangi risiko pada setiap tahap pengembangannya.

Tabel 6-25 Teknologi untuk pengembangan panas bumi (JOGMEC dan NEDO)

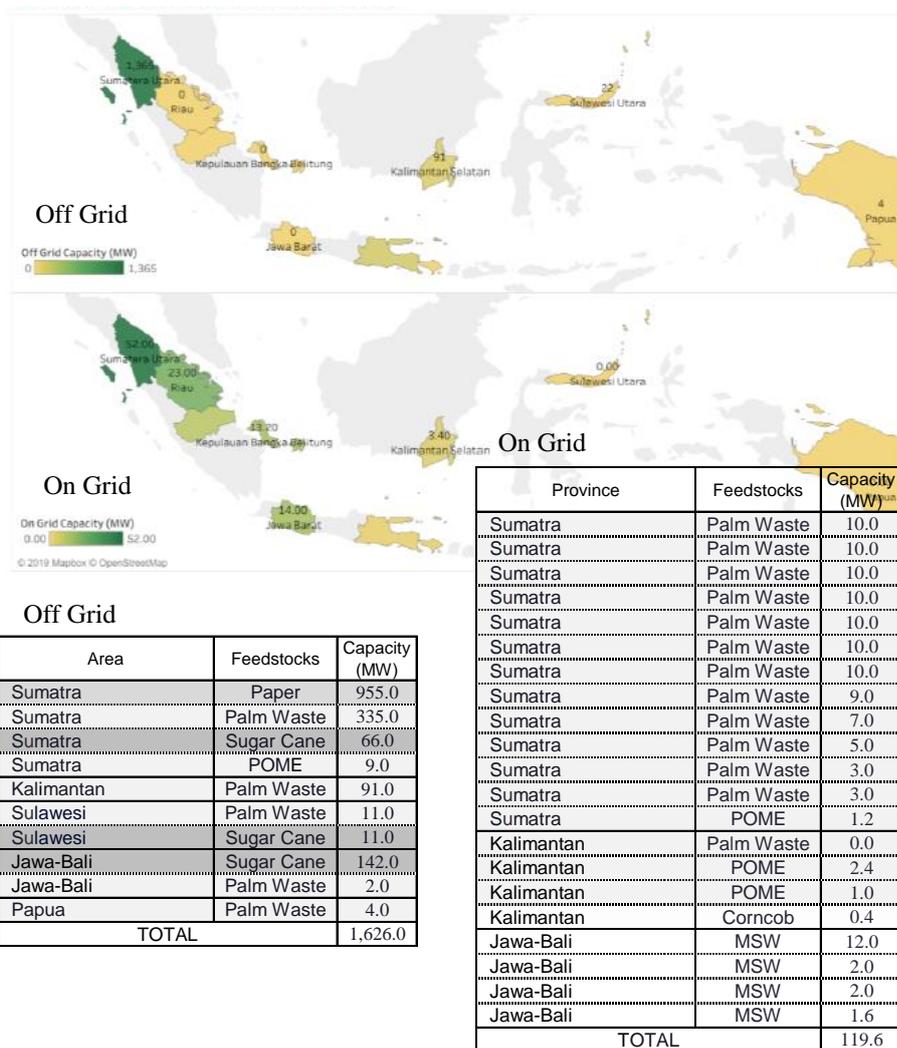
Organization	Title of subject	Project
JOGMEC	Evaluation / management technology of geothermal reservoir	Artificial recharge to geothermal reservoir
		Ground permeability improvement
	Geothermal reservoir exploration	Seismic survey for geothermal reservoir
		Survey by Superconducting Quantum Interface Device
		Survey from existing well
		Survey with directional borehole radar
	Drilling technology for geothermal reservoir	Shortening the survey period by Polycrystalline Diamond Compact Bit
		Shortening the survey period by small and high-power rig
		Mitigating the risk of lost circulation
NEDO	Geothermal power generation system environmentally friendly	Combined cycle geothermal power plants
	Micro binary power generation system (Utilization on geothermal energy at low-temperature area)	High efficiency binary power generation system using oil-free scroll expander
		Surface modification of steels to suppress calcium carbonate scale adhesion
		small generation system with corrosion and scale adhesion countermeasure
		Binary cycle power generation using hot spring thermal
		New high-performance low-boiling-point fluid for binary-cycle system
		Small binary power generation with water as working medium
	Expansion utilization of geothermal energy	Removal of scale at low temperature
		Hybrid geothermal power plant combined with other thermal energy sources
		Electrolysis scale remover for geothermal power plant
		Physical removing scale technology for geothermal power generation with hot spring heat utilization
		Mechanical Descaling Method for Binary Cycle Power Generation
		Turbine generator for binary power generation
		Turning scale-causing substances in hot water into high-performance material
	Various technology for geothermal energy utilization	Recovery of reinjection capacity of reinjection well
		Utilization of unused geothermal energy
		Advanced management of geothermal powerplant operations
		Alkali injection test into acidic hot water
		Utilization of non-used high-acidic hot water
		Low adhesion technologies for powerplant which utilizes high-acidic hot water
		Wellhead equipment for high-acidic hot water
		Predictive diagnosis of failure, for high operating rate
		Management of hydrogen sulfide at cooling towers
High-precision monitoring equipment for hydrogen sulfide		
Remote monitoring system of hot spring water quality		
IoT-AI application for small-scale geothermal smart power generation		

(Sumber: Rekomendasi dalam mempromosikan pengembangan dan pemanfaatan energi panas bumi (tahun 2020, NEF))

6.4.5 Pembangkit Listrik Biomassa

(1) Potensi biomassa

Gambar 6-33 menunjukkan kapasitas tenaga biomassa di Indonesia. Pembangkit listrik *off grid* lebih besar dibandingkan dengan pembangkit listrik *on grid*, dan banyak di antaranya berada di Sumatera. Banyak pembangkit listrik menggunakan Palm Waste (Limbah Sawit) dan POME sebagaimana merupakan residu yang dihasilkan dari kelapa sawit. Material dari kertas merupakan output daya yang besar (955MW) di Sumatera Utara. Tebu menghasilkan 219MW output daya pada tiga pembangkit di Jawa-Bali dan Sumatera. MSW, yang merupakan limbah perkotaan, menghasilkan 17,6MW dari output daya pada 4 pembangkit.



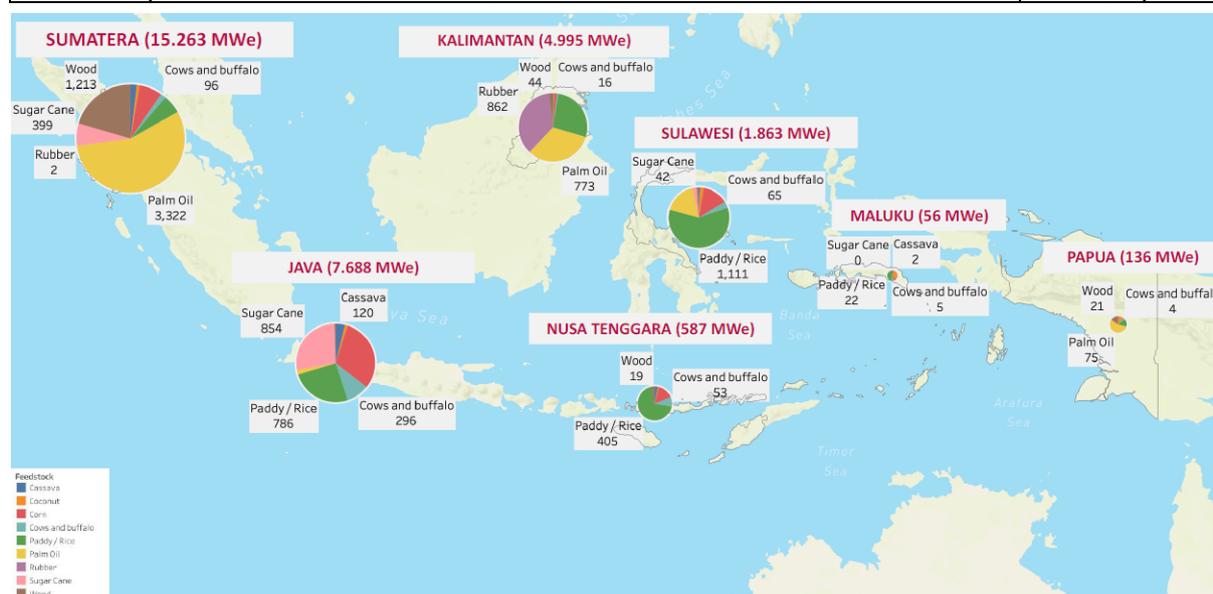
Sumber: Pedoman Investasi Bioenergi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (2016)

Gambar 6-33 Kapasitas pembangkit listrik tenaga biomassa di Indonesia

Potensi biomassa pada RUPTL (2021-2030) adalah sebesar 32.654 MW yang sebagian besar terdapat di Sumatera dan Jawa.

Tabel 6-26 Potensi biomassa

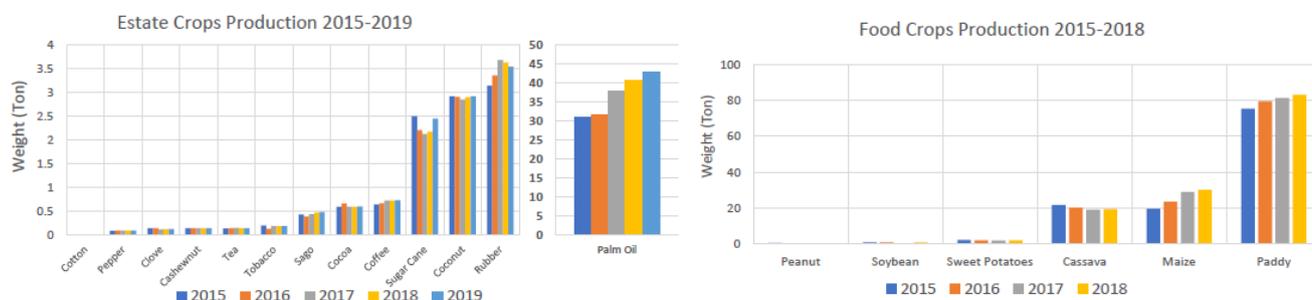
Feedstocks	Sumatra	Kalimantan	Java Bali	Nusa Tenggara	Sulawesi	Maluku	Papua	Total	Ratio
Palm Oil	8,812	3,384	60	0	322	0	75	12,654	38.8%
Sugarcane	399	0	854	0	42	0	0	1,295	4.0%
Rubber	1,918	862	0	0	0	0	0	2,780	8.5%
Coconut	53	10	37	7	38	19	14	178	0.5%
Rice Paddy	2,255	642	5,353	405	1,111	22	20	9,808	30.0%
Corn	408	30	954	85	251	4	1	1,733	5.3%
Cassava	110	7	120	18	12	2	0	270	0.8%
Wood	1,212	44	14	19	21	4	21	1,335	4.1%
Livestock	0	16	296	53	65	5	4	535	1.6%
Municipal Waste	326	66	1,527	48	74	11	14	2,066	6.3%
Total	15,589	5,061	9,215	635	1,937	67	150	32,654	100.0%



Sumber: Pedoman Investasi Bioenergi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (2016)

Gambar 6-34 Lokasi potensi biomassa

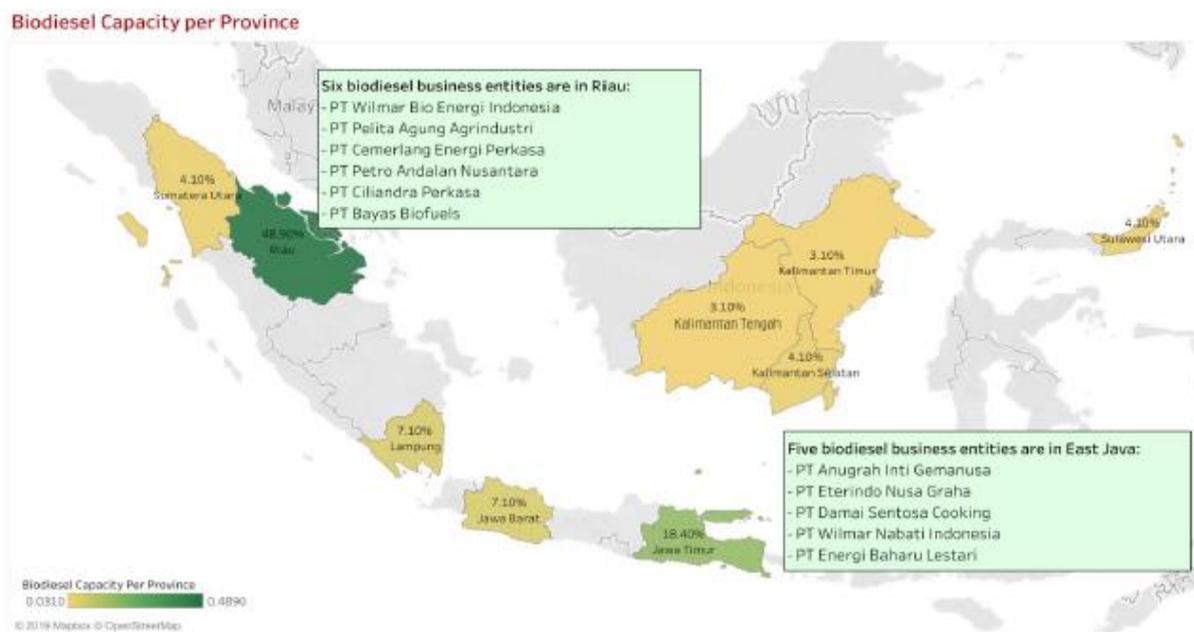
Dalam bidang produksi hasil perkebunan, kelapa sawit adalah yang menonjol dan produksinya terus meningkat. Dalam bidang produksi pangan dan tanaman, beras, jagung, dan ubi kayu diproduksi dalam jumlah besar.



Sumber: BPS – Badan Pusat Statistik dan Kementerian Pertanian (2019)

Gambar 6-35 Produksi tanaman

Indonesia merupakan negara produsen terbesar, dan negara pengekspor minyak sawit terbesar. Banyak pembangkit biomassa menggunakan limbah minyak sawit pasca produksi minyak sawit. Upaya pemanfaatan minyak sawit itu sendiri sebagai biodiesel masih terus dilakukan, sebagaimana kapasitas produksinya relatif terkonsentrasi di Sumatera dan Jawa.



Sumber: Pedoman Investasi Bioenergi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (2016)

Gambar 6-36 Kapasitas produksi biodiesel

Tabel 6-27 menunjukkan contoh pembangkit listrik yang mulai beroperasi dalam beberapa tahun terakhir. Semua biogas berasal dari minyak sawit, dan output daya dari biogas adalah kecil.

Tabel 6-27 Pembangkit listrik biomassa dimulai dalam beberapa tahun terakhir

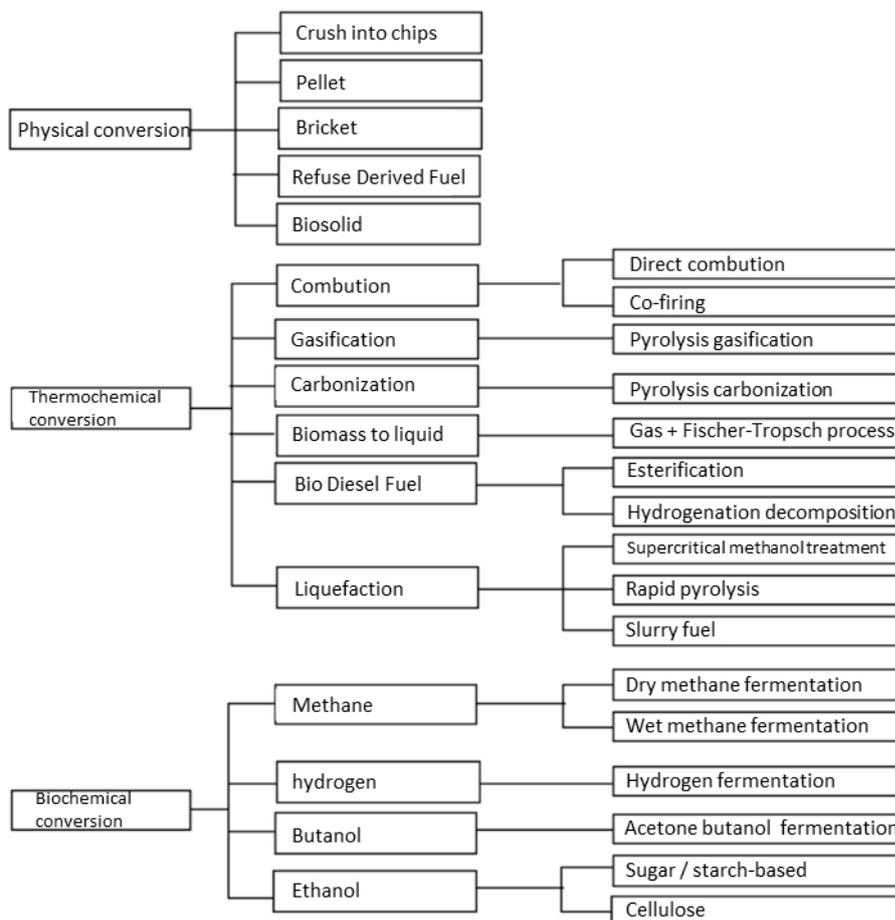
Name	Type	Location	COD	Capacity (MW)	Feedstocks	Capital (Mil US \$)
Siantan	Biomass Power Plant	Kalimantan	2018/4/23	10-15	Palm and wood shells, rice husks, corncobs, bagasse	20.3
BambuSiberut	Biomass Power Plant	Sumatra	2017/3/20	0.7-1.3	Bamboo	12.4
Soffi	Biomass Power Plant	Maluku	2019/4/2	10	Gamal plant	-
Jangkang	Biogas Power Plant	Belitung	2016.1	1.8	POME	-
Terantam	Biogas Power Plant	Riau	2019/3/4	0.7	POME	1.89
Sei Mangkei	Biogas Power Plant	Sumatra	2019 (Plan)	2.4	Palm	-

(as 1Rp= 0.00007 US \$)

Untuk pembangkit listrik yang menggunakan limbah, efisiensi ekonomi pembangkit biomassa dipengaruhi tidak hanya oleh biaya instalasi tetapi juga biaya pengurangan untuk penampungan dan pengolahan limbah.

(2) Isu mengenai pemanfaatan energi biomassa

Sumber daya biomassa terdiri dari berbagai sifat, seperti nilai kalor, berat jenis, dan kadar air. Beberapa teknologi konversi untuk pemanfaatan energi biomassa adalah dalam penggunaan praktis.



Sumber: Buku panduan pengantar energi biomassa (tahun 2017, NEDO)

Gambar 6-37 Teknologi pemanfaatan energi biomassa

Pengumpulan material biomassa yang stabil sangat penting bagi penggunaan komersial energi biomassa, selain teknologi konversi untuk energi biomassa.

Di Indonesia, pemanfaatan energi PKS dan POME adalah dalam penggunaan praktis bersamaan dengan pembuangan limbah kelapa sawit. Di Indonesia, minyak sawit diproduksi di perkebunan hutan hujan. Saluran dibangun di lahan basah yang luas di hutan hujan untuk pengembangan perkebunan tersebut. Dikarenakan saluran-saluran tersebut dapat memengaruhi gambut di dalam tanah menjadi kering, karbon di dalam tanah dilepaskan ke udara sebagai karbon dioksida dalam kebakaran skala besar. Beberapa menunjukkan bahwa konversi karbon dioksida gambut menghambat karbonisasi rendah.

Jumlah pembangkit listrik biomassa tergantung pada banyaknya bahan bakar yang dapat diperoleh. Terdapat diskusi di Indonesia tentang perluasan penggunaan bahan bakar yang berasal dari kayu, dari mana sejumlah besar bahan bakar dapat diperoleh.

Terdapat 920.000 km² kawasan hutan di Indonesia (terbesar kawasan hutan di Asia Tenggara), yaitu 48% dari luas daratan negara 1,91 juta km² (FAO/2014). Sebagian besar hutan tersebut merupakan hutan nasional, dimana 45% diklasifikasikan sebagai hutan lindung/hutan konservasi dan 55% diklasifikasikan sebagai hutan produksi.

Jumlah produksi kayu bulat tropis di Indonesia merupakan yang terbesar di dunia, yaitu sebesar 24% dari produksi dunia sebesar 330 juta m³ (2020). Di sisi lain, volume ekspor *wood pellet* yang mudah digunakan dalam jumlah besar di pembangkit listrik biomassa dan untuk *co-firing* pembangkit listrik termal, jauh lebih rendah dibandingkan dengan negara tetangga seperti Vietnam dan Malaysia.

Dalam beberapa tahun terakhir, perusahaan lokal di Jawa Barat dan Jawa Tengah telah mendirikan pabrik sebagai industri lokal baru, menegaskan langkah ambisius untuk meningkatkan produksi *wood pellet*. Ke depannya, tidak menutup kemungkinan volume ekspor *wood pellet* akan meningkat, dan volume penggunaan di Indonesia juga akan meningkat.

Harga satuan *wood pellet* diperkirakan akan ditentukan berdasarkan persaingan dengan negara tetangga. Di Jepang, yang merupakan negara pengimpor *wood pellet*, volume impornya meningkat signifikan dalam beberapa tahun terakhir, sementara harga satuan bahan bakarnya stabil pada kisaran 1.200 yen/GJ. Dengan asumsi harga satuan *wood pellet* di Indonesia yang merupakan negara pengeksport 2/3 dari Jepang, diperkirakan sekitar 800 yen/GJ.

Penggunaan kayu sebagai bahan bakar berpotensi menghasilkan listrik yang cukup besar.

Namun bila melibatkan deforestasi skala besar, telah ada diskusi tentang apakah pembangkitan biomassa akan lebih unggul dibandingkan dengan keadaan sebelum penebangan dari sudut pandang netralitas karbon.

Indonesia memiliki beberapa sistem penebangan dan pengelolaan hutan. Sebuah sistem yang disebut SVLK (Sistem Verifikasi Legalitas Kayu) diperkenalkan atas dasar tujuan untuk membuktikan legalitas kayu. Selain itu, terdapat tiga sistem sertifikasi pengelolaan hutan lestari: FSC (Forest Stewardship Council), IFCC (Indonesian Forestry Certification Cooperation; persetujuan bersama dengan PEFC (Programme for The Endorsement of Forest Certification)), dan LEI (Lembaga Ekolabel Indonesia). Per tahun 2017, masing-masing telah memiliki sertifikasi pengelolaan hutan lestari seluas 20.000 hingga 37.000 km².

(3) Kerjasama dengan organisasi internasional

Kolaborasi dengan Global Green Growth Institute (GGGI), sebuah organisasi internasional, juga terlihat untuk mempromosikan karbonisasi rendah.

Untuk memperluas penggunaan energi yang berasal dari minyak kelapa sawit, dan lebih jauh lagi mengurangi pencemaran lingkungan dan penimbunan, gas alam terkompresi (BioCNG), dari pemanfaatan minyak kelapa sawit, kotoran ternak, dan sampah organik perkotaan, telah direncanakan di Indonesia.

(4) Kontribusi Bisnis Jepang (rekomendasi)

Berbagai bisnis Jepang telah terlibat dalam proyek penelitian dan demonstrasi oleh JICA, JETRO, METI, NEDO dan MOE, untuk pemanfaatan bioenergi dan rasionalisasi pengolahan limbah di Indonesia.

Dalam pemanfaatan bioenergi, diperlukan upaya berkelanjutan dalam setiap aspek, seperti produksi bahan baku tanaman, konversi ke bahan bakar, pemanfaatan pembangkit listrik, dan pembuangan limbah. Indonesia sebagai pengeksport bahan baku, dan pengusaha Jepang sebagai importir akan melakukan perluasan pengenalan dan pemanfaatan bioenergi secara efektif melalui kerjasama internasional.

Tabel 6-28 Proyek yang melibatkan pemanfaatan bioenergi

Organization	report	Project
NEDO	2004	Characteristics of <i>Jatropha curcas</i> and its Planting Trial at the Land after Coal
NEDO	2008	A series of tests to produce ethanol from EFB jointly with Indonesian BPPT
NEDO	2008	latest technology, economy and regulation related to waste and low-calorie coal co-firing
NEDO	2009	Industrial waste and biomass combustion in the Cement Industry
NEDO	2009	Feasibility Study of Model Project for Ethanol Production from Molasses and Bagasse in a Sugar Factory
NEDO	2011	Introduction of CFB (circulating Fluidized Bed) boiler, for EFB (Empty Fruit Bunch) utilization
JETRO	2011	BOT (Build Operate and Transfer) Project on mechanical biological treatment and RDF power generation, etc
JETRO	2011	Waste power generation with infrastructure development
JICA	2012	Preparation Survey of Waste Treatment Facility in West Jawa
JICA	2012	Pilot Project on the Recycle Based Intermediate Waste
NEDO	2012	Study of 12MW biomass project at Sei Mangei industrial estate using EFB
NEDO	2012	Research for a cellulosic bioethanol production plant and its economy and marketability toward business
JICA	2013	Biogasification and composting of organic waste in Bali
NEDO	2013	Model Project of Ethanol Production with Use of Bagasse/Molasses from sugar factory
JICA	2013	Promotion of electrification by small biomass power generation equipment
MOE	2014	Conversion business from palm oil mill effluent to fuel
MOE	2014	Waste power generation business in Bali
NEDO	2016	Energy-saving measures by production and utilization of biofuel such as BDF by using waste biomass in palm oil industry
JICA	2016	Recycling type intermediate treatment of waste, composting in Bali
JICA	2016	Improvement of management of waste in Sumatra
NEDO	2016	Energy saving and heat recovering waste treatment system through effective use of waste as a heat source
JICA	2016	Conversion from Palm Kernel Shell to biomass fuel
MOE	2016	Waste business with sorting and composting in Bali
JICA	2018	Improvement business of general waste treatment in Jawa
JICA	2018	Small incinerators with consideration of Environment in island areas
JICA	2018	Improvement business of general waste treatment in Bali
JICA	2018	Reduction of waste volume by introducing a crusher
MOE	2018	Composting business in Kalimantan
MOE	2018	Recycling business of building waste
JICA	2019	Supply chain of organic waste recycling
MOE	2019	Methane fermentation business from industrial food waste in Jawa
JICA	2020	Waste management support for building a resource-recycling society in Sumatra
JICA	2020	Treatment of general waste without incineration by multi-item sorting and weight reduction
JICA	2020	Pulp and paper manufacturing business from EFB waste

6.5 Tren Pengenalan Baterai Penyimpanan

6.5.1 Status Pengembangan dan Analisis Potensial untuk Teknologi Baterai Penyimpanan

(1) Aplikasi baterai penyimpanan

Baterai penyimpanan adalah teknologi paling populer untuk menyimpan daya listrik, dan dimanfaatkan dalam berbagai aplikasi. Aplikasi baterai penyimpanan terutama dapat diklasifikasikan menjadi tiga bidang: penggunaan konsumen, penggunaan kendaraan, dan penggunaan stasioner. Untuk penggunaan konsumen (misalnya perangkat portabel dan terminal informasi), baterai lithium-ion menguasai sebagian besar pasar. Untuk penggunaan kendaraan, baterai timbal-asam low cost secara tradisional telah digunakan sebagai catu daya tambahan dan catu daya permulaan. Namun, karena kendaraan listrik dan kendaraan hibrida plug-in membutuhkan kepadatan energi yang lebih tinggi, maka yang digunakan adalah baterai nikel-logam hidrida. Saat ini, baterai lithium-ion sudah menjadi arus utama. Baterai asam timbal rendah biaya dan sangat handal (baterai alkali di lingkungan bersuhu rendah) telah digunakan sebagai sumber daya darurat untuk instalasi, namun dengan pengurangan biaya dan peningkatan kualitas baterai lithium-ion, baterai lithium-ion saat ini digunakan dan menanggung lebih dari 95% instalasi baterai baru di seluruh dunia. Sistem penyimpanan energi baterai (BESS), yang sangat diminati dalam beberapa tahun terakhir, terutama menggunakan baterai lithium-ion, yang memiliki kepadatan energi tinggi dan mampu mendukung berbagai siklus pengisian ulang (tidak terdapat efek memori, pengisian sedang, dan durasi pengisian yang singkat). Baterai aliran redoks dan baterai NAS (baterai natrium sulfur) juga dipertimbangkan dalam BESS, meskipun jumlah proyek yang menggunakannya kecil.

Dalam dokumen ini, "baterai penyimpanan" atau "baterai" pada dasarnya mengacu pada BESS, dan tujuan aplikasi baterai penyimpanan dibagi menjadi layanan tambahan untuk pemindahan muatan dan stabilisasi sistem. Peran yang diharapkan dari pengguna adalah seperti yang ditunjukkan pada Tabel 6-29 di bawah ini.

Tabel 6-29 Tujuan penggunaan baterai

Fungsi	Pengguna	Tujuan
Penyeimbang muatan	- Operator Sistem Daya - Perusahaan transmisi & distribusi	- Penyesuaian keseimbangan antara penawaran dan permintaan - Mengatasi kemacetan jaringan (mengurangi investasi untuk jalur transmisi)
	- Perusahaan pembangkit listrik	- Mengatasi kemacetan jaringan (menghubungkan pembangkit listrik tenaga surya/angin ke saluran transmisi yang tersedia) - Sumber daya alternatif untuk pembangkit listrik puncak
	Pedagang dan pengecer pasar tenaga listrik	Bisnis yang memanfaatkan perbedaan harga pasar karena keseimbangan penawaran dan permintaan
	Sisi permintaan	- Potongan permintaan puncak - Mengurangi biaya listrik (pergeseran waktu untuk penggunaan sistem tarif waktu hari yang efektif)
Layanan tambahan	Operator Sistem Daya	- Stabilitas sistem (tegangan dan frekuensi) - Mengamankan kapasitas cadangan - Black start

Ketika penggunaan baterai penyimpanan sebagai penyeimbang muatan, pengguna memiliki tujuan yang berbeda. Untuk transmisi dan distribusi, tujuannya adalah untuk mengurangi kemacetan jaringan (untuk mengurangi biaya investasi untuk jalur transmisi); bagi perusahaan pembangkit listrik, untuk mengurangi biaya bahan bakar dengan menggunakannya sebagai sumber listrik alternatif pembangkit listrik puncak; untuk transaksi pasar daya listrik, untuk mengamankan keuntungan melalui arbitrase;

dan untuk sisi permintaan, untuk memangkas permintaan puncak. Ketika penggunaan baterai sebagai layanan tambahan, tujuan utama umumnya adalah stabilisasi sistem (penyesuaian tegangan dan frekuensi) oleh operator sistem daya.

Di negara-negara seperti Amerika Serikat dan Australia, di mana bisnis baterai penyimpanan berkembang maju, terdapat proyek yang menggabungkan beberapa model pendapatan, termasuk layanan arbitrase dan tambahan. Namun, di Indonesia saat ini, regulasi, pasar terkait, dan mekanisme biaya untuk baterai penyimpanan belum mencukupi untuk ditetapkan, dan model bisnis diperkirakan akan sangat dipengaruhi oleh faktor-faktor yang akan ditentukan di masa depan.

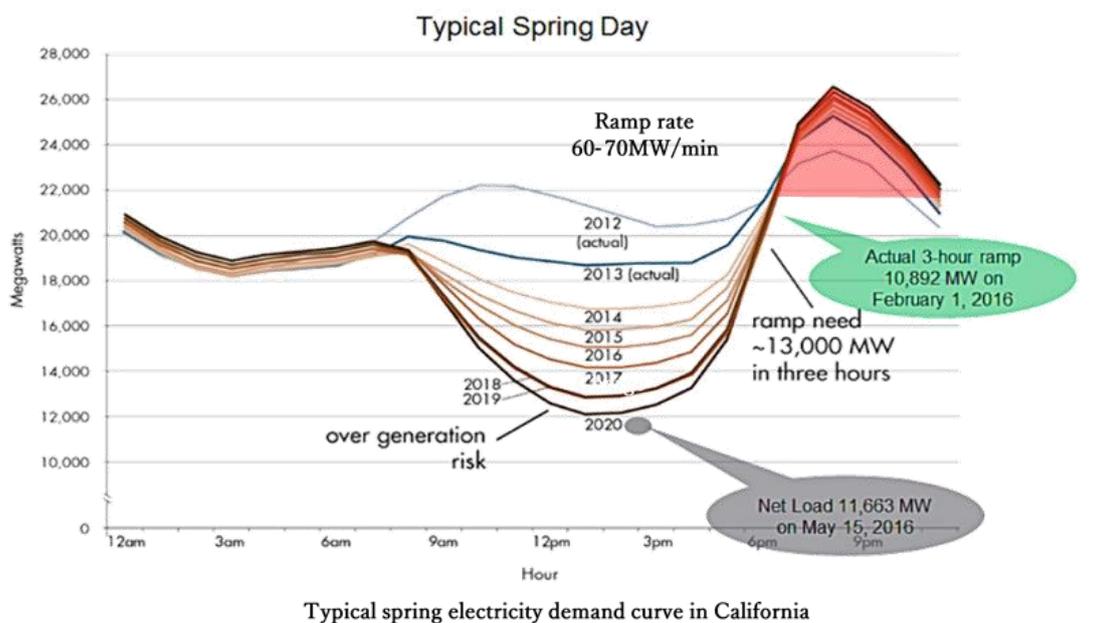
Sumber energi terbarukan, seperti tenaga surya dan angin, bervariasi sesuai dengan kondisi cuaca dan angin. Misalnya, pembangkit listrik tenaga surya sangat bervariasi karena perubahan jumlah radiasi matahari yang disebabkan oleh musim, cuaca, dan bayangan awan, selain variasi temporal.

Selain masalah ketidakmerataan temporal, juga terdapat masalah ketidakmerataan wilayah, yaitu lokasi yang cocok untuk pembangkit listrik tenaga surya/angin dan lokasi kebutuhan tenaga listrik tidak sesuai. Saat ini, operator hanya dapat meningkatkan kapasitas sistem untuk mengakomodasi ketidaksesuaian penawaran dan permintaan regional dalam pembangkit listrik, namun untuk perubahan sementara dalam pembangkit listrik, terdapat dua metode yang mungkin: menyeimbangkan melalui instalasi baterai di lokasi pembangkit listrik dan menstabilkan dengan instalasi baterai pada sistem jaringan.

Fluktuasi output pembangkit listrik seperti itu, yang disebabkan oleh pengenalan sejumlah besar energi terbarukan, memiliki dampak besar terhadap penyeimbangan beban dan layanan tambahan, serta penggunaan baterai penyimpanan dipromosikan sebagai suatu solusi.

(a) Pemindahan daya (untuk Penyeimbangan Muatan)

I Dalam sistem grid dengan pembangkit listrik tenaga surya skala besar, output daya pembangkit listrik termal yang tersedia sangat ditekan pada siang hari. Gambar 6-38 menunjukkan perubahan kurva penawaran-permintaan ISO di California, AS. Dapat dilihat bahwa output dari pembangkit listrik termal yang tersedia telah ditekan karena pengenalan pembangkit listrik tenaga surya yang meningkat. Hal ini biasa disebut sebagai "Kurva Bebek" karena kurva catu daya dari sumber daya yang dapat diatur outputnya berbentuk mirip seperti bebek.

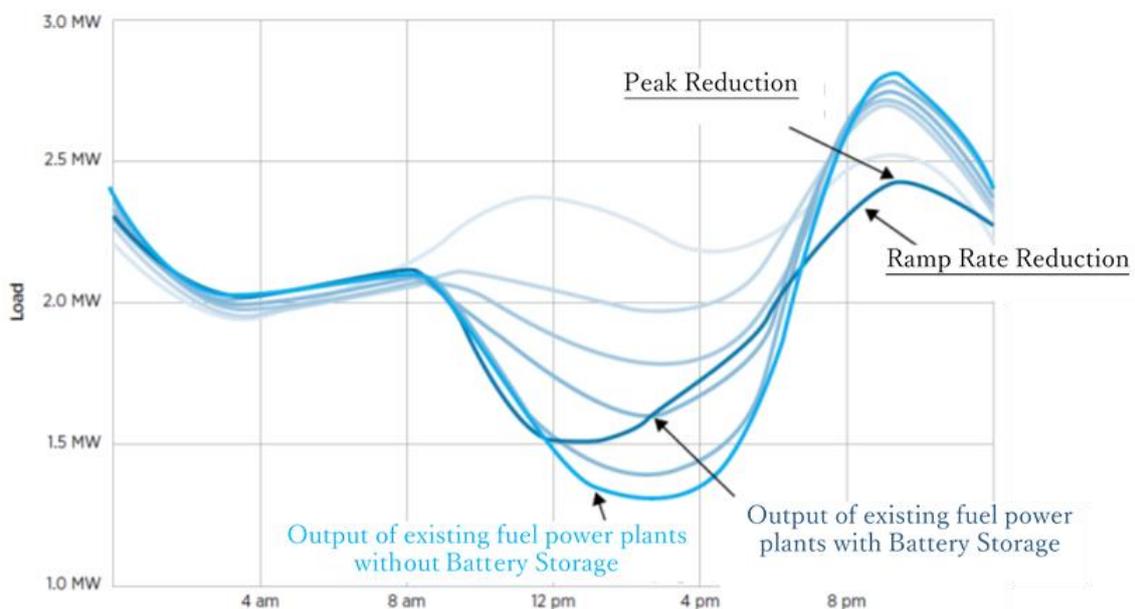


Source: California ISO.

Gambar 6-38 "Kurva Bebek" karena pengenalan tenaga surya secara besar-besaran

Hal ini menyulitkan perusahaan tenaga listrik untuk mengoperasikan sistem daya dan pembangkit listrik termal yang tersedia karena kebutuhan untuk memulai dan menghentikan pembangkit listrik termal untuk pengaturan output yang cepat setiap harinya. Selain itu, terdapat masalah seperti peningkatan biaya perawatan untuk pembangkit listrik termal yang tersedia, penurunan efisiensi termal akibat peningkatan waktu operasi muatan parsial (penurunan efisiensi ekonomi karena peningkatan biaya bahan bakar), dan penurunan masa pakai fasilitas.

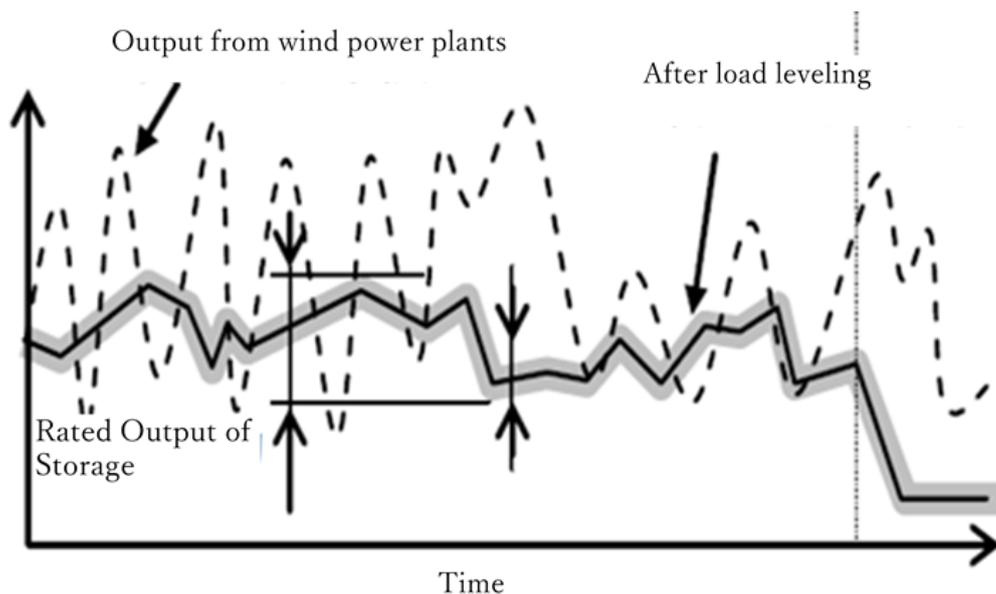
Untuk mengurangi masalah ini, baterai penyimpanan diinstal di fasilitas pembangkit tenaga surya atau pada sistem jaringan, diisi daya sekitar tengah hari saat output pembangkit tenaga surya mencapai puncaknya, dan dikosongkan pada malam hari saat output pembangkit tenaga surya turun dengan cepat dan permintaan tinggi, sehingga fluktuasi output dari pembangkit listrik termal yang tersedia dapat ditekan, fluktuasi yang curam di malam hari dapat diperlambat, dan jumlah fluktuasi dapat ditekan ke dalam kisaran di mana pembangkit listrik termal dapat mengikuti muatan tersebut (Gambar 6-39).



Gambar 6-39 Penanggulangan “Kurva Bebek” dengan Sistem Penyimpanan Energi Baterai

(b) Kontrol Fluktuasi Daya (untuk Layanan Tambahan)

Output pembangkit listrik tenaga surya berfluktuasi karena pergerakan awan dan perubahan bentuk, dan output pembangkit listrik tenaga angin berfluktuasi karena perubahan kecepatan angin dalam waktu singkat. Secara konvensional, variasi dalam rentang waktu tersebut dapat diserap melalui gaya inersia turbin gas dan generator turbin uap serta kontrol bebas pengatur. Namun, karena rasio pembangkit listrik energi terbarukan dalam sistem meningkat, menjadi tidak mungkin untuk menyerapnya secara penuh, yang dapat menyebabkan penurunan kualitas daya. Dengan demikian menjadi perlu untuk membatasi pengenalan tenaga surya dan angin di setiap daerah. Variasi tersebut dapat diserap melalui instalasi baterai penyimpanan dalam sistem grid serta pengisian dan pengosongan baterai sesuai dengan variasi frekuensi sistem (Gambar 6-40).

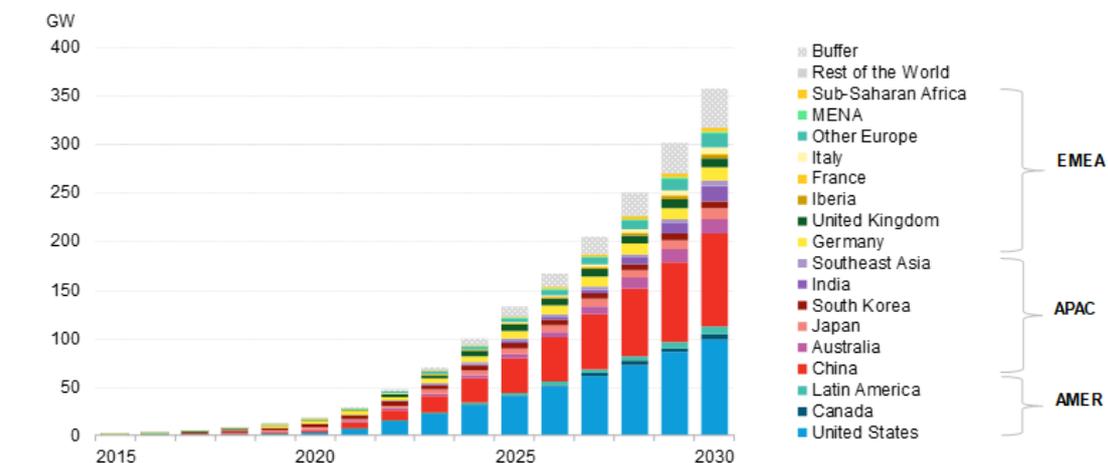


Source: Technical Report of the Institute of Electrical Engineers of Japan No.1403

Gambar 6-40 Penyeimbangan muatan melalui baterai penyimpanan

(2) Kapasitas instalasi baterai

Dengan peningkatan jumlah energi terbarukan yang terpasang, kapasitas baterai yang terhubung ke jaringan untuk penyeimbangan muatan dan layanan tambahan meningkat dari tahun ke tahun di seluruh dunia, dan jumlah kapasitas terpasang diharapkan meningkat pada tingkat pertumbuhan tahunan gabungan dari 33% di seluruh dunia pada tahun 2030 untuk mencapai sekitar 350 GW atau lebih. Wilayah Asia-Pasifik, termasuk Indonesia, mengalami peningkatan nyata dalam kapasitas berbasis MW, sementara Amerika Serikat diperkirakan akan mengalami peningkatan kapasitas MWh (Gambar 6-41).



Source: BloombergNEF. Note: MENA = Middle East & North Africa. We order countries according to their region group in this chart. Buffer represents markets we lack in visibility and countries that are likely to exceed their current targets.

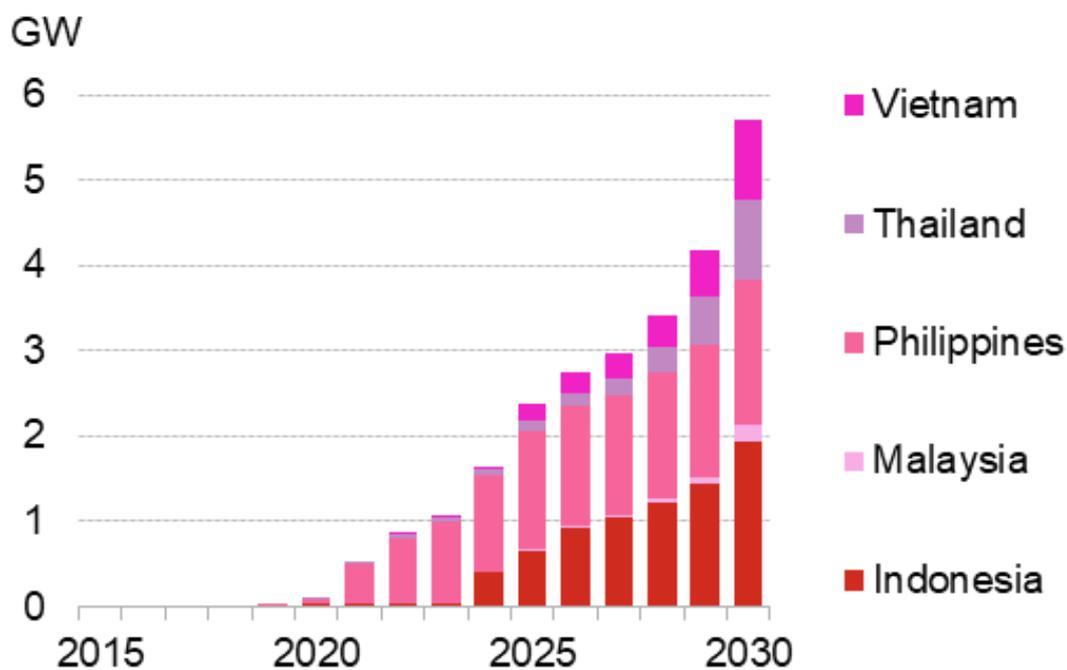
Source: BloombergNEF

Gambar 6-41 Prediksi kapasitas instalasi baterai di seluruh dunia

Indonesia dan negara-negara besar Asia Tenggara lainnya seperti Vietnam, Thailand, Filipina dan Malaysia diperkirakan akan menggunakan lebih dari 5 GW baterai secara keseluruhan pada tahun 2030, dengan Indonesia memiliki potensi instalasi sekitar 2 GW pada tahun 2030.

Saat ini, baterai penyimpanan besar di Indonesia adalah 90 MW/85 MWh (nilai total beberapa titik lokasi), yang dimiliki oleh Tsingshan Holding, produsen material utama China, dan mulai beroperasi pada 2019–2020. Baterai tersebut digunakan untuk layanan tambahan, termasuk pengaturan frekuensi dan pemangkasan puncak nlack start, dan digunakan di fasilitas manufaktur dan pengolahan Tsingshan Holding di kawasan industri. Di Indonesia, banyak kawasan industri komersial lainnya juga telah memperkenalkan baterai untuk solar rooftop.

Baterai penyimpanan skala besar (2,3 GWh) yang dikombinasikan dengan sistem pembangkit tenaga surya sekitar 2,3 GWh direncanakan akan dipasang sebagai pengganti pembangkit listrik tenaga diesel yang mahal di banyak pulau di Indonesia pada tahun 2025 dalam RUPTL, seperti yang baru diputuskan oleh PLN (Gambar 6-42).



Source: BloombergNEF

Gambar 6-42 Prediksi kapasitas instalasi baterai di kawasan utama Asia Tenggara

(3) Peraturan tentang baterai penyimpanan

Regulasi penyimpanan baterai di Indonesia seperti terlihat pada Tabel 6-30. Peraturan 20 Tahun 2020 oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) diharapkan mewajibkan instalasi baterai dengan kapasitas minimal 10% untuk semua variabel terbarukan di masa depan, namun waktu mulai peraturan belum diputuskan. Dalam PP 25 Tahun 2021, baterai penyimpanan digolongkan sebagai teknologi pembangkit tenaga listrik.

Saat ini, tidak terdapat rincian gambaran tentang peran baterai dalam sistem tenaga listrik, namun diharapkan dapat diklarifikasi dan disajikan di masa mendatang.

Tabel 6-30 Tren regulasi dan kebijakan untuk baterai penyimpanan di Indonesia

Tren peraturan dan kebijakan untuk baterai penyimpanan	Detail
Permen ESDM No. 20 Tahun 2020	Ini adalah versi revisi dari Aturan Jaringan Indonesia, yang akan memperkenalkan persyaratan baru untuk proyek energi terbarukan dalam mendukung sistem daya, yang membutuhkan setidaknya 10% kapasitas baterai untuk semua variabel proyek pembangkit listrik terbarukan. Layanan pengaturan frekuensi dan tegangan disediakan untuk PLN dan dukungan sistem jaringan diasumsikan, namun waktu penerapan peraturan tersebut tidak jelas.
Peraturan Pemerintah No. 25 Tahun 2021	Sistem baterai diklasifikasikan sebagai teknologi pembangkit listrik berdasarkan peraturan ini. Dulunya, tidak terdapat deskripsi khusus mengenai baterai, sehingga dimungkinkan untuk mempertimbangkan proyek baterai yang berdiri sendiri di Indonesia. Meskipun terdapat pembatasan yang diberlakukan oleh perusahaan asing atas kepemilikan proyek pembangkit listrik, perusahaan asing juga dapat memasang, mengoperasikan, dan memelihara baterai penyimpanan.
RUPTL Tahun 2021-2030	PLN mengeluarkan rencana pengembangan tenaga listrik 10 tahun terakhir pada Oktober 2021, dan meskipun tidak diharapkan untuk mengoperasikan proyek baterai penyimpanan yang berdiri sendiri di Indonesia hingga tahun 2029, banyak proyek baterai penyimpanan tenaga surya dan angin direncanakan.

(4) Jenis dan Fitur Baterai Penyimpanan

Tabel 6-31 menunjukkan karakteristik utama baterai isi ulang yang diterapkan pada sistem baterai. Baterai NAS dan baterai aliran redoks merupakan yang pertama digunakan sebagai baterai berkapasitas tinggi, namun dalam beberapa tahun terakhir, baterai lithium-ion telah meningkat kapasitasnya. Pada bulan Desember 2020, baterai penyimpanan terbesar di dunia (300 MW/1.200 MWh) digunakan di California, Amerika Serikat, oleh Vistara, dan proyek baterai penyimpanan berkapasitas besar lainnya sedang direncanakan di seluruh dunia.

Baterai lithium-ion memiliki masa pakai yang lebih pendek dibandingkan dengan baterai lainnya, namun terdapat banyak produsen, dan peningkatan kinerja serta pengurangan biaya melalui persaingan dan produksi massal meningkat dari tahun ke tahun, sehingga baterai lithium-ion menjadi menguntungkan secara ekonomi bahkan ketika penggantian di masa mendatang dipertimbangkan.

Tabel 6-31 Fitur berbagai baterai

Tipe	Baterai Lithium-ion	Baterai Sodium Sulfur (Baterai NAS)	Baterai Aliran Redoks
Output Maksimum (angka aktual)	300 MW	50 MW	15 MW
Kapasitas Maksimum (angka aktual)	1,200 MWh	300 MWh	60 MWh
Efisiensi Sistem	85-95%	80%	70%
Masa Penggunaan	10	15	20
Jumlah Siklus Berguna	300 hingga 10,000 siklus	4,500 siklus	100,000 siklus
Kepadatan Energi	70 ~ 260 Wh/kg	87 Wh/kg	10 Wh/kg
Fitur-Fitur	<ul style="list-style-type: none"> ● Kepadatan energi tinggi ● Cocok untuk penggunaan daya tinggi ● Riwayat penggunaan yang signifikan ● Daya tahan baterai tergantung pada operasi ● Desain kW/kWh yang fleksibel ● Pertimbangan keamanan diperlukan untuk penggunaan bahan berbahaya ● Kontrol suhu operasi diperlukan ● Daya saing biaya 	<ul style="list-style-type: none"> ● Kepadatan energi tinggi ● Cocok untuk penggunaan jangka panjang ● Riwayat penggunaan yang signifikan ● Daya tahan baterai tergantung pada operasi ● Fleksibilitas sedikit lebih rendah karena paket sistem tetap ● Pertimbangan keamanan diperlukan untuk penggunaan bahan berbahaya ● Sel harus dijaga pada suhu tinggi (300 derajat Celcius) 	<ul style="list-style-type: none"> ● Kepadatan energi rendah ● Cocok untuk penggunaan jangka panjang ● Sedikit riwayat penggunaan ● Masa penggunaan panjang ● Penanganan status pengisian daya yang mudah ● Fleksibilitas sedikit lebih rendah karena paket sistem tetap ● Keamanan tinggi ● Kontrol suhu tidak terlalu sulit ● Biaya operasional yang tinggi
Perkiraan harga total sistem	300 -900 USD/kWh	450 -650 USD/kWh	700 -1000 USD/kWh
Produsen besar	Paket: Fluence, TESLA, BYD dan banyak lainnya Sel: Panasonic, Toshiba, Murata, Samsung, LG, CATL dan banyak lainnya	NGK	Sumitomo Electric

< Tipe-tipe baterai Lithium-ion >

Baterai lithium-ion adalah baterai sekunder yang mengisi dan mengosongkan ketika ion lithium bergerak antara elektroda positif dan elektroda negatif. Material elektroda positif, elektroda negatif, dan larutan elektrolit berbeda tergantung pada aplikasi dan pabrikan, namun konfigurasi tipikal menggunakan larutan elektrolit nonaqueous seperti oksida komposit logam transisi litium untuk elektroda positif, material karbon untuk elektroda negatif, dan pelarut organik untuk larutan elektrolit. Tabel 6-32 menunjukkan jenis dan karakteristik tipikal baterai lithium-ion.

Tabel 6-32 Baterai lithium-ion tipikal

Tipe Baterai	Baterai Lithium Cobalt Oxide (LCO)	Baterai Lithium Manganate Oxide (LMO)	Baterai Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide (NMC)	Baterai Lithium Nickel Cobalt Aluminum Oxides (NCA)	Baterai Lithium Iron Phosphate (LFP)	Baterai Lithium Titanate (LTO)
Material Elektroda Positif	Lithium Cobaltate LiCoO ₂	Lithium Manganate LiMn ₂ O ₄	Nickel, Manganese, Cobalt LiNiMnCoO ₂	Nickel, Cobalt, Aluminum LiNiCoAlO ₂	Lithium Iron Phosphate LiFePO ₄ (tipe Olivin)	Manganic Acid Lithium LiMn ₂ O ₄
Material Elektroda Negatif	Grafit	Grafit	Grafit	Grafit	Grafit	Lithium Titanate Li ₄ Ti ₅ O ₁₂
Tegangan Diharapkan (V)	3.6 ~ 3.7 V	3.7-3.8 V	3.6 ~ 3.7 V	3.6 V	3.2 -3.3 V	2.4 V
Kepadatan Energi (Wh/kg)	150-240	100-150	150-220	200-260	90-120	70-80
Charge Rate (C-Rate)*	0.7-1	0.7-3	0.7-1	0.7	1	1-5
Discharge rate (C-Rate)*	1	1-10	1-2	1	1-2	10-30
Siklus Hidup	1000-1500	600-1000	2500-3500	1000-1500	2500-3500	6000-10000
AC-AC Efisiensi (%)	90	90	90	90	85	95
Suhu Operasional (degC)	-20~60	-20~50	-20~60	-20~60	-20~60	-30~60
Risiko Runaway Termal	Besar	Sedang	Sedang	Sedang	Kecil	Kecil
Aplikasi sebagai Baterai Penyimpanan Skala Utilitas	-	-	○	△	○	○
Produsen Utama	Panasonic, Sony, Murata dan banyak lainnya	Vehicle Energy Japan, Lithium Energy Japan, Samsung, LG dan banyak lainnya	Panasonic, Lithium Energy Japan, Samsung, LG	TESLA, Primearth EV Energy	Murata, Sony, Elly Power, CATL, BYD, LISHEN, Narada	Toshiba (SCiB™)

* C-Rate didefinisikan sebagai arus pengisian/pengosongan dibagi dengan penarikan arus teoritis di mana baterai akan memberikan kapasitas pengenal nominalnya dalam satu jam. Tingkat debit 1C akan memberikan kapasitas pengenal baterai dalam 1 jam. 2 C rate = 30 menit untuk perangkat terisi penuh/terisi.

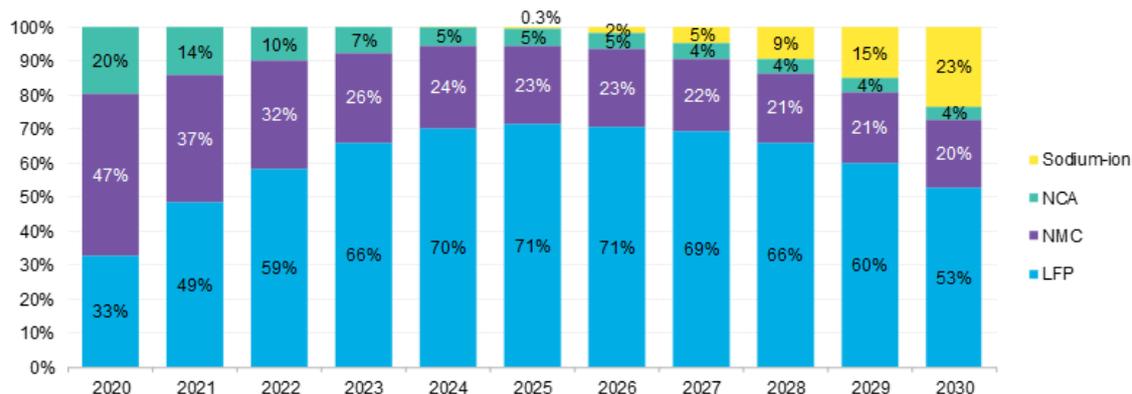
- Baterai Lithium Cobalt Oxide (LCO) dikomersialkan pada tahun 1991 dan masih banyak digunakan, terutama di perangkat seluler. Meskipun kepadatan atau densitas energinya tinggi, risiko runaway termalnya tinggi, dan kecelakaan pengapian sering terjadi. Cobalt adalah logam langka dengan biaya pengadaan bahan baku yang tinggi dan ketidakstabilan.

- Lithium Manganate Oxide (LMO) digunakan terutama untuk Electric Vehicles (EV) dan lebih murah daripada LCO karena menggunakan mangan sebagai material elektroda positif, yang menguntungkan dari segi biaya. LMO meningkatkan stabilitas termal, namun kepadatan energi dan masa pakainya sedikit lebih rendah dibandingkan dengan LCO.
- Baterai Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide (NMC) awalnya dikembangkan sebagai versi perbaikan dari LMO, terutama untuk digunakan dalam EV. Kepadatan energi dan siklus hidup, yang merupakan titik lemah dari sistem mangan, ditingkatkan. Kepadatan energi lebih tinggi dibandingkan dengan jenis lainnya dan biayanya kompetitif. NMC digunakan dalam sistem penyimpanan baterai daya yang relatif tinggi.
- Lithium Nickel Cobalt Aluminium Oxides (NCA) memiliki kepadatan energi dan daya saing biaya yang lebih tinggi dibandingkan dengan NMC, meskipun masa pakainya lebih rendah.
- Baterai Lithium Iron Phosphate (LFP) dikatakan memiliki potensi pengurangan biaya tertinggi karena menggunakan besi, material paling murah dan paling umum, sebagai material elektroda positif dan tidak mengandung kobalt, yang merupakan logam langka. Besi fosfat sama amannya dengan asam titanat (LTO) karena molekulnya terikat lebih erat dan stabil dibandingkan dengan NMC, dll. Tegangan dan kepadatan atau densitas energinya sedikit rendah. Material tersebut tidak cocok untuk sistem penyimpanan baterai berdaya sangat tinggi.
- Baterai Lithium Titanate (LTO) menggunakan lithium titanate ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$) sebagai pengganti karbon untuk elektroda negatif, dan paling aman karena runaway termal jarang terjadi bahkan bila terjadi korsleting internal. Baterai jenis ini memiliki karakteristik yang sangat baik, seperti siklus hidup yang panjang, dan dapat digunakan pada suhu yang lebih rendah. Tegangan sel dan kepadatan energinya rendah dan biayanya tinggi.

Saat ini, sekitar setengah dari baterai lithium-ion skala besar menggunakan LFP karena harga dan keamanannya, dan diperkirakan bahwa LFP akan mencapai 70% pada tahun 2025 menurut perkiraan Bloomberg New Energy Finance (BNEF).

Selain itu, mulai tahun 2025 dan seterusnya, terdapat kemungkinan baterai “natrium-ion”, yang menggunakan senyawa berlapis natrium sebagai elektroda positif dan pengisian serta pengosongan melalui pergerakan ion natrium antara elektrolit dan elektroda positif (prinsip operasi dan struktur sel sama dengan baterai ion), sebagaimana akan menyebar luas. Meskipun harga lithium pasti akan naik mengingat peningkatan permintaan yang cepat saat ini, biaya baterai natrium-ion adalah rendah karena didasarkan pada natrium yang melimpah dan murah yang terdapat di bumi. Karena proses pembuatannya sama seperti baterai lithium ion, diperkirakan bahwa bila rantai pasokan untuk manufaktur telah terbentuk, akan memungkinkan untuk memperluas produksi. Namun, karena kepadatan energinya yang rendah, maka baterai jenis ini belum dikomersialkan (Gambar 6-43).

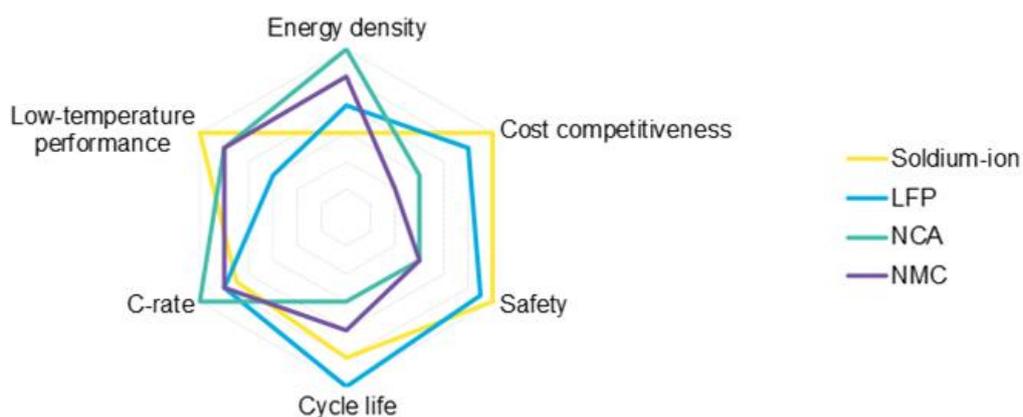
Karena kemajuan teknologi baterai bersifat dinamis, maka perlu untuk memeriksa tren teknologi terbaru dan penting untuk mempertimbangkan keseimbangan antara kepadatan energi, biaya per kapasitas, keamanan, jumlah siklus pengisian-pengosongan, dan laju C / C-rate (kecepatan pengisian / pengosongan). Penting juga untuk mengevaluasi kondisi mana yang diprioritaskan tergantung pada aplikasi dan lingkungan instalasi.



Source: BloombergNEF. Note: LFP, NMC, NCA and Sodium-ion respectively refer to lithium iron phosphate, lithium nickel manganese cobalt oxide, lithium nickel cobalt aluminium oxide and sodium-ion batteries.

Gambar 6-43 Prospek untuk pengenalan baterai lithium-ion dan natrium-ion di masa depan

Misalnya, saat membandingkan LFP, NCA, dan NMC tipikal, perlu untuk memilih NCA bilamana akan digunakan pada kepadatan energi tinggi atau pada laju waktu yang singkat (seperti pada laju C tinggi untuk tujuan penyesuaian frekuensi), atau pilih LFP bilamana perlu mempertimbangkan keamanan dan biayanya (Gambar 6-44).



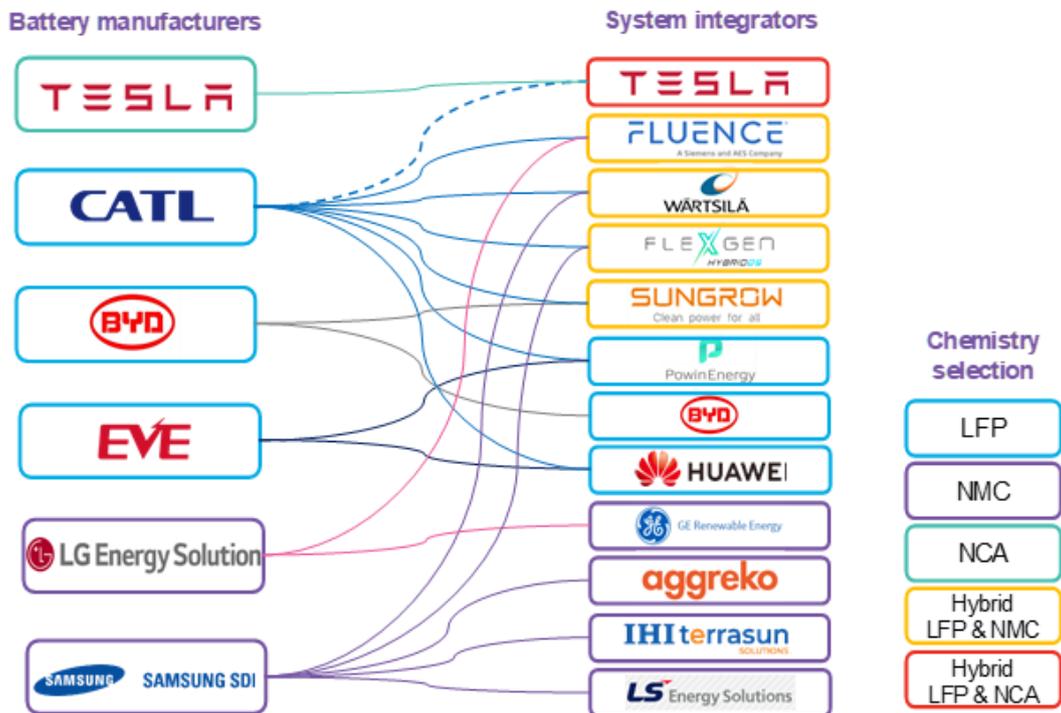
Source: BloombergNEF. Note: Based on the expected performance and cost of sodium-ion batteries when mass produced

Gambar 6-44 Perbandingan Kinerja Baterai Lithium-Ion dan Sodium Ion

Hubungan pasokan ke produsen baterai global dan integrator sistem ditunjukkan pada Gambar 6-45. Integrator sistem global seperti Tesla, Fluence, dan Wartsila saat ini dapat menawarkan opsi LFP dan NMC melalui beberapa pemasok baterai, tergantung pada preferensi pelanggan. Untuk mengurangi potensi risiko kekurangan pasokan sel, pemasok sistem baterai saat ini melakukan diversifikasi tanpa bergantung pada satu produsen sel, atau membentuk usaha gabungan dengan produsen sel.

LFP terutama digunakan untuk pemindahan energi, dan NMC dan NCA digunakan untuk layanan tambahan, dan BTM (di belakang meteran).

Pada dasarnya, produsen baterai China (CATL, BYD, dll.) berfokus pada LFP, dan produsen baterai Korea (LG, Samsung SDI) awalnya berfokus pada NMC, namun sekarang produsen baterai Korea juga mulai mengembangkan LFP mengingat potensi peningkatan permintaan di masa depan.



Sumber: BloombergNEF

Gambar 6-45 Hubungan antara produsen baterai dan integrator sistem

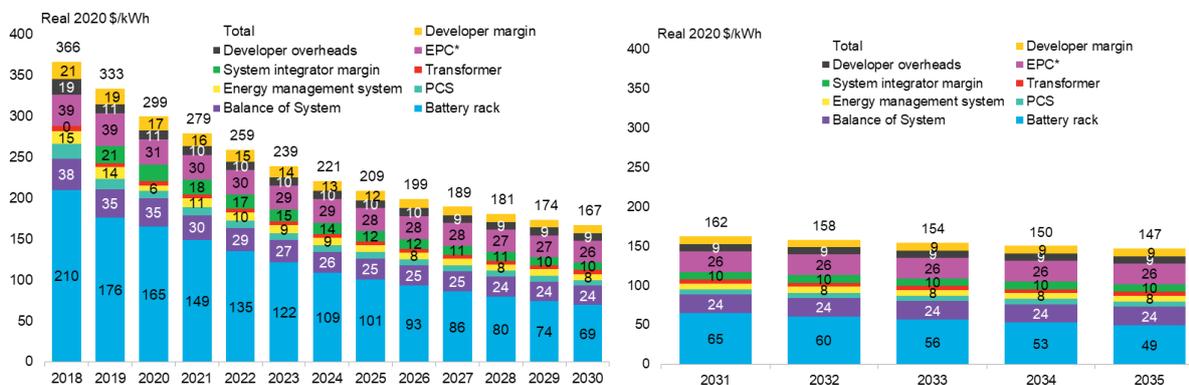
6.5.2 Prospek Harga untuk Baterai Penyimpanan yang dianggap menjanjikan di Masa Depan

Perkiraan harga baterai ditunjukkan pada Gambar 6-46. Data hingga tahun 2030 berasal dari BNEF dan data setelahnya adalah data asli yang dihitung berdasarkan asumsi tingkat penurunan harga sel baterai selama periode tersebut.

Harga sistem penyimpanan energi telah turun dari tahun ke tahun karena penurunan biaya baterai, perubahan desain sistem, standarisasi sistem, dll. Namun, kurva penurunan secara bertahap menurun dibandingkan dengan penurunan tajam sebelum tahun 2020 (sekitar 10% per tahun), dan diasumsikan bahwa harga akan turun sekitar 4-7% per tahun selama 15 tahun ke depan. Harga sistem baterai penyimpanan skala besar, termasuk sel baterai (sistem empat jam), inverter dan Balance of Plant (BoP), adalah 280 USD/kWh (di mana harga rak baterai penyimpanan terdiri dari beberapa sel/modul, BMS, kabel dan housing rak, terhitung sekitar setengahnya, atau sekitar 150 USD/kWh), dan diperkirakan akan turun menjadi 150 USD/kWh pada tahun 2035 (di mana harga rak baterai penyimpanan akan mencapai sekitar sepertiga, atau sekitar 50 USD/kWh).

Harga baterai ini termasuk margin EPC (5%) dan tidak termasuk biaya garansi (yang sering dibayarkan setiap tahun dan bukan sebagai bagian dari pengeluaran modal awal), pajak, dan biaya koneksi jaringan. Harga baterai sangat bervariasi tergantung pada rasio daya-ke-energi, dan juga tergantung pada proyek. Misalnya, sistem satu jam 10% lebih tinggi per kWh dibandingkan dengan sistem empat jam dalam kapasitas yang sama (MW). Ini berarti bahwa biaya sel baterai per kWh adalah sama untuk sistem 1 jam dan 4 jam, namun karena durasinya menjadi lebih pendek, biaya selain untuk baterai, seperti BoP dan inverter, meningkat sebanding dengan total sistem biaya. Hal tersebut dikarenakan bila waktu pengisian daya dan pengosongannya singkat, maka nilai arus dan output baterainya meningkat, sehingga perlu dilakukan peningkatan kapasitas baterai dan inverter, trafo interkoneksi, pemutus arus, dan kabel. Selain itu, karena jumlah panas yang dihasilkan meningkat akibat peningkatan kapasitas baterai, kapasitas sistem pendingin udara juga perlu ditingkatkan (Gambar 6-46).

Harga baterai penyimpanan pemukiman berada di kisaran 680 USD/kWh hingga 2.000/kWh pada tahun 2020, yang lebih dari 2 kali lipat lebih tinggi dari harga baterai penyimpanan skala besar.



Sumber: BloombergNEF

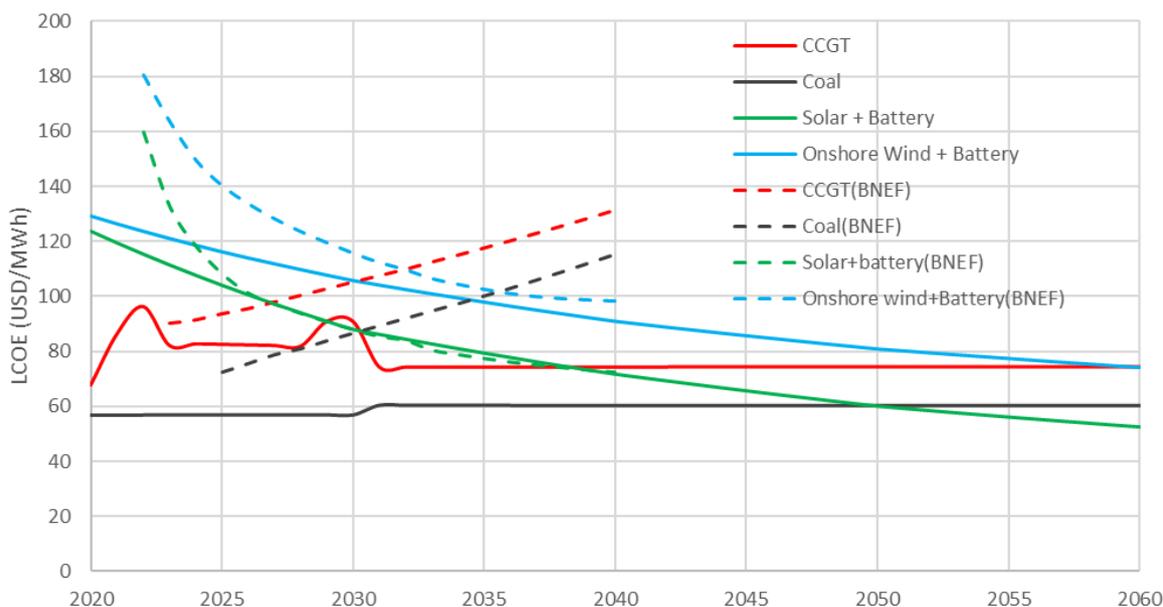
Sumber: Evaluasi internal berdasarkan berbagai informasi

Gambar 6-46 Prospek harga baterai lithium-ion

LCOE baterai penyimpanan dengan energi terbarukan (solar dan angin lepas pantai) dan pembangkit listrik tenaga termal (CCGT/Coal) di Indonesia ditunjukkan pada Gambar 6-47. Selain perkiraan kami, data BNEF juga ditampilkan dalam grafik.

Saat ini, baterai solar + penyimpanan, atau baterai angin + penyimpanan darat mengungguli pembangkit listrik termal CCGT/batubara berdasarkan LCOE, namun menurut hasil evaluasi kami, LCOE baterai penyimpanan + solar diharapkan lebih rendah dari CCGT sekitar tahun 2030, dan lebih rendah dari pembangkit listrik tenaga termal berbahan bakar batubara sekitar tahun 2050. Akan

membutuhkan waktu lebih lama agar baterai angin + penyimpanan darat menjadi kompetitif dari segi biaya, dan diasumsikan bahwa mereka akan jatuh di bawah LCOE CCGT pada tahun akhir 2060-an. Evaluasi BNEF menunjukkan hasil yang sedikit lebih cepat dari jadwal, dan diasumsikan bahwa LCOE baterai solar + penyimpanan akan lebih rendah daripada CCGT sekitar akhir 2020-an, dan akan lebih rendah dari batubara sekitar 2050. Hasil perhitungan BNEF mengasumsikan bahwa tingkat inflasi, biaya ekuitas dan utang untuk proyek pembangkit listrik tenaga batubara akan naik perlahan selama 10-20 tahun ke depan karena risiko yang lebih tinggi terkait dengan proyek-proyek tersebut. Apabila dekarbonisasi di Indonesia semakin meningkat di masa depan, terdapat kemungkinan bahwa peralihan dari bahan bakar fosil, termasuk dari batu bara ke baterai penyimpanan dengan energi terbarukan, akan semakin cepat, sebelum baterai penyimpanan dengan energi terbarukan menjadi kompetitif secara LCOE.



Gambar 6-47 Perbandingan LCOE antara Renewable Energy dengan Storage Battery dan CCGT/PLTU Batubara di Indonesia

6.5.3 Proposal Pengenalan Baterai Penyimpanan

Di Indonesia, saat ini tidak terdapat insentif atau subsidi untuk memperkenalkan baterai, dan biaya baterai yang tinggi, sehingga sulit untuk memperluas cakupan proyek baterai. Di Indonesia, diharapkan bahwa energi terbarukan variabel, termasuk matahari dan angin, akan berkembang dan energi terbarukan + proyek baterai penyimpanan akan diperkenalkan untuk penyeimbangan muatan. Meskipun diasumsikan bahwa baterai solar + penyimpanan akan layak secara ekonomi berdasarkan LCOE sekitar tahun 2030, terdapat kemungkinan bahwa baterai tersebut akan diperkenalkan lebih cepat mengingat tren dekarbonisasi baru-baru ini, penarikan awal pembangkit listrik tenaga termal berbahan bakar batubara dan peningkatan energi terbarukan di Indonesia (PLN berencana untuk mengganti 1,1 GW tenaga batu bara dan gas dengan pembangkit listrik muatan dasar terbarukan pada tahun 2025).

Mempertimbangkan situasi di negara lainnya, seperti Amerika Serikat dan Australia, di mana penyebaran baterai penyimpanan berkembang pesat, pengenalan insentif dan subsidi yang dipimpin pemerintah untuk baterai penyimpanan, kontrak tetap jangka panjang, dan berbagai terkait baterai penyimpanan kredit pajak di Indonesia diharapkan dapat mempopulerkan penggunaan baterai penyimpanan di masa depan, yang akan mengarah pada perluasan lebih lanjut dari sumber energi terbarukan. Kami pikir penting untuk mendekati dan bekerja sama dengan pemerintah mengenai pengenalan baterai penyimpanan di masa depan.

6.6 Manajemen Sisi Permintaan

6.6.1 Status Saat Ini dan Prospek Masa Depan untuk Manajemen Sisi Permintaan

Manajemen listrik dengan energi terbarukan di sisi pelanggan, terutama solar rooftop dan EV, tercakup dalam sub-bagian ini.

Pembangkit listrik energi terbarukan, seperti surya, angin, biomassa, panas bumi dan air, telah dibangun di seluruh dunia. Setiap negara telah mengarahkan kemudi penuh ke arah dekarbonisasi. Di Eropa, pembangkit listrik tenaga angin lepas pantai yang besar beroperasi terutama di Finlandia dan Denmark. Di Asia, banyak pembangkit listrik tenaga surya gigawatt telah dikembangkan menggunakan panel surya yang diproduksi di dalam negeri di China. Untuk pembangkit listrik tenaga surya yang baru didirikan, China telah menjadi pemimpin industri selama delapan tahun terakhir.

Dengan gerakan di seluruh dunia menuju dekarbonisasi, 23% dari pembangkit listrik bersih di Indonesia akan menjadi energi terbarukan pada tahun 2035. Akan semakin sulit untuk memenuhi seluruh permintaan listrik, mengingat perkembangan ekonomi yang luar biasa, dengan energi terbarukan. Selain itu, kebutuhan listrik bergantung pada pembangkit listrik tenaga batu bara karena negara ini merupakan produsen batu bara yang besar. Namun, akan menjadi sulit untuk memproduksi dan/atau mengeksport batu bara, atau membangun pembangkit listrik tenaga batu bara baru, karena pendapat negatif tentang gas rumah kaca yang dihasilkan oleh pembangkit listrik tersebut, berdasarkan perkembangan internasional tersebut di atas. Oleh karena itu, metode pembangkit listrik domestik perlu diubah, dan atap surya dan EV akan difokuskan dalam Laporan ini.

Energi matahari merupakan pasokan listrik yang tidak stabil karena durasi dan jumlah pembangkitan listrik yang bervariasi tergantung pada cuaca dan iklim. Karena energi terbarukan tersebut akan terhubung ke jaringan, kontrol yang fleksibel untuk menjaga keseimbangan permintaan-pasokan daya dengan baterai adalah diperlukan. Selain itu, area luas dan cerah wajib untuk melakukan instalasi pembangkit listrik tenaga surya skala besar. Indonesia memiliki lebih dari 10.000 pulau besar dan kecil, dan sulit memperoleh lahan untuk pembangkit.

Namun, energi surya memiliki keuntungan dalam memecahkan masalah yang unik di pulau-pulau tersebut. Panel surya yang dipasang di setiap pulau dapat mensuplai konsumen tanpa memerlukan transmisi listrik dari daya yang dihasilkan di Jawa dan Sumatera yang merupakan wilayah metropolitan, menggunakan jalur transmisi atau kabel bawah laut. Karenanya, energi surya diharapkan dapat meningkatkan rasio elektrifikasi baik di pulau-pulau terpencil maupun pedesaan, dan PLN sedang mengembangkan pembangkit listrik tenaga surya berkoordinasi dengan Kementerian ESDM untuk mencapai rasio elektrifikasi domestik 100% pada tahun 2024. Meskipun area instalasi panel surya adalah terbatas, instalasi panel surya atap dapat membantu dalam memenuhi kebutuhan listrik bangunan.

Untuk membantu mengontrol permintaan-penawaran daya dan pengoperasian baterai, kombinasi solar rooftop dan EV adalah salah satu solusi terbaik dari segi biaya. Untuk menghasilkan listrik di rumah, panel surya akan dipasang pada atap dan daya yang dihasilkan akan digunakan untuk kebutuhan tersebut. Kelebihan daya akan disimpan pada EV bila diperlukan. EV diharapkan tidak hanya menyediakan kendaraan energi berkelanjutan tetapi juga berfungsi sebagai baterai.

Saat ini, transportasi adalah industri terbesar kedua penghasil gas rumah kaca setelah pembangkit listrik dan dapat menggunakan EV secara praktis untuk mengurangi emisi gas rumah kaca merupakan masalah yang mendesak. Beberapa negara telah menetapkan tujuan berikut untuk di masa depan:

Tabel 6-33 Tujuan Penggunaan Praktis EV

Negara atau Wilayah	Target	Tenggat Waktu (Tahun)
Britania Raya	Melarang penjualan kendaraan berbahan bakar fosil konvensional	2050
Jepang	Semua penjualan mobil baru ramah lingkungan ⁵⁷	2035
Amerika Serikat	Lebih dari 50% penjualan kendaraan baru menjadi serba listrik	2030
UE	Mengurangi emisi secara bertahap: (1)55% (2)100% *Dibandingkan dengan nilai pada tahun 2021red with the value in 2021.	(1)2030 (2)2035
China	Lebih dari 50% kendaraan menjadi NEV ² , dengan 95% atau lebih di antaranya EV. Selain NEV, 50% kendaraan berbahan bakar fosil konvensional menjadi HV.	2035
India	Lebih dari 50% penjualan kendaraan baru menjadi serba listrik	2030

Uni Eropa memiliki tujuan terberat dalam semua hal di atas dan semua kendaraan berbahan bakar fosil konvensional, termasuk HV, akan dilarang pada tahun 2035 secara praktis.

PLN juga telah mendorong pemasangan EVCS sejak 2019, melihat ke depan untuk EV. Berkat upaya ini, tindakan telah berkembang untuk berkontribusi pada keuntungan mereka dalam beberapa tahun terakhir. PLN berencana memasang tiga contoh EVCS di kantor cabangnya, tidak hanya untuk keuntungan dari stasiun pengisian tetapi juga keuntungan menjadi penasihat instalasi.

Prakiraan penjualan EV di Indonesia adalah sebagai berikut:

Tabel 6-34 Prakiraan Penjualan EV

Deskripsi	2020	2021	2022	2023	2024
Total Produksi	1.500.000	1.600.000	1.700.000	1.800.000	1.900.000
Total Penjualan	1.250.000	1.338.000	1.426.000	1.514.000	1.602.000
Pertumbuhan penjualan/tahun	5%	7%	7%	6%	6%
% mobil penumpang (dari total	79%	79%	79%	79%	79%
Jumlah Mobil Penumpang	986,124	1.055.547	1.124.971	1.194.394	1.263.817
Mobil hemat energi 4x2 (KBH2)	310,423	315,938	321,453	326,968	332,483
FCEV, HEV	935	1,338	5,704	10,598	14,418
PHEV, BEV	689	4,014	7,130	10,598	16,020
Jumlah Kendaraan Listrik	1,624	5,352	12,834	21,196	30,438

Sumber: Kementerian Keuangan dengan pengolahan data oleh PLN

Nilai-nilai dalam tabel dihitung berdasarkan hasil tren EV dari 2011. Selain itu, ekspektasi termasuk peningkatan permintaan setelah pandemi COVID-19.

Pemerintah telah memberlakukan undang-undang untuk penyebaran atap surya oleh Kementerian ESDM sejak 2018 dan amandemen pada tahun 2021 adalah yang ketiga. Alasan amandemen adalah laju penggunaan yang lebih lambat dari yang diharapkan. Meskipun total 3.6GW pembangkit energi surya direncanakan pada tahun 2024 dalam undang-undang, hanya 172MW panel surya telah dipasang pada akhir tahun 2020. Pada tahun 2020, hanya terdapat peningkatan 17MW pembangkit energi surya.

⁵⁷ Tidak hanya EV, tetapi juga Hybrid Electric Vehicles (HV) dan Fuel Cell Vehicles (FCV)

6.6.2 Proposal untuk mempromosikan Manajemen Sisi Permintaan

Rencana masa depan yang diharapkan untuk negara dipertimbangkan dalam sub-bagian ini, berdasarkan informasi yang disebutkan di atas dan tren global.

Pertama-tama, pertimbangan ini untuk sekitar tahun 2060. Berdasarkan perkiraan sebelumnya, kendaraan berbahan bakar fosil konvensional akan dihilangkan dan semua kendaraan, termasuk bus dan truk, akan menggunakan listrik. Selain itu, atap surya akan dipasang di persentase luas lahan dan akan menghasilkan listrik yang berkelanjutan. Permintaan dan pasokan listrik dalam sehari dipertimbangkan mengingat situasi seperti ini.

Kelebihan daya akan nampak pada siang hari karena listrik yang dihasilkan oleh solar rooftop. Meskipun ini idealnya disimpan di EV, pada dasarnya EV digunakan untuk pemindahan, bukan sebagai baterai stasioner. Per tahun 2021, tingkat okupansi kendaraan hanya 5 persen, namun kendaraan akan digunakan sebagai robotaxis bila tidak digunakan oleh pemiliknya, melalui pengembangan kendaraan otonom. Oleh karena itu, seperti halnya EV hanya akan digunakan untuk baterai pada malam hari.

Namun, tidak semua EV akan digunakan untuk robotaxis atau sebagai kendaraan, sehingga dimungkinkan untuk mempertimbangkan menggunakannya untuk baterai melalui kebijakan pemerintah. EV yang akan digunakan sebagai baterai akan memiliki keuntungan karena dapat menyimpan listrik yang dihasilkan oleh solar rooftop pada siang hari dan memasok kebutuhan rumah di malam hari. Atau akan digunakan sebagai kendaraan pada malam hari, tidak hanya untuk membantu di daerah kebutuhan listrik tetapi juga untuk mengurangi kemacetan lalu lintas.

Selain itu, perkiraan ini mencakup permintaan dari stasiun pengisian, yang merupakan peralatan wajib untuk penyebaran EV. Atap solar akan dipasang di stasiun pengisian sehingga listrik yang dihasilkan melalui solar akan digunakan untuk pengisian EV. Baterai akan dipasang di stasiun pengisian juga untuk menyimpan kelebihan daya.

Berdasarkan hal di atas, maka diperlukan penyebaran baterai stasioner. Saat ini, listrik yang dihasilkan oleh energi terbarukan dapat dijual ke perusahaan tenaga listrik melalui kebijakan FIT. Namun, pembangkitan tidak hanya oleh rumahan, tetapi juga oleh perusahaan tenaga listrik dan pihak lainnya, termasuk PPS (Produsen dan Pemasok Tenaga Listrik), juga dapat diharapkan. Ini berarti bahwa menjual kelebihan daya ke perusahaan tenaga listrik akan sulit, dan memasok sendiri akan menjadi tindakan yang paling praktis. Listrik yang dihasilkan pada siang hari akan dimuat dalam baterai dan akan memasok kebutuhannya sendiri pada malam hari.

Ini disebut sistem Vehicle to Home dan saat ini menjadi sorotan untuk standar baru masa depan di negara-negara Barat. Melalui hal tersebut, listrik yang dihasilkan hanya oleh solar atap dapat memasok semua permintaan di rumahan dalam beberapa kasus. Dalam hal perhitungan awal untuk Jepang, apabila 4kW panel surya, yang menghasilkan sekitar 4.000 kWh dalam setahun, dipasang, maka sekitar 78% dari permintaan tahunan dapat dipasok. (Permintaan daya tahunan rata-rata rumah tangga umum di Jepang adalah 5.156kWh.) Apabila baterai 40kWh atau EV disertakan dengan sistem di atas, maka listrik dapat diamankan tidak hanya dalam keadaan normal tetapi juga dalam gangguan jaringan listrik karena gempa bumi atau angin topan. Bencana alam telah menjadi parah karena perubahan iklim, sehingga persiapan pasokan listrik sendiri masuk akal, karena meniadakan kebutuhan untuk bergantung pada jaringan listrik.

Sistem Vehicle to Home dengan EV dan solar rooftop dapat memasok listrik ke pulau-pulau terpencil. Tidak perlu mentransmisikan listrik yang dihasilkan oleh pembangkit listrik, dan konsumen dapat menghasilkan listrik dan menggunakannya sendiri. Hal ini akan membawa perubahan bagi negara karena banyak terdapat pulau-pulau terpencil. Hal ini akan membantu untuk memberikan kehidupan yang nyaman bagi masyarakat dan untuk mendorong pengembangan pariwisata di pulau-pulau.

Sistem Vehicle to Home memiliki keuntungan sebagai berikut:

(1) EV dan PHV dapat dimanfaatkan sebagai baterai dalam keadaan darurat

Keuntungan pertama adalah bahwa EV dan PHV menyediakan penanganan bencana. Pemadaman listrik akibat bencana alam seperti angin topan dan gempa bumi tidak dapat dihindari. Indonesia dikenal sebagai negara rawan bencana alam, seperti Jepang, sehingga masyarakat khawatir akan

bencana yang parah akibat perubahan iklim. Sistem Vehicle to Home dengan baterai besar, seperti EV atau PHV, telah mendapat perhatian. Dalam pemadaman jaringan listrik, solar atap akan menghasilkan listrik dan memasoknya ke pemukiman. Listrik juga dapat ditampung dalam EV.

Dibandingkan dengan baterai stasioner, EV dan PHV memiliki kapasitas yang besar dan dapat memasok daya lebih lama. Durasi pasokan dari EV hingga 5 hari. Sebagai referensi, performa mobil Jepang dapat dilihat pada tabel di bawah ini:

Tabel 6-35 Performa Baterai dan periode pasokan EV Jepang

Pabrikan	Nama mobil	Kapasitas baterai (kWh)	Durasi debit (Jam)
Nissan	Leaf e+	62	111
Nissan	Leaf	40	72
Honda	Honda e	35.5	63
Mitsubishi	Outlander Eclipse cross	13.8	24 *
Toyota	Prius PHV	8.8	15 *

*hanya yang menggunakan baterai. Durasinya bisa lebih lama saat mesinnya digunakan.

(2) Listrik ramah lingkungan dapat digunakan

Keunggulan kedua adalah ramah lingkungan. Apabila sistem Vehicle to Home dipasang di perumahan dengan atap solar, maka atap solar tidak hanya dapat menghasilkan daya dan memasok permintaan, tetapi daya yang disimpan pada EV juga dapat digunakan pada malam hari.

Karena daya yang dihasilkan oleh energi terbarukan digunakan, gaya hidup ramah lingkungan dan pengurangan emisi gas rumah kaca dapat dicapai. Keuntungan ini akan semakin terlihat setelah kebijakan FIT berakhir.

(3) Dapat menghemat tagihan listrik

Mengadaptasi sistem Vehicle to Home dengan EV atau PHV dapat mengurangi biaya operasional untuk mobil, serta tagihan listrik.

Namun, terdapat tantangan dalam penyebaran EV.

Dukungan pemerintah atau daerah untuk mengubah infrastruktur energi diperlukan. Dengan kata lain, terdapat beberapa area di mana infrastruktur dapat dengan mudah diubah untuk EV dan beberapa area yang cocok untuk kendaraan berbahan bakar fosil konvensional. Misalnya, karena terdapat banyaknya pencurian listrik pada jalur distribusi di India, keandalan jaringan listrik tidak terlalu tinggi dan area seperti itu tidak cocok untuk penyebaran EV. Apabila terjadi kecelakaan karena pencurian, masa pemadaman mungkin lebih lama karena perusahaan tenaga listrik membutuhkan waktu untuk mengidentifikasi kegagalan.

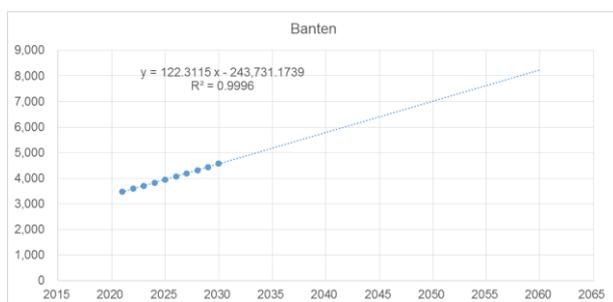
Selain itu, sangat sulit untuk meramalkan masa depan setelah berakhirnya kebijakan FIT. Namun, harga listrik diperkirakan akan turun secara signifikan, artinya tidak mungkin mencapai keuntungan saat ini dengan menjual kelebihan listrik setelah kebijakan FIT berakhir. Untuk menggunakan kelebihan daya di rumah, EV sangat penting karena daya tidak dapat disimpan tanpa fasilitas pengisian daya. Menurut data di Jepang, biaya instalasi baterai stasioner diperkirakan sekitar 200.000 yen (setara dengan 1.750 USD) per kWh, ditambah biaya konstruksi. Peralatan untuk sistem Vehicle to Home sekitar 1 juta yen (setara dengan 8.752 USD). Karena subsidi pemerintah untuk memasang fasilitas ini diberikan di beberapa negara, seperti Jepang, pemerintah Indonesia juga dapat memberikan dukungan untuk hal ini.

Bab 7. Rencana Pengembangan Daya

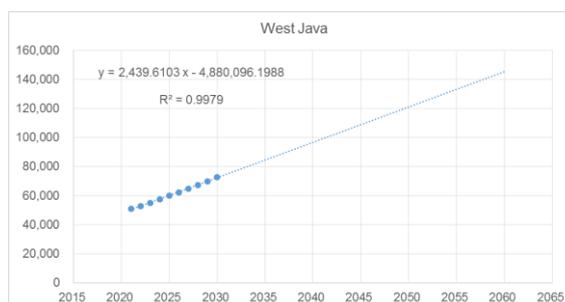
7.1 Tinjauan Prakiraan Permintaan

(1) Tren perkiraan permintaan daya untuk RUPTL 2021-2030

Koefisien korelasi dari semua perkiraan garis lurus adalah 0,9 atau lebih untuk kurva perkiraan yang dihitung dari perkiraan permintaan daya dari tahun 2021 hingga 2030, untuk setiap negara bagian dalam RUPTL 2021-2030. Karena secara umum dikatakan bahwa koefisien korelasi 0,7 atau lebih merupakan korelasi yang cukup kuat, maka dapat dikatakan bahwa terdapat korelasi yang sangat kuat dalam pendekatan linier.



Gambar 7-1 Contoh Pendekatan Linier untuk Muatan Puncak Bersih



Gambar 7-2 Contoh Pendekatan Linier untuk Penjualan Listrik

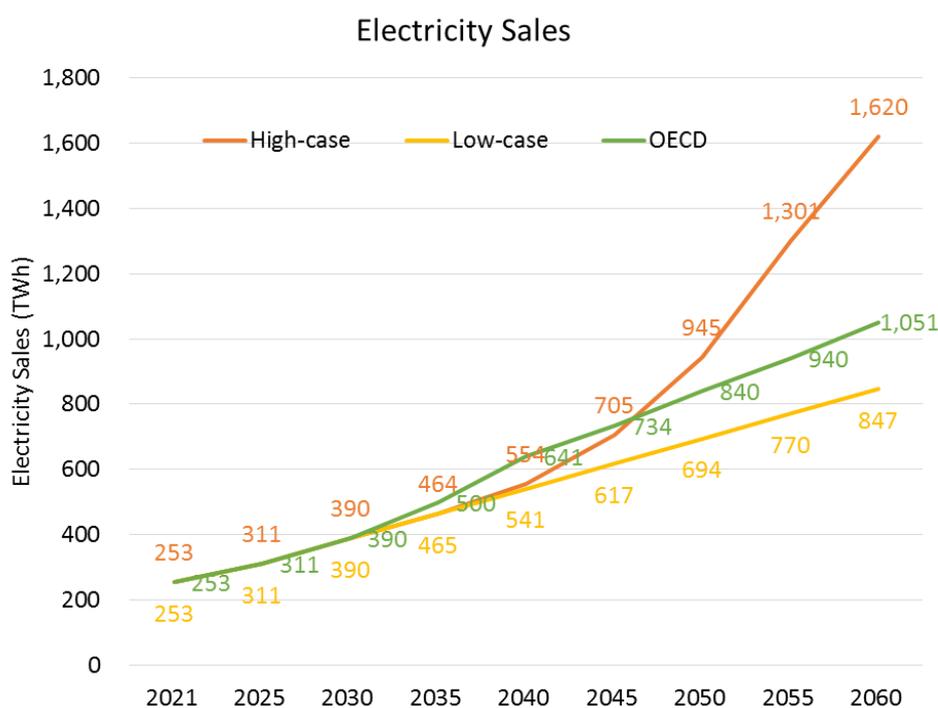
(Sumber: Tim survei JICA)

(2) Perkiraan permintaan pada tahun 2031-2060

Dua kasus yang akan dipelajari, nilai yang diramalkan oleh PLN (High-case) dan nilai yang diramalkan melalui aproksimasi linier dari prakiraan permintaan dalam RUPTL 2021-2030 (Kasus rendah).

Karena nilai yang diramalkan oleh PLN (Kasus tinggi) adalah daya produksi, maka penjualan listrik akan dihitung dengan syarat bahwa tingkat rugi total, yang merupakan penjumlahan dari tarif pembangkit dan laju rugi transmisi/distribusi, diasumsikan menjadi 10%.

Menurut proyeksi jangka panjang OECD, tingkat pertumbuhan PDB Indonesia dari 2011 hingga 2030 akan menjadi +148,5%. Laju pertumbuhan penjualan tenaga listrik dalam RUPTL 2011-2030 adalah +189,0%, sehingga koefisien elastisitas PDB menjadi $2,890/2.485 = 1,1631$. Gambar 7-3 menunjukkan perkiraan penjualan listrik menggunakan tingkat pertumbuhan PDB dalam proyeksi jangka panjang OECD hingga tahun 2060 dan koefisien elastisitas PDB sebesar 1,1631. Hingga tahun 2045, tidak terdapat perbedaan besar antara kasus Tinggi, Kasus Rendah, dan kasus OECD. Setelah tahun 2045, perbedaan antara kedua kasus (Kasus Tinggi dan Kasus Rendah) secara bertahap melebar, dan kasus OECD berada di antara dua kasus (Kasus Tinggi dan Kasus Rendah). Artinya, bahkan apabila terdapat naik turunnya tingkat pertumbuhan PDB di masa depan, maka permintaan di masa mendatang kemungkinan besar berada di antara kedua kasus tersebut (Kasus Tinggi dan Kasus Rendah). Oleh karena itu, adalah tepat untuk mempelajari dua kasus (Kasus tinggi dan Kasus rendah) dengan mempertimbangkan ketidakpastian permintaan di masa depan.



(Source: JICA survey team)

Gambar 7-3 Penjualan Listrik Tahun 2021-2060

Prakiraan muatan puncak bersih pada tahun 2021-2060 ditunjukkan pada Tabel 7-1 dan Tabel 7-2, dan prakiraan penjualan listrik pada tahun 2021-2060 ditunjukkan pada Tabel 7-3 dan Tabel 7-4. Muatan puncak bersih akan meningkat dari 40 GW pada tahun 2021 menjadi 263 GW pada tahun 2060, atau sebesar 6,59 kali, untuk Kasus tinggi, dan menjadi 131 GW pada tahun 2060, atau sebesar 3,28 kali, untuk Kasus rendah. Penjualan listrik akan meningkat dari 253 TWh pada tahun 2021 menjadi 1.620 TWh pada tahun 2060, atau sebesar 6,40 kali untuk Kasus tinggi, dan menjadi 847 TWh pada tahun 2060, atau sebesar 3,35 kali, untuk Kasus rendah. Karena tingkat kenaikan di wilayah selain Jawa, Madura, dan Bali lebih tinggi dari rata-rata di Indonesia, maka permintaan di wilayah selain Jawa, Madura, dan Bali akan mengalami peningkatan yang relatif signifikan di masa mendatang.

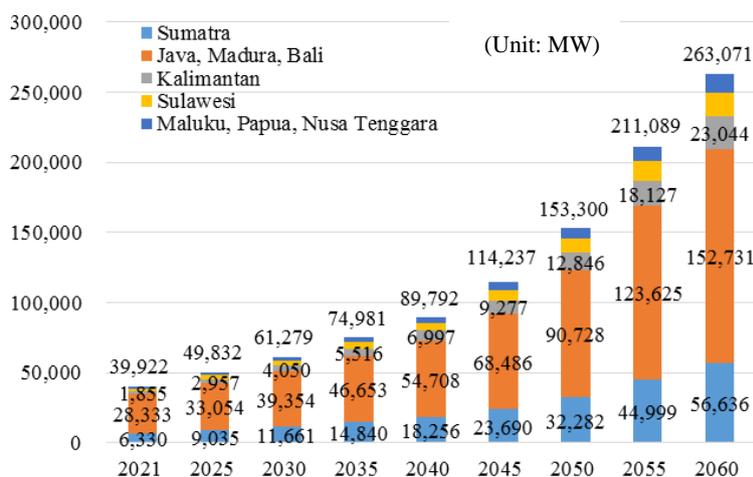
Tabel 7-1 Prakiraan Muatan Puncak Bersih menurut Wilayah pada 2021-2060 (Kasus Tinggi)

(Satuan: MW)

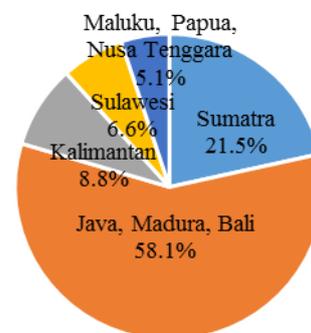
	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Sumatra	6,330	9,035	11,661	14,840	18,256	23,690	32,282	44,999	56,636
Jawa, Madura, Bali	28,333	33,054	39,354	46,653	54,708	68,486	90,728	123,625	152,731
Kalimantan	1,855	2,957	4,050	5,516	6,997	9,277	12,846	18,127	23,044
Sulawesi	2,097	2,914	3,664	4,645	5,673	7,323	9,940	13,808	17,335
Maluku dan lainnya*	1,307	1,872	2,550	3,327	4,159	5,460	7,503	10,530	13,326
Total	39,922	49,832	61,279	74,981	89,792	114,237	153,300	211,089	263,071

* Maluku dan lainnya: Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

(Sumber: Tim survei JICA)



Gambar 7-4 Muatan Puncak Bersih pada 2021-2060 (Kasus Tinggi)



Gambar 7-5 Muatan Puncak Bersih pada tahun 2060 (Kasus Tinggi)

(Sumber: Tim survei JICA)

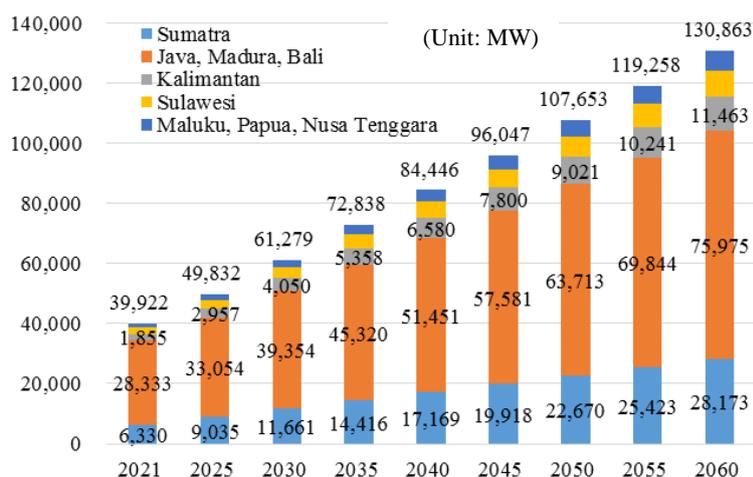
Tabel 7-2 Prakiraan Muatan Puncak Bersih menurut Wilayah pada 2021-2060 (Kasus Rendah)

(Satuan: MW)

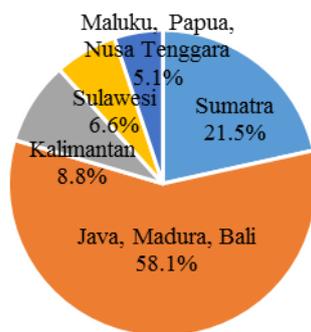
	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Sumatra	6,330	9,035	11,661	14,416	17,169	19,918	22,670	25,423	28,173
Jawa, Madura, Bali	28,333	33,054	39,354	45,320	51,451	57,581	63,713	69,844	75,975
Kalimantan	1,855	2,957	4,050	5,358	6,580	7,800	9,021	10,241	11,463
Sulawesi	2,097	2,914	3,664	4,512	5,335	6,157	6,980	7,801	8,623
Maluku dan lainnya*	1,307	1,872	2,550	3,232	3,911	4,591	5,269	5,949	6,629
Total	39,922	49,832	61,279	72,838	84,446	96,047	107,653	119,258	130,863

* Maluku dan lainnya: Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

(Sumber: Tim survei JICA)



Gambar 7-6 Muatan Puncak Bersih pada 2021-2060 (Kasus Rendah)



Gambar 7-7 Muatan Puncak Bersih pada tahun 2060 (Kasus Rendah)

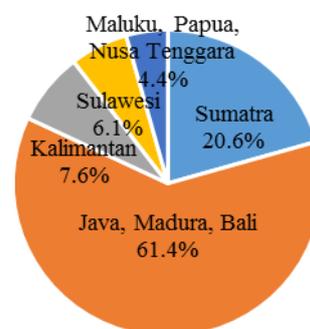
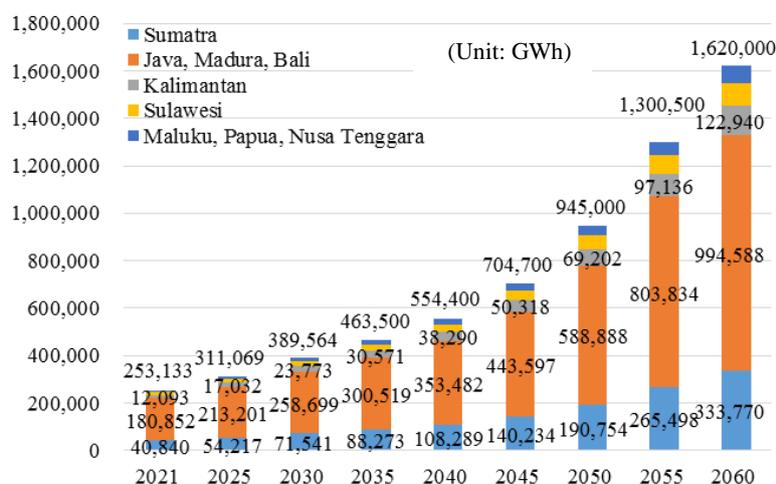
(Sumber: Tim survei JICA)

Tabel 7-3 Prakiraan Penjualan Listrik Berdasarkan Wilayah pada 2021-2060 (Kasus Tinggi)
(Satuan: GWh)

	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Sumatra	40,840	54,217	71,541	88,273	108,289	140,234	190,754	265,498	333,770
Jawa, Madura, Bali	180,852	213,201	258,699	300,519	353,482	443,597	588,888	803,834	994,588
Kalimantan	12,093	17,032	23,773	30,571	38,290	50,318	69,202	97,136	122,940
Sulawesi	12,581	16,722	21,763	26,558	32,339	41,657	56,436	78,294	98,178
Maluku dan lainnya*	6,767	9,897	13,788	17,580	22,000	28,894	39,721	55,737	70,524
Total	253,133	311,069	389,564	463,500	554,400	704,700	945,000	1,300,500	1,620,000

* Maluku dan lainnya: Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

(Sumber: Tim survei JICA)



Gambar 7-8 Penjualan Listrik pada 2021-2060 (Kasus Tinggi)

Gambar 7-9 Penjualan Listrik tahun 2060 (Kasus Tinggi)

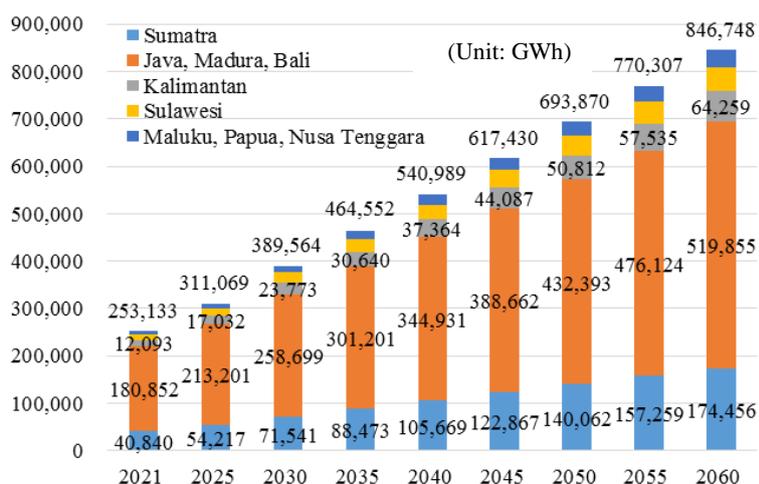
(Sumber: Tim survei JICA)

Tabel 7-4 Prakiraan Penjualan Listrik Berdasarkan Wilayah pada 2021-2060 (Kasus Rendah)
(Unit: GWh)

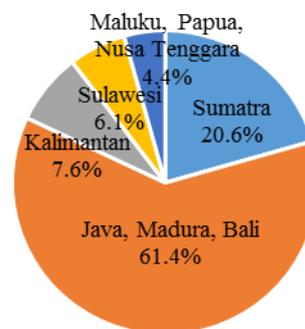
	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Sumatra	40,840	54,217	71,541	88,473	105,669	122,867	140,062	157,259	174,456
Jawa, Madura, Bali	180,852	213,201	258,699	301,201	344,931	388,662	432,393	476,124	519,855
Kalimantan	12,093	17,032	23,773	30,640	37,364	44,087	50,812	57,535	64,259
Sulawesi	12,581	16,722	21,763	26,618	31,557	36,498	41,438	46,375	51,316
Maluku dan lainnya*	6,767	9,897	13,788	17,620	21,468	25,316	29,165	33,014	36,862
Total	253,133	311,069	389,564	464,552	540,989	617,430	693,870	770,307	846,748

* Maluku dan lainnya: Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

(Sumber: Tim survei JICA)



Gambar 7-10 Penjualan Listrik Tahun 2021-2060 (Kasus Rendah)



Gambar 7-11 Penjualan Listrik Tahun 2060 (Kasus Rendah)

(Sumber: Tim survei JICA)

7.2 Tinjauan Rencana Saat Ini (RUPTL)

Seperti ditunjukkan pada Bagian 3.3.2, kapasitas pembangkit listrik sebesar 40.6GW direncanakan akan dikembangkan dalam 10 tahun dari tahun 2021 hingga 2030. 20.9GW (51,6%) energi baru dan terbarukan akan dikembangkan, dan pemecahannya akan menjadi pembangkit listrik tenaga air. 10,4GW (25,6%), tenaga panas bumi 3,4GW (8,3%), dan sumber lainnya sebesar 7,2GW (17,7%). Selain energi baru dan terbarukan, pembangkit listrik tenaga termal batubara sebesar 13,8GW (34,1%) dan tenaga gas/minyak/solar sebesar 5,8GW (14,4%) akan dikembangkan terutama dalam lima tahun pertama.

PLN mempertimbangkan margin cadangan yang optimal adalah 35% untuk Jawa, Madura, dan Bali, dan 40% untuk wilayah selain Jawa, Madura, dan Bali. Ini adalah margin cadangan yang memperhitungkan penurunan peringkat pembangkit listrik yang tersedia dan daya yang digunakan oleh pembangkit listrik, dan kemungkinan keterlambatan proyek PLN dan IPP dalam perencanaan, selain mengamankan LOLP (Probabilitas Kehilangan Beban) sebesar 0,274 % (1 hari/tahun) atau kurang. RUPTL 2021-2030 didasarkan pada margin cadangan, dan juga memperhitungkan penundaan tambahan PLN dan IPP pada proyek-proyek tertentu, sehingga dapat dikatakan bahwa keandalan pasokan yang memadai akan terjamin. Karena perkembangan kapasitas pembangkit di atas, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 3-21, margin cadangan dalam RUPTL 2021-2030 untuk 2030 akan menjadi 37% untuk Jawa, Madura dan Bali, dan 36-43% untuk wilayah selain Jawa, Madura dan Bali. Artinya, margin cadangan optimal yang dipertimbangkan PLN sebagian besar sudah terjamin. Oleh karenanya, rencana pembangunan ketenagalistrikan tahun 2021 hingga 2030 sama dengan rencana pembangunan ketenagalistrikan pada RUPTL 2021-2030.

Tabel 7-5 Margin cadangan optimal untuk Jawa, Madura dan Bali

	Item	Margin cadangan
	Margin cadangan optimal dengan LOLP 1 hari/tahun atau 0,274%	25%
	Penurunan peringkat pembangkit listrik yang tersedia dan daya yang digunakan oleh pembangkit listrik	5%
	Probabilitas keterlambatan proyek PLN dan IPP dalam perencanaan	5%
Margin cadangan optimal		35%
	Tambahan penundaan PLN dan IPP pada proyek tertentu	4%
RUPTL Tahun 2021-2030		39%

(Sumber: RUPTL tahun 2021-2030)

7.3 Rencana Konseptual Pengembangan Tenaga Listrik (2060)

7.3.1 Prasyarat

(1) Perkiraan permintaan

Seperti ditunjukkan dalam Bagian 7.1, dua kasus perkiraan permintaan untuk tahun 2031-2060 akan dipelajari, nilai yang diramalkan oleh PLN (Kasus Tinggi) dan nilai yang diramalkan melalui aproksimasi linier dari perkiraan permintaan dalam RUPTL 2021-2030 (Kasus Rendah).

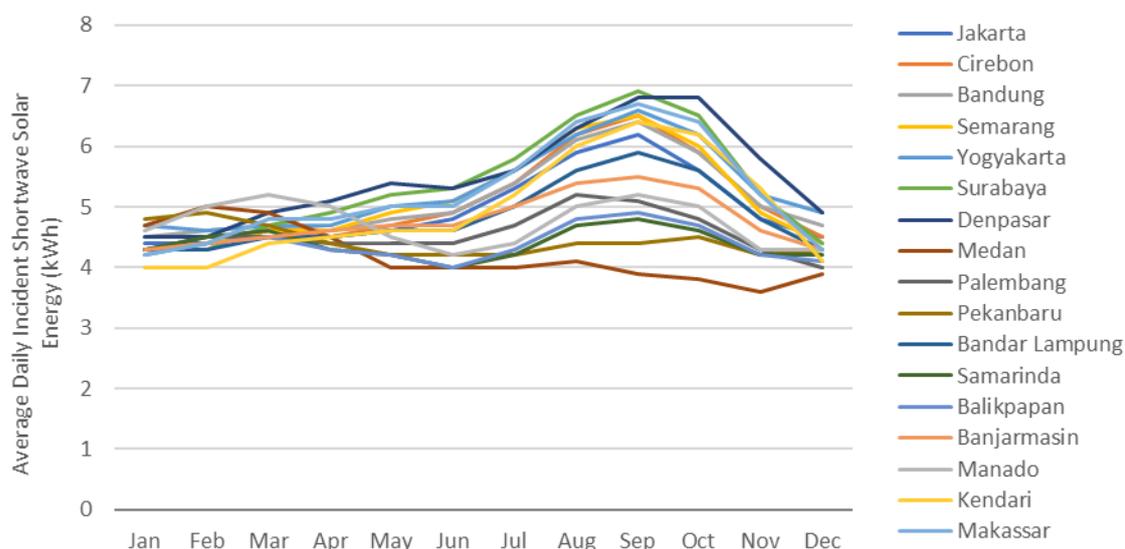
(2) Rencana pengembangan daya

Rencana pengembangan ketenagalistrikan hingga 2030 akan sama dengan rencana eksisting (RUPTL 2021-2030), dan rencana pengembangan setelah 2031 akan dipelajari.

(3) Potensi berbagai energi terbarukan

(a) Fluktuasi musiman dan disparitas regional dalam energi matahari dan tenaga angin

Rata-rata energi matahari harian di kota-kota besar di Indonesia ditunjukkan di bawah ini.

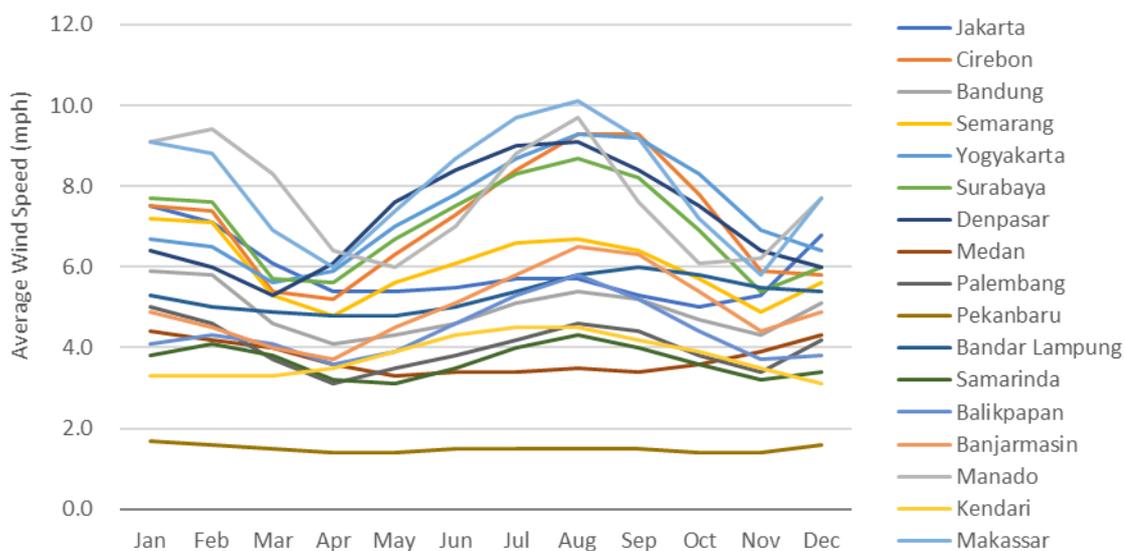


(Sumber: <https://weatherspark.com/countries/ID>)

Gambar 7-12 Rata-rata energi matahari harian di kota-kota besar

Tidak terdapat perubahan besar dari kota ke kota, dan tingkat energi matahari yang sama dapat diharapkan di kota mana pun. Secara musiman, energi dari Agustus hingga Oktober sedikit lebih tinggi.

Kecepatan angin rata-rata harian di kota-kota besar di Indonesia ditunjukkan di bawah ini.

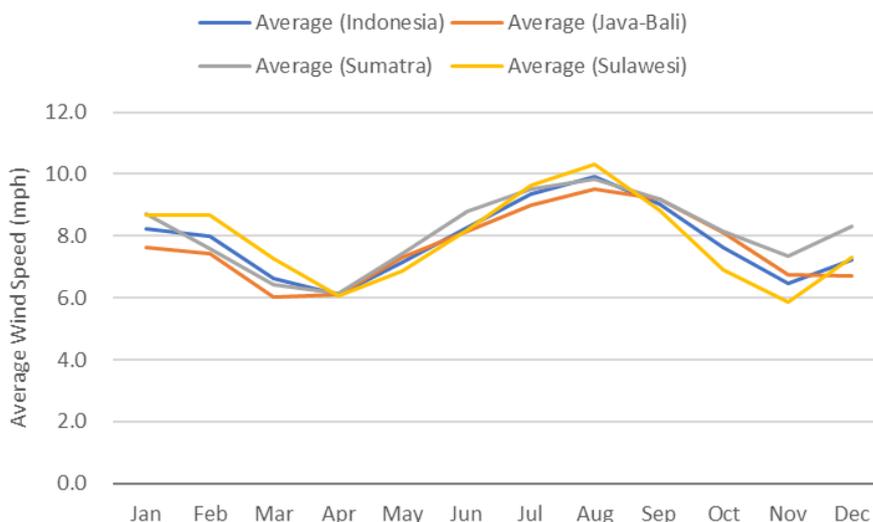


(Sumber: <https://weatherspark.com/countries/ID>)

Gambar 7-13 Kecepatan angin harian rata-rata di kota-kota besar

Tidak seperti energi matahari, kecepatan angin sangat berfluktuasi dari kota ke kota, dan lokasi yang sesuai tidak terdistribusi secara merata. Apabila dilihat secara musiman, kecepatan angin pada bulan Januari, Februari, dan Juli hingga September relatif tinggi di kota-kota yang kecepatan angin rata-ratanya tinggi.

Kota-kota di mana kecepatan angin rata-rata 6,0 mph atau lebih diekstraksi dan hasil rata-rata ditunjukkan di bawah ini. (Jawa-Bali - 8 kota, Sumatera - 3 kota, dan Sulawesi - 8 kota; tidak terdapat kota di Kalimantan yang kecepatan angin rata-ratanya 6,0 mph atau lebih.)



(Sumber: <https://weatherspark.com/countries/ID>)

Gambar 7-14 Kecepatan angin rata-rata harian di kota-kota di mana kecepatan angin rata-rata adalah 6,0 mph atau lebih tinggi

Hampir tidak terdapat perbedaan wilayah, dan secara musiman, kecepatan angin relatif tinggi dari Desember hingga Februari dan dari Juni hingga Oktober.

(b) Potensi daerah berbagai energi terbarukan

Potensi berbagai energi terbarukan yang diberikan dalam RUPTL 2021-2030 adalah seperti yang ditunjukkan pada Tabel 6-12. Dari energi terbarukan ini, energi surya memiliki potensi tertinggi, dan seperti yang ditunjukkan pada bagian sebelumnya, lokasi yang sesuai tersebar luas dan hanya terdapat sedikit variasi musiman, sehingga energi surya dianggap sebagai energi terbarukan yang paling menjanjikan untuk mencapai netralitas karbon. Dalam survei ini, jumlah berbagai energi terbarukan yang dapat dikembangkan pada tahun 2060 pada dasarnya terbatas pada potensi yang ditunjukkan pada Tabel 6-12, dan batas atas untuk setiap wilayah ditunjukkan di bawah ini.

Tabel 7-6 Potensi daerah berbagai energi terbarukan

	Geothermal	Hydro	Mini-hydro	Biomass	Solar	Wind	Total
Sumatra	12.9	15.6	5.7	15.6	68.7	7.4	126.0
Jawa, Madura, Bali	10.1	4.8	2.9	9.2	33.1	24.0	84.2
Kalimantan	0.2	21.6	8.1	5.1	52.7	2.5	90.2
Sulawesi	3.2	10.3	1.7	1.9	22.7	8.4	48.2
Lainnya	3.1	22.8	1.0	0.9	30.6	18.3	76.6
Total	29.5	75.1	19.4	32.7	207.9	60.6	425.2

* Lainnya: Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

(Sumber: Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), 2017)

(4) Spesifikasi untuk evaluasi ekonomi

Nilai numerik yang dijelaskan dalam Bab 5 dan 6 digunakan sebagai spesifikasi untuk evaluasi ekonomi.

(a) Biaya konstruksi unit untuk berbagai sumber daya

Biaya konstruksi unit untuk berbagai sumber daya ditunjukkan di bawah ini.

Tabel 7-7 Biaya konstruksi unit untuk berbagai sumber daya

	Biaya konstruksi unit (USD/kW)				
	2020	2030	2040	2050	2060
Batubara (USC)	1,469	1,469	1,469	1,469	1,469
C/C	944	944	944	944	944
GT	525	525	525	525	525
Oil ST	1,115	1,100	1,100	1,100	1,100
Hydro Res	2,151	2,203	2,203	2,203	2,203
Hydro ROR	3,252	3,305	3,357	3,410	3,410
Geothermal	3,724	3,567	3,462	3,360	3,360
Solar	1,154	896	786	689	604
Angin darat	1,252	1,217	1,154	1,094	1,038
Angin lepas pantai	5,986	4,420	3,149	2,834	2,452
PSPP (6 jam)	800	800	800	800	800
Baterai (6 jam)	1,593	866	586	457	457

Catatan: Harga riil pada tahun 2020 (tidak termasuk eskalasi).

Bunga selama konstruksi dikecualikan karena tergantung pada sumber pendanaan.

Untuk peralatan penyimpanan daya, baterai penyimpanan dan pembangkit listrik hydropower pompa penyimpanan dipertimbangkan. Karena baterai penyimpanan memiliki durasi penyimpanan daya yang berbeda tergantung jenisnya, harga unit konstruksi per kWh umumnya digunakan. Namun, seperti halnya pembangkit listrik tenaga air dengan pompa-penyimpanan, perbandingan biaya dilakukan atas dasar asumsi durasi penyimpanan daya adalah 6 jam.

(Sumber: Tim Survei JICA)

- (b) Harga berbagai bahan bakar
Harga berbagai bahan bakar ditunjukkan di bawah ini.

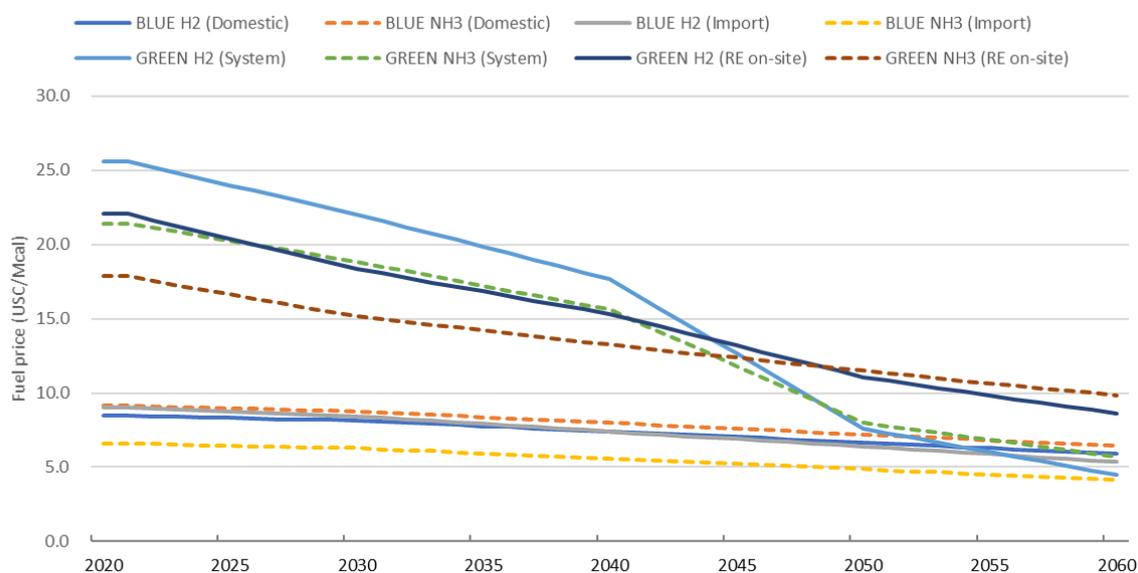
Tabel 7-8 Harga berbagai bahan bakar

	Harga dikonversi (USC/Mcal)				
	2020	2030	2040	2050	2060
Batu bara	1.106	1.262	1.245	1.176	1.176
Gas alam	2.778	2.584	2.586	2.340	2.340
LNG	4.564	4.245	4.248	3.845	3.845
Oil	4.939	4.263	4.122	3.774	3.774
Hydrogen (Biru)	8.477	8.152	7.414	6.675	5.907
Ammonia (Biru)	9.127	8.772	7.975	7.207	6.439
Hydrogen (Hijau)	22.064	18.371	15.329	11.076	8.595
Ammonia (Hijau)	17.869	15.182	13.262	11.490	9.865
Biomassa	3.154	3.160	3.155	3.155	3.155

Catatan: Harga amonia hijau dan hidrogen hijau dihitung dengan syarat bahwa pembangkit listrik energi terbarukan khusus akan dibangun dan memproduksi amonia hijau dan hidrogen hijau.

(Sumber: Tim Survei JICA)

Harga bahan bakar untuk hidrogen dan amonia sangat bervariasi tergantung pada harga bahan baku dan metode pembuatan. Di masa mendatang, diharapkan biaya tetap untuk peralatan manufaktur akan menurun secara bertahap sesuai dengan tingkat kematangan teknologi. Tren harga hidrogen dan amonia ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-15 Tren harga hidrogen dan amonia

Untuk hidrogen biru, tidak terdapat perbedaan harga yang besar antara produk domestik dan impor, tetapi untuk amonia biru, produk impor sedikit lebih murah daripada produk dalam negeri. Di masa depan, harga diperkirakan akan turun sedikit, namun tidak signifikan.

Saat ini, harga hidrogen hijau dan amonia hijau jauh lebih tinggi daripada hidrogen biru dan amonia biru. Namun di masa depan, ketika sejumlah besar daya surplus dihasilkan di jaringan dan daya surplus digunakan untuk manufaktur, harganya akan hampir sama dengan harga hidrogen biru dan amonia biru.

(c) Biaya O&M untuk berbagai sumber daya

Biaya O&M untuk berbagai sumber daya ditunjukkan di bawah ini.

Tabel 7-9 Biaya O&M untuk berbagai sumber daya

	Tetap (USD/kW/bulan)	Variabel (USC/kWh)
Batu bara (USC)	4.8	0.47
Gas (C/C)	2.2	0.32
Gas (GT)	1.7	0.39
LNG (C/C)	2.2	0.32
LNG (GT)	1.7	0.39
Oil (ST)	3.8	0.39
Hydro (Res)	1.8	0.00
Hydro (ROR)	2.8	0.00
Geothermal	5.7	0.04
Solar	0.8	0.00
Angin darat	1.8	0.00
Angin lepas pantai	4.6	0.00
PSPP (6 jam)	0.7	
Baterai (6 jam)	0.2	
Ammonia (USC)	4.8	0.47
Hydrogen (C/C)	2.2	0.32

(Sumber: Tim Survei JICA)

(d) Biaya pembangkitan pada tahun 2040

Biaya pembangkitan untuk berbagai sumber daya pada tahun 2040 ditunjukkan di bawah ini.

Tabel 7-10 Biaya pembangkitan pada tahun 2040 (LCOE)

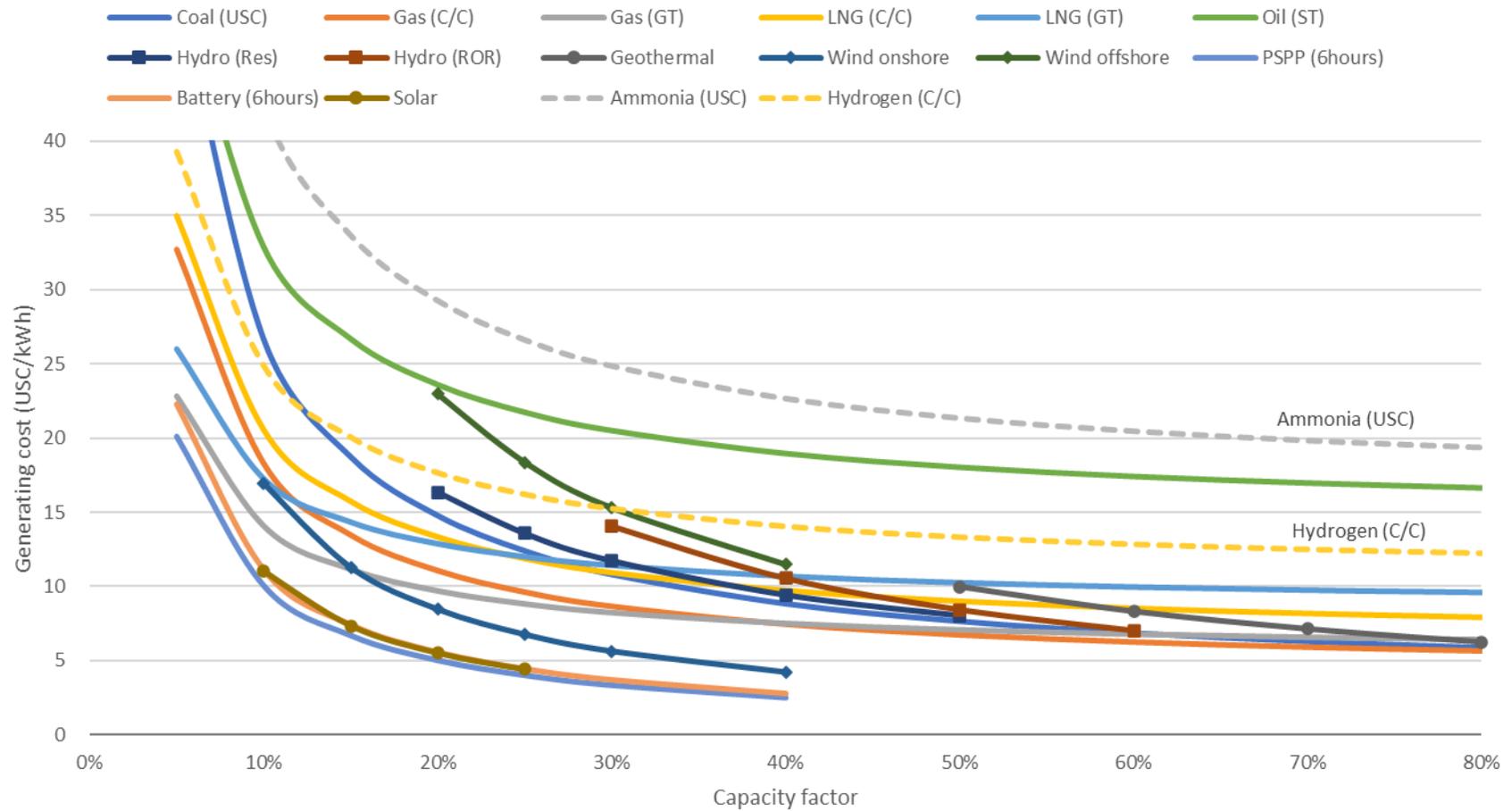
	Biaya Konstruksi	Umur	O&M Tetap	O&M Variabel	Harga Bahan Bakar	Efisiensi	Faktor Kapasitas	Biaya Pembangkitan (LCOE, USC/kWh)				
	USD/kW	Tahun	USD/kW/bulan	USC/kWh	USC/Mcal	%	%	CAPEX	O&M Tetap	O&M Variabel	Biaya Bahan Bakar	Total
Batu bara (USC)	1,469	40	4.8	0.47	1.24	44%	75%	2.29	0.88	0.47	2.43	6.07
Gas (C/C)	944	30	2.2	0.32	2.59	63%	70%	1.63	0.43	0.32	3.53	5.91
Gas (GT)	525	30	1.7	0.39	2.59	45%	30%	2.12	0.80	0.39	4.94	8.24
LNG (C/C)	944	30	2.2	0.32	4.25	63%	70%	1.63	0.43	0.32	5.80	8.18
LNG (GT)	525	30	1.7	0.39	4.25	45%	30%	2.12	0.80	0.39	8.12	11.42
Oil (ST)	1,100	30	3.8	0.39	4.12	25%	17%	7.84	3.07	0.39	13.94	25.23
Hydro (Res)	2,203	80	1.8	0.00	0.00	100%	40%	6.29	0.63	0.00	0.00	6.92
Hydro (ROR)	3,357	80	2.8	0.00	0.00	100%	50%	7.67	0.77	0.00	0.00	8.43
Geothermal	3,462	30	5.7	0.04	0.00	100%	80%	5.24	0.97	0.04	0.00	6.26
Solar	786	25	0.8	0.00	0.00	100%	20%	4.92	0.57	0.00	0.00	5.49
Angin darat	1,154	25	1.8	0.00	0.00	100%	22%	6.54	1.09	0.00	0.00	7.63
Angin lepas pantai	3,149	25	4.6	0.00	0.00	100%	48%	8.25	1.32	0.00	0.00	9.57
PSPP (6 jam)	800	80	0.7		0.00	100%	20%	4.57	0.46	0.00	0.00	5.03
Baterai (6 jam)	586	10	0.2		0.00	100%	20%	5.45	0.12	0.00	0.00	5.57
Ammonia (USC)	1,696	40	4.8	0.47	16.47	44%	75%	2.64	0.88	0.47	15.59	19.58
Hydrogen (C/C)	944	30	2.2	0.32	22.37	63%	70%	1.63	0.43	0.32	10.12	12.50

CAPEX dihitung dengan tingkat bunga 10% dan tingkat residual 0%.

Pembangkit listrik tenaga air dan baterai pompa penyimpanan menggunakan kelebihan listrik saat menyimpan listrik, sehingga biaya bahan bakar ditetapkan ke nol.

Biaya bahan bakar pada LCOE dihitung dengan asumsi bahwa harga pada tahun 2040 akan berlanjut selama masa penggunaan.

(Sumber: Tim Survei JICA)



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-16 Biaya pembangkitan untuk berbagai sumber daya

(5) Kondisi operasi pembangkit listrik termal

Kondisi operasi pembangkit listrik termal ditunjukkan di bawah ini.

Tabel 7-11 Kondisi operasi pembangkit listrik termal

Bahan Bakar		Kapasitas (MW)	Mulai & berhenti setiap hari	Efisiensi (%)	Muatan minimal (%)	Tingkat pemadaman paksa (%)	Pemadaman terjadwal (hari/tahun)
Batu bara	USC	1,000	Tidak	44.0	30	5	20
Ammonia	USC	1,000	Tidak	44.0	60	5	20
Gas, LNG	C/C	493	Ya	63.0	30	2.5	14
	C/C	412	Ya	59.0	30	2.5	14
	GT	314	Ya	45.0	30	2.5	14
	GT	265	Ya	37.8	30	2.5	14
Hydrogen	C/C	493	Ya	63.0	50	2.5	14
	C/C	412	Ya	59.0	50	2.5	14
	GT	314	Ya	45.0	50	2.5	14
	GT	265	Ya	37.8	50	2.5	14
Oil	ST	400	Ya	25.0	35	7.5	20

Catatan: Kapasitas adalah ujung pembangkit listrik, efisiensi termal adalah nilai kalor yang lebih rendah (LHV)

(Sumber: Tim Survei JICA)

(6) Emisi CO₂ dan biaya CCS

(a) Emisi CO₂

Emisi CO₂ dihitung berdasarkan bahan bakar yang digunakan dan efisiensi termal pembangkit listrik. Emisi CO₂ per kWh pada output maksimum pembangkit listrik termal ditunjukkan di bawah ini.

Tabel 7-12 Perbandingan emisi CO₂ per kWh

	Bahan Bakar	Efisiensi		Faktor Emisi CO ₂	
		g-CO ₂ /MJ	kg-CO ₂ /Mcal	kg-CO ₂ /kWh	
Batu bara (USC)	Batu bara	93.7	0.3924	44%	0.767
Gas (C/C)	Gas	55.8	0.2338	63%	0.319
Gas (GT)	Gas	55.8	0.2338	45%	0.447
LNG (C/C)	LNG	55.8	0.2338	63%	0.319
LNG (GT)	LNG	55.8	0.2338	45%	0.447
Oil (ST)	Oil	77.6	0.3248	25%	1.098
Batu bara (USC)	Batu bara +20%NH ₃	75.0	0.3139	44%	0.613
LNG (C/C)	LNG+20%hydrogen	44.7	0.1870	63%	0.255
LNG (GT)	LNG+20%hydrogen	44.7	0.1870	45%	0.357

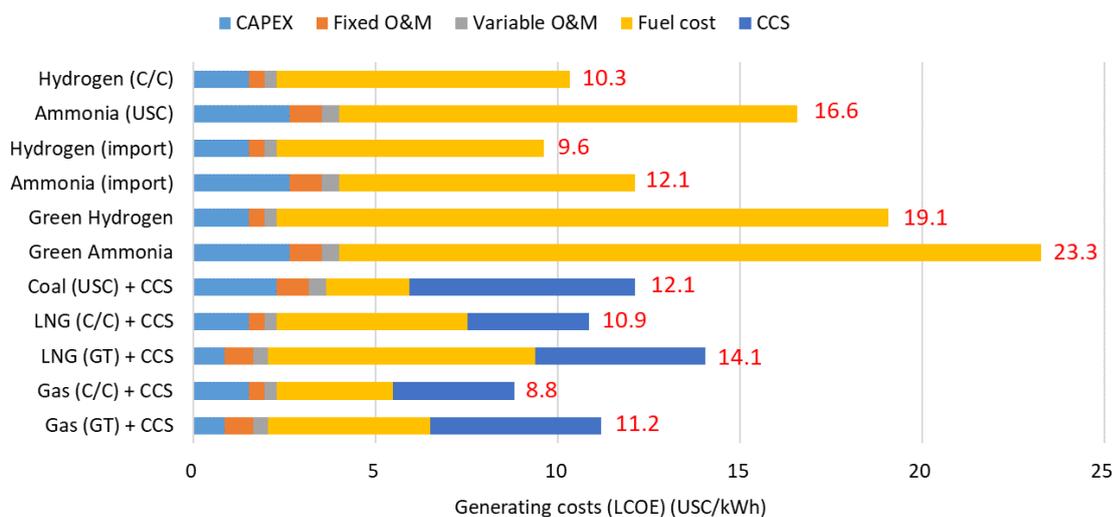
Catatan: Energi listrik adalah ujung pembangkit listrik, efisiensi termal adalah nilai kalor yang lebih rendah (LHV)

(Sumber: Tim Survei JICA)

(b) Biaya CCS

Mempertimbangkan biaya CCS, biaya pembangkitan tenaga termal utama yang bertujuan untuk netralitas karbon pada tahun 2060 akan berubah seperti yang ditunjukkan di bawah ini. Secara khusus, penambahan biaya CCS akan membalikkan biaya pembangkit listrik termal LNG dan batubara.

Efisiensi pengumpulan akan menjadi 90% ketika CCS diterapkan, dan biaya USD 200/ton akan ditambahkan sebagai biaya pembelian kredit karbon untuk 10% yang tidak dapat dikumpulkan.



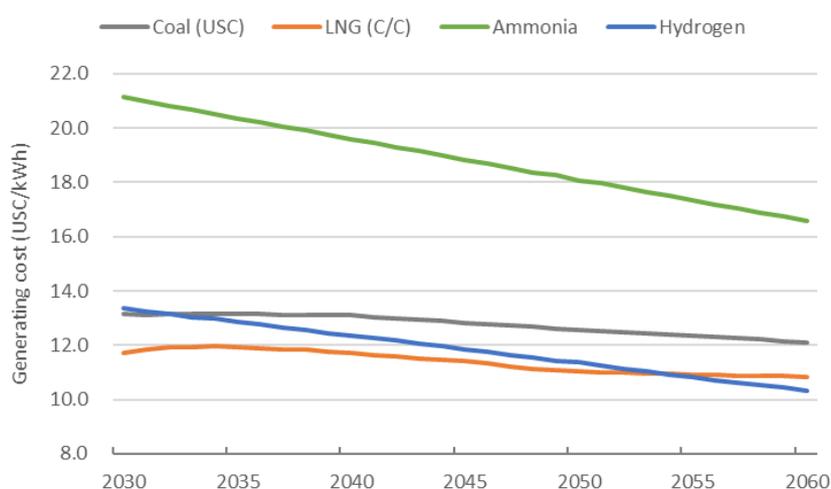
Catatan: Untuk semua daya termal, CAPEX adalah nilai ketika faktor kapasitas adalah 75%.

(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-17 Biaya pembangkitan tenaga termal pada tahun 2060 (LCOE)

Tenaga termal gas adalah yang termurah, namun gas domestik hampir habis dan tidak dapat diharapkan untuk menyediakan kapasitas pasokan yang besar. Tenaga panas hidrogen memiliki biaya bahan bakar yang tinggi, tetapi tidak seperti tenaga termal batubara dan tenaga termal LNG, CCS tidak diperlukan, dan tenaga termal hidrogen adalah yang termurah kecuali untuk tenaga termal gas. Tenaga panas hidrogen diasumsikan sebagai tenaga termal paling ekonomis untuk mencapai netralitas karbon. Karena gas domestik tidak dapat diharapkan untuk menyediakan hidrogen dalam jumlah besar akibat deplesinya, maka perlu mempertimbangkan impor dari Australia.

Diharapkan biaya produksi hidrogen/amonia dan biaya pemrosesan untuk CCS secara bertahap akan menurun seiring dengan tingkat kesiapan teknologi di masa depan. Berdasarkan hal ini, perubahan biaya pembangkitan berbagai pembangkit listrik termal ditunjukkan di bawah ini.



Catatan: Bahan bakar domestik digunakan untuk memproduksi hidrogen dan amonia.

(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-18 Perubahan biaya pembangkitan berbagai pembangkit listrik termal (LCOE)

Sampai sekitar tahun 2055, tenaga termal LNG + CCS lebih murah, tetapi tenaga termal hidrogen akan menurun secara signifikan di masa depan, dan akan berbalik sekitar tahun 2055, dan tenaga termal hidrogen akan menjadi yang termurah di tahun 2060.

Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 7-15, harga bahan bakar amonia hampir setara dengan harga hidrogen. Secara khusus, harga impor amonia diharapkan lebih rendah dari hidrogen impor di masa depan. Namun, teknologi saat ini mengasumsikan bahwa amonia akan terbakar di USC, mirip dengan tenaga termal batubara. Efisiensi termal USC adalah sekitar 44%, yang jauh lebih rendah daripada efisiensi termal 63% untuk siklus gabungan menggunakan GT terbaru, sehingga biaya pembangkitan pada tahun 2060 adalah sekitar 1,5 kali.

Meskipun masih pada tahap teknologi yang belum matang, penelitian sedang dilakukan untuk membakar amonia di GT. Apabila teknologi ini digunakan secara praktis di masa depan, diharapkan siklus gabungan menggunakan amonia sebagai bahan bakar akan layak dan biaya pembangkitan akan hampir sama dengan siklus gabungan menggunakan hidrogen sebagai bahan bakar.

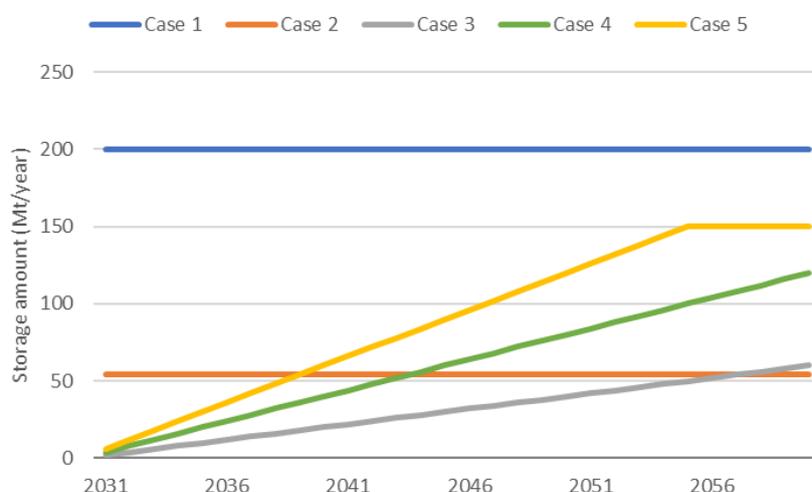
(7) Potensi CCS

Potensi penyimpanan CO₂ saat ini diperkirakan sekitar 10 miliar ton, dan sektor ketenagalistrikan mengeluarkan 27% dari total emisi CO₂ di tahun 2019, sehingga potensi penyimpanan CO₂ saat ini pada sektor ketenagalistrikan diasumsikan sebesar 2,7 miliar ton. Dalam hal potensi CCS, diasumsikan 5 kasus berikut.

Kasus	Isi	Total of 2031-2060
Kasus 1	Potensi penyimpanan CO ₂ saat ini (10 miliar ton) akan digunakan dalam 50 tahun oleh sektor listrik saja.	6,000 Mt
Kasus 2	Potensi penyimpanan CO ₂ saat ini di sektor listrik (27 miliar ton) akan habis dalam 50 tahun.	1,620 Mt
Kasus 3	Untuk pengembangan CCS skala besar (1 juta ton/tahun), diasumsikan sekitar 2 proyek akan dikembangkan setiap tahun dari tahun 2030 hingga 2060.	930 Mt
Kasus 4	Untuk pengembangan CCS skala besar (1 juta ton/tahun), diasumsikan sekitar 4 proyek akan dikembangkan setiap tahun dari tahun 2030 hingga 2060.	1,860 Mt
Kasus 5	Untuk pengembangan CCS skala besar (1 juta ton/tahun), diasumsikan bahwa sekitar 6 proyek akan dikembangkan setiap tahun dari tahun 2030 hingga 2060. (Batas atas tahunan ditetapkan sebesar 150 juta ton.)	2,700 Mt

(Sumber: Tim Survei JICA)

Jumlah CCS yang dapat ditangani (jumlah penyimpanan) dari tahun 2031 hingga 2060 dalam lima kasus di atas ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-19 Jumlah CCS yang dapat diobati dari 2031 hingga 2060

Kasus 2 realistis karena jumlah total yang dapat ditangani hingga tahun 2060 adalah sekitar 2/3 dari potensi penyimpanan alokasi sektor listrik sebesar 2.700 Mt, namun penyimpanan CO₂ sebesar 54 Mt/tahun dari tahun pertama pengenalan CCS tampaknya tidak realistis. Mirip seperti Kasus 2, jumlah total yang dapat diobati hingga tahun 2060 untuk Kasus 4 adalah sekitar 2/3 dari potensi penyimpanan alokasi sektor listrik sebesar 2.700 Mt, dan potensi CCS dapat dipertahankan sampai batas tertentu setelah tahun 2060, sehingga diasumsikan bahwa hal tersebut merupakan skenario yang valid. Dalam survei ini, Kasus 4 diasumsikan sebagai potensi setiap tahun. Dengan kata lain, jumlah maksimum CCS yang dapat diobati pada tahun 2060 akan menjadi sekitar 120 Mt untuk seluruh sektor ketenagalistrikan Indonesia.

7.3.2 Formulasi Skenario

Rencana berikut diasumsikan sebagai skenario untuk mewujudkan netralitas karbon pada tahun 2060.

Tabel 7-13 Skenario untuk mewujudkan netralitas karbon pada tahun 2060

Nama skenario		Isi
A 100% kasus energi terbarukan	A-1	Netralitas karbon diwujudkan melalui 100% energi terbarukan. Sejumlah besar baterai penyimpanan harus dipasang dalam menyesuaikan permintaan dan untuk mencegah hilangnya pembangkit listrik karena cuaca mendung atau hujan terus menerus. Bertujuan untuk menyeimbangkan penawaran dan permintaan di setiap pulau sebanyak mungkin, tetapi bila terdapat kekurangan di suatu pulau, maka perlu dibangun interkoneksi dengan pulau-pulau tetangga.
	A-2	Netralitas karbon diwujudkan melalui 100% energi terbarukan. Sejumlah besar pembangkit listrik yang menggunakan hidrogen (atau amonia) yang berasal dari energi terbarukan domestik akan dipasang untuk menyesuaikan permintaan dan untuk mencegah hilangnya pembangkit listrik karena cuaca mendung atau hujan yang terus menerus. Apabila terdapat kekurangan di suatu pulau, maka akan ditutupi oleh transportasi hidrogen (atau amonia).
B Kasus energi terbarukan + hidrogen (amonia)	B-1	Netralitas karbon diwujudkan melalui energi terbarukan dan pembangkit listrik menggunakan hidrogen yang berasal dari bahan bakar fosil dalam negeri. CO ₂ yang dihasilkan ketika hidrogen dihasilkan dari bahan bakar fosil diolah dengan CCS.
	B-2	Netralitas karbon diwujudkan melalui energi terbarukan dan pembangkit listrik menggunakan amonia yang berasal dari bahan bakar fosil dalam negeri. CO ₂ yang dihasilkan ketika amonia dihasilkan dari bahan bakar fosil diolah dengan CCS.
C Kasus energi terbarukan + pembangkit listrik termal + CCS	C-1	Netralitas karbon diwujudkan melalui energi terbarukan dan pembangkit listrik tenaga uap batubara domestik dan CCS. CO ₂ yang dihasilkan saat pembangkitan di pembangkit listrik termal diperlakukan dengan CCS.
	C-2	Netralitas karbon diwujudkan melalui energi terbarukan dan pembangkit listrik termal LNG domestik dan CCS. CO ₂ yang dihasilkan saat pembangkitan pada pembangkit listrik termal diperlakukan dengan CCS.
BAU	BAU	Perpanjang rencana RUPTL saat ini. (Biaya pembangkitan dan emisi CO ₂ dihitung dan digunakan untuk perbandingan.)

Tenaga nuklir, tenaga biomassa, tenaga panas bumi, tenaga air dan tenaga angin tidak memiliki rentang fluktuasi yang besar ketika jumlah potensi dipertimbangkan, sehingga semuanya sama dalam semua kasus.

7.4 Pengembangan Sumber Daya Listrik untuk Perencanaan Jangka Panjang (sampai 2060)

7.4.1 Sistem Sumatra

(1) Perkiraan Permintaan

Dua perkiraan permintaan yang diperkirakan dalam survei ini ditunjukkan pada tabel di bawah ini:

Tabel 7-14 Prakiraan Permintaan hingga 2060 (Jaringan Listrik di Sumatera)

		2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Tinggi	GW	6.3	9.0	11.7	14.8	18.3	23.7	32.3	45.0	56.6
	TWh	42.1	58.7	75.8	96.5	118.7	154.0	209.8	292.5	368.1
Rendah	GW	6.3	9.0	11.7	14.4	17.2	19.9	22.7	25.4	28.2
	TWh	42.1	58.7	75.8	93.7	111.6	129.5	147.4	165.2	183.1

(Sumber: Tim Survei JICA)

Hingga tahun 2030, hasil kasus tinggi dan kasus rendah adalah identik. Namun, setelah itu, kesenjangan di antara kasus-kasus tersebut menjadi lebih besar dari tahun ke tahun dan akhirnya berlipat ganda pada tahun 2060.

(2) Rencana Pengembangan

Komposisi sumber daya pada jaringan listrik Sumatera tahun 2030 menurut RUPTL 2021-2030 ditunjukkan pada tabel di bawah ini. Sesuai tabel, komposisinya mengandung 43% tenaga termal berbahan bakar batu bara, 17% tenaga termal gas (termasuk tenaga termal minyak), dan 40% energi terbarukan.

Tabel 7-15 Komposisi Sumber Tenaga Listrik pada Jaringan Listrik Sumatera Tahun 2030

	Kapasitas (GW)	Rasio
Batu bara	7.3	42.8%
Gas (& Oil)	2.9	16.8%
Geothermal	1.9	11.1%
Hydro	3.9	23.0%
Solar	0.1	0.7%
Wind	0.1	0.6%
Biomassa	0.0	0.3%
Penyimpanan	0.8	4.7%
Total	17.1	100.0%

Rencana pengembangan energi terbarukan dari tahun 2031 hingga 2060 diperkirakan dalam tabel di bawah ini. Rencana untuk solar akan tergantung pada skenario dan status pasokan dan permintaan.

Tabel 7-16 Metode Pengembangan Jaringan Listrik Sumatera hingga 2060

	Kapasitas Terpasang pada tahun 2030	Kapasitas Terpasang pada tahun 2060	Metode Pengembangan
Hydro	3.6 GW	6.6 GW	Berkembang sebesar 100 MW setiap tahun
Geothermal	1.9 GW	4.9 GW	Berkembang sebesar 100 MW setiap tahun
Biomassa	0.1 GW	1.6 GW	Berkembang sebesar 50MW setiap tahun
Solar	2.9 GW	Untuk penyesuaian	Tergantung pada penawaran dan permintaan
Wind	0.1 GW	3.1 GW	Berkembang sebesar 100 MW setiap tahun

(Sumber: Tim Survei JICA)

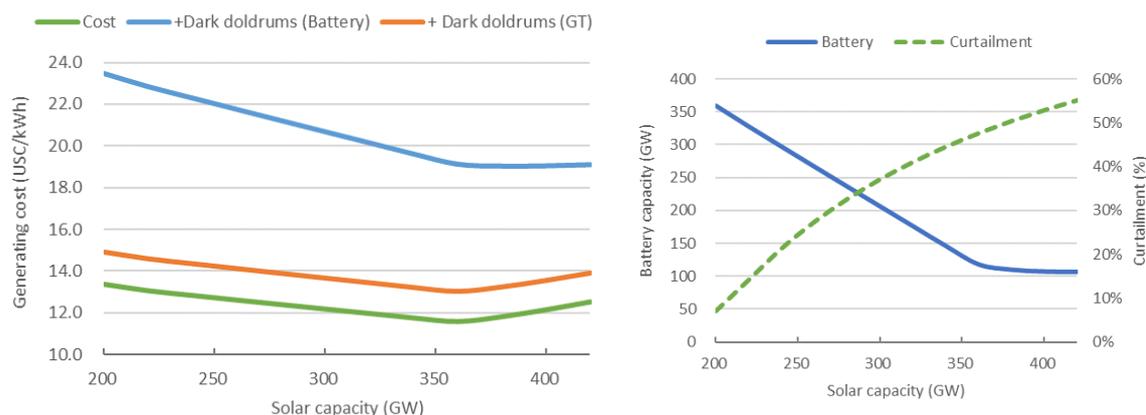
Berdasarkan potensi energi terbarukan yang dijelaskan pada Tabel 7-6, jumlah potensi panas bumi, hidro, biomassa, dan angin di Sumatera masing-masing adalah 12.9GW, 21.3GW, 15.6GW, dan 7.4GW. Hal ini juga dalam setiap jumlah potensial pada tahun 2060.

(3) Estimasi kasus tinggi

(a) Skenario A (dekarbonisasi hanya melalui energi terbarukan)

1) Skenario A-1

Selain kapasitas terpasang yang dijelaskan dalam Tabel 7-15, biaya pembangkit listrik yang akan mencapai dekarbonisasi dengan menyesuaikan pengembangan surya dan baterai dijelaskan di bawah ini. Meskipun potensi kapasitas solar di Sumatera yang dijelaskan pada Tabel 7-6 adalah 68.7GW, estimasi dilakukan untuk kapasitas terpasang lebih dari potensi.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-20 Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario A, Kasus Tinggi)

Ketika kapasitas solar lebih dari 200GW, keandalan pasokan listrik yang dibutuhkan akan tercapai (LOLE = dalam waktu 24 jam). Dan bilamana kapasitas solar meningkat, maka kapasitas baterai dapat berkurang hingga 150%. Oleh karena itu, sebagai konsekuensi dari peningkatan kapasitas solar, biaya pembangkitan secara keseluruhan akan menurun secara bertahap. Namun, karena sekitar 100GW kapasitas baterai diperlukan untuk permintaan pada malam hari, ketika matahari tidak dapat menghasilkan tenaga listrik, biaya pembangkitan keseluruhan akan meningkat bila kapasitas surya lebih dari 350GW.

Selain itu, biaya pembangkitan pada gambar di atas termasuk biaya untuk mengatasi kondisi gelap lesu, yang dijelaskan di bawah ini. Apabila dekarbonisasi dicapai hanya melalui energi terbarukan, maka peningkatan biaya karena tindakan penanggulangan dark doldrum (untuk cuaca mendung atau hujan yang berkelanjutan) akan diperlukan. Ketika berurusan dengan baterai, biaya pembangkitan akan meningkat sekitar 7-10 USC/kWh menjadi 18USC/kWh atau lebih. Di sisi lain, bila hidrogen (hidrogen hijau), yang diproduksi oleh energi terbarukan domestik, digunakan, kenaikan biaya pembangkitan akan menjadi sekitar 1,5 USC/kWh. Namun, bila surplus energi terbarukan tidak mencukupi, akan sulit untuk mendapatkan hidrogen.

Estimasi kapasitas baterai yang diperlukan pada tahun 2060 disajikan dalam tabel berikut (untuk kapasitas solar 340GW), termasuk penanggulangan kondisi cuaca mendung dan hujan ketika tenaga listrik tidak dapat dibangkitkan (dark doldrum).

Tabel 7-17 Estimasi Biaya Mengatasi Dark Doldrum (dengan Baterai, Kasus Tinggi)

Item		Catatan
Rata-rata kebutuhan energi listrik harian	1008.6 GWh	
Rata-rata pembangkit listrik harian kecuali solar	206.8 GWh	
Pembangkit listrik harian oleh tenaga surya	328.0 GWh	Diperkirakan menggunakan 20% dari pembangkit listrik rata-rata (1639.9 GWh)
Kekurangan pasokan energi	473.8 GWh	
Durasi dark doldrum	5 hari	Diperkirakan oleh Tim Survei JICA
Kapasitas baterai diperlukan	394.9 GW	baterai 6 jam
Biaya konstruksi untuk baterai	USD 456.5/kW	baterai 6 jam
Biaya operasional tetap tahunan untuk baterai	USD 73.2/kW	
Biaya tahunan untuk mengatasi dark doldrum	USD 28,891 juta	Setara dengan USC 7.8/kWh untuk biaya pembangkitan

(Sumber: Tim Survei JICA)

Apabila baterai dipasang dengan mempertimbangkan situasi di mana tenaga surya hanya dapat menghasilkan 20% dari jumlah rata-rata daya listrik selama 5 hari lesu gelap, biaya pembangkitan akan meningkat sebesar 7,8/kWh untuk mengatasi hal ini (untuk kapasitas surya 340GW, biaya pembangkitan akan naik dari USC 11,8/kWh menjadi USC 19,6/kWh).

2) Skenario A-2

Sebagai penanggulangan kelesuan gelap, banyak pembangkit listrik menggunakan hidrogen (hidrogen hijau) yang diproduksi oleh energi terbarukan dalam negeri. Karena pembangkit tidak dioperasikan terus-menerus, maka akan menjadi GT, yang memiliki biaya operasional tetap yang rendah.

Kekurangan penyimpanan baterai saat cuaca mendung dan hujan, tergantung pada kapasitas baterai yang terpasang, akan mengganggu pasokan listrik di malam hari. Perkiraan GT yang diperlukan diberikan dalam tabel di bawah ini, termasuk langkah-langkah untuk situasi seperti itu.

Tabel 7-18 Estimasi Biaya Sesuai Dark Doldrum (dengan GT, Kasus Tinggi)

Item		Catatan
Permintaan daya maksimum pada bulan Agustus	56.0 GW	
Catu daya maksimum dari hidro pada bulan Agustus	3.3 GW	Diperkirakan 50% dari kapasitasnya karena musim kemarau
Pasokan listrik dari panas bumi dan biomassa	5.2 GW	80% dari kapasitasnya
Catu daya dari matahari dan angin	0 GW	
Kekurangan pasokan energi	47.5 GW	
Kapasitas GT diperlukan	50.0 GW	Diperkirakan 5% dari rasio waktu henti karena kecelakaan
Biaya konstruksi untuk GT	USD 524.6/kW	
Biaya operasional tetap tahunan untuk GT	USD 76.3/kW	
Memperbaiki biaya operasional untuk mengatasi dark doldrum	USD 3,816 juta	
Kekurangan pasokan energi harian	473.8 GWh	
Durasi tahunan dari tindakan diperlukan	36 hari	Setara dengan 3,6% dari tingkat penggunaan GT
Harga unit untuk hidrogen hijau	USC 8.5/kWh	Diperkirakan 45% efisiensi termal

Item		Catatan
Harga bahan bakar mengatasi dark doldrum	USD 1,450 juta	
Biaya tahunan untuk mengatasi dark doldrum	USD 5,266 juta	Setara dengan USC 1.4/kWh biaya pembangkitan

(Sumber: Tim Survei JICA)

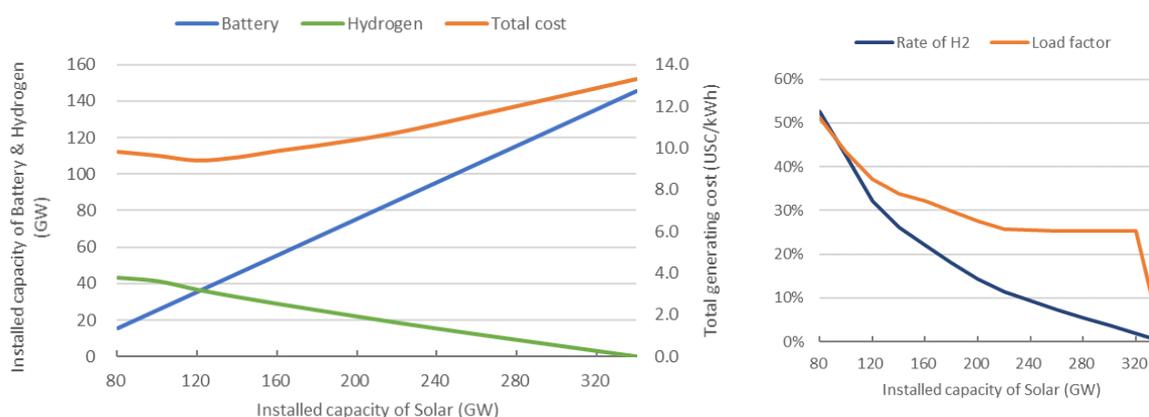
Sebagai penanggulangan kelambanan, pemasangan GT menggunakan hidrogen hijau untuk menghasilkan tenaga jauh lebih irit dibandingkan instalasi baterai. Dengan demikian, perbandingan dibuat antara langkah-langkah dark doldrum ini, yang akan dibutuhkan dengan rasio energi terbarukan yang tinggi. Namun, surplus energi dari daerah lainnya akan dimasukkan dalam campuran karena kurangnya pasokan listrik untuk menghasilkan hidrogen hijau di Sumatera.

Kapasitas bahan bakar yang cukup diperlukan bila cuaca buruk terus berlangsung selama kurang lebih 5 hari. Hidrogen dapat disimpan sebagai cairan dalam tangki bertekanan tinggi dengan suhu lingkungan yang rendah saat ini. Namun, bahan bakar yang dapat disimpan pada suhu dan tekanan biasa lebih disukai karena akan digunakan untuk fasilitas cadangan.

(b) Skenario B

1) Skenario B-1 (Energi Terbarukan + Tenaga berbahan bakar Hidrogen)

Alih-alih mengurangi kapasitas surya, berikut ini menggambarkan situasi peningkatan jumlah pembangkit listrik menggunakan hidrogen yang diproduksi oleh bahan bakar fosil domestik. Karbon dioksida yang dibuat dengan membuat hidrogen dari bahan bakar fosil akan diolah oleh CCS. Biaya yang relevan untuk ini juga disertakan.



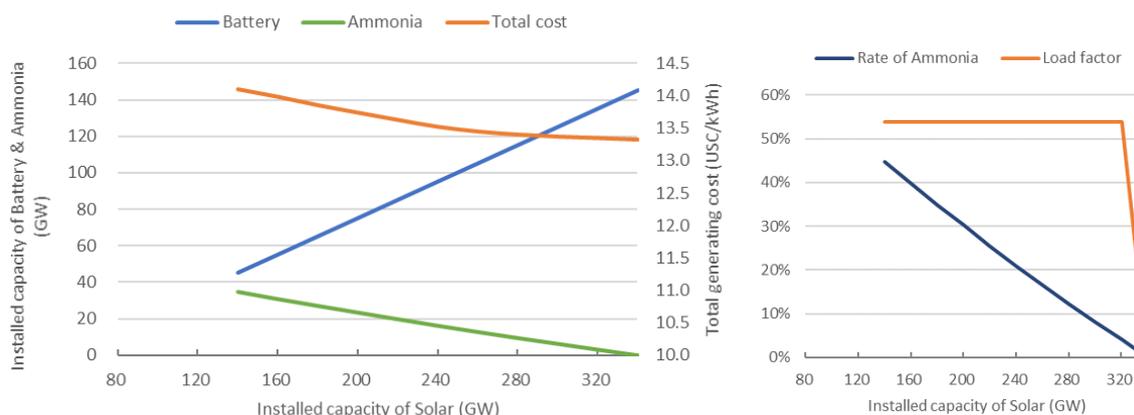
(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-21 Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario B-1, Kasus Tinggi)

Biaya pembangkitan menurun seiring dengan penurunan kapasitas solar. Biaya pembangkitan paling ekonomis bila kapasitas solar sekitar 120GW. Dalam hal ini, tingkat pemanfaatan tenaga air adalah sekitar 35% (30% dari total energi yang dihasilkan).

2) Skenario B-2 (Energi Terbarukan + Tenaga berbahan bakar Amonia)

Alih-alih mengurangi kapasitas surya, berikut ini menggambarkan situasi peningkatan jumlah pembangkit listrik menggunakan amonia yang diproduksi oleh bahan bakar fosil domestik. Karbon dioksida yang dibuat dengan membuat amonia dari bahan bakar fosil akan diolah oleh CCS. Biaya yang relevan untuk ini juga disertakan.



(Sumber: Tim Survei JICA)

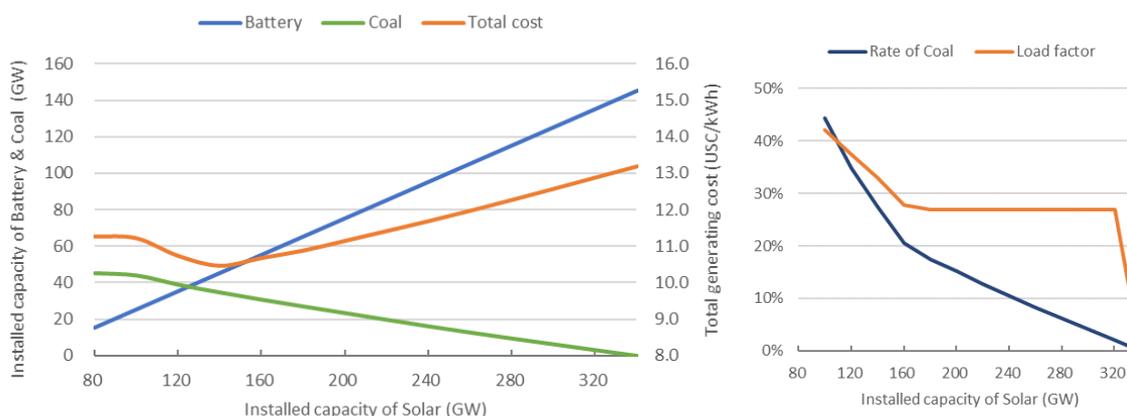
Gambar 7-22 Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario B-2, Kasus Tinggi)

Tenaga berbahan bakar amonia sulit digunakan untuk operasi start-stop dengan durasi pendek, atau tidak dapat digunakan untuk operasi start-stop dalam sehari. Selain itu, karena output daya minimum adalah 60%, tingkat penggunaannya lebih dari 50%. Biaya amonia itu sendiri mahal. Biaya pembangkitan meningkat sebagai konsekuensi dari kenaikan tingkat penggunaan dan kapasitasnya.

(c) Skenario C

1) Skenario C-1 (Energi Terbarukan + Tenaga Batubara + CCS)

Alih-alih mengurangi kapasitas surya, berikut ini menggambarkan situasi peningkatan jumlah pembangkit listrik tenaga batu bara, dengan karbon dioksida yang akan diolah oleh CCS. Efisiensi pemulihan CCS adalah 90% dalam situasi ini. Biaya sebesar USD 200/ton untuk 10% yang tidak tertagih ditambahkan sebagai biaya kredit karbon..⁵⁸



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-23 Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario C-1, Kasus Tinggi)

Alih-alih mengurangi kapasitas solar, meningkatkan kapasitas pembangkit listrik berbahan bakar batu bara membuat biaya pembangkitan secara bertahap menjadi lebih ekonomis. Biaya pembangkitan turun ke level terendah (sekitar USC 10,5/kWh) ketika kapasitas solar sekitar 140GW (35GW dari

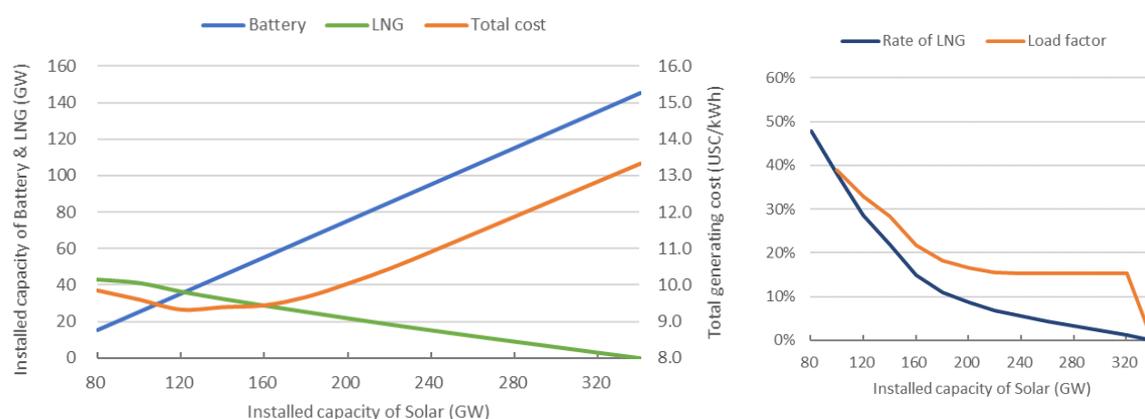
⁵⁸ Untuk mencapai emisi nol-bersih, BECCS (Bio-energi dengan Carbon Capture and Storage) atau DACCS (Direct Air Carbon Capture and Storage) juga dipertimbangkan. Namun survei ini menerapkan biaya kredit karbon.

kapasitas pembangkit listrik tenaga batu bara). Penggunaan tenaga batubara sekitar 25% dan kurang dari 20% dari total pasokan energi pada titik terendah. Ketika kapasitas tenaga surya 140GW atau kurang, penggunaan tenaga batu bara meningkat drastis dan persentase pasokan energi total juga meningkat secara bertahap.

Apabila kapasitas batu bara sekitar 35GW, pasokan energinya adalah 100,7TWh dan jumlah pengolahan oleh CCS mencapai 75,7Mt. Jumlah perawatan CCS yang tersedia diperkirakan 120 juta ton. Mempertimbangkan sekitar 30Mt/tahun perawatan CCS pada jaringan listrik di Sumatera, 16GW kapasitas berbahan bakar batubara dan 90% energi terbarukan dalam total pasokan energi adalah wajar.

2) Skenario C-2 (Energi Terbarukan + Tenaga berbahan bakar LNG (C/C) + CCS)

Alih-alih menurunkan kapasitas solar, situasi peningkatan pembangkit listrik yang dihasilkan oleh LNG dan karbon dioksida yang akan diolah oleh CCS adalah sebagai berikut. Efisiensi pemulihan dan biaya uncollectible sama seperti skenario C-1.



(Sumber: Tim Survei JICA)

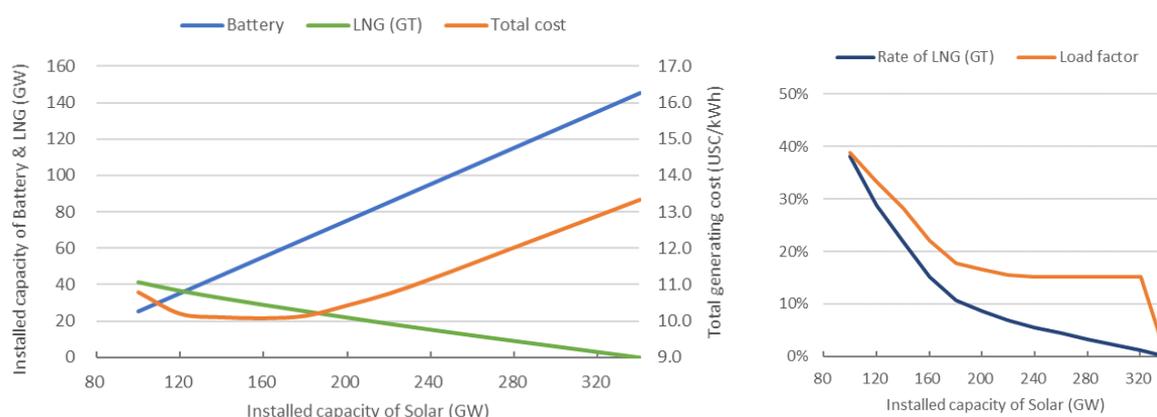
Gambar 7-24 Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario C-2, Kasus Tinggi)

Biaya pembangkitan turun ke level terendah (sekitar USC 9.1/kWh) ketika kapasitas solar sekitar 140GW (36GW dari kapasitas tenaga berbahan bakar LNG). Penggunaan daya berbahan bakar LNG sekitar 30% dan sekitar 30% dari total pasokan energi pada titik terendah. Ketika kapasitas daya berbahan bakar LNG meningkat, penggunaan daya berbahan bakar LNG meningkat secara drastis dan persentase total pasokan energi juga meningkat secara bertahap.

Apabila kapasitas berbahan bakar LNG sekitar 36GW, pasokan energinya adalah 105,5TWh dan jumlah pengolahan oleh CCS mencapai 31,5Mt.

3) Skenario C-2' (Energi Terbarukan + Tenaga berbahan bakar LNG (GT) + CCS)

Alih-alih mengurangi kapasitas surya, berikut ini menggambarkan situasi peningkatan jumlah pembangkit listrik LNG (GT), dengan karbon dioksida yang akan diolah oleh CCS. Efisiensi pemulihan dan biaya untuk jumlah yang tidak dapat ditagih sama dengan Skenario C-1.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-25 Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario C-2', Kasus Tinggi)

Biaya pembangkitan berkurang secara bertahap ketika mengurangi kapasitas surya dan meningkatkan kapasitas listrik berbahan bakar LNG. Meskipun GT memiliki biaya operasional tetap yang lebih rendah daripada C/C, efisiensinya lebih buruk dan biaya bahan bakar lebih tinggi daripada C/C. Oleh karena itu, biaya pembangkitan untuk GT hampir sama dengan biaya pembangkitan C/C bila tingkat pemakaiannya rendah. Sebagai konsekuensi dari peningkatan laju penggunaan, biaya pembangkitan lebih tinggi dan kurang efisien secara ekonomi daripada C/C. Biaya pembangkitan turun ke level terendah (sekitar USC 10.0/kWh) ketika kapasitas solar sekitar 120GW (36GW dari kapasitas LNG-fired power (GT)). Ketika kapasitas solar menurun dan kapasitas GT meningkat, penggunaan GT meningkat drastis dan biaya pembangkitan meningkat.

(d) Skenario BAU

Berikut ini adalah gambaran skenario BAU, dengan komposisi sumber daya pada tahun 2060 berdasarkan tarif yang sama pada tahun 2030. Seluruh kapasitas dihitung dengan cara yang sama seperti metode sebelumnya, yaitu mencapai keandalan pasokan listrik yang dipersyaratkan.

Tabel 7-19 Komposisi Sumber Daya pada Tahun 2060 Jaringan Listrik di Sumatera, Skenario BAU, Kasus Tinggi)

	Kapasitas (GW)	Rasio	Energi (TWh)	Rasio
Batu bara	36.5	42.7%	237.1	64.2%
LNG	15.0	17.5%	34.4	9.3%
Geothermal	3.9	4.6%	30.0	8.1%
Hydro	6.1	7.1%	27.4	7.4%
Solar	20.1	23.5%	35.4	9.6%
Wind	2.1	2.5%	4.1	1.1%
Biomassa	1.1	1.2%	0.0	0.0%
Penyimpanan	0.8	0.9%	0.8	0.2%
Total	85.6	100%	369.2	100%

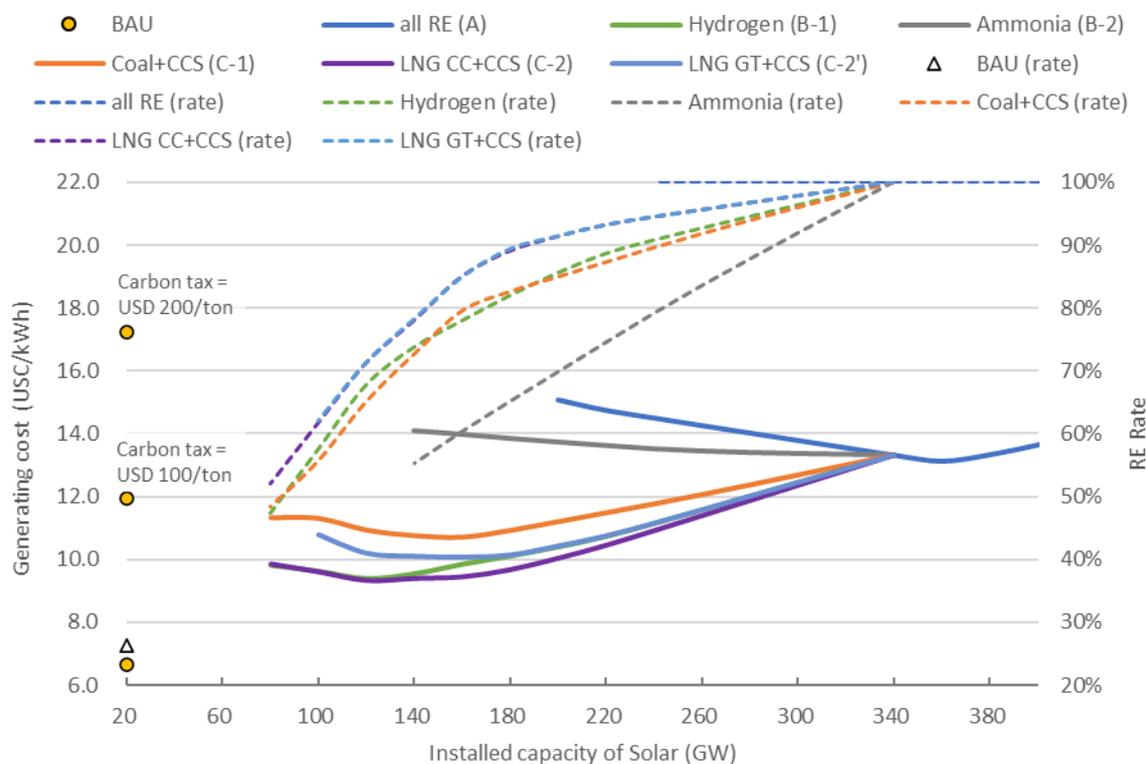
(Sumber: Tim Survei JICA)

Berdasarkan hasil, biaya pembangkitan untuk skenario BAU adalah 6,6 USC/kWh dan ini merupakan biaya terendah di antara semua skenario. Jumlah emisi karbon dioksida adalah 0,531 kg-CO₂/kWh dan 195.3Mt-CO₂ per tahun. Apabila harga satuan pajak karbon adalah USD 100/ton, biaya pembangkitan meningkat sebesar 5,3 USC/kWh menjadi 11,9 USC/kWh. Bilamana harga unit pajak

karbon adalah USD 200/ton, maka biaya pembangkit akan meningkat sebesar 10,6 USC/kWh menjadi 17,2 USC/kWh.

(e) Ringkasan

Ringkasan dari kasus-kasus di atas dijelaskan pada gambar di bawah ini:



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-26 Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Semua Skenario, Kasus Tinggi)

Dalam Skenario BAU, biaya pembangkitan adalah 6,6 USC/kWh; merupakan yang terendah. Namun, jumlah emisi karbon dioksida nya besar. Biayanya lebih mahal daripada tenaga berbahan bakar hidrogen dan tenaga berbahan bakar LNG + CCS dengan mempertimbangkan pajak karbon USD 100/ton.

Sebagai komposisi sumber daya untuk mencapai dekarbonisasi, daya berbahan bakar hidrogen atau daya berbahan bakar LNG (C/C) + CCS adalah yang paling ekonomis bila dipasangkan dengan peningkatan kapasitas energi terbarukan. Secara khusus, sekitar 120GW tenaga surya, 35GW baterai, dan 36GW tenaga berbahan bakar hidrogen atau kapasitas tenaga berbahan bakar LNG yang diinginkan. Untuk jumlah kapasitas yang sama dari tenaga berbahan bakar hidrogen dan berbahan bakar LNG, biaya pembangkitan adalah USC 9,4/kWh dan tingkat pemanfaatan energi terbarukan sekitar 69%. Perlakuan karbon dioksida oleh CCS adalah 11Mt per tahun. Fasilitas tambahan untuk penanggulangan kelesuan gelap tidak diperlukan karena fungsi ini ditutupi oleh tenaga termal.

Gambar di bawah menggambarkan status operasi masing-masing sumber listrik untuk hari permintaan maksimum pada bulan Januari dan September dengan komposisi sumber daya yang dioptimalkan, yang memiliki jumlah kapasitas yang sama untuk pembangkit listrik berbahan bakar hidrogen dan berbahan bakar LNG. Hampir semua listrik berbahan bakar LNG berhenti pada siang hari karena pasokan dari tenaga surya. Kelebihan daya disimpan dalam baterai dan dipasok ke jaringan listrik pada malam hari.

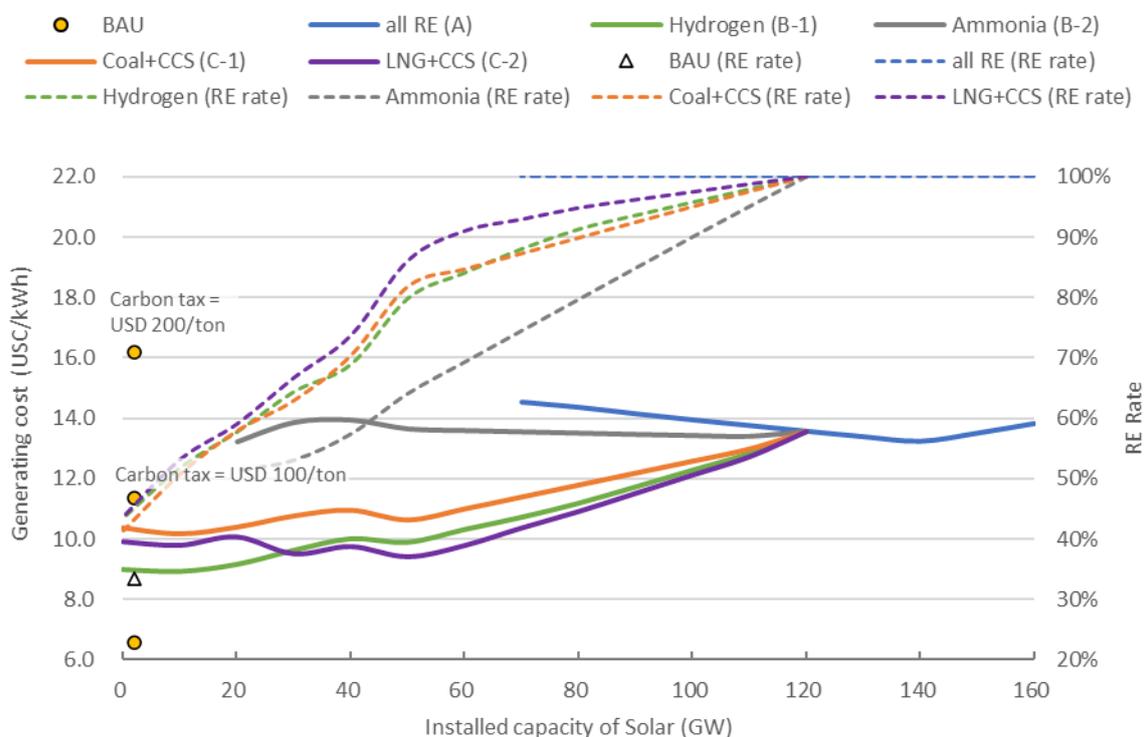


(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-27 Status Operasi Setiap Sumber Daya setelah Komposisi Sumber Daya yang Dioptimalkan (Jaringan Listrik di Sumatera, Kasus Tinggi)

(4) Permintaan kasus rendah

Untuk permintaan kasus rendah, hasil estimasi dengan peringkasan yang sama dengan kasus tinggi adalah sebagai berikut:



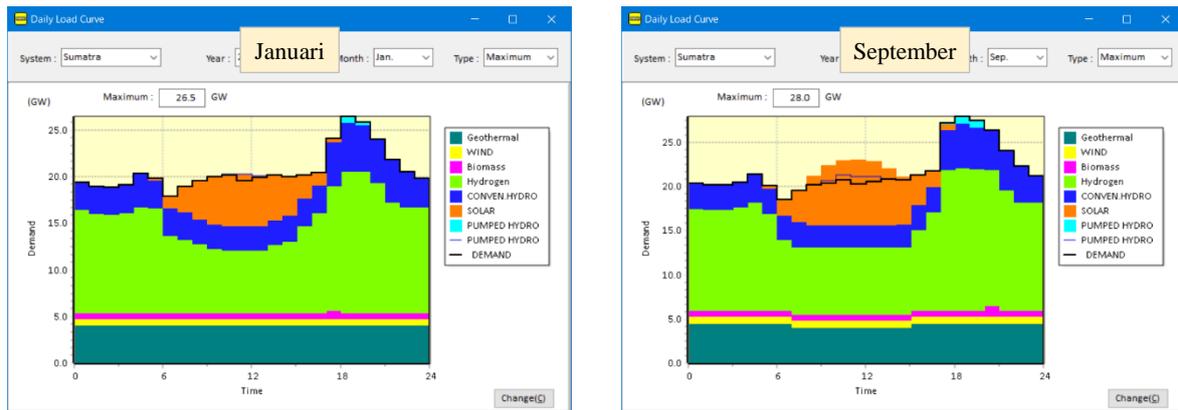
(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-28 Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sumatera, Semua Skenario, Kasus Rendah)

Dalam skenario BAU, biaya pembangkitan adalah 6,6 US\$/kWh, yang merupakan yang terendah. Namun, biayanya lebih tinggi dibandingkan dengan tenaga berbahan bakar hidrogen dan tenaga berbahan bakar LNG dengan mempertimbangkan pajak karbon (yaitu USD 100/ton) karena jumlah karbon dioksida yang besar.

Sebagai komposisi sumber daya untuk mencapai dekarbonisasi, pembangkit listrik berbahan bakar hidrogen adalah yang paling ekonomis, serta pengembangan energi terbarukan. Secara khusus, sekitar 10GW kapasitas surya, tidak terdapat baterai, dan 17GW tenaga berbahan bakar hidrogen yang diinginkan. Dalam hal ini, tingkat energi terbarukan adalah 52% dan biaya pembangkitan adalah US\$ 8,9/kWh.

Gambar di bawah menggambarkan status operasi masing-masing sumber daya untuk hari permintaan maksimum pada bulan Januari dan September dengan komposisi sumber daya yang dioptimalkan di atas. Permintaan setelah penerapan tenaga surya menunjukkan perbedaan yang besar antara siang dan malam hari. Keseimbangan permintaan dan pasokan dijamin dengan menyesuaikan output tenaga berbahan bakar hidrogen. Namun, muatan minimum untuk daya berbahan bakar hidrogen harus 50%, yang lebih tinggi dari daya berbahan bakar LNG 30%, sehingga sejumlah kecil daya surplus muncul.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-29 Status Operasi Setiap Sumber Daya setelah Komposisi Sumber Daya yang Dioptimalkan (Jaringan Listrik di Sumatera, Kasus Rendah)

(5) Ringkasan

Dalam kasus tinggi dan rendah, tenaga berbahan bakar hidrogen atau tenaga berbahan bakar LNG (C/C) + CCS, bersama dengan pengembangan energi terbarukan, adalah yang paling ekonomis sebagai komposisi sumber daya untuk dekarbonisasi. Tingkat energi terbarukan yang diinginkan adalah sekitar 70% dalam kasus tinggi dan 50% dalam kasus rendah.

Kapasitas optimal tenaga surya adalah sekitar 50GW untuk kasus rendah dan sekitar 120GW untuk kasus tinggi. Potensinya yang di Sumatera adalah 68,7 GW, seperti pada Tabel 7-6. Kapasitas yang diperlukan berada dalam potensi kasus rendah, tetapi di atas itu dalam kasus tinggi. Sebagai acuan, luas lahan yang diperlukan untuk memasang 120GW tenaga surya akan menjadi sekitar 0,4% dari total luas daratan Sumatera.¹

Kapasitas pengobatan CCS tidak diperlukan dalam kasus rendah. Kapasitas perawatan dalam kasus tinggi adalah 11,2Mt, yang berada dalam batas atas (30Mt).

7.4.2 Sistem Jawa-Bali

(1) Perkiraan Permintaan

Dua kasus perkiraan permintaan ditunjukkan pada tabel di bawah ini:

Tabel 7-20 Prakiraan Permintaan hingga 2060 (Jaringan Listrik di Jawa-Bali)

		2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Tinggi	GW	28.3	33.1	39.4	46.7	54.7	68.5	90.7	123.6	152.7
	TWh	197.3	231.6	279.6	331.4	388.7	486.6	644.6	878.3	1085.1
Rendah	GW	28.3	33.1	39.4	45.3	51.5	57.6	63.7	69.8	76.0
	TWh	197.3	231.6	279.6	322.0	365.5	409.1	452.6	496.2	539.8

(Sumber: Tim Survei JICA)

Kedua hasil tersebut identik hingga tahun 2030. Namun, setelah itu, perbedaannya menjadi lebih besar dari tahun ke tahun dan hampir dua kali lipat pada tahun 2060.

(2) Rencana Pengembangan

Menurut RUPTL 2021-2030, komposisi sumber tenaga listrik di Jawa-Bali tahun 2030 adalah sebagai berikut. Secara khusus, ini mengandung 52% tenaga berbahan bakar batu bara, 25% tenaga berbahan bakar gas (termasuk tenaga berbahan bakar minyak), dan 23% energi terbarukan.

Tabel 7-21 Kombinasi Sumber Listrik di Jaringan Listrik Jawa-Bali Tahun 2030

	Kapasitas (GW)	Rasio
Batu bara	30.9	52.1%
Gas (&Oil)	14.8	24.9%
Geothermal	3.1	5.3%
Hydro	3.3	5.6%
Solar	2.9	4.9%
Wind	0.3	0.4%
Biomassa	0.3	0.4%
Penyimpanan	3.7	6.3%
Total	59.3	100.0%

(Sumber: Tim Survei JICA)

Rencana pengembangan dari tahun 2031 hingga 2060 untuk sumber listrik yang tidak mengeluarkan karbon dioksida dijelaskan dalam tabel di bawah ini. Jelas, kapasitas tenaga surya tergantung pada skenario dan permintaan daya.

Tabel 7-22 Metode Pengembangan Jaringan Listrik Jawa-Bali Sampai 2060

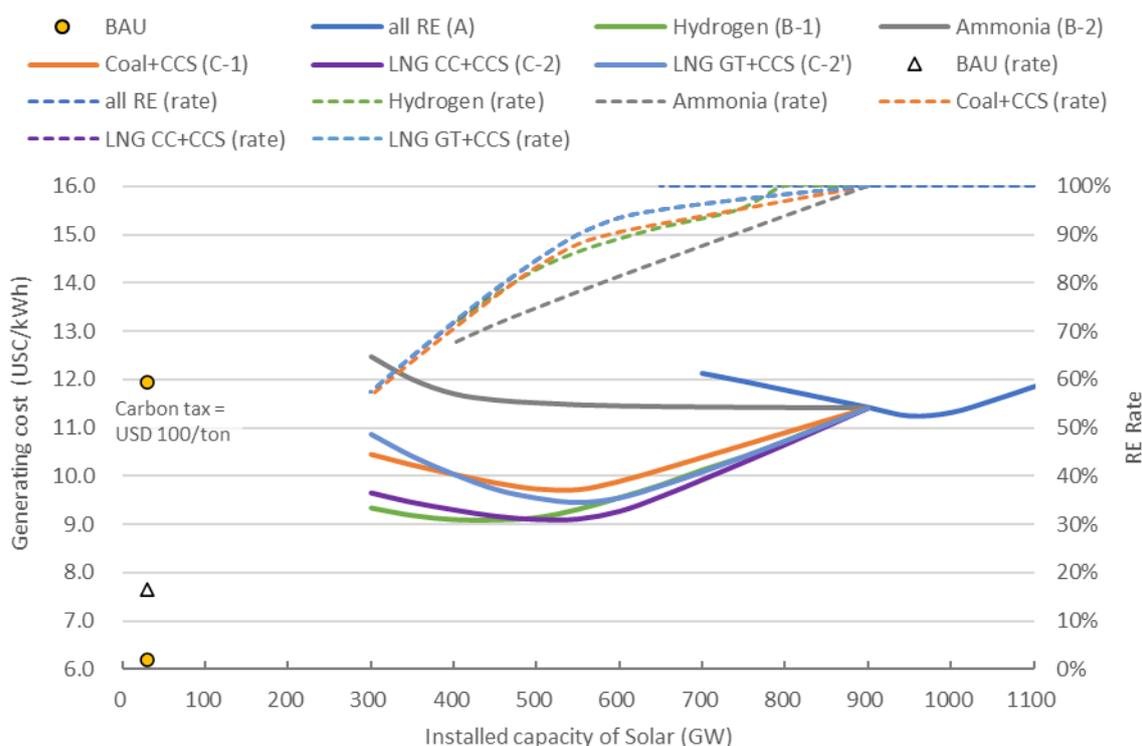
	Kapasitas Terpasang pada tahun 2030	Kapasitas Terpasang pada tahun 2060	Metode Pengembangan
Hydro	3.3 GW	6.3 GW	Berkembang sebesar 100 MW setiap tahun
Geothermal	3.1 GW	6.1 GW	Berkembang sebesar 100 MW setiap tahun
Biomassa	0.3 GW	1.8 GW	Berkembang sebesar 50MW setiap tahun
Solar	2.9 GW	Untuk penyesuaian	Tergantung pada penawaran dan permintaan
Wind	0.3 GW	15.3 GW	Berkembang dengan 500MW setiap tahun
Nuklir	--	4.0 GW	Berkembang sebesar 1GW setiap 5 tahun setelah 2045

(Sumber: Tim Survei JICA)

Sesuai dengan potensi masing-masing jenis energi terbarukan yang dijelaskan pada Tabel 7-6, jaringan listrik Jawa-Bali memiliki panas bumi 10,1GW, tenaga air 7,7GW, biomassa 9,2GW, dan angin 24,0GW. Jumlah potensial ini dapat ditutupi pada tahun 2060.

(3) Estimasi kasus tinggi

Hasil estimasi berdasarkan metode yang sama untuk jaringan listrik di Sumatera adalah sebagai berikut. Seperti pada Tabel 7-6, potensi tenaga surya di Jawa-Bali adalah 33.1GW. Namun, pendugaan tersebut dilakukan dengan kondisi kelebihan potensi tersebut.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-30 Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Jawa-Bali, Semua Skenario, Kasus Tinggi)

Dalam skenario BAU, biaya pembangkitan adalah 6,2 USC/kWh, yang paling ekonomis, tetapi jumlah emisi karbon dioksida besar. Dengan mempertimbangkan pajak karbon USD 100/ton, biaya pembangkitan lebih tinggi dibandingkan dengan tenaga berbahan bakar hidrogen atau tenaga berbahan bakar LNG + CCS.

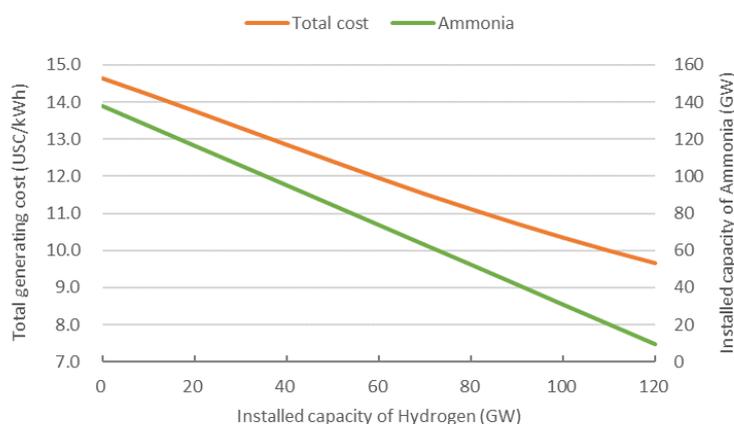
Untuk komposisi sumber daya yang ideal untuk dekarbonisasi, daya berbahan bakar LNG + CCS, bersama dengan pengembangan energi terbarukan, adalah yang paling ekonomis. Namun, biaya pembangkitan tenaga berbahan bakar hidrogen hampir sama dengan mempertimbangkan kredit karbon untuk surplus yang tidak dapat ditangani oleh CCS. Secara khusus, sekitar 500GW kapasitas tenaga surya, 230GW kapasitas baterai, dan 56GW baik tenaga berbahan bakar hidrogen dan berbahan bakar LNG (C/C) diinginkan. Dalam hal ini, laju energi terbarukan sekitar 85%. Jumlah pengolahan karbon dioksida oleh CCS adalah sekitar 50Mt per tahun bila hanya tenaga berbahan bakar LNG (C/C) yang digunakan.

Namun, tidak realistis untuk instalasi panel surya pada 6-7% dari total luas lahan di Jawa-Bali bila 500GW kapasitas surya dipasang pada jaringan listrik Jawa-Bali. Oleh karena itu, karena dekarbonisasi tidak akan dicapai hanya dengan menggunakan energi terbarukan, maka perlu

mempertimbangkan komposisi sumber daya listrik yang ideal dengan keterbatasan kapasitas tenaga surya dan mengkompensasi kekurangannya dengan menggunakan tenaga termal terdekarbonisasi. Untuk memenuhi permintaan energi maksimum sebesar 152,7GW dalam kasus tinggi pada tahun 2060, dengan mempertimbangkan batasan 30GW untuk kapasitas surya yang dijelaskan dalam RUPTL, perlu untuk mengembangkan 130-140GW tenaga termal terdekarbonisasi untuk keandalan pasokan yang diperlukan. Untuk kapasitas tersebut, hasil kajian tentang kombinasi optimal dijelaskan pada sub-bab berikut.

(a) Perbandingan Tenaga berbahan bakar Hidrogen dan Amonia

Tenaga berbahan bakar hidrogen dan berbahan bakar amonia dibandingkan sebagai sumber tenaga termal terdekarbonisasi. Tren biaya pembangkitan, dengan keandalan pasokan yang sama ketika kapasitas pembangkit listrik berbahan bakar hidrogen meningkat dan bukannya mengurangi jumlah tenaga berbahan bakar amonia, diilustrasikan di bawah ini.



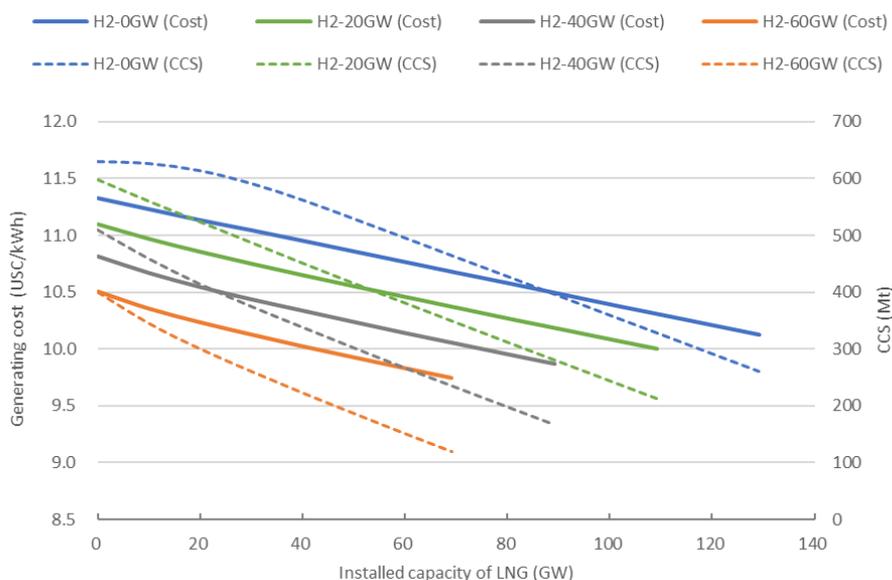
(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-31 Perbandingan Tenaga berbahan bakar Hidrogen dan Amonia

Karena biaya tenaga berbahan bakar hidrogen sedikit lebih ekonomis daripada tenaga berbahan bakar amonia, biaya pembangkitan berkurang secara bertahap ketika tenaga berbahan bakar hidrogen meningkat dan tenaga berbahan bakar amonia menurun. Daya termal terdekarbonisasi diperlukan bila jumlah perlakuan lebih besar dari kapasitasnya, dan daya berbahan bakar hidrogen berbiaya rendah perlu ditambahkan.

(b) Estimasi untuk mengadopsi CCS

Estimasi dengan CCS untuk pembangkit listrik berbahan bakar LNG dan batubara diilustrasikan di bawah ini. Gambar tersebut menunjukkan tren biaya pembangkitan dan jumlah perlakuan CCS untuk keandalan pasokan yang diperlukan ketika daya berbahan bakar LNG meningkat, bukannya mengurangi jumlah daya berbahan bakar batu bara. Untuk menentukan jumlah perlakuan CCS yang menurun, hasil kasus ketika kapasitas perubahan daya berbahan bakar hidrogen juga ditunjukkan pada gambar yang sama.



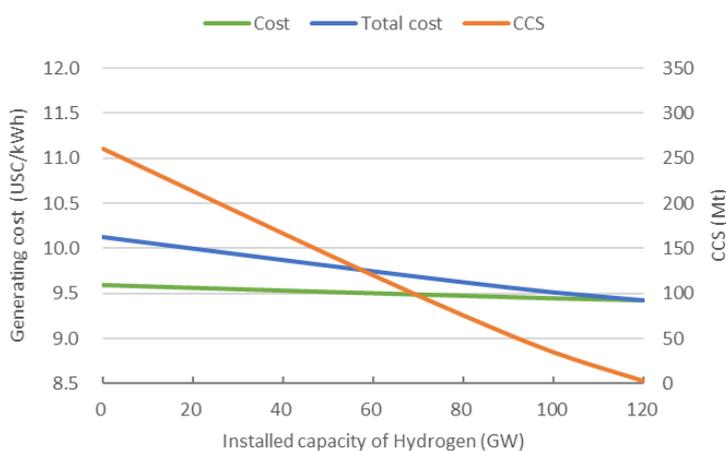
(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-32 Perbandingan Tenaga Listrik berbahan bakar LNG dan Batubara

Mempertimbangkan biaya CCS, biaya pembangkitan berkurang secara bertahap ketika daya berbahan bakar LNG meningkat daripada mengurangi jumlah daya berbahan bakar batu bara, karena daya berbahan bakar LNG sedikit lebih ekonomis daripada daya berbahan bakar batu bara. Selain itu, biaya pembangkitan menurun seiring dengan meningkatnya pasokan listrik berbahan bakar hidrogen.

(c) Perbandingan Tenaga berbahan bakar Hidrogen dan berbahan bakar LNG

Perbandingan dibuat dengan daya berbahan bakar LNG + CCS dan daya berbahan bakar hidrogen, yang lebih ekonomis daripada sumber daya termal lainnya. Biaya pembangkitan dan jumlah perawatan CCS ketika daya berbahan bakar hidrogen meningkat ditunjukkan pada tabel di bawah ini.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-33 Hubungan antara Kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Hidrogen, Biaya Pembangkit, dan Perawatan CCS (Kasus Tinggi)

Ketika kapasitas pembangkit listrik tenaga hidrogen meningkat, biaya pembangkitan sedikit berkurang. Selisihnya hampir sama dengan jumlah pembelian kredit karbon untuk surplus yang tidak

bisa ditangani oleh CCS. Apabila kapasitas tenaga berbahan bakar hidrogen melebihi 80GW (50GW untuk tenaga berbahan bakar LNG), kapasitas tersebut kurang dari 80Mt, yang merupakan batasan tahunan perawatan CCS.

(d) Ringkasan

Mempertimbangkan harga bahan bakar pada tahun 2060, kapasitas tenaga berbahan bakar hidrogen yang lebih besar lebih ekonomis karena tenaga berbahan bakar hidrogen memiliki lebih banyak keuntungan daripada tenaga termal mana pun. Namun, seperti yang disebutkan pada Gambar 7-18, tenaga berbahan bakar LNG + CCS ekonomis sampai sekitar tahun 2055. Dengan mempertimbangkan hal di atas, tenaga berbahan bakar LNG meningkat pada awalnya, dan perlakuan CCS terhadap karbon dioksida dimulai secara bertahap. Ketika jumlah pengolahan CCS mencapai batasnya, penyebaran tenaga berbahan bakar hidrogen dan konversi bahan bakar dari LNG menjadi hidrogen diinginkan berdasarkan tren harga hidrogen setelah tahun 2050.

Dengan mempertimbangkan kondisi di atas, komposisi sumber daya listrik yang ideal pada kasus tinggi tahun 2060 adalah sebagai berikut.

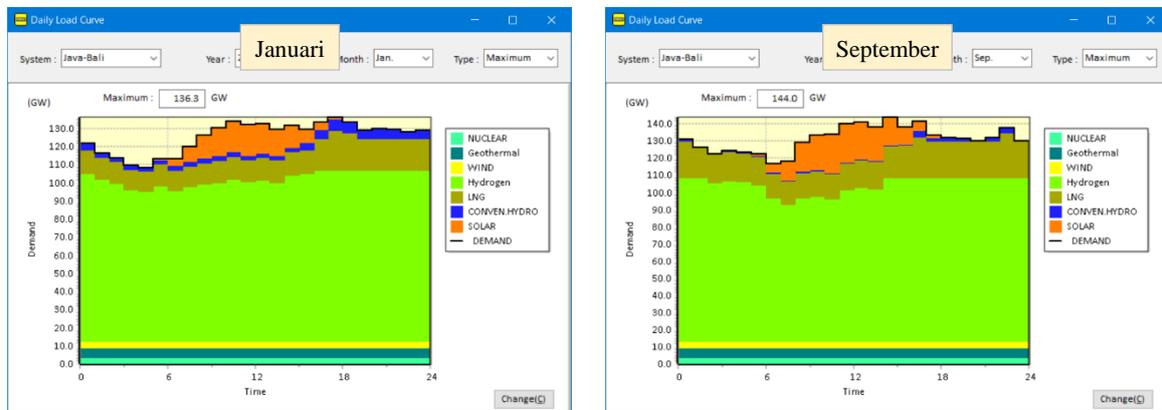
Biaya pembangkitan komposisi ini adalah USC 9,5/kWh dan laju energi terbarukan sekitar 16%. Jumlah perawatan CCS adalah sekitar 35 juta ton per tahun, yang masih dalam kapasitas. Konsumsi bahan bakar adalah 12,7 juta ton untuk LNG (untuk 54,5 MJ/kg) dan 31,7 juta ton untuk hidrogen (untuk 141,86 MJ/kg).

Tabel 7-23 Komposisi Sumber Daya Optimal di Tahun 2060 (Jaringan Listrik di Jawa-Bali, Kasus Tinggi)

	GW	%	TWh	%	Catatan
Batu bara	0	0%	0	0%	
LNG	29	15%	120	11%	dengan CCS
Hydrogen	100	51%	786	72%	
Geothermal	6	3%	47	4%	
Hydro	6	3%	20	2%	
Solar	31	16%	54	5%	
Wind	15	8%	29	3%	
Biomassa	2	1%	0	0%	
Nuklir	4	2%	27	3%	
Penyimpanan	4	2%	0	0%	termasuk PSPP
Total	197	100%	1085	100%	

(Sumber: Tim Survei JICA)

Dalam kasus optimal di atas, pengoperasian masing-masing komposisi sumber daya pada hari-hari permintaan maksimum, baik pada bulan Januari dan Agustus, adalah sebagai berikut:



(Sumber: Tim Survei JICA)

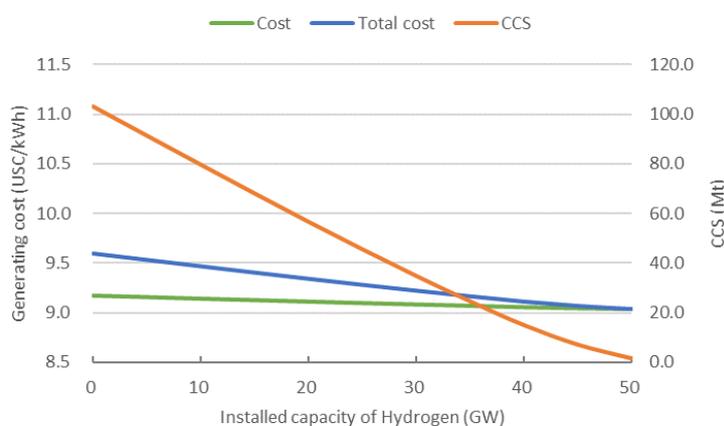
Gambar 7-34 Status Pengoperasian Setiap Sumber Daya setelah Komposisi Sumber Daya yang Dioptimalkan (Jaringan Listrik di Jawa-Bali, Kasus Tinggi)

(4) Estimasi Kasus Rendah

Dalam kasus rendah, permintaan adalah setengah dari kasus tinggi, namun menggunakan energi terbarukan saja tidak dapat mencapai dekarbonisasi. Komposisi sumber daya yang optimal untuk kasus yang mengkompensasi pengurangan dengan menggunakan tenaga termal dekarbonisasi alih-alih membatasi kapasitas surya perlu dipertimbangkan.

Permintaan maksimum dalam kasus rendah pada tahun 2060 adalah 76.GW. Ketika kapasitas solar dibatasi hingga 30GW dan jumlah yang tersisa dikompensasikan dengan tenaga termal dekarbonisasi, dibutuhkan sekitar 60GW dari kapasitas tenaga termal dekarbonisasi.

Sesuai kasus tinggi, daya berbahan bakar LNG dibandingkan dengan daya berbahan bakar hidrogen, merupakan yang lebih ekonomis dibandingkan dengan sumber daya termal lainnya. Hubungan antara biaya pembangkitan dan jumlah perlakuan CCS diberikan di bawah ini, ketika kapasitas tenaga berbahan bakar hidrogen meningkat.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-35 Hubungan antara Tenaga Hidrogen, Biaya Pembangkitan dan Perawatan CCS (Kasus Tinggi)

Sesuai kasus tinggi, biaya pembangkit sedikit berkurang ketika kapasitas tenaga berbahan bakar hidrogen meningkat. Selisihnya hampir sama dengan jumlah pembelian kredit karbon untuk perlakuan CCS terhadap surplus. Apabila kapasitas tenaga berbahan bakar hidrogen melebihi 10GW (sekitar 44GW untuk tenaga berbahan bakar LNG), maka jumlah perawatan CCS kurang dari 80Mt, yang merupakan batasan tahunan.

Sesuai kasus tinggi, kapasitas daya berbahan bakar LNG meningkat pada permulaannya, dan perawatan CCS terhadap karbon dioksida mulai dilakukan secara bertahap. Ketika jumlah pengolahan CCS mencapai batasnya, penyebaran tenaga berbahan bakar hidrogen dan konversi bahan bakar dari LNG menjadi hidrogen diharapkan sesuai tren harga hidrogen setelah tahun 2050.

Hasilnya, komposisi sumber daya listrik yang optimal pada kasus rendah pada tahun 2060 adalah sebagai berikut. Biaya pembangkitan komposisi tersebut adalah USC 9.1/kWh dan tingkat energi terbarukan sekitar 34%. Jumlah perawatan CCS adalah sekitar 15 juta ton per tahun, yang berada dalam kapasitas. Konsumsi LNG adalah 5,5 juta ton (untuk 54,5 MJ/kg) dan hidrogen adalah 12,4 juta ton (untuk 141,86 MJ/kg).

Dengan mempertimbangkan kondisi di atas, komposisi sumber daya listrik yang ideal pada kasus rendah pada tahun 2060 adalah sebagai berikut.

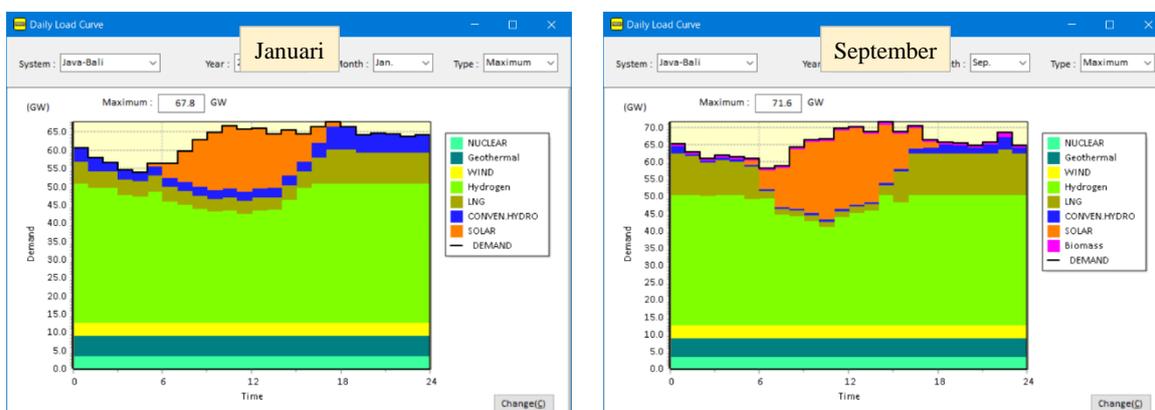
Biaya pembangkitan komposisi ini adalah USC 9.1/kWh dan tingkat energi terbarukan adalah sekitar 34%. Jumlah perawatan CCS adalah sekitar 15 juta ton per tahun, yang berada sesuai kapasitas. Konsumsi bahan bakar adalah 5,5 juta ton untuk LNG (untuk 54,5 MJ/kg) dan 12,4 juta ton untuk hidrogen (untuk 141,86 MJ/kg).

Tabel 7-24 Komposisi Sumber Daya Tahun 2060 (Jaringan Listrik di Jawa-Bali, Kasus Rendah)

	GW	%	TWh	%	Catatan
Batu bara	0	0%	0	0%	
LNG	14	12%	52	10%	dengan CCS
Hydrogen	40	33%	307	57%	
Geothermal	6	5%	47	9%	
Hydro	6	5%	20	4%	
Solar	31	25%	54	10%	
Wind	15	12%	29	5%	
Biomassa	2	1%	2	0%	
Nuklir	4	3%	27	5%	
Penyimpanan	4	3%	0	0%	termasuk PSPP
Total	122	100%	540	100%	

(Sumber: Tim Survei JICA)

Dalam kasus optimal di atas, pengoperasian masing-masing komposisi sumber daya pada hari-hari permintaan maksimum, baik pada bulan Januari dan Agustus, adalah sebagai berikut:



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-36 Status Pengoperasian Setiap Sumber Daya setelah Komposisi Sumber Daya yang Dioptimalkan (Jaringan Listrik di Jawa-Bali, Kasus Rendah)

7.4.3 Sistem Kalimantan

(1) Perkiraan Permintaan

Dua kasus perkiraan permintaan ditunjukkan di bawah ini.

Tabel 7-25 Prakiraan Permintaan hingga 2060 (Sistem Kalimantan)

		2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Tinggi	GW	1.8	3.0	4.1	5.5	7.4	9.3	12.8	18.1	23.0
	TWh	11.8	18.8	26.1	35.6	45.1	59.8	82.9	116.9	148.6
Rendah	GW	1.8	3.0	4.1	5.4	6.6	7.8	9.0	10.2	11.5
	TWh	11.8	18.8	26.1	34.6	42.4	50.3	58.2	66.1	73.9

(Sumber: Tim Survei JICA)

Tuntutan dalam kedua kasus tersebut sama hingga tahun 2030. Namun setelah itu, perbedaannya menjadi lebih besar dari tahun ke tahun dan hampir dua kali lipat pada tahun 2060.

(2) Rencana Pengembangan

Menurut RUPTL 2021-2030, komposisi sumber tenaga listrik di Kalimantan pada tahun 2030 adalah sebagai berikut. Ini terdiri dari 55% dari tenaga termal batubara, 31% dari tenaga termal gas (termasuk tenaga termal minyak), dan 14% dari energi terbarukan.

Tabel 7-26 Komposisi Sumber Listrik Tahun 2030 (Sistem Kalimantan)

	Kapasitas (GW)	Rasio
Batu bara	1.9	55%
Gas (&Oil)	1.1	31%
Geothermal	0.0	0%
Hydro	0.2	4%
Solar	0.2	5%
Wind	0.0	0%
Biomassa	0.2	5%
Total	3.5	100%

Rencana pengembangan dari tahun 2031 hingga 2060 untuk sumber listrik yang tidak mengeluarkan CO₂ ditunjukkan di bawah ini. Kapasitas tenaga surya berubah tergantung pada skenario dan kondisi permintaan dan pasokan.

Tabel 7-27 Metode Pengembangan Tenaga Listrik 2030-2060 (Sistem Kalimantan)

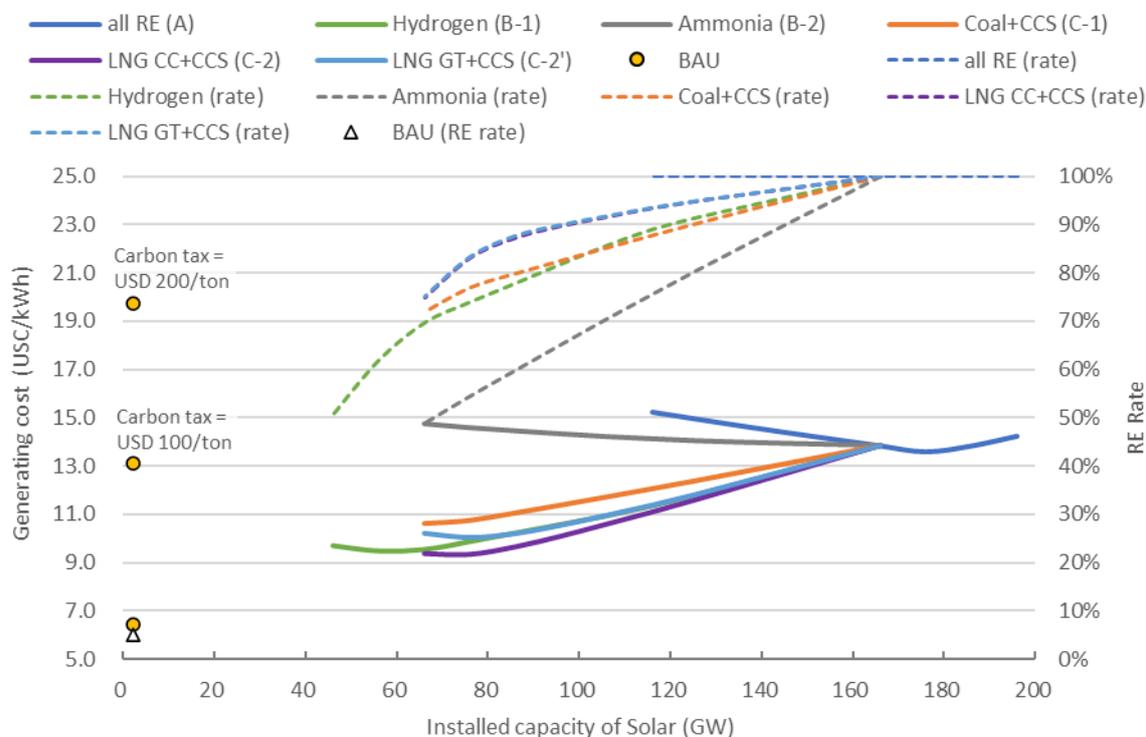
	Kapasitas Terpasang pada tahun 2030	Kapasitas Terpasang pada tahun 2060	Metode Pengembangan Daya
Hydro	0.2 GW	0.8 GW	Berkembang sebesar 20 MW setiap tahun
Biomassa	0.2 GW	0.8 GW	Berkembang sebesar 20 MW setiap tahun
Solar	0.2 GW	Untuk penyesuaian	Tergantung pada kondisi permintaan dan penawaran
Wind	0.0 GW	0.3 GW	Berkembang sebesar 10 MW setiap tahun

(Sumber: Tim Survei JICA)

Sesuai dengan jumlah potensi berbagai energi terbarukan yang ditunjukkan pada Tabel 7-6, potensi sistem Kalimantan adalah panas bumi sebesar 0,2 GW, tenaga air sebesar 29,7 GW, tenaga biomassa sebesar 5,1 GW, dan tenaga angin sebesar 2,5 GW. Jumlah kapasitas terpasang hingga tahun 2060 lebih kecil dari potensinya.

(3) Studi tentang permintaan kasus tinggi

Hasil studi pada masing-masing skenario ditunjukkan di bawah ini. Potensi tenaga surya di Kalimantan yang ditunjukkan pada Tabel 7-6 adalah 52,7 GW, namun studi ini dilakukan atas dasar asumsi bahwa lebih banyak tenaga surya yang dapat dipasang dibandingkan dengan potensinya.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-37 Hubungan antara Kapasitas Terpasang Tenaga Surya dan Biaya Pembangkit (Sistem Kalimantan, Semua Skenario, Permintaan dalam Kasus Tinggi)

Dalam skenario BAU, biaya pembangkitan adalah 6,4 US\$/kWh, sebagaimana merupakan yang termurah, namun emisi CO₂ adalah tinggi, dan mengingat pajak karbon sebesar USD 100/ton, maka hal tersebut lebih tinggi dibandingkan dengan biaya pembangkitan tenaga termal hidrogen atau LNG daya termal + CCS.

Selain pengembangan energi terbarukan, LNG thermal power (C/C) + CCS akan menjadi yang termurah sebagai komposisi sumber daya yang bertujuan untuk netralitas karbon. Namun, mengingat biaya pembelian kredit karbon untuk porsi hasil yang tidak bisa dikumpulkan dari proses perawatan CCS, biaya pembangkitan tenaga termal hidrogen hampir setara. Secara khusus, diharapkan bahwa kapasitas terpasang tenaga surya adalah sekitar 70 GW, kapasitas terpasang baterai adalah sekitar 30 GW, dan total kapasitas terpasang tenaga termal LNG (C/C) dan tenaga termal hidrogen adalah sekitar 14 GW.

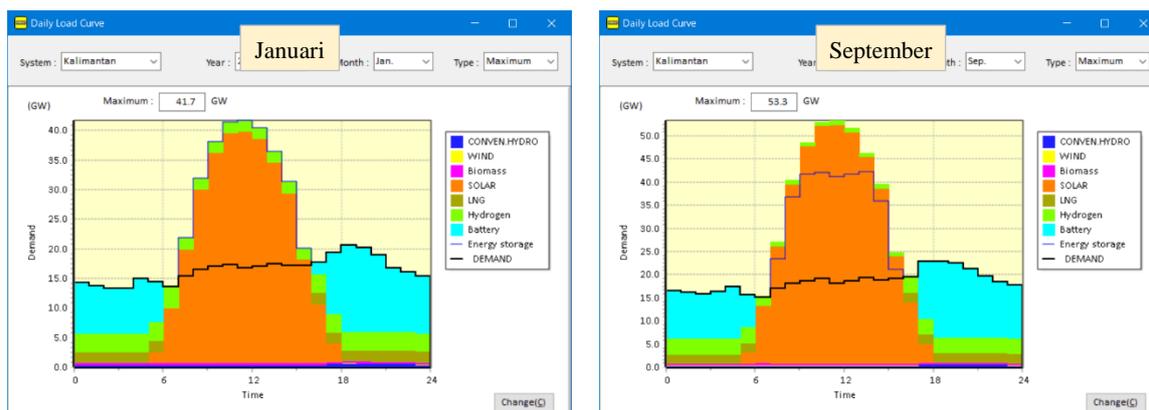
Hasilnya, komposisi sumber daya yang optimal untuk tahun 2060 dengan permintaan kasus tinggi adalah sebagai berikut. Biaya pembangkitan dalam komposisi ini adalah USC 9,3/kWh, dan rasio energi terbarukan sekitar 76%. Jumlah CO₂ yang diolah oleh CCS adalah sekitar 3 Mt per tahun.

Tabel 7-28 Komposisi Sumber Daya Optimal pada Tahun 2060 (Sistem Kalimantan, Permintaan dalam Kasus Tinggi)

	GW	%	TWh	%	Catatan
Batu bara	0.0	0%	0	0%	
LNG	7.0	6%	10	5%	dengan CCS
Hydrogen	7.0	6%	26	12%	
Geothermal	0.0	0%	0	0%	
Hydro	0.8	1%	3	2%	
Solar	70.1	60%	123	57%	
Wind	0.3	0%	1	0%	
Biomassa	0.8	1%	3	1%	
Penyimpanan	30.0	26%	49	23%	
Total	115.9	100%	215	100%	

(Sumber: Tim Survei JICA)

Kondisi operasi berbagai sumber daya pada hari permintaan maksimum bulan Januari dan September dalam komposisi sumber daya optimal seperti di atas ditunjukkan di bawah ini.

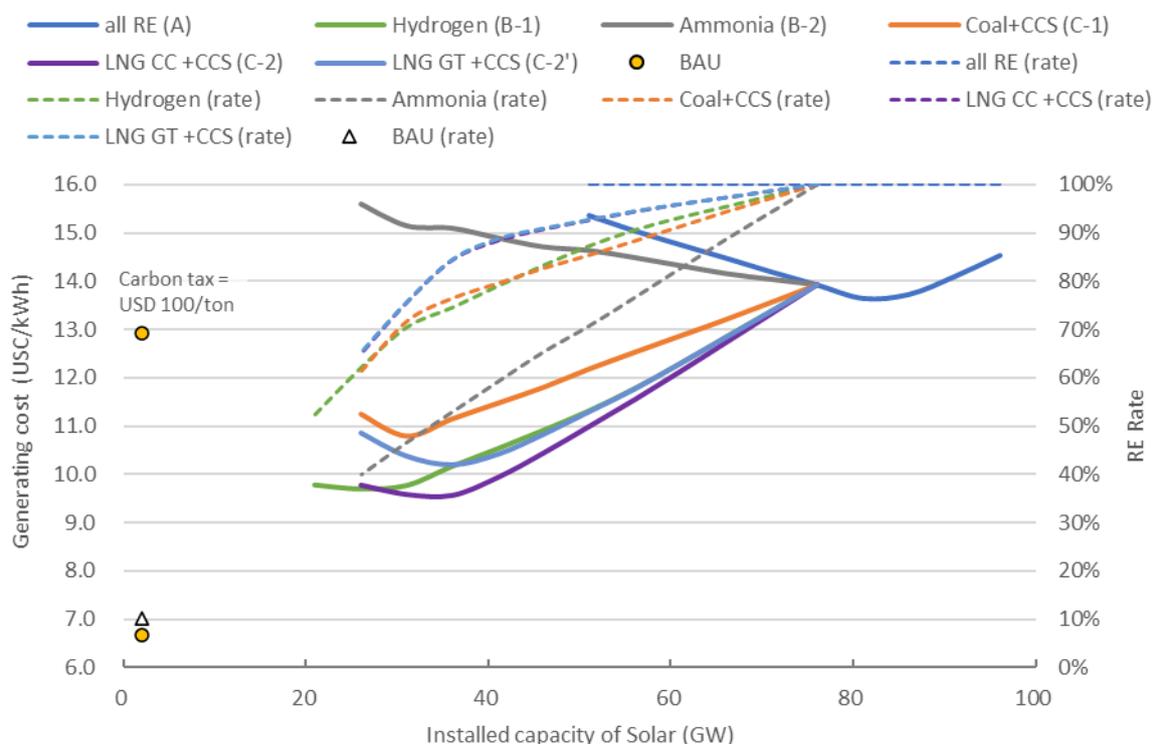


(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-38 Kondisi Pengoperasian Berbagai Sumber Daya dalam Komposisi Sumber Daya Optimal (Sistem Kalimantan, Permintaan dalam Kasus Tinggi)

(4) Studi tentang permintaan kasus rendah

Hasil studi pada masing-masing skenario ditunjukkan di bawah ini. Potensi tenaga surya di Kalimantan yang ditunjukkan pada Tabel 7-6 adalah 52,7 GW, namun studi ini dilakukan dengan asumsi bahwa tenaga surya dapat dipasang lebih dari potensinya.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-39 Hubungan antara Kapasitas Terpasang Tenaga Surya dan Biaya Pembangkit (Sistem Kalimantan, Semua Skenario, Permintaan dalam Kasus Rendah)

Dalam skenario BAU, biaya pembangkitan adalah 6,7 USC/kWh, yang merupakan yang termurah, namun emisi CO₂ adalah tinggi, dan mengingat pajak karbon mencapai sebesar USD 100/ton, maka hal tersebut lebih tinggi dibandingkan dengan biaya pembangkitan tenaga termal hidrogen atau LNG thermal power + CCS.

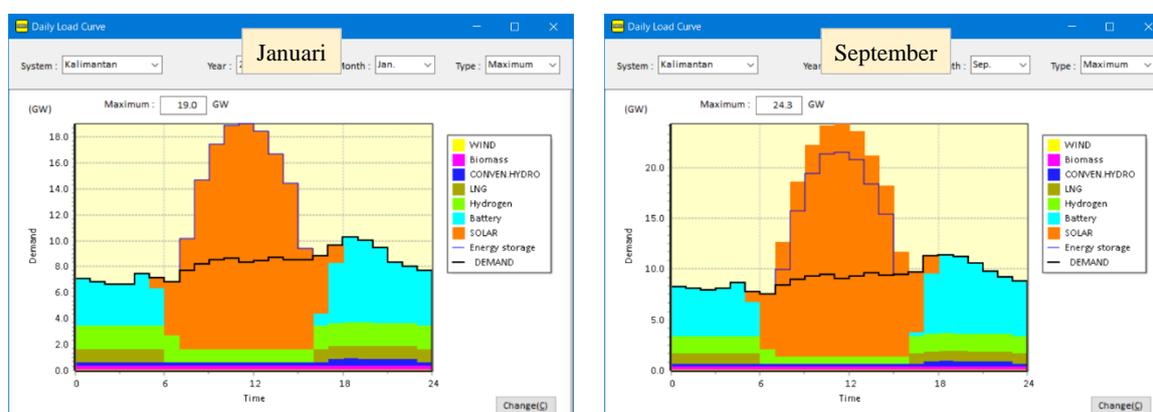
Selain pengembangan energi terbarukan, LNG thermal power (C/C) + CCS akan menjadi yang termurah sebagai komposisi sumber daya yang bertujuan untuk netralitas karbon. Namun, mengingat biaya pembelian kredit karbon untuk porsi uncollectible hasil dari proses perawatan CCS, biaya pembangkitan tenaga termal hidrogen hampir sama. Secara khusus, diharapkan bahwa kapasitas terpasang tenaga surya adalah sekitar 30 GW, kapasitas terpasang baterai adalah sekitar 12 GW, dan total kapasitas terpasang tenaga termal LNG (C/C) dan tenaga termal hidrogen adalah sekitar 7 GW. Hasilnya, komposisi sumber daya optimal untuk tahun 2060 dengan permintaan kasus rendah adalah sebagai berikut. Biaya pembangkitan dalam komposisi ini adalah USC 9,6/kWh, dan rasio energi terbarukan sekitar 74%. Jumlah CO₂ yang diolah oleh CCS adalah sekitar 2 Mt per tahun.

Tabel 7-29 Komposisi Sumber Daya Optimal pada Tahun 2060 (Sistem Kalimantan, Permintaan dalam Kasus Rendah)

	GW	%	TWh	%	Catatan
Batu bara	0.0	0%	0	0%	
LNG	3.5	7%	6	5%	dengan CCS
Hydrogen	3.6	7%	14	13%	
Geothermal	0.0	0%	0	0%	
Hydro	0.8	1%	3	3%	
Solar	31.1	58%	55	53%	
Wind	0.3	1%	1	1%	
Biomassa	0.8	1%	3	3%	
Penyimpanan	13.1	25%	22	21%	
Total	53.1	100%	102	100%	

(Sumber: Tim Survei JICA)

Kondisi operasi berbagai sumber daya pada hari permintaan maksimum pada bulan Januari dan September dalam komposisi sumber daya optimal seperti di atas ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-40 Kondisi Pengoperasian Berbagai Sumber Daya dalam Komposisi Sumber Daya Optimal (Sistem Kalimantan, Permintaan dalam Kasus Rendah)

(5) Kesimpulan

Untuk permintaan kasus tinggi dan kasus rendah, tenaga termal hidrogen atau LNG thermal power (C/C) + CCS akan menjadi yang termurah sebagai komposisi sumber daya yang bertujuan untuk netralitas karbon, di samping pengembangan energi terbarukan. Diinginkan untuk mencapai rasio energi terbarukan sekitar 75% dalam kedua kasus permintaan.

Jumlah optimal pengembangan tenaga surya adalah sekitar 30 GW dengan permintaan kasus rendah dan sekitar 70 GW dengan permintaan kasus tinggi. Potensi tenaga surya di Kalimantan yang ditunjukkan pada Tabel 7-6 adalah 52,7 GW, yang lebih tinggi dari jumlah pengembangan dengan permintaan kasus rendah, tetapi lebih kecil dari jumlah pengembangan dengan permintaan kasus tinggi. Untuk memasang 70 GW tenaga surya, dibutuhkan lahan seluas sekitar 0,2% dari total luas daratan Kalimantan.

Jumlah perawatan CCS tahunan adalah 2 Mt dengan permintaan kasus rendah dan 3 Mt dengan permintaan kasus tinggi.

7.4.4 Sistem Sulawesi

(1) Perkiraan Permintaan

Dua perkiraan permintaan yang diperkirakan dalam survei ini ditunjukkan pada tabel di bawah ini:

Tabel 7-30 Prakiraan Permintaan hingga 2060 (Jaringan Listrik di Sulawesi)

		2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Tinggi	GW	2.1	2.9	3.6	4.6	5.7	7.3	9.9	13.8	17.3
	TWh	13.5	18.6	23.6	30.0	36.6	47.2	64.1	89.0	111.8
Rendah	GW	2.1	2.9	3.6	4.5	5.3	6.2	7.0	7.8	8.6
	TWh	13.5	18.6	23.6	29.1	34.4	39.7	45.0	50.3	55.6

(Sumber: Tim Survei JICA)

Hingga tahun 2030, hasil kasus tinggi dan kasus rendah adalah identik. Namun, setelah itu, kesenjangan di antaranya akan menjadi lebih besar dari tahun ke tahun dan pada akhirnya berlipat ganda pada tahun 2060.

(2) Rencana Pengembangan

Komposisi sumber daya pada jaringan listrik Sulawesi pada tahun 2030 menurut RUPTL 2021-2030 adalah sebagai berikut. Sesuai tabel, komposisinya terdiri dari 26% tenaga termal berbahan bakar batubara, 26% tenaga termal gas (termasuk tenaga termal minyak), dan 48% energi terbarukan. Tenaga air, yang merupakan 34%, adalah sumber daya pembangkit listrik utama.

Tabel 7-31 Komposisi Sumber Tenaga Listrik di Sulawesi Power Grid Tahun 2030

	Kapasitas (GW)	Rasio
Batu bara	1.7	26%
Gas (&Oil)	1.7	26%
Geothermal	0.2	3%
Hydro	2.1	34%
Solar	0.4	7%
Wind	0.3	4%
Biomassa	0.1	1%
Total	6.4	100%

Rencana pengembangan energi terbarukan dari tahun 2031 hingga 2060 diperkirakan dalam tabel di bawah ini. Rencana untuk solar akan tergantung pada skenario dan status pasokan dan permintaan.

Tabel 7-32 Metode Pengembangan Jaringan Listrik di Sulawesi Hingga 2060

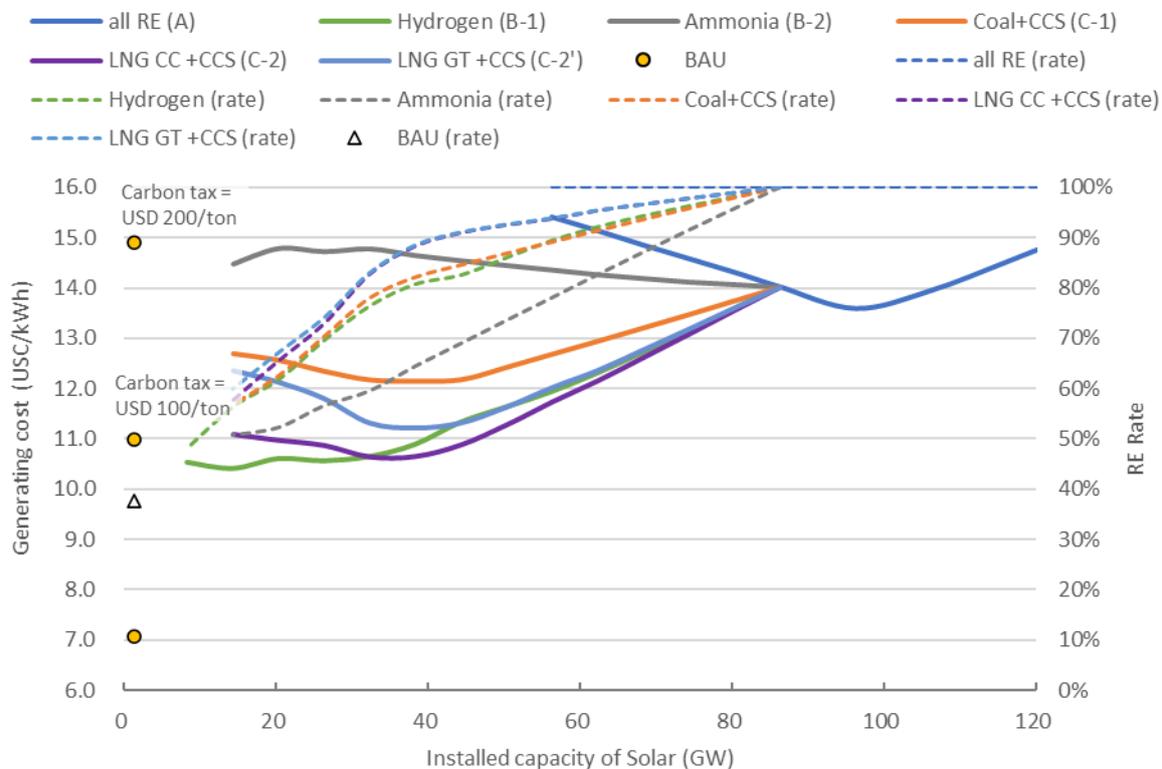
	Kapasitas Terpasang pada tahun 2030	Kapasitas Terpasang pada tahun 2060	Metode Pengembangan
Hydro	2.1 GW	6.2 GW	Berkembang dengan 130MW setiap tahun
Geothermal	0.2 GW	0.8 GW	Berkembang dengan 20MW setiap tahun
Biomassa	0.1 GW	0.7 GW	Berkembang dengan 20MW setiap tahun
Solar	0.4 GW	Untuk penyesuaian	Tergantung pada penawaran dan permintaan
Wind	0.3 GW	1.8 GW	Berkembang sebesar 50MW setiap tahun

(Sumber: Tim Survei JICA)

Berdasarkan potensi energi terbarukan yang diuraikan pada Tabel 7-6, besarnya potensi panas bumi, hidro, biomassa, dan angin di Sulawesi masing-masing adalah sebesar 3,2GW, 12.0GW, 1.9GW, dan 8.4GW. Nilai-nilai tersebut juga dalam setiap jumlah potensial pada tahun 2060.

(3) Estimasi kasus tinggi

Tabel berikut menjelaskan ringkasan estimasi untuk setiap skenario. Meskipun potensi tenaga surya di Sulawesi adalah 22,7GW, seperti pada Tabel 7-6, estimasi dilakukan dengan premis bahwa kapasitas tenaga surya dapat melebihi potensi.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-41 Hubungan antara Kapasitas Tenaga Surya dan Biaya (Jaringan Listrik di Sulawesi, Semua Skenario, Kasus Tinggi)

Dalam skenario BAU, biaya pembangkitan adalah 7,1 US\$/kWh, yang merupakan yang paling ekonomis. Namun, dengan mempertimbangkan pajak karbon USD 100/ton, ini sedikit lebih tinggi dibandingkan dengan pembangkit listrik berbahan bakar hidrogen atau LNG + CCS.

Sebagai komposisi sumber daya untuk mencapai dekarbonisasi, pembangkit listrik berbahan bakar hidrogen dengan energi terbarukan adalah yang paling ekonomis. Secara khusus, sekitar 15GW tenaga surya, 5GW baterai, dan 12GW tenaga berbahan bakar hidrogen diinginkan.

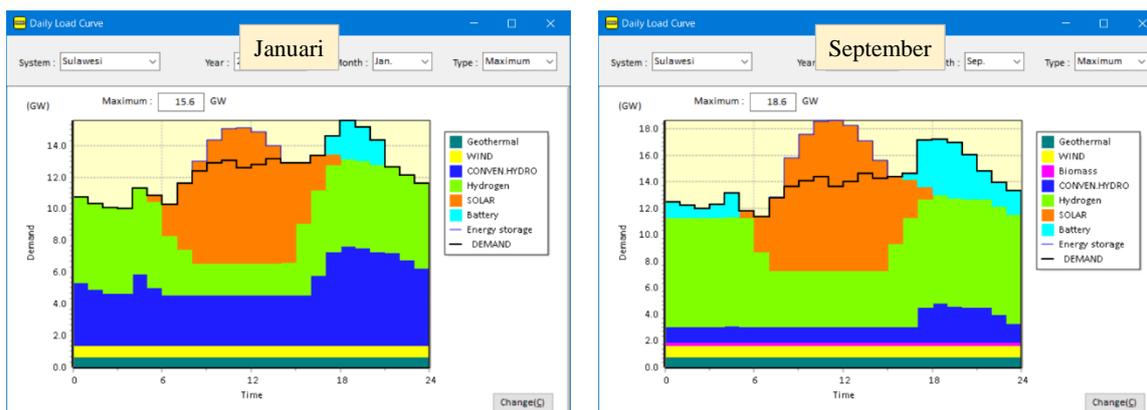
Sebagai konsekuensinya, komposisi sumber daya listrik yang optimal pada Kasus Tinggi tahun 2060 adalah sebagai berikut. Biaya pembangkitan dalam hal ini adalah USC 10,0/kWh dan tingkat energi terbarukan sekitar 58%.

Tabel 7-33 Komposisi Sumber Daya Listrik yang Optimal pada Tahun 2060 (Jaringan Listrik di Sulawesi, Kasus Tinggi)

	GW	%	TWh	%	Catatan
Batu bara	0.0	0%	0	0%	
LNG	0.0	0%	0	0%	
Hydrogen	12.1	28%	47	40%	
Geothermal	0.8	2%	6	5%	
Hydro	6.2	14%	27	23%	
Solar	15.4	35%	27	23%	
Wind	3.3	7%	6	5%	
Biomassa	0.7	1%	0	0%	
Penyimpanan	5.0	11%	5	4%	
Total	43.5	100%	119	100%	

(Sumber: Tim Survei JICA)

Dalam kasus optimal di atas, pengoperasian masing-masing komposisi sumber daya pada hari-hari permintaan maksimum, baik pada bulan Januari dan Agustus, adalah sebagai berikut:

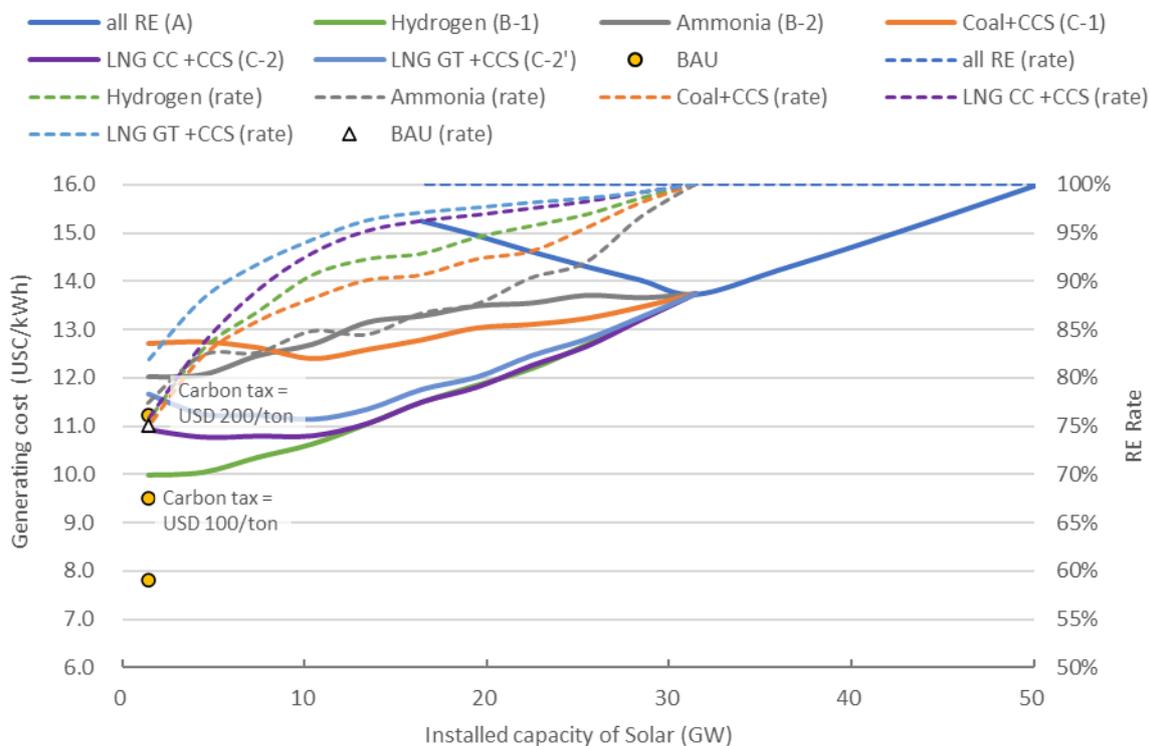


(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-42 Status Operasi Setiap Sumber Daya setelah Komposisi Sumber Daya yang Dioptimalkan (Jaringan Listrik di Sulawesi, Kasus Tinggi)

(4) Estimasi kasus rendah

Tabel berikut menunjukkan ringkasan estimasi pada setiap skenario. Meskipun potensi tenaga surya di Sulawesi adalah 22,7GW, seperti pada Tabel 7-6, estimasi dilakukan atas dasar asumsi bahwa kapasitas tenaga surya dapat melebihi potensi.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-43 Hubungan antara Tenaga Surya dan Biaya Pembangkit (Jaringan Listrik di Sulawesi, Semua Skenario, Kasus Tinggi)

Biaya pembangkitan adalah yang paling ekonomis dalam skenario BAU, sebesar 7,8 USC/kWh. Laju pembangkit listrik tenaga air pada jaringan listrik Sulawesi tinggi dan laju komposisi energi terbarukan dalam skenario BAU adalah 75%. Mempertimbangkan pajak karbon sebesar USD 200/ton untuk jumlah emisi karbon dioksida, ini lebih tinggi dibandingkan dengan tenaga berbahan bakar hidrogen atau tenaga berbahan bakar LNG + CCS.

Sebagai komposisi sumber daya untuk mencapai dekarbonisasi, pembangkit listrik berbahan bakar hidrogen dengan pengembangan energi terbarukan adalah yang paling ekonomis. Secara khusus, sekitar 2GW kapasitas surya, tidak terdapat baterai, dan 7GW tenaga berbahan bakar hidrogen yang diinginkan.

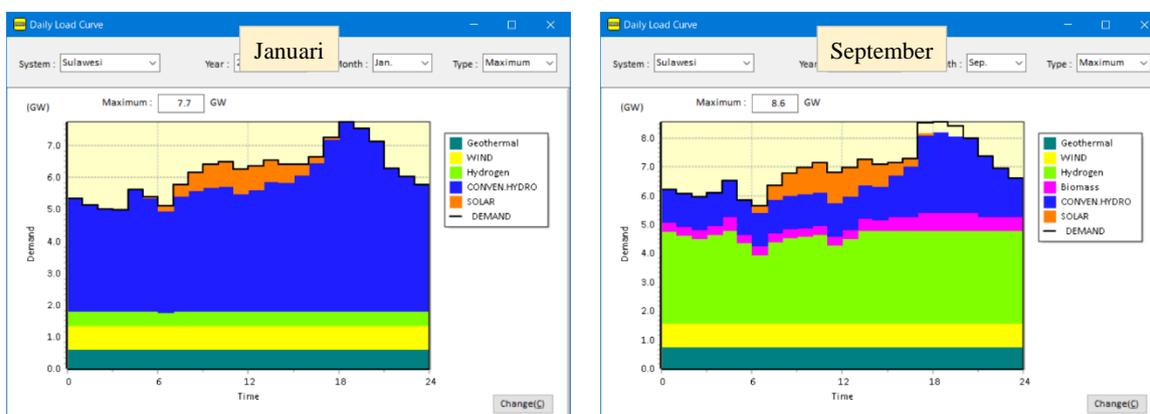
Akibatnya, komposisi sumber daya listrik yang optimal dalam kasus rendah pada tahun 2060 adalah sebagai berikut. Biaya pembangkitan dalam komposisi ini adalah USC 10,0/kWh dan laju energi terbarukan sekitar 76%.

Tabel 7-34 Komposisi Sumber Daya Listrik yang Optimal pada Tahun 2060 (Jaringan Listrik di Sulawesi, Kasus Rendah)

	GW	%	TWh	%	Catatan
Batu bara	0.0	0%	0	0%	
LNG	0.0	0%	0	0%	
Hydrogen	3.3	21%	14	24%	
Geothermal	0.8	5%	6	11%	
Hydro	6.2	40%	27	48%	
Solar	1.4	9%	3	5%	
Wind	3.3	21%	6	11%	
Biomassa	0.7	4%	0	1%	
Penyimpanan	0.0	0%	0	0%	
Total	15.7	100%	56	100%	

(Sumber: Tim Survei JICA)

Dalam kasus optimal di atas, pengoperasian masing-masing komposisi sumber daya pada hari permintaan maksimum baik pada bulan Januari dan Agustus adalah sebagai berikut:



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-44 Status Operasi Setiap Sumber Listrik setelah Komposisi Sumber Listrik yang Dioptimalkan (Jaringan Listrik di Sulawesi, Kasus Rendah)

(5) Ringkasan

Dalam kasus tinggi dan rendah, sebagai komposisi sumber daya listrik untuk mencapai dekarbonisasi, tenaga berbahan bakar hidrogen dengan pengembangan energi terbarukan adalah yang paling ekonomis. Hal ini diinginkan untuk mencapai tingkat sekitar 75% energi terbarukan.

Kapasitas optimal tenaga surya harus 2GW dalam kasus rendah dan 15GW dalam kasus tinggi. Potensi tenaga surya di Sulawesi yang dijelaskan pada Tabel 7-6 adalah 22,7GW, yang berada dalam potensi pada kedua kasus.

7.4.5 Komposisi Sumber Daya Optimal pada tahun 2060

Rangkuman komposisi sumber daya listrik yang optimal untuk dekarbonisasi pada tahun 2060, untuk setiap jaringan listrik, adalah sebagai berikut:

Tabel 7-35 Komposisi Sumber Daya Optimal untuk Setiap Jaringan Listrik pada tahun 2060

Permintaan		Sumatra	Jawa-Bali	Kalimantan	Sulawesi
Tingg	Permintaan	56.6GW	152.7GW	23.0GW	17.3GW
	Kapasitas pengembangan (2031-2060)	Solar: 120GW BESS: 35GW Hydrogen: 18GW LNG: 18GW	Solar: 31GW BESS: 0GW Hydrogen: 100GW LNG: 29GW	Solar: 70GW BESS: 30GW Hydrogen: 7GW LNG: 7GW	Solar: 15GW BESS: 5GW Hydrogen: 12GW LNG: 0GW
	Biaya pembangkitan	USC 9.4/kWh	USC 9.5/kWh	USC 9.3/kWh	USC 10.0/kWh
	RE rate	69%	16%	76%	58%
	CCS	11 Mt	35 Mt	3 Mt	0 Mt
Renda	Permintaan	28.2GW	76.0GW	11.5GW	8.6GW
	Kapasitas pengembangan (2031-2060)	Solar: 10GW BESS: 0GW Hydrogen: 17GW LNG: 0GW	Solar: 31GW BESS: 0GW Hydrogen: 40GW LNG: 14GW	Solar: 30GW BESS: 12GW Hydrogen: 4GW LNG: 4GW	Solar: 2GW BESS: 0GW Hydrogen: 7GW LNG: 0GW
	Biaya pembangkitan	USC 8.9/kWh	USC 9.1/kWh	USC 9.6/kWh	USC 10.0/kWh
	RE rate	52%	34%	74%	76%
	CCS	0 Mt	15 Mt	2 Mt	0 Mt

(Sumber: Tim Survei JICA)

Permintaan dalam kasus tinggi hampir dua kali lipat dari kasus rendah. Komposisi sumber daya listrik yang optimal pada tahun 2060 dipertimbangkan dalam estimasi ini antara kasus tinggi dan kasus rendah. Karena potensi energi terbarukan berbeda di setiap jaringan listrik, terdapat perbedaan besar di antara jaringan. Secara khusus, tingkat ketergantungan energi terbarukan sangat rendah di Jawa-Bali karena potensi tenaga surya terbatas dibandingkan dengan kebutuhan listriknya.

Dalam pembangkit listrik yang baru dikembangkan, kecuali untuk solar dan fasilitas baterai yang relevan, tenaga berbahan bakar hidrogen diperlukan pada setiap jaringan. Tenaga listrik berbahan bakar LNG + CCS yang memiliki tingkat ekonomis hampir sama juga diperlukan dengan mempertimbangkan kapasitas pengolahan CCS. Namun, bahkan bila tenaga berbahan bakar hidrogen akan dibutuhkan pada tahun 2060, maka tenaga berbahan bakar hidrogen khusus masih dalam tahap pengembangan. Jadi, tenaga berbahan bakar LNG dikembangkan di awal dan konversi bahan bakar dari LNG ke hidrogen diasumsikan setelah tenaga berbahan bakar hidrogen khusus dikembangkan.

7.5 Rencana Pengembangan Tenaga Listrik Jangka Panjang (2031-2060)

Rencana pengembangan ketenagalistrikan jangka panjang dari tahun 2031 hingga 2060 akan dirumuskan dengan tujuan untuk mewujudkan skenario optimal yang digali melalui rencana pengembangan ketenagalistrikan jangka panjang (2060).

Untuk permintaan kasus tinggi pada sistem Jawa-Bali, maka ditetapkan 3 *case* (Fast-speed case, Medium-speed case, dan Slow-speed case) sesuai dengan kecepatan menuju realisasi nilai target, dan melakukan evaluasi komparatif. Waktu ketika teknologi dekarbonisasi dapat diperkenalkan dalam setiap kasus akan ditunjukkan di bawah ini.

Tabel 7-36 Waktu Pengenalan Teknologi Dekarbonisasi

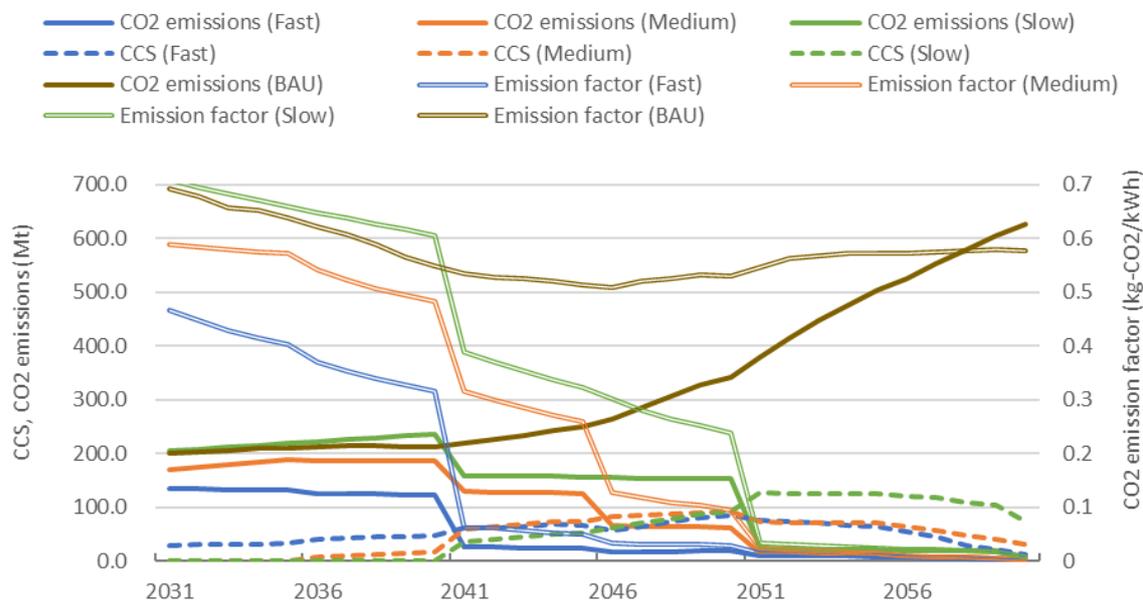
	<i>Fast-speed case</i> (Fast: F)	<i>Medium-speed case</i> (Medium: M)	<i>Slow-speed case</i> (Slow: S)
Penghapusan tenaga termal batubara	Dihapus pada tahun 2050	Dihapus pada tahun 2055	Perpanjang hidup sebanyak mungkin
	Namun, pembangkit pencapaian nol emisi (pembakaran eksklusif amonia, CCS) akan terus beroperasi hingga akhir periode operasi.		
CCS	Dilakukan sejak 2031	Dilakukan sejak 2036	Dilakukan sejak 2041
Pembakaran campuran amonia (20%)	Dilakukan sejak 2031	Dilakukan sejak 2031	Dilakukan sejak 2041
Tenaga termal khusus amonia	Dilakukan sejak 2041	Dilakukan sejak 2046	Dilakukan sejak 2051
Pembakaran campuran biomassa (20%)	Dilakukan sejak 2031	Dilakukan sejak 2031	Dilakukan sejak 2031
Pembakaran campuran hidrogen (20%)	Dilakukan sejak 2036	Dilakukan sejak 2036	Dilakukan sejak 2041
Tenaga termal khusus hidrogen	Dilakukan sejak 2041	Dilakukan sejak 2046	Dilakukan sejak 2051
Pengembangan energi terbarukan	Dikembangkan secara intensif pada tahun-tahun sebelumnya	Dikembangkan hingga jumlah tertentu setiap tahun	Dikembangkan secara intensif pada tahun-tahun berikutnya

(Sumber: Tim Survei JICA)

Selain ketiga kasus di atas, skenario BAU juga dipelajari untuk perbandingan.

(1) Emisi CO₂

Perubahan emisi CO₂ dalam empat kasus (termasuk skenario BAU) ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-45 Perubahan Emisi CO₂

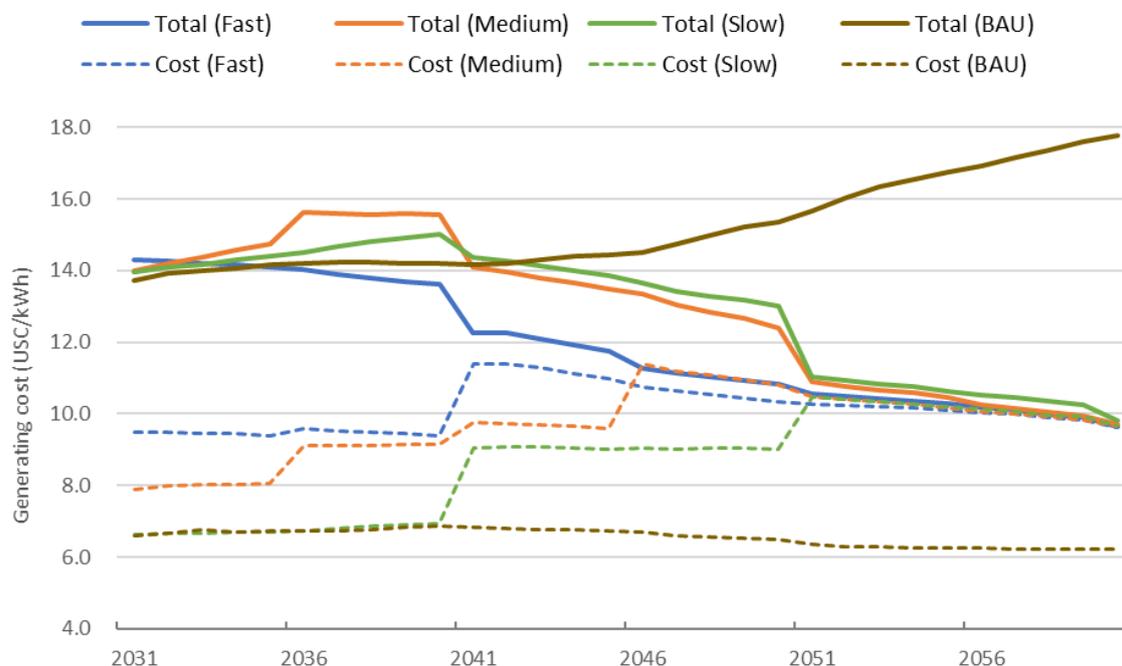
Dalam skenario BAU, emisi CO₂ akan meningkat secara bertahap, mencapai 600 Mt per tahun pada tahun 2060. Faktor emisi tidak akan berubah secara signifikan mulai tahun 2030 dan akan tetap pada 0,5-0,6 kg-CO₂/kWh.

Dalam kasus Fast-speed, pembangkit listrik tenaga uap batubara lama akan dihapuskan pada tahun 2031 dan CCS akan dilakukan, sehingga emisi CO₂ akan menjadi sekitar 70% dari skenario BAU, dan faktor emisi akan berkurang secara bertahap. Selanjutnya, mulai tahun 2041, emisi CO₂ akan berkurang secara signifikan karena tenaga termal hanya hidrogen akan diperkenalkan dan tenaga termal batubara yang tersedia akan diubah menjadi tenaga termal hanya amonia untuk melakukan pembakaran hanya amonia. Awalnya, jumlah perawatan CCS akan menjadi sekitar 30 Mt per tahun, namun secara bertahap akan meningkat menjadi sekitar 90 Mt per tahun sekitar tahun 2050.

Dalam kasus Slow-speed, pengenalan tenaga termal hanya amonia dan tenaga termal hidrogen saja akan dimulai pada tahun 2051, dan LNG thermal power + CCS akan diperkenalkan dalam jumlah besar pada tahun 2050 sebagai alternatif, sehingga jumlah perawatan CCS akan meningkat dan melebihi 100 Mt per tahun setelah tahun 2051. Setelah tahun 2051, dimungkinkan untuk mengurangi jumlah pengolahan CCS dengan secara berurutan mengubah LNG thermal power dengan CCS menjadi tenaga termal hidrogen. Namun, apabila konversi bahan bakar dilakukan lebih awal, CCS tidak diperlukan dalam situasi di mana banyak aset yang belum diamortisasi tetap berada pada CCS, dan terdapat kekhawatiran bahwa efisiensi ekonominya akan menurun.

(2) Biaya Pembangkit

Perubahan biaya pembangkit untuk keempat kasus tersebut ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: Tim Survei JICA)

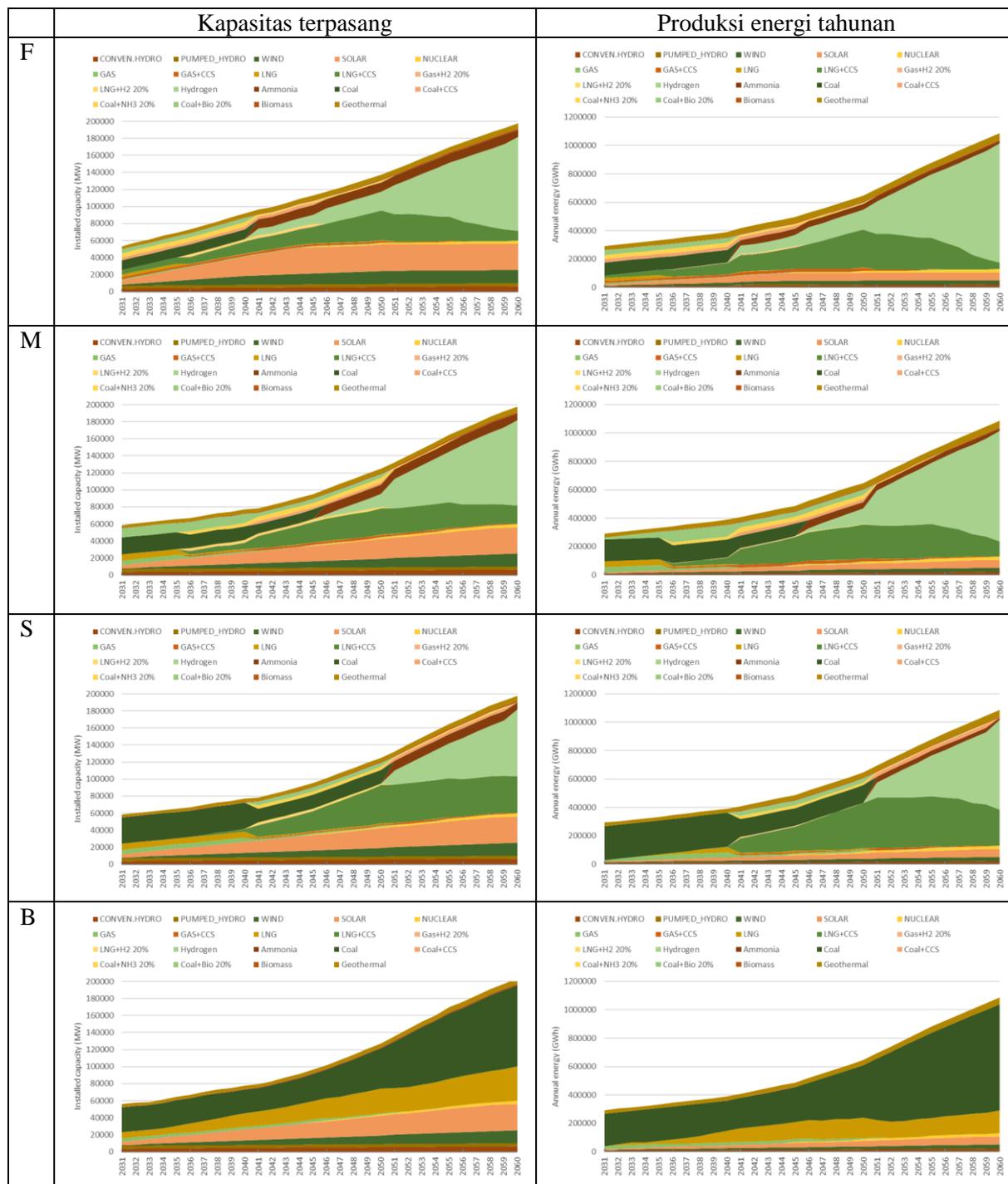
Gambar 7-46 Perubahan Biaya Pembangkit

Total biaya mempertimbangkan biaya karbon untuk emisi CO₂. Biaya karbon dihitung dengan asumsi bahwa penalti untuk emisi CO₂ akan meningkat pada tahun-tahun berikutnya (USD 100/t pada tahun 2030, USD 200/t pada tahun 2060, dan perkiraan garis lurus di antara keduanya).

Apabila biaya karbon tidak diperhitungkan, maka skenario BAU akan menjadi yang termurah, pada USC 6-7/kWh, namun dengan mempertimbangkan biaya karbon, maka akan naik menjadi sekitar USC 18/kWh pada tahun 2060. Apabila biaya karbon tidak diperhitungkan, maka kasus Slow-speed akan menjadi yang termurah, namun bilamana biaya karbon diperhitungkan, maka kasus Fast-speed akan menjadi yang termurah. Setelah tahun 2051, emisi CO₂ akan sangat rendah dalam semua kasus, sehingga biaya pembangkitannya akan hampir setara.

(3) Komposisi Sumber Daya

Perubahan komposisi sumber daya untuk keempat kasus tersebut ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 7-47 Perubahan Komposisi Sumber Daya

Dalam skenario BAU, pembangkit listrik tenaga termal batubara dan LNG thermal power akan menjadi sumber daya utama, sedangkan dalam skenario dekarbonisasi, pembangkit listrik tenaga termal hidrogen akan menjadi sumber daya utama. Namun, dalam kasus Slow-speed, waktu pengenalan untuk

tenaga termal hanya hidrogen dan tenaga termal hanya amonia akan menjadi tahun 2051, sehingga banyak tenaga termal batubara akan tetap ada sampai tahun 2050.

Pembangkit listrik tenaga termal hidrogen akan menyumbang sebagian besar dalam semua skenario dekarbonisasi setelah tahun 2051. Mempertimbangkan situasi saat ini di mana gas domestik semakin menipis, diasumsikan bahwa akan semakin sulit untuk memproduksi hidrogen di dalam negeri, dan sejumlah besar pembangkit hidrogen akan mengandalkan impor. Dari sudut pandang keamanan bahan bakar, ketergantungan yang berlebihan pada satu bahan bakar dapat menyebabkan kurangnya daya yang ekstrim ketika pasokan bahan bakar tersebut terputus. Oleh karenanya, perlu untuk mendiversifikasi negara-negara pengimpor dan mempertimbangkan pengenalan bahan bakar lainnya, meskipun biayanya sedikit lebih tinggi. Khusus untuk amonia, harga bahan bakar dapat diturunkan ke level yang sama dengan hidrogen, sehingga tergantung pada kemajuan perkembangan teknologi pembakaran amonia dengan GT, sebaiknya amonia, hidrogen, dan LNG (dengan CCS) ditempatkan sebagai ketiga bahan bakar utama dan menyusun portofolio dengan rasio yang sesuai.

7.6 Reformasi Kelembagaan, Konfirmasi Sistem dan Usulan untuk Mewujudkan Sistem Tenaga Listrik yang Mencapai baik Netralitas Karbon maupun Stabilitas Sistem

(1) Tinjauan potensi energi terbarukan

Dalam survei ini, nilai numerik yang dijelaskan dalam RUPTL (nilai berdasarkan Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), 2017) digunakan sebagai besaran potensial untuk energi terbarukan. Berdasarkan hal tersebut, potensi tenaga surya di Indonesia adalah 208 GW, namun dalam diskusi dengan Kementerian ESDM dilaporkan terdapat potensi sekitar 3.200 GW atau lebih.

Potensi tenaga surya merupakan faktor yang sangat penting dalam mencapai netralitas karbon, dan fakta bahwa informasi yang menyimpang begitu banyak berpengaruh besar terhadap komposisi sumber daya optimal yang diperoleh sebagai hasilnya. Dalam asumsi potensial ini, perbedaan kondisi asumsi dianggap sebagai faktor perbedaan utama, namun bila kebijakannya adalah untuk secara aktif mengembangkan energi terbarukan dalam mencapai netralitas karbon di masa depan, survei potensi terperinci harus dilakukan berdasarkan kebijakan tersebut. Secara khusus, perlu dilakukan tidak hanya studi *rough desk* menggunakan gambaran satelit, tetapi juga studi konfirmasi melalui survei lapangan dengan menggunakan konsultan lokal.

Dari segi potensi PLTA, dalam survei ini PLTA pada semua sistem akan dikembangkan sesuai potensi. Secara khusus, kami berencana untuk mengembangkan sekitar 100 MW setiap tahun mulai tahun 2031 pada setiap sistem, namun karena survei rinci dari setiap titik diperlukan untuk pengembangan tenaga air, terdapat kekhawatiran bahwa pembangunan tidak akan dilanjutkan bila akurasi surveinya rendah. Untuk alasan ini, perlu meninjau titik-titik potensial yang tersedia, mengevaluasi kembali prioritas pembangunan setelah mempertimbangkan langkah-langkah lingkungan, dan apabila diperlukan, meninjau rencana untuk titik-titik yang lebih unggul secara ekonomi.

(2) Perumusan Master Plan LNG

Salah satu kesimpulan studi ini mengakui bahwa pembangkit listrik berbahan bakar LNG (termasuk implementasi CCS) diperlukan sebagai bagian dari campuran pasokan listrik pada tahun 2060 dan sebagai jembatan sampai tujuan netralitas karbon pada tahun 2060. LNG telah diperkenalkan di Indonesia, namun selain FSRU yang merupakan terminal penerima utama yang telah dikembangkan selama ini, perlu mempertimbangkan pengenalan terminal penerima LNG darat dengan skalabilitas yang sangat baik dan pembangunan infrastruktur perifer seperti jaringan pipa. Di antara fasilitas ini, fasilitas port dan penyimpanan menjadi sangat mahal, dan mungkin lebih ekonomis untuk membangunnya sebagai fasilitas bersama daripada membangunnya sendiri-sendiri oleh masing-masing pembangkit listrik.

Mempertimbangkan hal-hal tersebut, maka dalam memperkenalkan LNG di Indonesia, penting untuk merumuskan masterplan pengembangan terminal penerima LNG (fasilitas port impor dan fasilitas penyimpanan) dan pipa, serta melanjutkan pembangunan fasilitas sesuai dengan masterplan. Secara khusus, studi berikut akan dilakukan.

- Pemilihan lokasi untuk terminal penerima LNG (mempertimbangkan lokasi pembangkit listrik termal yang tersedia dan lokasi pembangkit listrik di masa depan).
- Ukuran terminal penerima LNG (jumlah tempat berlabuh, kapasitas dan jumlah fasilitas penyimpanan serta alat penguap/vaporizer, dll.).
- Konsep jaringan pipa.
- Pertimbangan pemanfaatan untuk tujuan selain pembangkit listrik.

(3) Penelitian dan Pengembangan untuk Penggunaan Praktis Amonia GT

Hasil penelitian ini menyimpulkan bahwa pembangkit listrik tenaga termal USC berbahan bakar amonia tidak ekonomis karena biaya pembangkit yang lebih tinggi dibandingkan dengan pembangkit listrik tenaga termal lainnya. Namun, amonia diharapkan nantinya akan lebih murah daripada hidrogen, dan bila dianggap sebagai bahan bakar impor, maka diasumsikan bahwa bahan bakar hidrogen juga

akan diangkut dalam bentuk amonia karena kemudahan transportasi. Dengan kata lain, bahan bakar yang diimpor pertama-tama akan diimpor sebagai amonia, kemudian diubah dari amonia menjadi hidrogen di Indonesia, dan dipasok sebagai bahan bakar untuk pembangkit listrik tenaga termal hidrogen. Oleh karena itu, bilamana amonia dapat dibakar langsung pada GT, maka berpotensi akan lebih ekonomis dibandingkan dengan membakar hidrogen.

Pada tahap ini, teknologi untuk pembakaran langsung amonia pada GT belum matang, namun perlu untuk mendukung pengembangan teknologinya untuk penggunaan praktis dengan mempertimbangkan kemungkinan di masa depan.

(4) Perumusan Rencana berdasarkan Pembatasan Jumlah Pengolahan CCS

Dalam survei ini, penelitian dilakukan dengan membatasi jumlah pengolahan CCS. Rencana tersebut tidak melebihi batas yang ditetapkan pada tahun 2060, namun bila pengenalan pembangkit listrik termal nol-emisi yang tidak memerlukan CCS, seperti tenaga termal hidrogen saja dan tenaga termal amonia saja, maka akan ditunda dalam proses dari tahun 2031 hingga 2060, jumlah pengolahan CCS akan meningkat, dan terdapat kemungkinan melebihi batas yang ditetapkan, sehingga perlu meningkatkan jumlah pengolahan CCS potensial di masa mendatang.

Untuk mengurangi jumlah pengolahan CCS, perlu dilanjutkan dengan pengembangan teknologi sehingga pembangkit listrik tenaga termal tanpa emisi yang tidak memerlukan CCS, seperti tenaga termal hidrogen saja dan tenaga termal amonia saja, dapat diperkenalkan pada tahap awal.

(5) Studi tentang Visi Jangka Panjang Terperinci

Dalam melakukan survei ini, ketika mencocokkan kondisi studi dengan PLN mengenai prakiraan permintaan hingga tahun 2060, terdapat permintaan dari PLN untuk melakukan analisis prakiraan permintaan berdasarkan alasan numerik, seperti asumsi untuk indikator ekonomi, karena PLN telah diminta dasar numerik yang jelas dalam penjelasan eksternal. PLN memahami bahwa sulit untuk menangani peramalan permintaan berdasarkan asumsi indikator ekonomi, dll. dalam survei ini karena tidak termasuk dalam ruang lingkup bisnis, dan mempelajari dua kasus permintaan (kasus Tinggi saat ini diramalkan oleh PLN dan Kasus Rendah saat ini yang diramalkan melalui pendekatan linier berdasarkan perkiraan permintaan RUPTL). Selain karena survei ini tidak berdasarkan permintaan resmi dari pemerintah Indonesia, periode pelaksanaan surveinya sangat singkat (sekitar 3 bulan), sehingga survei dilakukan dalam kondisi sulit untuk mendapatkan data terperinci yang diperlukan. Tidak dapat disangkal bahwa survei ini adalah studi kasar yang didasarkan pada asumsi besar secara detail karena dilakukan berdasarkan informasi publik pada situs web, dll. Untuk itu, perlu mempelajari visi jangka panjang yang terperinci, antara lain seperti area-area berikut, setelah membahas kebutuhan secara menyeluruh dengan pihak Indonesia.

- Studi tentang perkiraan permintaan (perkiraan berdasarkan indikator ekonomi dan akumulasi peralatan utama yang menggunakan daya, dll.).
- Studi tentang perubahan bentuk permintaan berdasarkan tren pengenalan EV dan solar rooftop.
- Studi tentang komposisi sumber daya terperinci berdasarkan perubahan permintaan per jam pada setiap sistem (waktu muatan puncak, tarif tengah malam, faktor muatan harian, dll.).
- Perumusan rencana pengembangan tenaga listrik jangka panjang, dengan rencana konversi bahan bakar (termasuk co-firing) dan rencana abolisi dengan mempertimbangkan tahun-tahun awal operasi pembangkit listrik yang tersedia.
- Studi komposisi sumber daya menggunakan potensi tenaga surya yang sesuai, dan studi rinci tentang efek interkoneksi antara masing-masing sistem berdasarkan hal tersebut.

Bab 8. Rencana Perluasan Sistem Daya

8.1 Rencana Perluasan Transmisi untuk setiap Sistem

8.1.1 Sistem Sumatra

Kondisi aliran daya antar provinsi yang sesuai dengan pembangkitan daya optimal pada tahun 2060 dan rencana perluasan peralatan transmisi yang diperlukan telah dikonfirmasi.

(1) Prakiraan Permintaan pada Sistem Sumatera

Permintaan tahun 2060 di setiap provinsi pada Sistem Sumatera, sesuai Tabel 7-1 dan Tabel 7-2, diasumsikan proporsinya sama dengan tahun 2030 dalam RUPTL 2021-2030.

Tabel 8-1 Permintaan tahun 2060 di setiap provinsi pada Sistem Sumatera

PROVINSI	Proporsi	Permintaan pada tahun 2060	
		Tinggi	Rendah
Aceh	7%	4,019	1,999
Sumatera Utara	26%	14,959	7,441
Riau	14%	7,679	3,820
Kepulauan Riau	2%	1,371	682
Kepulauan Bangka Belitung	3%	1,738	865
SUMATERA BARAT	10%	5,788	2,879
Jambi	5%	3,069	1,527
Sumatra Selatan	12%	6,698	3,332
Bengkulu	3%	1,707	849
Lampung	17%	9,610	4,780
Subtotal	100%	56,636	28,173

(Tim Survei JICA)

(2) Rencana Pembangkitan untuk Sistem Sumatera

Rencana pembangkitan untuk memenuhi permintaan (permintaan tinggi dan permintaan rendah) dari jaringan Sumatera pada tahun 2060 diasumsikan sebagai berikut berdasarkan Gambar 7-27 dan Gambar 7-29.

Karena waktu puncak untuk sistem Sumatera adalah pada malam hari, hampir tidak terdapat pembangkit listrik tenaga surya pada saat itu dan sistem baterai memasok banyak daya.

Tabel 8-2 Kondisi Pembangkitan Operasional Tahun 2060 untuk Setiap Provinsi di Sistem Sumatera (Permintaan Tinggi)

	Kapasitas (GW)	Output (GW)	Aceh	Sumatera Utara	Riau	Kepulauan Riau	Bangka Belitung	Sumatra Barat	Jambi	Sumatra Selatan	Bengkulu	Lampung
Hydro	6.6	5.3	0.5 (10%)	1.3 (25%)	0.5 (9%)	0.0 (0%)	0.0 (0%)	0.6 (12%)	0.7 (13%)	0.5 (10%)	0.6 (11%)	0.5 (10%)
Geothermal	4.9	3.9	0.1 (2%)	1.2 (30%)	0.0 (0%)	0.0 (0%)	0.0 (0%)	0.4 (9%)	0.2 (5%)	0.7 (19%)	0.5 (13%)	0.9 (22%)
Biomassa	1.6	1.3	0.3 (21%)	0.2 (13%)	0.1 (8%)	0.1 (5%)	0.5 (39%)	0.0 (2%)	0.0 (3%)	0.0 (2%)	0.0 (4%)	0.0 (2%)
Wind	3.1	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Baterai, PS		26.0	3.1 (12%)	4.4 (15%)	4.6 (18%)	0.4 (2%)	0.9 (3%)	2.2 (9%)	2.7 (10%)	4.9 (19%)	1.1 (4%)	1.8 (7%)
LNG, Hydrogen		20.1	1.7 (9%)	4.6 (23%)	1.9 (9%)	0.2 (1%)	0.5 (2%)	0.7 (3%)	2.7 (14%)	6.8 (34%)	0.1 (0%)	0.9 (4%)
Total		56.6	5.7	11.7	7.1	0.7	1.8	3.9	6.3	13.0	2.2	4.2

(Tim Survei JICA)

Tabel 8-3 Kondisi Pembangkitan Operasional Tahun 2060 untuk Setiap Provinsi di Sistem Sumatera (Permintaan Rendah)

	Kapasitas (GW)	Output (GW)	Aceh	Sumatera Utara	Riau	Kepulauan Riau	Bangka Belitung	Sumatra Barat	Jambi	Sumatra Selatan	Bengkulu	Lampung
Hydro	6.6	5.3	0.5 (10%)	1.3 (25%)	0.5 (9%)	0.0 (0%)	0.0 (0%)	0.6 (12%)	0.7 (13%)	0.5 (10%)	0.6 (11%)	0.5 (10%)
Geothermal	4.9	3.9	0.1 (2%)	1.2 (30%)	0.0 (0%)	0.0 (0%)	0.0 (0%)	0.4 (9%)	0.2 (5%)	0.7 (19%)	0.5 (13%)	0.9 (22%)
Biomassa	1.6	1.3	0.3 (21%)	0.2 (13%)	0.1 (8%)	0.1 (5%)	0.5 (39%)	0.0 (2%)	0.0 (3%)	0.0 (2%)	0.0 (4%)	0.0 (2%)
Wind	3.1	0.5	0.3 (50%)	0.3 (50%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
P. Hydro		1.0	0.1 (12%)	0.6 (15%)	0.1 (18%)	0.0 (2%)	0.0 (3%)	0.0 (9%)	0.1 (10%)	0.1 (19%)	0.0 (4%)	0.0 (7%)
LNG, Hydrogen		16.2	1.4 (9%)	3.7 (23%)	1.5 (9%)	0.2 (1%)	0.4 (2%)	0.5 (3%)	2.2 (14%)	5.5 (34%)	0.0 (0%)	0.7 (4%)
Total		28.2	2.6	7.2	2.2	0.3	0.9	1.6	3.2	6.9	1.2	2.2

(Tim Survei JICA)

(3) Kapasitas Saluran Transmisi

Jenis konduktor dan kapasitasnya per sirkuit untuk saluran transmisi antar provinsi diasumsikan sebagai berikut.

Tabel 8-4 Jenis Konduktor Saluran Transmisi dan Kapasitasnya per Sirkuit

Tegangan	Tipe Konduktor	Kapasitas*
500kV	Zebra x 4 bundel	1886 (MW/sirkuit)
275kV	Zebra x 2 bundel	519 (MW/ sirkuit)
150kV	Hawk x 1 konduktor	132 (MW/ sirkuit)

* Produk dari kapasitas tipikal dalam MVA dan asumsi faktor daya 0,95
(Tim Survei JICA)

Kapasitas total untuk saluran transmisi antarprovinsi dari dua atau lebih level tegangan diasumsikan sebagai berikut dengan mempertimbangkan kondisi N-1, yang berarti kondisi padamnya satu rangkaian saluran transmisi.

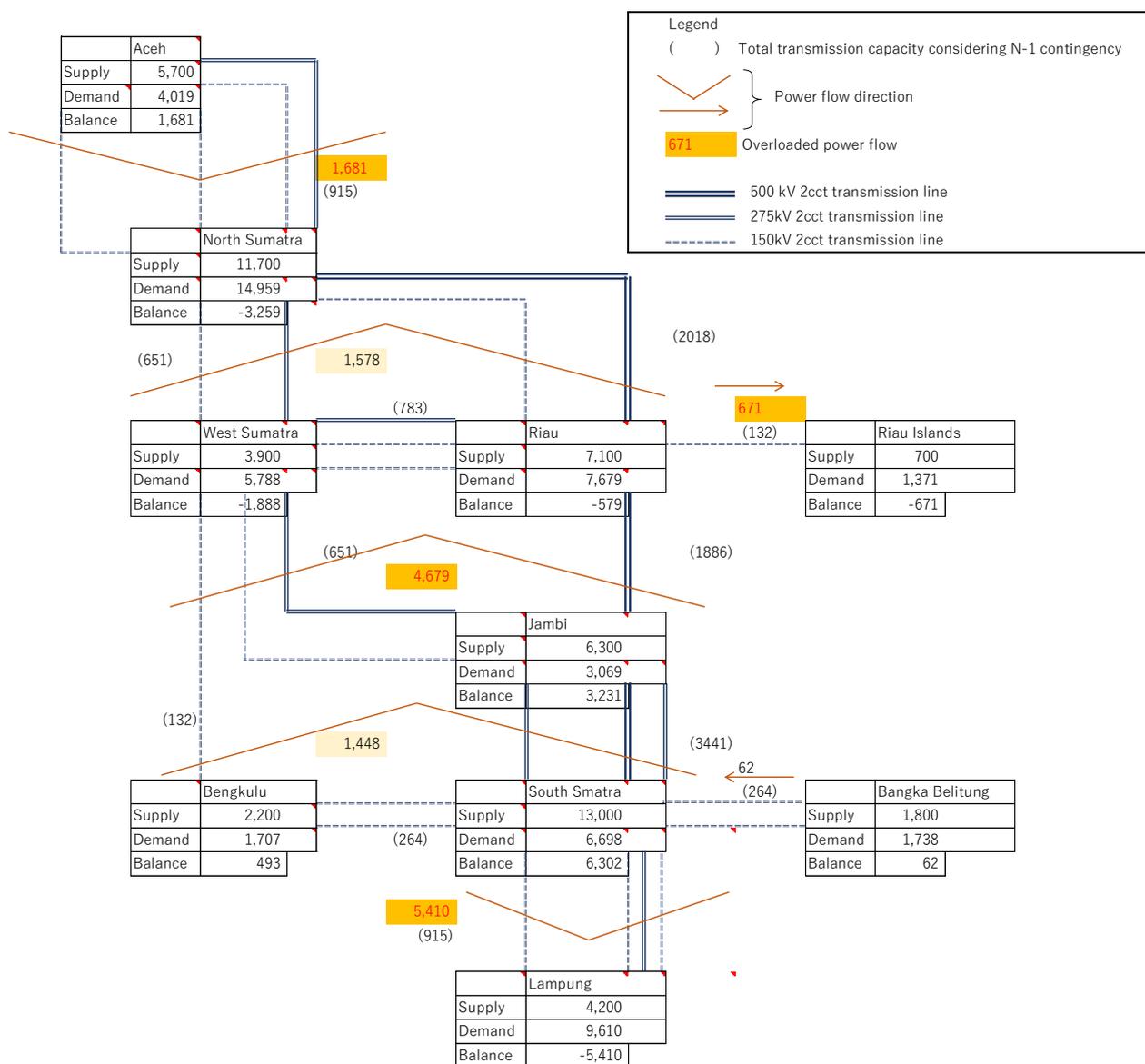
$(\text{Total kapasitas saluran transmisi 500kV dengan mempertimbangkan kondisi N-1}) + (\text{Total kapasitas saluran transmisi 275kV dengan mempertimbangkan kondisi N-1}) + (\text{Total kapasitas saluran transmisi 150kV}) / 2$

Perbedaan konseptual mengenai kapasitas antara saluran transmisi 500kV/275kV dan saluran transmisi 150kV adalah bahwa saluran transmisi 500kV dan 275kV memiliki impedansi yang relatif rendah dan efek pemadaman saluran transmisi mempengaruhi area yang relatif luas, tetapi saluran transmisi 150kV memiliki impedansi yang relatif besar dan efek dari pemadaman saluran transmisi tetap lokal.

(4) Aliran Daya 2060 pada Sistem Sumatera (Permintaan Tinggi)

(a) Hasil Perhitungan Aliran Daya Tahun 2060 pada Sistem Sumatera (Permintaan Tinggi)

Gambar di bawah ini menunjukkan diagram aliran daya untuk 2060 pada Sistem Sumatera dengan kondisi permintaan tinggi tersebut dan kondisi pembangkitan operasional yang sesuai dengan permintaan.



(Tim Survei JICA)

Gambar 8-1 Aliran Listrik Tahun 2060 pada Sistem Sumatera (Permintaan Tinggi)

Karena jumlah pasokan listrik yang besar dibandingkan dengan kebutuhan di provinsi Aceh, aliran daya dari provinsi Aceh ke provinsi Sumatera Utara adalah 1.681 MW, yang melebihi total kapasitas saluran transmisi sebesar 915 MW.

Selain itu, kasus di mana aliran daya melebihi kapasitas total saluran transmisi adalah sebagai berikut.

- Aliran listrik dari provinsi Riau ke Kepulauan Riau
- Aliran listrik dari provinsi Jambi ke wilayah utara
- Aliran listrik dari provinsi Sumatera Utara ke provinsi Lampung

(b) Perluasan saluran transmisi yang diperlukan pada tahun 2060 (Permintaan Tinggi)

Rencana perluasan saluran transmisi yang diperlukan untuk kelebihan muatan saluran transmisi tersebut dimuat dalam tabel di bawah ini.

Tabel 8-5 Rencana Perluasan Saluran Transmisi yang Diperlukan untuk Kelebihan Muatan Saluran Transmisi (Permintaan Tinggi)

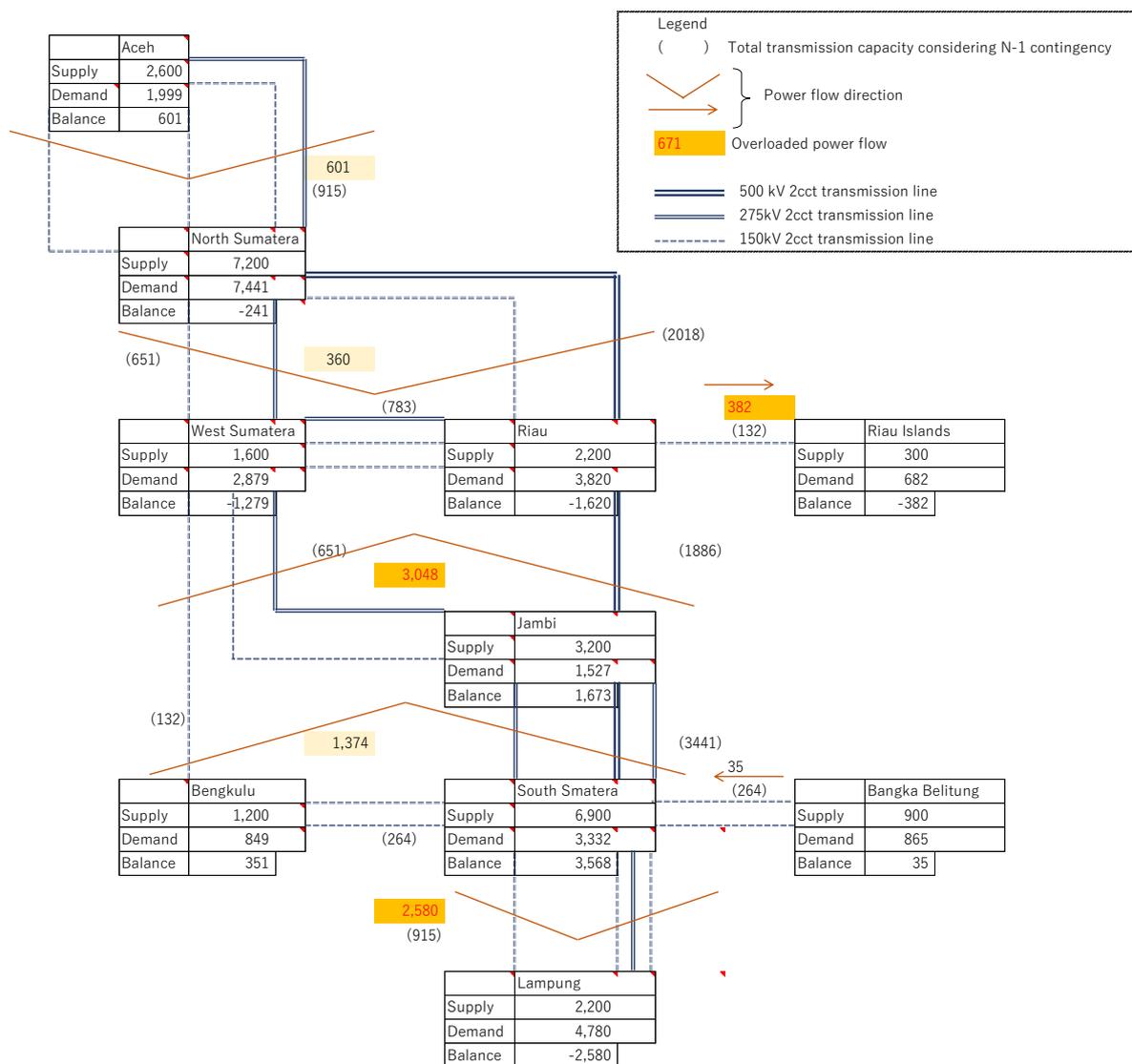
Jalur Transmisi Antar Provinsi	Saluran Transmisi Tambahan
Antara Provinsi Aceh dan Provinsi Sumatera Utara	275kV Zebra x 2 bundel, 2 sirkuit
Antara Provinsi Riau dan Kepulauan Riau	275kV Cable x 3, kapasitas yang sama dengan Zebra
Antara Provinsi Riau dan Provinsi Jambi	500kV Zebra x 2 bundel, 2 sirkuit
Antara Provinsi Sumatera Utara dan Provinsi Lampung	500kV Zebra x 2 bundel, 4 sirkuit

(Tim Survei JICA)

(5) Aliran Daya 2060 pada Sistem Sumatera (Permintaan Rendah)

(a) Hasil Perhitungan Aliran Daya Tahun 2060 pada Sistem Sumatera (Permintaan Rendah)

Gambar di bawah menunjukkan diagram aliran daya untuk tahun 2060 pada Sistem Sumatera dengan kondisi permintaan rendah tersebut dan kondisi pembangkitan operasional sesuai dengan permintaan.



(Tim Survei JICA)

Gambar 8-2 Aliran Listrik Tahun 2060 pada Sistem Sumatera (Permintaan Rendah)

- (b) Perluasan saluran transmisi yang diperlukan pada tahun 2060 (Permintaan Rendah)
Rencana perluasan saluran transmisi yang diperlukan untuk kelebihan muatan saluran transmisi tersebut tercantum dalam tabel di bawah ini.

Tabel 8-6 Rencana Perluasan Saluran Transmisi yang Diperlukan untuk Kelebihan Muatan Saluran Transmisi (Permintaan Rendah)

Jalur Transmisi Antar Provinsi	Saluran Transmisi Tambahan
Antara Provinsi Riau dan Kepulauan Riau	Kabel 275kV x 2, kapasitas yang sama dengan Zebra
Antara Provinsi Riau dan Provinsi Jambi	500kV Zebra x 2 bundel, 2 sirkuit
Antara Provinsi Sumatera Utara dan Provinsi Lampung	500kV Zebra x 2 bundel, 2 sirkuit

(Tim Survei JICA)

8.1.2 Sistem Jawa-Bali

(1) Prakiraan Permintaan pada Sistem Jawa-Bali

Permintaan tahun 2060 di setiap provinsi pada Sistem Jawa-Bali, sesuai Tabel 7-1 dan Tabel 7-2, diasumsikan proporsinya sama dengan tahun 2030 dalam RUPTL 2021-2030. Tabel di bawah ini menunjukkan permintaan untuk setiap provinsi.

Tabel 8-7 Permintaan tahun 2060 di setiap provinsi di Sistem Jawa-Bali

PROVINSI	Proporsi	Permintaan pada tahun 2060	
		Tinggi	Rendah
DKI Jakarta	18%	27,033	13,447
Banten	12%	17,807	8,858
Java Barat	28%	42,496	21,140
Jawa Tengah dan Yogyakarta	18%	26,739	13,301
Jawa Timur	21%	32,807	16,320
Bali	4%	5,848	2,909
Subtotal	100%	152,731	75,975

(Tim Survei JICA)

(2) Rencana Pembangkitan untuk Sistem Jawa-Bali

Rencana pembangkitan untuk memenuhi permintaan (permintaan tinggi dan permintaan rendah) dari jaringan sistem Jawa-Bali pada tahun 2060 diasumsikan seperti yang tercantum di bawah ini berdasarkan Gambar 7-34 dan Gambar 7-36.

Tabel 8-8 Kondisi Pembangkitan Operasional Tahun 2060 untuk Setiap Provinsi pada Sistem Jawa-Bali (Permintaan Tinggi)

	Kapasitas (GW)	Output (GW)	DKI Jakarta	Banten	Java Barat	Jawa Tengah dan Yogyakarta	Jawa Timur	Bali
Hydro	6.0	3.0	0.0 (0%)	0.0 (2%)	2.1 (70%)	0.5 (17%)	0.3 (11%)	0.0 (0%)
Geothermal	6.0	4.8	0.0 (0%)	0.3 (7%)	2.1 (44%)	1.5 (32%)	0.7 (15%)	0.1 (3%)
Biomassa	2.0	1.6	0.0 (0%)	0.0 (0%)	1.3 (84%)	0.1 (5%)	0.2 (11%)	0.0 (0%)
Solar	31.0	17.3	0.1 (0%)	1.2 (7%)	4.3 (25%)	5.3 (31%)	5.8 (33%)	0.7 (4%)
Wind	15.0	4.0	0.0 (0%)	3.1 (77%)	0.9 (23%)	0.0 (0%)	0.0 (0%)	0.0 (0%)
Nuklir	4	4.0				4.0		
LNG, Hydrogen	129	114.0	12.8 (11%)	26.3 (23%)	22.6 (20%)	18.2 (16%)	31.6 (28%)	2.5 (2%)
Penyimpanan	4	4.0	0.0 (0%)	0.0 (0%)	1.9 (48%)	1.0 (25%)	1.1 (27%)	0.0 (0%)
Total	197.0	152.7	12.8	30.9	35.3	30.6	39.7	3.4

(Tim Survei JICA)

Tabel 8-9 Kondisi Pembangkitan Operasional Tahun 2060 untuk Tiap Provinsi pada Sistem Jawa-Bali (Permintaan Rendah)

	Kapasitas (GW)	Output (GW)	DKI Jakarta	Banten	Jawa Barat	Jawa Tengah dan Yogyakarta	Jawa Timur	Bali
Hydro	6.0	0.5	0.0 (0%)	0.0 (2%)	0.4 (70%)	0.1 (17%)	0.1 (11%)	0.0 (0%)
Geothermal	6.0	4.8	0.0 (0%)	0.3 (7%)	2.1 (44%)	1.5 (32%)	0.7 (15%)	0.1 (3%)
Biomassa	2.0	1.6	0.0 (0%)	0.0 (0%)	1.3 (84%)	0.1 (5%)	0.2 (11%)	0.0 (0%)
Solar	31.0	17.1	0.1 (0%)	1.2 (7%)	4.2 (25%)	5.2 (31%)	5.7 (33%)	0.7 (4%)
Wind	15.0	4.0	0.0 (0%)	3.1 (77%)	0.9 (23%)	0.0 (0%)	0.0 (0%)	0.0 (0%)
Nuklir	4	4.0				4.0		
LNG, Hydrogen	54	40.0	4.5 (11%)	9.2 (23%)	7.9 (20%)	6.4 (16%)	11.1 (28%)	0.9 (2%)
Penyimpanan	4	4.0	0.0 (0%)	0.0 (0%)	1.9 (48%)	1.0 (25%)	1.1 (27%)	0.0 (0%)
Total	122.0	76.0	4.6	13.8	18.8	18.3	18.8	1.7

(Tim Survei JICA)

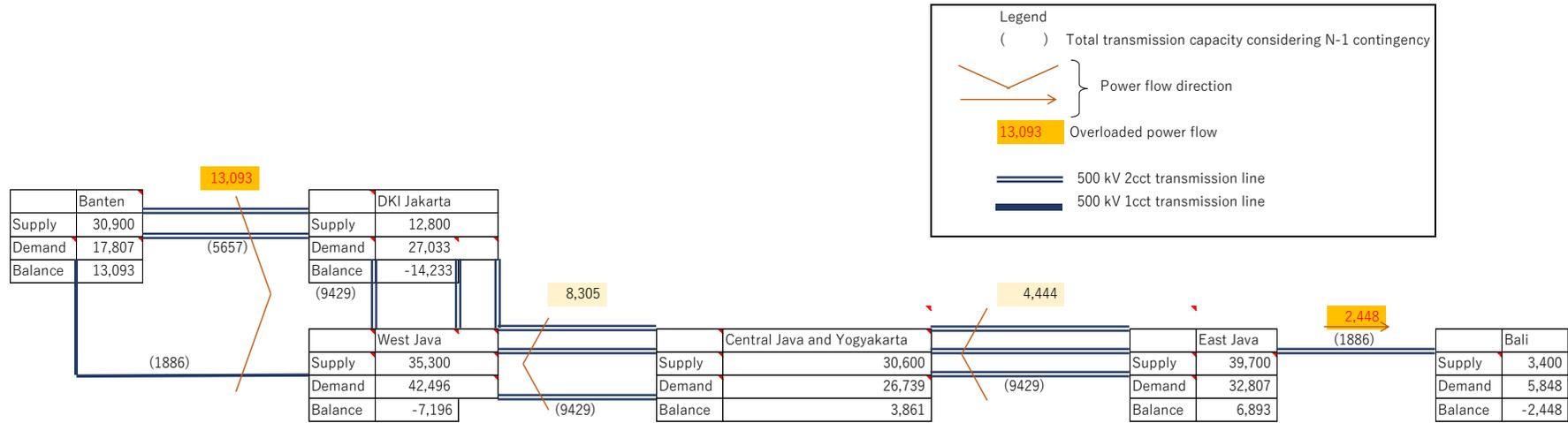
(3) Kapasitas Saluran Transmisi

Karena banyaknya saluran transmisi 500kV pada sistem Jawa-Bali, saluran transmisi 150kV dengan perbedaan kapasitas yang besar diabaikan. Tidak terdapat sistem 275kV pada sistem Jawa-Bali.

(4) Aliran Daya 2060 pada Sistem Jawa-Bali (Permintaan Tinggi)

(a) Hasil Perhitungan Aliran Daya Tahun 2060 Pada Sistem Jawa-Bali (Permintaan Tinggi)

Gambar di bawah ini menunjukkan diagram aliran daya untuk tahun 2060 pada Sistem Jawa-Bali dengan kondisi permintaan tinggi tersebut dan kondisi pembangkitan operasional yang sesuai dengan permintaan.



(Tim Survei JICA)

Gambar 8-3 Aliran Listrik Tahun 2060 pada Sistem Jawa-Bali (Permintaan Tinggi)

Sebanyak 13.093 MW aliran listrik dari Provinsi Banten ke timur melebihi kapasitas saluran transmisi, dan total 2.448 MW aliran listrik dari Provinsi Jawa Timur ke Provinsi Bali juga melebihi kapasitas saluran transmisi sebesar 1.886 MW.

- (b) Perluasan saluran transmisi yang diperlukan pada tahun 2060 (Permintaan Tinggi)
Rencana perluasan saluran transmisi yang diperlukan untuk kelebihan muatan saluran transmisi tersebut tercantum dalam tabel di bawah ini.

Tabel 8-10 Rencana Perluasan Saluran Transmisi yang Diperlukan untuk Kelebihan Muatan Saluran Transmisi (Permintaan Tinggi)

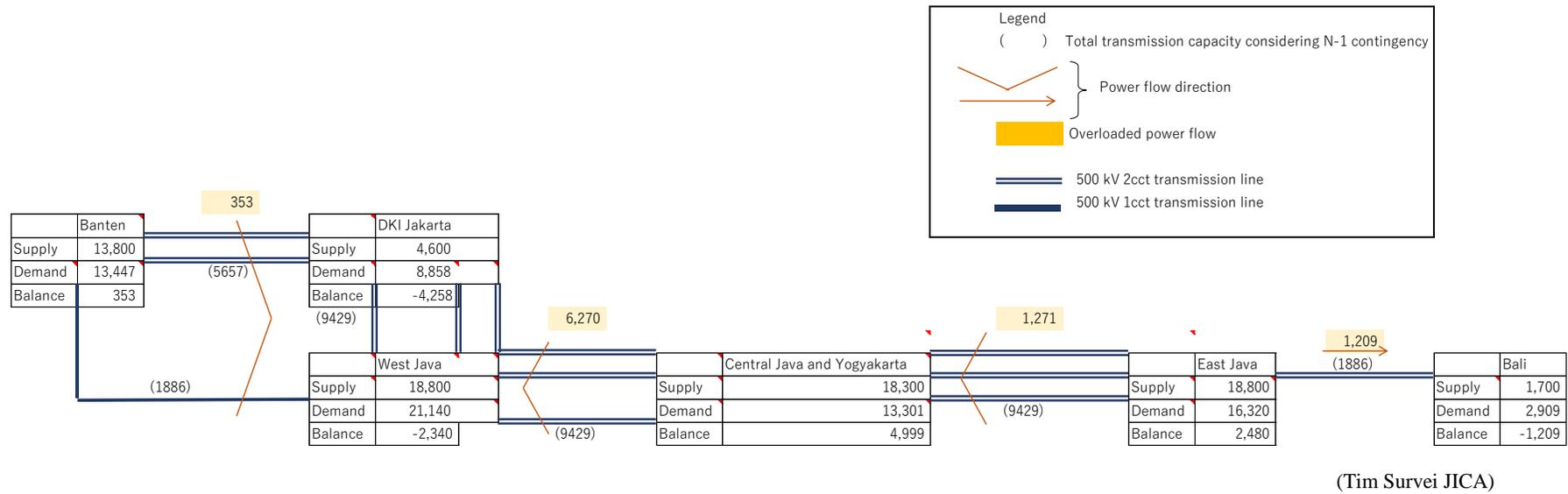
Jalur Transmisi Antar Provinsi	Saluran Transmisi Tambahan
Antara Provinsi Banten dan DKI Jakarta	500kV Zebra x 4 bundel, 2 sirkuit
Antara Provinsi Banten dan Provinsi Jawa Barat	500kV Zebra x 4 bundel, 2 sirkuit
Antara Provinsi Jawa Timur dan Pulau Bali	500kV Zebra x 4 bundel, 2 sirkuit

(Tim Survei JICA)

(5) Aliran Daya 2060 pada Sistem Jawa-Bali (Permintaan Rendah)

- (a) Hasil Perhitungan Aliran Daya Tahun 2060 Pada Sistem Jawa-Bali (Permintaan Rendah)
Gambar di bawah ini menunjukkan diagram aliran daya untuk tahun 2060 pada Sistem Jawa-Bali dengan kondisi permintaan rendah tersebut dan kondisi pembangkitan operasional sesuai dengan permintaan.

Tidak ada saluran transmisi yang kelebihan muatan dalam hal aliran listrik antar provinsi.



Gambar 8-4 Aliran Listrik Tahun 2060 pada Sistem Jawa-Bali (Permintaan Rendah)

8.2 Koneksi Antar Sistem (Antar Pulau)

Untuk mencapai bauran sumber energi yang optimal pada sistem Jawa-Bali, perlu dipasang sejumlah besar sistem tenaga surya. Namun, karena rendahnya potensi pembangkit listrik tenaga surya pada sistem Jawa-Bali, energi terbarukan hanya akan mencapai 16% pada tahun 2060 dalam kasus permintaan yang tinggi. Di pulau-pulau lainnya, komposisi pembangkit listrik tenaga surya yang optimal masih cukup potensial dan dapat dibangun untuk sistem Jawa-Bali. Mempertimbangkan hal ini, evaluasi ekonomi dilakukan dalam hal membangun sistem tenaga surya di pulau-pulau lainnya dengan potensi solar yang melimpah dan mentransmisikannya ke sistem Jawa-Bali.

(1) Interkoneksi Sistem Jawa-Bali dan Sistem Sumatera

Jarak antara pulau Jawa dan pulau Sumatera relatif pendek (sekitar 40km), dan telah terdapat rencana konseptual untuk interkoneksi sistem Jawa - sistem Sumatera sebelumnya. Menurut RUPTL 2012-2021, garis besar proyeknya adalah sebagai berikut.

Tabel 8-11 Spesifikasi Dasar untuk Kabel HVDC

Item		Catatan
Tegangan	500kV HVDC	
Dari	Tanjung Pucut	
Hingga	Ketapang (Lampung)	
Konduktor	2 pole, Kabel HVDC	
Panjang	80km	
Biaya	352.8 Juta USD	4.4 Juta USD/km

(Sumber: RUPTL 2012-2021)

Tabel 8-12 Spesifikasi Dasar untuk HVDC OHL (Jalur Transmisi Over-Head)

Item		Catatan
Tegangan	500kV HVDC	
Dari	Bogor X	
Hingga	Tanjung Pucut	
Konduktor	2 pole, HVDC OHL	Jalur Transmisi Over-Head
Panjang	220km	
Biaya	77 Juta USD	0.35 Juta USD/km

(Sumber: RUPTL 2012-2021)

Tabel 8-13 Spesifikasi Dasar untuk Stasiun Konverter HVDC

Item		Catatan
Tegangan	500kV DC	
Stasiun	Muara Enim 500 kV	
Kapasitas	3000MVA	
Biaya	324 Juta USD	Tidak termasuk peralatan AC

(Sumber: RUPTL 2012-2021)

Tabel di bawah ini menunjukkan spesifikasi terbaru untuk proyek HVDC Sumatera-Jawa.

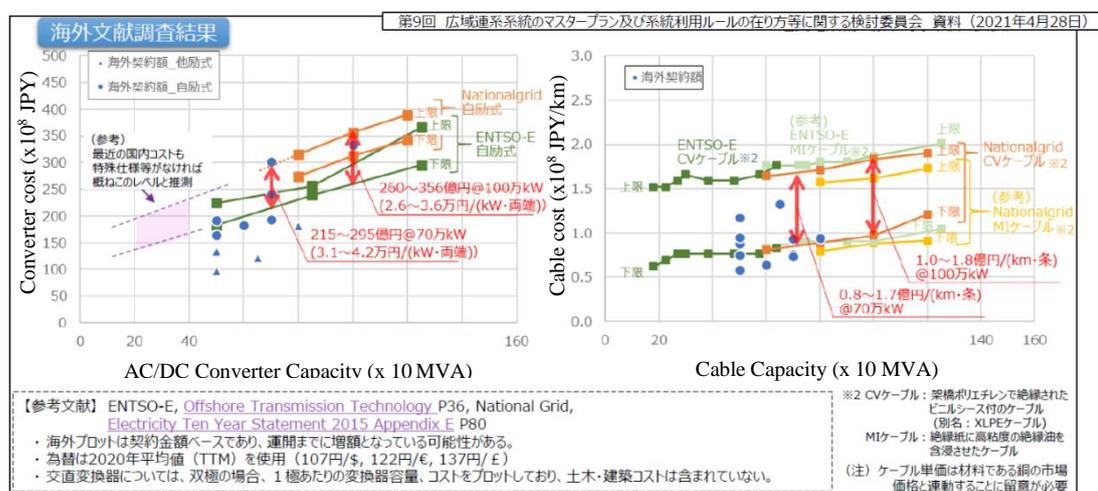
Tabel 8-14 Spesifikasi Terbaru untuk Proyek HVDC Sumatera-Jawa

Item		Catatan
Tegangan	±500kV	
Kapasitas	3000MVA	
Jarak Total [Jarak Kabel]	503km [38km]	
Jumlah kabel	3	Utama: 2, Cadangan: 1

(Sumber: Studi pengembangan transmisi DC bawah laut jarak jauh, Interkoneksi antar wilayah dengan transmisi DC bawah laut domestik, 15 Maret 2021, J-POWER Transmission Network Co., Ltd.)

Jumlah kabel adalah tiga, termasuk cadangan satu.

Materi di bawah ini menunjukkan pergerakan harga terkini.



(Source : FS Survey for Introduction of Submarine DC Power Transmission, Agency for Natural Resources and Energy, July 29, 2021)

Gambar 8-5 Biaya Terbaru untuk Konverter AC/DC dan Kabel Bawah Laut

Menurut grafik di atas, biaya konverter AC/DC, termasuk kedua stasiun, adalah antara 32 dan 44 miliar yen pada 1500 MVA untuk kutub tunggal, sehingga biaya konverter akan menjadi antara 64 dan 88 miliar yen pada 3000 MVA untuk sistem bipolar. Biaya 324 Juta USD x 2 dalam RUPTL 2012-2021 tidak berbeda jauh dengan biaya saat ini.

Namun, biaya kabel tergantung pada spesifikasi seperti konfigurasi peralatan HVDC. Menurut grafik di atas, biaya kabel antara 0,1 dan 0,220 miliar yen/km/kabel pada 1500 MVA. Apabila jumlah kabel dua, biaya per unit jarak antara 0,2 dan 0,44 miliar yen/km untuk 300MVA, dan apabila jumlah kabel dua ditambah satu, biaya per unit jarak antara 0,3 dan 0,66 miliar yen/km. Membandingkan biaya per satuan jarak dalam RUPTL 2012-2021 (8,8 Juta USD/km), biaya terbaru jauh lebih rendah. Dengan demikian, 50% dari biaya dalam RUPTL 2012-2021, 4,4 Juta USD/km, digunakan untuk estimasi biaya.

Karena kapasitas suplai provinsi Lampung di bagian selatan Sumatera tidak mencukupi, ada baiknya untuk membangun konverter AC/DC di bagian Sumatera wilayah provinsi Sumatera Selatan. Dengan asumsi bahwa panjang jalur transmisi overhead HVDC di bagian Sumatera tersebut adalah 500 km, biaya interkoneksi Sumatera-Jawa per 3.000 MVA adalah sebagai berikut.

Tabel 8-15 Biaya Interkoneksi Sistem Sumatera dan Sistem Jawa-Bali

(Juta USD)

DC converter stations	648	Total Kedua belah pihak untuk Sumatera dan Jawa
Kabel HVDC	167	Jarak: 38km
HVDC OHL	326	Jarak di Sumatera: 355km Jarak di Jawa: 110km
Total	1,141	Tidak termasuk peralatan AC

(Sumber: Tim Survei JICA)

Apabila masa pakai alat transmisi adalah 30 tahun dan tingkat bunganya 10%, maka tingkat biaya tetapnya (CAPEX) adalah 10,61%, dan bila biaya O&M 1% dari biaya konstruksi, maka rasio biaya tahunannya adalah 11,61%. Oleh karena itu, biaya transmisi untuk mentransmisikan tenaga surya 3GW (tingkat utilisasi 20%) dari sistem Sumatera ke sistem Jawa-Bali adalah sebagai berikut.

$$1.141 \times 100 \times 0.1161 / (3GW \times 20\% \times 8760 \text{ jam}) = \text{USC } 2.5/\text{kWh}$$

(2) Interkoneksi Sistem Jawa-Bali dan Sistem Kalimantan

Biaya interkoneksi antara sistem Jawa-Bali dan sistem Kalimantan juga dihitung dengan cara yang sama seperti untuk interkoneksi antara sistem Sumatera dan sistem Jawa-Bali.

Tabel 8-16 Biaya Interkoneksi antara sistem Kalimantan dan sistem Jawa-Bali

(Juta USD)

DC converter station	648	Asumsi: Stasiun sisi Jawa terletak di timur Jakarta dan stasiun sisi Kalimantan terletak di provinsi Kalimantan Barat
Kabel HVDC	2,200	Asumsi: jarak 500km
HVDC OHL	245	Asumsi: jarak 50km di Jawa dan jarak 300km di Kalimantan
Total	3,093	Tidak termasuk peralatan AC

(Sumber: Tim Survei JICA)

Biaya transmisi daya adalah sebagai berikut.

$$3,093 \times 100 \times 0.1161 / (3GW \times 20\% \times 8760) = \text{USC } 6.8/\text{kWh}$$

Diperlukan peningkatan sistem AC untuk mengumpulkan sekitar 3.000 MW listrik di stasiun konverter AC/DC provinsi Kalimantan Barat. Mengingat kapasitas saluran transmisi 275kV adalah sekitar 500MW/saluran, maka diinginkan untuk membangun saluran transmisi 500kV baru sebagai sistem tulang punggung, sehingga biaya akan meningkat lebih lanjut selain di atas.

(3) Interkoneksi Sistem Jawa-Bali dan Sistem Sulawesi

Biaya interkoneksi antara sistem Jawa-Bali dan sistem Sulawesi juga diperhitungkan.

Tabel 8-17 Biaya Interkoneksi Sistem Sulawesi dan Sistem Jawa-Bali

(Juta USD)

DC converter station	648	Asumsi: Stasiun sisi Jawa terletak di timur Jakarta dan stasiun sisi Sulawesi terletak di provinsi Sulawesi Selatan.
Kabel HVDC	6,160	Asumsi: 1.400km
HVDC OHL	245	Asumsi: Jarak 50km di Jawa dan 300km di Sulawesi.
Total	7,053	Tidak termasuk peralatan AC

(Sumber: Tim Survei JICA)

Biaya transmisi daya adalah sebagai berikut.

$7,053 \times 100 \times 0.1161 / (3\text{GW} \times 20\% \times 8760) = \text{USC } 15.6/\text{kWh}$
Akan diperlukan untuk meng-upgrade sistem AC selain seperti di atas.

(4) Interkoneksi Sistem Jawa-Bali dan Sistem Papua

Biaya interkoneksi antara sistem Jawa-Bali dan sistem Papua juga diperhitungkan.

Tabel 8-18 Biaya Interkoneksi Sistem Papua dan Sistem Jawa-Bali

(Juta USD)

DC converter station	648	Asumsi: Stasiun sisi Jawa terletak di timur Jakarta dan stasiun sisi Papua terletak di provinsi Papua
Kabel HVDC	15,400	Asumsi: 3.500km
HVDC OHL	42	Asumsi: 50km di sisi Jawa dan 10km di sisi Papua
Total	16,090	Tidak termasuk peralatan AC

(Sumber; Tim Survei JICA)

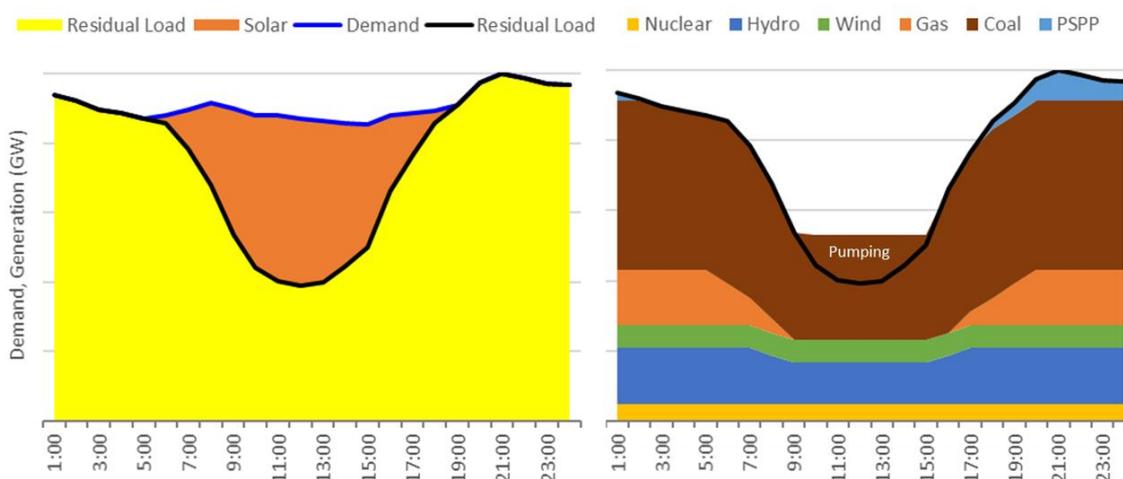
Biaya transmisi daya adalah sekitar
 $16,090 \times 100 \times 0.1161 / (3\text{GW} \times 20\% \times 8760) = \text{USC } 35.5/\text{kWh}$
Akan diperlukan untuk meng-upgrade sistem AC selain seperti di atas.

8.3 Penegasan/Usulan Faktor Kendala dan Reformasi Kelembagaan untuk mewujudkan Sistem Tenaga Listrik yang Mencapai Netralitas Karbon dan Stabilitas Sistem

Untuk mencapai netralitas karbon, sangat penting untuk memperkuat kemampuan penyesuaian frekuensi karena rasio sumber daya yang outputnya sering berfluktuasi dan acak, seperti pembangkit listrik fotovoltaik, harus ditingkatkan. Karena fasilitas tenaga fotovoltaik menghasilkan listrik hanya pada siang hari, ketika menghasilkan sejumlah besar tenaga fotovoltaik, kebutuhan residu pada siang hari setelah menerapkan tenaga surya akan berkurang secara signifikan, seperti pada Gambar 8-6, dan sumber daya selain tenaga surya harus diterapkan pada bentuk permintaan residual ini. Karena output pembangkit listrik termal harus serendah mungkin, maka perlu untuk memastikan elastisitas operasional di seluruh sistem. Untuk tujuan ini, perlu untuk mengambil langkah-langkah untuk secara signifikan mengurangi output dari alat pembangkit listrik termal seminimal mungkin dan untuk menghentikannya bila jumlah penekanan masih tidak mencukupi. Secara khusus, pembangkit listrik tenaga batu bara diharuskan untuk menurunkan outputnya ke output minimum yang dapat dioperasikan, dan pembangkit listrik tenaga gas diharuskan untuk menyediakan operasi start dan stop yang gesit dengan mempersingkat waktu mulai dan berhenti.

Namun, karena pembangkit listrik termal perlu memiliki fungsi penyesuaian frekuensi, terdapat batasan jumlah unit operasi dan jumlah penekanan keluaran. Apabila total kapasitas pembangkit listrik fotovoltaik melebihi batas penekanan keluaran pada pembangkit listrik termal tersebut, penekanan output mungkin akan diperlukan untuk peralatan pembangkit listrik fotovoltaik.

Oleh karena itu, untuk memastikan pasokan listrik yang stabil sambil menghindari penekanan output sistem pembangkit listrik fotovoltaik, mungkin perlu memasang peralatan penyimpanan daya seperti baterai dan pembangkit listrik tenaga air penyimpanan yang dipompa.



Gambar 8-6 Mengirimkan Sumber Pembangkit untuk Permintaan Residu dengan PV dalam Jumlah Besar

Kendala sistem yang diperlukan akan diperkirakan berdasarkan situasi keseimbangan pasokan dan permintaan serta situasi komposisi catu daya pada setiap tahun, dan akan dipertimbangkan apakah mungkin untuk menanganinya dengan peraturan dan struktur sektor ketenagalistrikan yang berlaku saat ini. Penanggulangan baru akan diusulkan apabila diperlukan.

Berdasarkan situasi ini, item tindakan yang akan diperlukan di masa depan dalam hal operasi sistem diatur sebagai berikut.

(1) Pembatasan pembangkit listrik PV karena kapasitas transmisi yang tidak mencukupi

Pada tahun 2060, jumlah pengembangan pembangkit listrik PV diharapkan menjadi 10GW hingga 120GW untuk jaringan Sumatera, sekitar 30GW untuk jaringan Jawa-Bali, 30GW hingga 70GW untuk jaringan Kalimantan dan 2GW hingga 15GW untuk jaringan Sulawesi dalam skenario yang dianggap optimal.

Karena kapasitas pembangkit listrik PV tergantung pada kondisi cuaca, terdapat kemungkinan besar bahwa lokasi pemasangan yang sesuai akan didistribusikan secara tidak merata, dan apabila lokasi pembangkit listrik PV terkonsentrasi di area terbatas dan fasilitas transmisi tidak dibangun dengan benar untuk memenuhi kapasitas pembangkit, kekurangan kapasitas transmisi dapat terjadi, yang dapat menyebabkan peristiwa di mana output pembangkit listrik harus dibatasi.

Oleh karena itu, perlu untuk secara berkala memeriksa konsistensi antara rencana pengembangan pembangkit dan rencana perluasan jaringan transmisi dengan mempertimbangkan prospek jangka menengah dan jangka panjang, dan penting untuk memperpanjang jangka waktu yang dicakup oleh rencana induk (masterplan), mempersingkat siklus pembaruan rencana, dan meningkatkan akurasi rencana.

Pertama-tama, kami percaya bahwa perlu untuk merumuskan rencana induk jangka panjang untuk 30 sampai 40 tahun ke depan.

(2) Pengurangan Pembangkitan PV karena ketidakseimbangan Permintaan dan Pasokan

Bersamaan dengan pengenalan pembangkit listrik PV, pengenalan fasilitas penyimpanan baterai (termasuk pembangkit listrik tenaga air yang dipompa) juga akan dilaksanakan, dan diasumsikan bahwa pada tahun 2060, 0GW hingga 35GW BESS (Battery Energy Storage System) akan dipasang pada jaringan Sumatera, 12GW hingga 30GW pada jaringan Kalimantan dan 0GW hingga 5GW pada jaringan Sulawesi.

BESS juga akan berperan dalam menghindari pengurangan output yang disebabkan oleh ketidakseimbangan permintaan dan pasokan dalam sistem secara keseluruhan dengan membebaskan kelebihan pembangkit PV pada siang hari dan melepaskan daya penyimpanan selama puncak malam hari.

Secara khusus, pada sistem jaringan Sumatera, diasumsikan bahwa pembangkit listrik tenaga surya akan bertanggung jawab atas hampir semua permintaan pada siang hari, menghasilkan daya lebih dari dua kali lipat permintaan saat mengisi kelebihan daya pada BES secara konstan. Terlepas dari kapasitas BESS yang besar, mungkin perlu untuk mengurangi kelebihan pembangkit PV tergantung pada permintaan.

Oleh karena itu, perlu dikembangkan suatu metode pengoperasian sistem tenaga listrik, seperti metode peramalan pembangkitan energi terbarukan, untuk mengurangi jumlah curtailment sebanyak mungkin. Penting juga untuk mempertimbangkan bagaimana menggunakan pembangkit surplus, seperti mengubahnya menjadi hidrogen hijau atau amonia hijau untuk penyimpanan.

(3) Peramalan Output Pembangkit Energi Terbarukan

Di Sumatera, bagian operasi sistem P3B Pusat Transmisi dan Muatan Sumatera, dan di Jawa-Bali, Pusat Dispatch Muatan Jawa Bali, memperkirakan kebutuhan daya hari berikutnya sehari sebelumnya, mempersiapkan rencana operasi untuk setiap fasilitas pembangkit listrik sesuai dengan perkiraan permintaan, dan mengkomunikasikan jadwal pengiriman pembangkit. Penyesuaian permintaan dan penawaran online dilakukan melalui automatic generation control (AGC).

Ketika telah membuat rencana penyesuaian permintaan dan pasokan (Day forward Generation Plan), seiring dengan meningkatnya rasio energi terbarukan, akurasi peramalan kapasitas pembangkit untuk energi terbarukan menjadi masalah besar. Saat ini, rasio energi terbarukan adalah rendah, sehingga akurasi tidak menjadi masalah, dan bahkan bila perkiraan pembangkitan sangat salah, maka tidak akan berdampak signifikan pada output operasional fasilitas pembangkit listrik lainnya. Namun, karena rasio variabel fasilitas energi terbarukan akan meningkat di masa depan, kesalahan dalam perkiraan pembangkit akan menyebabkan perubahan dalam output operasi setiap fasilitas pembangkit listrik pada hari perkiraan, yang

pada gilirannya dapat menyebabkan keruntuhan dalam pengiriman pembangkit listrik ekonomis dan peningkatan biaya pembangkit listrik.

Oleh karena itu, karena peramalan pembangkit listrik dari energi terbarukan akan menjadi penting, maka diperlukan pengenalan metode peramalan yang memanfaatkan informasi cuaca.

(4) Masalah tentang kontrol aliran daya jaringan

Diasumsikan bahwa koordinasi antara pembangunan fasilitas pembangkit listrik PV dan pekerjaan peningkatan jaringan transmisi untuk transmisi daya yang dihasilkan mungkin tidak sesuai, dan dalam hal ini, terdapat kekhawatiran bahwa aliran daya pada saluran transmisi dan transformator dapat menjadi kelebihan muatan.

Untuk mengatasi masalah kelebihan muatan tersebut, perlu dilakukan pembatasan pembangkit listrik pada pembangkit listrik PV. Pembatasan pembangkitan tersebut akan diwujudkan dengan mengirimkan perintah pembatasan dari pusat pengiriman ke pembangkit listrik PV yang mentransmisikan daya melalui jalur transmisi atau transformator yang bersangkutan.

Untuk pembatasan pembangkitan, kendali otomatis diharapkan, dan perlu untuk melengkapi AGC dengan fungsi kontrol aliran daya melalui kontrol pembangkitan. Dalam kasus jalur transmisi yang dioperasikan secara radial, jumlah pembatasan pembangkitan untuk setiap generator dapat dengan mudah dihitung. Namun, dalam kasus operasi loop, menghitung distribusi pembatasan pembangkitan untuk setiap generator PV menjadi cukup rumit, dan harus berhati-hati karena faktor distribusi untuk setiap generator PV akan terus berubah sesuai dengan perubahan output pada setiap generator PV.

Untuk mengurangi pembangkit energi terbarukan dalam mengurangi gangguan jaringan transmisi, perlu untuk meningkatkan output pembangkit listrik tenaga air dan pembangkit listrik termal di lokasi yang jauh untuk mengkompensasi penurunan pembangkit listrik, yang mengubah distribusi aliran daya dari sistem jaringan, dan dengan demikian mengubah karakteristik sistem. Operator sistem harus berhati-hati dengan stabilitas sistem daya, yang mungkin melemah akibat perubahan karakteristik jaringan.

(5) Evaluasi dampak pada stabilitas sistem (termasuk pengurangan gaya inersia dan sinkronisasi)

Ketika terjadi gangguan di sekitar jaringan di mana energi terbarukan saling berhubungan, tegangan pada titik sambungan turun secara signifikan, power conditioner (PCS) untuk sementara diblokir, dan pembangkit listrik dihentikan. Kemudian, ketika kesalahan dihilangkan dan tegangan kembali pulih, PCS dihidupkan ulang dan pembangkit listrik dilanjutkan.

Pembangkit listrik tenaga surya, yang merupakan mayoritas energi terbarukan, diharapkan terkonsentrasi di daerah yang relatif spesifik dengan kondisi cuaca yang baik. Apabila terjadi gangguan di sekitar pembangkit listrik, semua generator PV akan mati sekaligus, dan aliran daya pada saluran interkoneksi dengan daerah lainnya diperkirakan akan berfluktuasi secara signifikan, yang dapat menyebabkan gangguan antar daerah.

Untuk alasan ini, sangat penting untuk memverifikasi efek dari perjalanan generator RE simultan melalui simulasi, sejalan dengan peningkatan rasio energi terbarukan. Apabila fenomena yang tidak stabil diperkirakan akan terjadi sebagai akibatnya, desain dan pemasangan Skema Perlindungan Khusus (SPS) berikut mungkin diperlukan.

<Skema Perlindungan Khusus (SPS)>

Dalam hal masalah sistem ketika sejumlah besar pembangkit listrik energi terbarukan diperkenalkan, diharapkan pembangkit listrik energi terbarukan akan secara tidak perlu dan secara bersamaan trip karena kesalahan sistem, dan peristiwa berikut akan terjadi:

- Penurunan frekuensi karena kekurangan pembangkit.
- Under Voltage karena kehilangan tegangan mempertahankan generator.
- Muatan berlebih pada trafo dan jalur transmisi akibat perubahan aliran daya secara tiba-tiba.

Karena generator PV tidak memiliki gaya inersia atau sinkronisme, sistem tenaga akan meningkatkan potensi fluktuasi frekuensi dan ketidakstabilan transien dengan perluasan energi terbarukan.

Untuk mencegah pemadaman yang meluas, diperlukan beberapa jenis penanganan sebagai tanggapan terhadap fenomena tersebut, dan penanganan umum seperti pada gambar perlu dilakukan.

Penanganan dalam warna hijau disebut Remedial Action System (RAS) dan TEPCO memiliki keahlian hebat dalam RAS. Toshiba, Hitachi, dan Mitsubishi memiliki keahlian instalasi aktual untuk beberapa RAS.

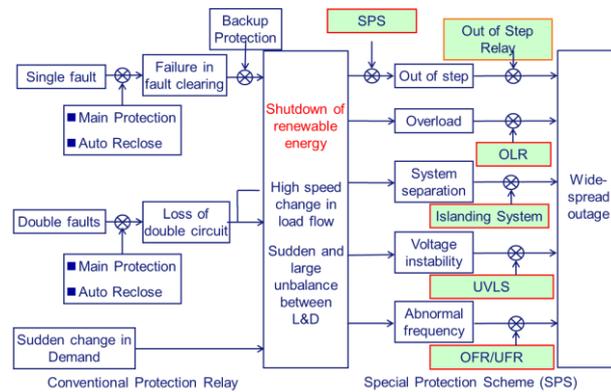
Baru-baru ini, Phasor Measurement Unit (PMU) yang dapat mengukur besaran tegangan busbar dan sudut fasa, serta arus jalur transmisi dengan sinkronisasi waktu melalui sinyal GPS, telah dipasang pada gardu induk. Berdasarkan data pengukuran kuantitas listrik dan status operasi jaringan yang ditangkap melalui sistem SCADA, SPS dapat mensimulasikan mode kegagalan cascading terlebih dahulu. Oleh karena itu, SPS dapat mengirim sinyal kontrol penstabil yang telah ditentukan sebelumnya ke peralatan kontrol yang ditunjuk bila kegagalan yang diharapkan dipicu, sehingga mencegah kegagalan cascading.

Selain itu, jaringan Sumatera diharapkan dapat dioperasikan sedemikian rupa sehingga pada siang hari, pembangkit listrik PV akan bertanggung jawab atas sekitar 80% dari permintaan, dan pembangkit listrik PV akan digunakan untuk mengisi baterai penyimpanan dengan kapasitas kW hampir sama dengan permintaan, dan rasio panas bumi, pembangkit listrik tenaga air, serta pembangkit listrik termal dengan inersia kemungkinan akan dikurangi menjadi sekitar 10% dari kapasitas pembangkit.

Dalam keadaan ini, apabila fasilitas pembangkit listrik dimatikan, maka kecepatan dan tingkat penurunan frekuensi akan sangat besar, dan terdapat kemungkinan bahwa pemadaman berjenjang akan terjadi akibat generator PV tidak dapat terus beroperasi dalam kondisi frekuensi rendah yang ekstrim. Kegagalan cascading dapat mengakibatkan pemadaman total seluruh jaringan.

Beberapa tindakan pencegahan saat ini sedang dipertimbangkan untuk masalah ini, seperti pada tabel di bawah ini, dan meskipun masih terdapat masalah yang harus diatasi dalam hal efektivitas biaya dan pengembangan teknologi, studi terus dilakukan.

Di antara langkah-langkah ini, efek dari kondensor sinkron dan set MG dapat diperkirakan menggunakan pendekatan yang sama seperti untuk generator sinkron konvensional, namun VSG masih dipelajari oleh produsen dan lembaga penelitian, dan perlu untuk memperjelas fungsi yang diperlukan untuk VSG dengan grid operator.



Gambar 8-7 Diagram Konseptual SPS

Tabel 8-19 Contoh langkah-langkah untuk meningkatkan inersia dan kekuatan sinkronisasi

Ukuran	Fitur	Masalah
Kondensor sinkron	<ul style="list-style-type: none"> Berputar pada kecepatan sinkron dan memberikan gaya inersia. Generator turbin uap dapat menjadi kondensor sinkron bila poros turbin terputus. 	<ul style="list-style-type: none"> Biaya perawatan yang tinggi karena mesin yang bergerak.
MG set	<ul style="list-style-type: none"> Menggabungkan energi terbarukan dan baterai penyimpanan dengan motor 	<ul style="list-style-type: none"> Biaya pemasangan yang relatif tinggi karena kebutuhan akan banyak fasilitas, seperti genset,

Ukuran	Fitur	Masalah
	sinkron. <ul style="list-style-type: none"> ● Generator sinkron yang terhubung dengan motor dapat mengeluarkan daya ke jaringan, atau menyerap daya dari jaringan dan mengisi daya dalam baterai. ● Memberikan gaya inersia dan cadangan pemintalan sesuai dengan kapasitas baterai penyimpanan. 	motor, baterai, dll.
VSG (Virtual Synchronous Generator)	<ul style="list-style-type: none"> ● Mengeluarkan pseudo-sinkronisasi dan gaya inersia dengan mengontrol inverter dan baterai penyimpanan yang dikombinasikan dengan catu daya inverter (PV, dll.). 	<ul style="list-style-type: none"> ● Inverter berkapasitas besar dan baterai penyimpanan diperlukan untuk mencapai karakteristik yang sama seperti generator. ● Apabila sejumlah besar VSG dimasukkan ke dalam jaringan, terdapat kekhawatiran bahwa sistem kontrol menjadi tidak stabil.

(6) Metode Operasi Sistem Daya

Ketika rasio energi terbarukan meningkat, metode operasi jaringan berubah dari metode saat ini dan menjadi lebih rumit. Untuk itu, operator sistem di P2B dan P3B perlu mempelajari tema-tema yang diharapkan terjadi ketika rasio energi terbarukan meningkat dan bagaimana cara mengatasinya.

(7) Mencerminkan informasi dalam kode koneksi jaringan

Saat menghubungkan energi terbarukan atau sistem baterai penyimpanan ke jaringan listrik, spesifikasi sistem dan persyaratan sambungan jaringan harus dinyatakan dengan jelas dalam kode jaringan sejak tahap awal ini sehingga jaringan tidak akan terpengaruh setelah penyambungan.

Secara khusus, karena energi terbarukan perlu dilengkapi dengan fungsi kontrol output untuk menghilangkan gangguan saluran transmisi dan transformator, energi terbarukan harus memiliki fungsi untuk menerima sinyal kontrol dari pusat pengiriman dan secara otomatis menyesuaikan output pembangkit listrik. Hal ini diperlukan untuk menentukan ini dalam kode grid.

(8) Verifikasi kWh

Untuk mengoperasikan jaringan secara stabil dan menjaga kualitas pasokan tenaga listrik, penting untuk memverifikasi ketersediaan untuk menanggapi kekurangan pembangkit listrik kWh karena kesalahan dalam peramalan permintaan, kesalahan dalam peramalan pembangkitan untuk pembangkit energi terbarukan, atau masalah generator.

Selain itu, perlu dipertimbangkan bagaimana mengamankan kemampuan untuk menyesuaikan keseimbangan permintaan dan pasokan seiring dengan meningkatnya rasio energi terbarukan.

Bab 9. Analisis Ekonomi dan Keuangan, dan Perencanaan Investasi

9.1 Penilaian Dampak Ekonomi/Keuangan

(1) Menentukan apa yang harus dievaluasi untuk dampak Ekonomi/Keuangan

Di Indonesia, peraturan penetapan harga karbon telah diumumkan, sebagaimana disebutkan dalam Bab 4. Saat ini sedang dilakukan persiapan untuk penerapan pajak karbon, dan dijadwalkan akan diterapkan pada pembangkit listrik tenaga batu bara mulai 1 April 2022.⁵⁹

Seperti disebutkan di atas dalam Bab 5, hidrogen dan amonia menarik perhatian sebagai teknologi dekarbonisasi. Di atas segalanya, teknologi yang terdapat untuk amonia telah ditetapkan, dibandingkan dengan hidrogen, dan co-firing sebagian amonia di pembangkit listrik tenaga batu bara memiliki hambatan teknis yang rendah dan diharapkan dapat dilakukan dalam waktu dekat.

Oleh karena itu, dalam bab ini, kami memutuskan untuk menguji evaluasi ekonomi untuk pembakaran parsial amonia di pembangkit listrik tenaga batu bara yang terdapat dari sudut pandang memperkenalkan pajak karbon.

(2) Kondisi evaluasi dampak ekonomi / keuangan

Kondisi evaluasi adalah sebagai berikut.

- Co-firing amonia 20% di pembangkit listrik tenaga batu bara yang tersedia
- 20 tahun beroperasi dari 2041 hingga 2060 setelah renovasi
- Masa renovasi adalah satu tahun
- Biaya O&M sama setelah renovasi (tidak terdapat perubahan)
- Harga karbon adalah variabel untuk mengevaluasi dampak keuangan

(3) Spesifikasi untuk evaluasi ekonomi

Nilai numerik yang dijelaskan dalam Bab 7 digunakan sebagai spesifikasi untuk evaluasi ekonomi.

Tabel 9-1 Spesifikasi untuk evaluasi ekonomi

	Biaya konstruksi	Efisiensi	Faktor kapasitas	Biaya bahan bakar
Satuan	USD/kW	%	%	USC/kWh
Batu bara (USC)	1,468.74	44	75	2.43
Amonia (USC)	1,696.01	44	75	15.59

(Sumber: Tim Survei JICA)

Kedepannya, diharapkan biaya tetap peralatan produksi amonia akan turun secara bertahap sesuai dengan tingkat kematangan teknologi. Transisi harga amonia akan dievaluasi di bawah ini. Amonia biru saat ini lebih murah untuk impor.

Saat ini, harga amonia hijau jauh lebih tinggi daripada amonia biru, jadi dalam bab ini, kami memutuskan untuk menggunakan amonia biru, yang memiliki biaya yang relatif rendah.

⁵⁹ "Indonesia: pengenalan peraturan penetapan harga karbon mulai April 2022" (JOGMEC, 2022/1/27)
https://mric.jogmec.go.jp/news_flash/20220127/165483/

Tabel 9-2 Harga amonia

Harga Amonia (USC/Mcal)	BLUE NH ₃ (Manufaktur dalam negeri)	BLUE NH ₃ (Impor dari Australia)
2040	7.97	5.58
2041	7.92	5.49
2042	7.83	5.43
2043	7.77	5.38
2044	7.68	5.29
2045	7.59	5.23
2046	7.53	5.14
2047	7.44	5.08
2048	7.35	5.02
2049	7.30	4.93
2050	7.21	4.87
2051	7.15	4.78
2052	7.06	4.73
2053	6.97	4.67
2054	6.91	4.58
2055	6.82	4.52
2056	6.73	4.43
2057	6.68	4.37
2058	6.59	4.28
2059	6.53	4.22
2060	6.44	4.16

(Sumber: Tim Survei JICA)

Emisi CO₂ per kWh di pembangkit listrik tenaga batubara adalah sebagai berikut.

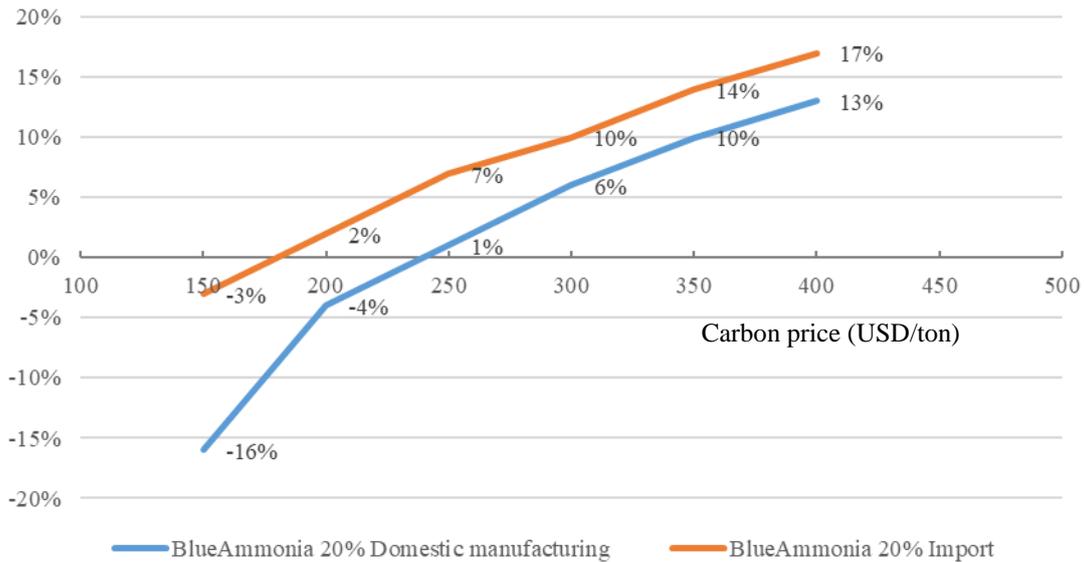
Tabel 9-3 Emisi CO₂ per kWh

	Bahan bakar	Efisiensi		Faktor Emisi CO ₂
		g-CO ₂ /MJ	kg-CO ₂ /Mcal	kg-CO ₂ /kWh
Batu bara (USC)	Batu bara	93.7	0.3924	44%
				0.767

(Sumber: Tim Survei JICA)

(4) Hasil evaluasi dampak ekonomi/keuangan

Dalam situasi di mana pembangkit listrik tenaga batu bara yang tersedia dilakukan renovasi untuk co-firing amonia 20% dan dioperasikan selama 20 tahun, CAPEX dan biaya bahan bakar amonia akan digunakan sebagai biaya, serta pengurangan bahan bakar batu bara dan kontribusi pengurangan biaya karbon karena 20% co-firing amonia akan digunakan sebagai pendapatan. Perhitungan FIRR dilakukan dan hasilnya adalah sebagai berikut.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 9-1 Perubahan FIRR akibat harga karbon

Apabila harga karbon 50 USD/ton atau 100 USD/ton, diperlukan waktu lama untuk memulihkan biaya perbaikan peralatan dan biaya bahan bakar, sehingga FIRR akan negatif secara signifikan (tidak dapat diestimasi).

Pada 200 USD/ton, maka akan menjadi 2% untuk amonia biru impor dan -4% untuk amonia biru yang diproduksi di dalam negeri. Harga karbon 250 USD/ton diperlukan untuk menghasilkan keuntungan bagi amonia biru yang diproduksi di dalam negeri.

Dengan cara ini, saat ini, untuk mewujudkan efisiensi ekonomi dalam co-firing amonia biru 20%, diperlukan harga karbon 200 hingga 250 USD/ton. Efisiensi ekonomi amonia hijau lebih parah.

(5) Evaluasi dampak ekonomi/keuangan

Untuk mewujudkan efisiensi ekonomi untuk biaya penguatan pembangkit listrik tenaga batu bara yang tersedia untuk co-firing amonia 20%, dari hanya dengan mengurangi jumlah bahan bakar batubara dan berkontribusi pada pengurangan biaya karbon sebesar 20% co-firing amonia, maka diperlukan untuk menetapkan harga karbon yang tinggi.

Saat ini, bahkan di Swedia, yang memiliki salah satu pajak karbon tertinggi di dunia, sebesar 119 EUR/tCO₂, perlu untuk menetapkan jumlah yang melebihi nilai tersebut. Namun, pajak karbon dapat naik dari tahun 2040 hingga 2060 dan diharapkan efisiensi ekonomi dapat terjamin karena faktor ini. Dalam bab ini, efisiensi ekonomi dievaluasi hanya melalui pengurangan bahan bakar batu bara dan kontribusinya terhadap pengurangan biaya karbon, namun pada kenyataannya, diharapkan langkah-langkah lingkungan lainnya akan diterapkan dan lingkungan bisnis akan berubah dari tahun 2040 hingga 2060.

Untuk mempromosikan dekarbonisasi, dapat dikatakan bahwa perlakuan preferensial dari sumber daya terdekarbonisasi diperlukan dalam hal area selain harga karbon.

Langkah-langkah perlakuan khusus yang dapat dipertimbangkan termasuk subsidi pemerintah, pinjaman bunga rendah, dan menambahkan target ke langkah-langkah hijau yang tersedia. Di Indonesia, Kementerian Keuangan saat ini memperkenalkan penerbitan obligasi hijau dan kebijakan fiskal (insentif pajak) untuk transisi ke ekonomi hijau, namun hal ini ditargetkan untuk energi terbarukan seperti pembangkit listrik tenaga panas bumi, beberapa tenaga surya, serta tenaga air kecil

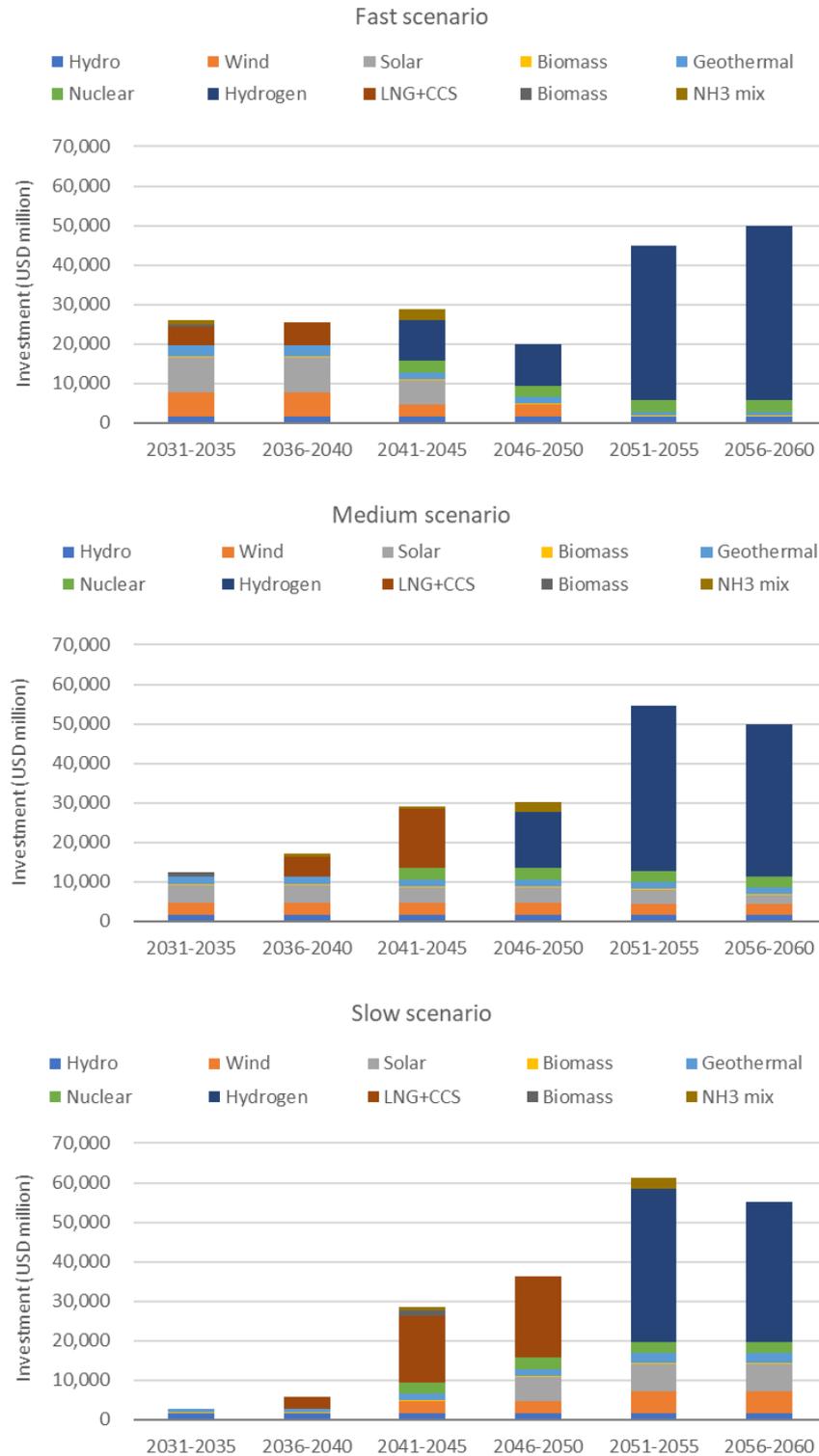
dan menengah. Oleh karena itu, tidak diterapkan pada co-firing pembangkit listrik tenaga batu bara yang tersedia.

Selain itu, pinjaman bunga rendah dari bank pembangunan multilateral dapat dibayangkan, namun bahkan untuk proyek-proyek yang berkontribusi pada pengurangan emisi CO₂, dukungan akan sulit diperoleh bila proyek tersebut dipandang mengarah pada langkah-langkah perpanjangan masa pakai untuk pembangkit listrik tenaga batu bara yang tersedia.

Dari sudut pandang operator, proyek-proyek tersebut tidak hanya mengantisipasi pengurangan biaya karbon, tetapi juga melakukan upaya untuk mengurangi emisi CO₂ sebanyak mungkin saat ini karena banyak halangan menghadang keberlanjutan pembangkit listrik tenaga batu bara. Dengan menunjukkan sikap upaya untuk mengurangi emisi CO₂ sebanyak mungkin, diasumsikan akan terdapat keinginan untuk memperoleh pemahaman untuk melanjutkan pengoperasian pembangkit listrik tenaga batu bara.

9.2 Rencana Investasi

Transisi jumlah investasi yang dibutuhkan untuk setiap skenario dalam sistem Jawa-Bali (permintaan tinggi) yang tercakup dalam Bab 7 ditunjukkan di bawah ini.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 9-2 Perubahan jumlah investasi yang diperlukan untuk setiap skenario

Skenario Cepat akan membutuhkan investasi besar mulai tahun 2031 untuk menghapuskan pembangkit listrik tenaga batu bara yang tidak efisien yang berusia lebih dari 30 tahun pada tahap awal. Dalam skenario Lambat, jumlah investasi dari 2031 hingga 2040 sangat kecil akibat umur pembangkit listrik tenaga batu bara yang dibangun sebelum tahun 2000 diperpanjang dengan menerapkan co-firing biomassa dan co-firing amonia. Namun, mulai tahun 2041, pembangkit listrik tenaga batu bara yang tersedia secara bertahap akan dihapuskan, sehingga jumlah investasi pada tahun-tahun terakhir akan meningkat. Dalam kedua skenario, pembangkit listrik tenaga batu bara yang saat ini sedang dibangun diharapkan akan diubah menjadi tenaga pembakaran hanya amonia pada tahun 2060 dan terus beroperasi setelah tahun 2061, namun pembangkit listrik tenaga batu bara akan terus beroperasi. Apabila hal ini terjadi, maka akan banyak mengeluarkan CO₂, sehingga kemungkinan besar harus dihilangkan. Dalam kasus seperti itu, pembangunan pembangkit listrik termal nol-emisi alternatif akan diperlukan, yang selanjutnya meningkatkan investasi yang diperlukan.

Dalam kedua skenario tersebut, investasi peralatan pembangkit listrik di jaringan Jawa-Bali akan membutuhkan total lebih dari USD 200 miliar selama 30 tahun dari tahun 2031 hingga 2060. Sebagian besar dari investasi ini akan ditanggung oleh investasi dana swasta, tetapi prinsip perilaku bisnis swasta pada dasarnya adalah optimasi parsial untuk memaksimalkan keuntungan mereka sendiri, dan tidak harus bertujuan untuk optimasi keseluruhan sistem. Konfigurasi sumber daya tidak diperhitungkan dalam perhitungannya. Dalam hal operasi jaringan, untuk menjamin keandalan pasokan yang dibutuhkan, sejumlah pembangunan akan diperlukan setiap tahun sesuai dengan pertumbuhan permintaan, tetapi pembangkit listrik akan dikembangkan hanya dengan dana swasta. Dalam hal ini, karena keputusan pembangunan diserahkan kepada operator bisnis swasta, terdapat kekhawatiran bahwa pembangunan tidak akan selalu dilakukan seperti yang diharapkan oleh operator jaringan dan keandalan pasokan yang dibutuhkan tidak dapat dipertahankan. Untuk alasan ini, perlu untuk menetapkan skema insentif yang mempertimbangkan pengamanan kapasitas pasokan untuk memenuhi keandalan pasokan yang diperlukan dan panduan tentang konfigurasi catu daya yang bertujuan untuk optimalisasi sistem secara keseluruhan. Sebagai gagasan konkret, dapat dibayangkan skema di mana pasar kapasitas terbentuk dalam beberapa tahun, jumlah yang dibutuhkan (kW) dan jenis sumber listrik yang dibutuhkan disajikan kepada operator bisnis swasta, dan pemenangnya ditentukan melalui tender.

Bab 10. Roadmap untuk Dekarbonisasi

10.1 Rencana Tindakan

Pada setiap bab setelah Bab 5, item yang akan diterapkan untuk mencapai netralitas karbon pada tahun 2060 diusulkan. Berikut adalah ringkasan informasi tersebut sebagai rencana tindakan.

Tabel 10-1 Rencana Tindakan

Item utama	Item tertentu	Entitas pelaksana
Hydrogen, Ammonia	Pembentukan seluruh rantai pasokan amonia (rencana induk)	KESDM
	FS dan uji demonstrasi untuk co-firing amonia di pembangkit listrik tenaga batu bara	PLN
	Ekspansi produksi amonia yang ada di Indonesia	KESDM
	Pengenalan teknologi produksi hidrogen/amonia baru	Pabrikan
	Pengenalan teknologi produksi hidrogen/amonia hijau	Pabrikan
	FS dan uji demonstrasi untuk co-firing hidrogen di pembangkit listrik termal GTCC	PLN
	FS dan uji demonstrasi untuk pembakaran amonia pada pembangkit listrik termal GTCC	Pabrikan
Biomassa	FS dan uji demonstrasi untuk co-firing biomassa di pembangkit listrik tenaga batu bara	PLN
LNG	Pengembangan kebijakan untuk mempromosikan pengenalan LNG di Indonesia	KESDM
	Perumusan Rencana Induk LNG	PLN
	Studi kelayakan untuk konversi bahan bakar menjadi hidrogen pada pembangkit berbahan bakar LNG yang ada	PLN
CCUS	Pengembangan kebijakan untuk mempromosikan pengenalan CCS di Indonesia	KESDM
	Pengembangan masterplan pengenalan CCS di Indonesia	KESDM
	Studi kelayakan dan uji demonstrasi untuk proyek CCS di lokasi tertentu	PLN
Wind, Solar	Pembentukan rencana induk sistem tenaga yang berfokus pada peningkatan jaringan dan pengembangan energi terbarukan	PLN
Hydro	Perumusan rencana pembangunan yang komprehensif untuk daerah aliran sungai di mana pembangunan merupakan prioritas tinggi	PLN
Geothermal	Studi tentang langkah-langkah pengurangan/penghindaran risiko teknis pada setiap fase investigasi/pengembangan/operasi	KESDM, PLN
Baterai	Studi tentang insentif untuk memperkenalkan baterai penyimpanan	KESDM
Perencanaan pengembangan daya	Tinjauan potensi energi terbarukan	KESDM, PLN
	Studi tentang Visi Jangka Panjang yang Terperinci	PLN
Perencanaan sistem, Operasi sistem	Perumusan rencana induk sistem tenaga yang mempertimbangkan pembatasan output fasilitas pembangkit tenaga surya karena kapasitas transmisi yang tidak mencukupi	PLN
	Studi tentang peralatan penyimpanan daya dengan mempertimbangkan pembatasan output energi terbarukan karena keseimbangan antara pasokan dan permintaan dalam sistem secara keseluruhan	PLN
	Peramalan Output Pembangkit Energi Terbarukan	PLN
	Studi tentang isu-isu mengenai kontrol aliran daya jaringan	PLN
	Evaluasi dampak pada stabilitas sistem (termasuk pengurangan gaya inersia dan sinkronisasi)	PLN
	Pelatihan Metode Pengoperasian Sistem Tenaga setelah memperkenalkan RE dalam jumlah besar	PLN
	Mencerminkan informasi dalam aturan koneksi jaringan (Review of Grid Code)	KESDM
	Verifikasi kapasitas yang dapat disesuaikan (ΔkWh)	PLN

(Sumber: Tim Survei JICA)

10.2 Roadmap

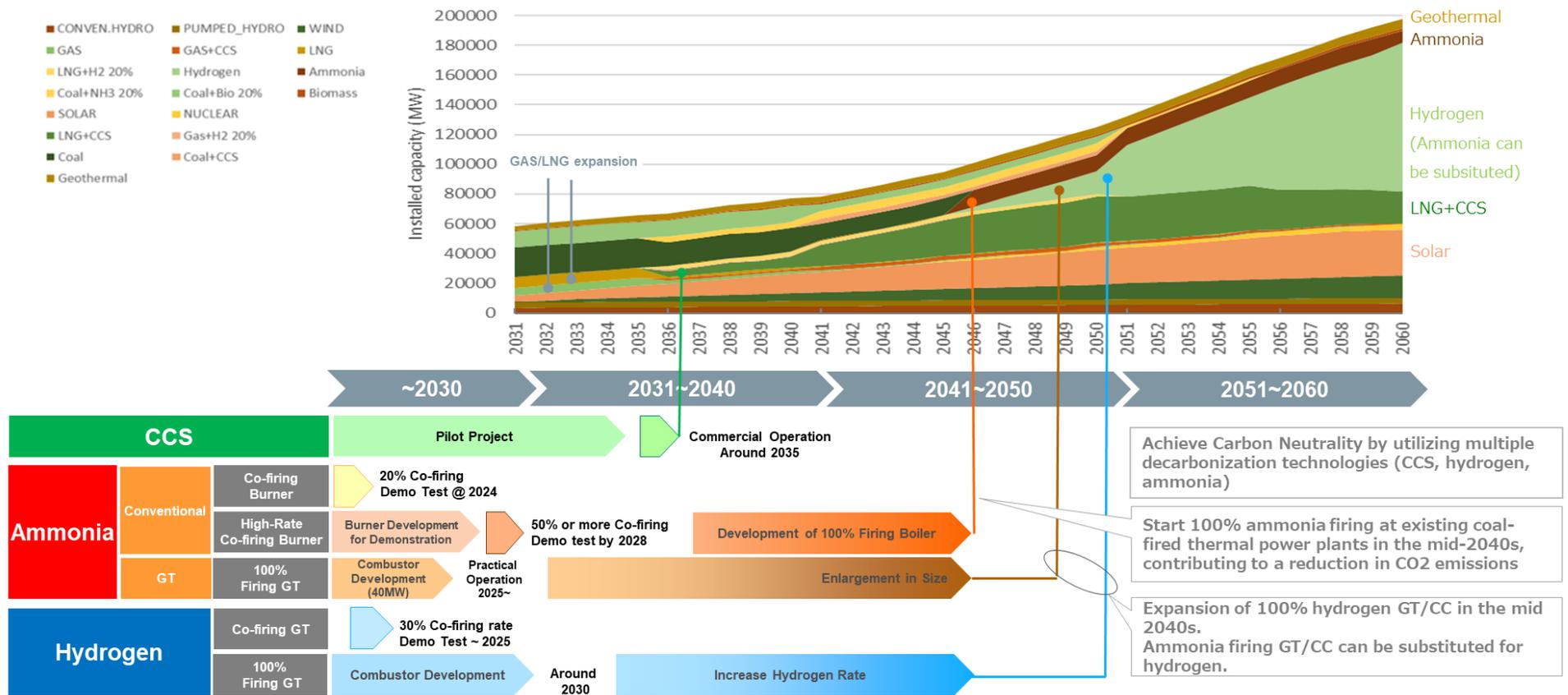
Roadmap (Peta jalan), yang memperhitungkan waktu implementasi untuk rencana tindakan yang ditunjukkan pada bagian sebelumnya, ditunjukkan di bawah ini.

Tabel 10-2 Roadmap

Items	2022	2023	2024	2025	2026	after 2026
Hydrogen, ammonia, biomass						
Formation of the entire ammonia supply chain (master plan)						
FS and demonstration test for ammonia co-firing at coal-fired power plants						
Expansion of existing ammonia production in Indonesia						
Introduction of new hydrogen/ammonia production technologies						
Introduction of green hydrogen/ammonia production technologies						
FS and demonstration test for hydrogen co-firing at GTCC thermal power plants						
FS and demonstration test for ammonia firing at GTCC thermal power plants						
FS and demonstration test for biomass co-firing at coal-fired power plants						
LNG						
Policy development to promote LNG introduction in Indonesia						
Formulation of LNG master plan						
Feasibility study for fuel conversion to hydrogen at existing LNG fired plants						
CCUS						
Policy development to promote CCS introduction in Indonesia						
Development of master plan for the introduction of CCS in Indonesia						
Feasibility study and demonstration tests for CCS projects at specific locations						
Renewable energy, storage batteries						
Formation of a power system master plan focused on RE development						
Formulation of a comprehensive hydropower development plan for river basins						
Study on technical risk reduction/avoidance measures for geothermal						
Study on incentives for introducing storage batteries						
Power development planning						
Review of renewable energy potential						
Study on detailed long-term vision						
System planning, system operation						
Formulation of power system master plan						
Study on power storage equipment considering the output curtailment of RE						
Forecasting renewable energy generation output						
Study on issues concerning network power flow control						
Evaluation of impact on system stability						
Training on system operation methods after introducing large amounts of RE						
Reflecting information in grid connection code (Review of Grid Code)						
Verification of adjustable capacity (Δ kWh)						

(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 10-1 menunjukkan peta jalan untuk teknologi dekarbonisasi termal.



(Sumber: Tim Survei JICA)

Gambar 10-1 Roadmap/Peta Jalan untuk Teknologi Dekarbonisasi Termal

Bab 11. Usulan Program Kerjasama JICA Power Sector

11.1 Prioritas Item Rencana Tindakan

Rencana tindakan yang ditunjukkan pada Bab 10 pada dasarnya mencantumkan hal-hal yang harus dilaksanakan oleh pihak Indonesia. Namun, upaya dekarbonisasi baru saja dimulai di Indonesia, dan dukungan dari negara lainnya sangat penting. Oleh karena itu, item-item dalam rencana tindakan ini diprioritaskan berdasarkan indeks yang ditunjukkan di bawah ini, dengan mempertimbangkan kemungkinan dukungan dari Jepang.

Tabel 11-1 Indeks untuk mengevaluasi dan memprioritaskan setiap ukuran dukungan

	Item evaluasi	Berat	Arti dari setiap indeks
A	Urgensi	5	Indeks ini menunjukkan tingkat urgensi langkah-langkah dukungan yang harus segera ditangani di mana masalah telah terjadi dan menimbulkan dampak negatif.
B	Perlunya dukungan	4	Indeks ini mengukur perlunya dukungan berdasarkan kebutuhan pihak Indonesia. Indeks ini mengidentifikasi proyek-proyek investasi infrastruktur yang harus dikembangkan dengan pendanaan publik karena efektivitas biayanya mengingat manfaatnya bagi perekonomian nasional, meskipun Financial Internal Rate of Return (FIRR) dari proyek itu sendiri tidak tinggi dan investasi oleh sektor swasta tidak bisa diharapkan.
C	Konsistensi dengan kebijakan pemerintah Indonesia	4	Indeks ini mengukur apakah ukuran dukungan tersebut sejalan dengan kebijakan pemerintah Indonesia.
D	Kemungkinan menerapkan teknologi dan pengalaman Jepang	4	Indeks ini mengevaluasi kemungkinan penerapan teknologi dan pengalaman Jepang dalam suatu pendekatan.
E	Kemungkinan bekerja sama dengan donor lainnya	1	Indeks ini mengukur apakah terdapat kemungkinan melibatkan donor lainnya atau tidak.
F	Dampak lingkungan	2	Indeks ini untuk mengevaluasi dampak terhadap lingkungan sekitar dan iklim global.

(Sumber: Tim Survei JICA)

Tabel 11-2 menunjukkan hasil evaluasi untuk setiap ukuran dukungan.

Tabel 11-2 Hasil Evaluasi Prioritas untuk setiap Tindakan Dukungan

Berat	A	B	C	D	E	F	Total Nilai
	5	4	4	4	1	2	
Pembentukan seluruh rantai pasokan amonia (rencana induk).	3	4	4	5	3	5	80
FS dan uji demonstrasi untuk co-firing amonia pada pembangkit listrik tenaga batu bara.	4	5	4	5	4	5	90
Eksipasi produksi amonia yang terdapat di Indonesia.	3	4	3	3	3	3	64
Pengenalan teknologi produksi hidrogen/amonia baru.	2	3	3	3	2	3	54
Pengenalan teknologi produksi hidrogen/amonia hijau.	1	4	2	4	2	5	57
FS dan uji demonstrasi untuk co-firing hidrogen pada pembangkit listrik termal GTCC.	4	4	3	4	3	5	77
FS dan uji demonstrasi untuk pembakaran amonia pada pembangkit listrik termal GTCC.	2	4	2	5	2	5	66
FS dan uji demonstrasi untuk co-firing biomassa pada pembangkit listrik tenaga batu bara.	5	4	5	5	3	3	90
Pengembangan kebijakan untuk mempromosikan pengenalan LNG di Indonesia.	4	3	4	3	3	3	69
Perumusan Rencana Induk LNG.	5	5	4	4	2	3	85
Studi kelayakan untuk konversi bahan bakar menjadi hidrogen pada pembangkit berbahan bakar LNG yang tersedia.	3	3	3	4	4	5	69
Pengembangan kebijakan untuk mempromosikan pengenalan CCS di Indonesia.	4	4	4	3	3	3	73
Pengembangan masterplan pengenalan CCS di Indonesia.	5	4	4	4	3	3	82
Studi kelayakan dan uji demonstrasi untuk proyek CCS di lokasi tertentu.	4	4	4	4	3	3	77
Pembentukan masterplan sistem tenaga yang berfokus pada peningkatan jaringan dan pengembangan energi terbarukan.	5	5	3	4	4	4	85
Perumusan rencana pembangunan yang komprehensif untuk daerah aliran sungai dimana pembangunan merupakan prioritas utama.	4	4	3	4	4	4	76
Kajian tentang langkah-langkah pengurangan/penghindaran risiko teknis di setiap fase investigasi/pengembangan/operasi.	5	4	4	5	4	4	89
Studi tentang insentif untuk memperkenalkan baterai penyimpanan.	3	3	3	3	4	3	61
Tinjauan potensi energi terbarukan.	5	4	4	3	4	4	81
Studi tentang Visi Jangka Panjang yang Terperinci.	5	5	5	4	3	4	92
Perumusan rencana induk sistem tenaga yang mempertimbangkan pembatasan keluaran fasilitas pembangkit tenaga surya karena kapasitas transmisi yang tidak mencukupi.	4	5	4	4	3	3	81
Studi tentang peralatan penyimpanan daya dengan mempertimbangkan pembatasan keluaran energi terbarukan karena keseimbangan antara pasokan dan permintaan dalam sistem secara keseluruhan.	3	4	3	4	4	3	69
Peramalan Output Pembangkit Energi Terbarukan.	3	4	3	5	3	3	72
Studi tentang isu-isu tentang kontrol aliran daya jaringan.	3	4	3	4	4	3	69
Evaluasi dampak pada stabilitas sistem (termasuk pengurangan gaya inersia dan sinkronisasi).	3	4	3	4	4	3	69
Pelatihan Metode Pengoperasian Sistem Tenaga setelah memperkenalkan RE dalam jumlah besar.	4	4	3	4	4	3	74
Mencerminkan informasi dalam aturan koneksi jaringan (Review of Grid Code).	5	5	4	4	3	3	86
Verifikasi kapasitas yang dapat disesuaikan (ΔkWh)	4	4	4	4	3	3	77

: Langkah-langkah dukungan yang mencetak 80 poin atau lebih

(Sumber: Tim Survei JICA)

Tindakan dukungan yang telah memperoleh 80 poin atau lebih (dari 100 poin) dianggap sebagai tindakan prioritas untuk dilaksanakan. Detailnya akan dijelaskan pada bagian selanjutnya.

11.2 Usulan Tindakan Dukungan Prioritas

11.2.1 Dukungan untuk Implementasi co-firing pada Pembangkit Listrik Tenaga Batubara yang tersedia

Tiga proyek berikut diusulkan sebagai proyek “Dukungan untuk pelaksanaan co-firing pada Pembangkit Listrik Tenaga Batubara”.

- FS dan uji demonstrasi untuk co-firing amonia pada pembangkit listrik tenaga batu bara.
- FS dan uji demonstrasi untuk co-firing biomassa pada pembangkit listrik tenaga batu bara.
- Dukungan untuk desain kelembagaan untuk mempromosikan co-firing pada pembangkit listrik tenaga batu bara.

Adapun jadwal ketiga proyek tersebut adalah sebagai berikut. PLN telah mengumumkan implementasi co-firing biomassa pada 52 pembangkit listrik tenaga batu bara yang tersedia. Pelaksanaan FS dan uji demonstrasi untuk co-firing biomassa pada pembangkit listrik tenaga batu bara yang tersedia sejalan dengan niat PLN, dan perlu segera direalisasikan. Apabila implementasi uji demonstrasi disertakan, kerjasama keuangan akan diperlukan, dan tergantung pada skalanya, kerjasama melalui proyek demonstrasi internasional NEDO dll. dapat dipertimbangkan.

Uji demonstrasi dilakukan untuk tujuan mengkonfirmasi efek, kinerja dan biaya operasi/pemeliharaan, dan terdapat atau tidak adanya dampak serius, untuk mempromosikan difusi teknologi yang belum matang untuk diverifikasi. Untuk alasan ini, dalam proyek percontohan internasional NEDO, perlu bagi perusahaan swasta yang memiliki teknologi untuk menunjukkan bahwa mereka menyumbangkan sejumlah dana.

Ini akan menjadi percobaan pertama co-firing biomassa pada pembangkit listrik tenaga batu bara berkapasitas besar di Indonesia, namun teknologinya telah diterapkan di banyak pembangkit listrik di Jepang, dan sudah melewati tahap uji demonstrasi. Apabila pihak Indonesia ingin melakukan co-firing alih-alih uji demonstrasi, akan dimungkinkan untuk memberikan dukungan dengan mengajukan pinjaman yen dan pinjaman investasi luar negeri. Namun, bahkan untuk proyek yang berkontribusi pada pengurangan emisi CO₂, diperkirakan dukungan akan sulit diperoleh bila logika pemberi pinjaman adalah proyek yang akan mengarah pada tindakan perpanjangan masa pakai untuk pembangkit listrik tenaga batu bara yang tersedia.

Tabel 11-3 Agenda Pelaksanaan untuk Dukungan Pelaksanaan co-firing pada Pembangkit Listrik Tenaga Batubara yang tersedia

Items	2022	2023	2024
Implementation of Feasibility Study and Demonstration Test			
FS and demonstration test for ammonia co-firing at coal-fired power plants			
FS and demonstration test for biomass co-firing at coal-fired power plants			
Support for institutional design for promotion of co-firing at coal-fired PPs			

(Sumber: Tim Survei JICA)

Konten dukungan khusus ditunjukkan di bawah ini.

(1) FS dan uji demonstrasi untuk co-firing amonia pada pembangkit listrik tenaga batu bara

Saat ini, pembangkit listrik berbahan bakar batu bara merupakan sumber listrik utama di Indonesia, namun untuk mengurangi emisi CO₂, pembangkit yang sudah tua perlu dihentikan sesegera mungkin, dimulai dengan yang paling tidak efisien. Untuk mengurangi emisi CO₂ secara bertahap sambil mengamankan pasokan yang stabil dalam sistem, akan efektif untuk memasang kembali pembangkit listrik termal berbahan bakar batubara ini sebagai pembangkit pembakaran campuran amonia dan pembangkit pembakaran eksklusif.

Untuk mewujudkan pembakaran campuran amonia pada pembangkit listrik tenaga batu bara yang tersedia, perlu untuk memeriksa secara komprehensif perkuatan fasilitas, pengadaan bahan bakar, pengoperasian dan efisiensi ekonomi. Untuk melaksanakan studi ini secara efisien, diperlukan kerjasama dari pabrikan fasilitas yang tersedia dan perusahaan pembangkit listrik dengan keahlian pembakaran campuran. Banyak perusahaan Jepang yang terlibat dalam proyek IPP berbahan bakar batu bara USC terbaru di Indonesia, dan mudah untuk mendapatkan kerjasama dalam co-firing dan penembakan eksklusif di masa depan. Oleh karena itu, akan efektif untuk memilih pembangkit percontohan dari ini dan memberikan dukungan untuk memajukan FS dan uji demonstrasi.

(2) FS dan uji demonstrasi untuk co-firing biomassa pada pembangkit listrik tenaga batu bara

Meskipun pembangkit listrik tenaga batu bara merupakan salah satu sumber daya penting di Indonesia, dalam jangka pendek mungkin penting untuk mengurangi emisi CO₂ dari pembangkit listrik tenaga batu bara dengan memastikan pasokan listrik yang stabil dengan menggunakan pembangkit yang tersedia, mengingat meningkatnya angin sakal global menuju pembangkit listrik tenaga batu bara. Co-firing biomassa dengan penguatan pembangkit listrik tenaga batu bara yang tersedia merupakan teknologi rendah karbon yang diharapkan segera berdampak, dan harus segera direalisasikan.

Untuk mewujudkan pembakaran campuran biomassa pada pembangkit listrik tenaga batu bara yang tersedia, perlu untuk memeriksa secara komprehensif penguatan fasilitas, pengadaan bahan bakar, operabilitas, dan efisiensi ekonomi. Kerja sama dari produsen fasilitas yang tersedia dan generator listrik dengan keahlian pembakaran campuran efektif untuk pemeriksaan ini.

Secara khusus, proyek IPP berbahan bakar batubara terbaru di Indonesia telah mengadopsi boiler USC yang efisien secara termal, yang memungkinkan untuk memasok lebih banyak listrik dari sumber daya biomassa yang terbatas, dan mempermudah pemulihan biaya perkuatan karena sisa masa pakai yang lama.

Diharapkan bahwa promosi retrofitting co-firing biomassa sebagai proyek kerjasama baru oleh JICA, dengan menggunakan pembangkit listrik tenaga batu bara efisiensi tinggi terbaru sebagai pembangkit percontohan, akan menjadi langkah yang efektif untuk mewujudkan perluasan co-firing biomassa pada pembangkit yang tersedia.

(3) Dukungan untuk desain kelembagaan untuk mempromosikan co-firing pada pembangkit listrik tenaga batu bara

Ketika menerapkan co-firing amonia atau co-firing biomassa sebagai bisnis, pertanyaan tentang bagaimana mengamankan dana menjadi sangat penting. Seperti disebutkan dalam Bab 9, apabila penghindaran sederhana biaya karbon untuk emisi CO₂ dianggap sebagai keuntungan, maka tidak akan ekonomis kecuali bila harga satuan biaya karbon sangat tinggi. Untuk itu, bagi badan usaha yang memiliki PLTU batu bara, tidak terdapat insentif untuk menerapkan co-firing dengan prinsip ekonomi sederhana.

Di sisi lain, kebijakan pemerintah Indonesia adalah untuk mewujudkan masyarakat rendah karbon, dan perlu untuk mendorong pengenalan co-firing pada pembangkit listrik tenaga batu bara yang tersedia sebagai langkah untuk mengurangi emisi CO₂ pada tahap awal. Untuk mempromosikan kebijakan tersebut, perlu untuk memperkenalkan sistem preferensial yang mencakup dukungan keuangan dari pemerintah. Selain mempromosikan remodeling co-firing biomassa tersebut di atas sebagai proyek kerjasama JICA yang baru, dengan memberikan dukungan untuk merancang dan meluncurkan sistem preferensial tersebut di Indonesia, mengacu pada sistem pendukung di Jepang, diharapkan implementasi biomassa co-firing pada 52 PLTU batu bara tersedia yang akan dilakukan PLN akan berjalan lancar.

11.2.2 Perumusan Rencana Induk

Rencana induk adalah visi jangka panjang dan rencana penting yang akan dimasukkan ke dalam rencana nasional yang menjadi dasar kebijakan negara. Pada dasarnya, perumusan akan dilakukan sekitar 10 tahun sekali, dan setelah perumusan, fasilitas akan terbentuk sesuai dengan rencana. Dengan

demikian, perlu dirumuskan suatu rencana induk yang berwawasan jangka panjang berdasarkan rencana dasar nasional, dan sangat berarti untuk memberikan dukungan terhadap rumusan tersebut. Proyek-proyek yang dijelaskan dalam rencana induk/*masterplan* pada dasarnya adalah proyek-proyek yang harus dilaksanakan dengan prioritas. Untuk itu, sangat penting bagi perusahaan yang ingin mengimplementasikan suatu proyek di Indonesia pada masa mendatang agar proyek-proyek masuk dalam rencana induk. Dari sudut pandang ini, memberikan dukungan untuk perumusan rencana induk diharapkan dapat memberikan efek menguntungkan bagi perusahaan yang ingin melaksanakan proyek di Indonesia pada masa depan.

Lima proyek berikut diusulkan sebagai proyek “Perumusan Rencana Induk”.

- Pembentukan seluruh rantai pasokan amonia (rencana induk)
- Perumusan rencana induk LNG
- Pengembangan rencana induk pengenalan CCS di Indonesia
- Pelajari visi jangka panjang yang terperinci
- Perumusan rencana induk sistem tenaga

Adapun jadwal kelima proyek tersebut adalah sebagai berikut. Dari jumlah tersebut, “Perumusan rencana induk LNG” dan “Studi tentang visi jangka panjang yang terperinci” adalah langkah-langkah dukungan yang mendesak dan perlu segera direalisasikan.

Tabel 11-4 Jadwal Pelaksanaan Penyusunan Rencana Induk

Items	2022	2023	2024
Master Plan Formulation			
Formation of the entire ammonia supply chain (master plan)		[Bar chart showing activity from 2023 to 2024]	
Formulation of LNG master plan	[Bar chart showing activity from 2022 to 2023]		
Development of master plan for the introduction of CCS in Indonesia		[Bar chart showing activity from 2023 to 2024]	
Study on detailed long-term vision	[Bar chart showing activity from 2022 to 2023]		
Formulation of power system master plan		[Bar chart showing activity from 2023 to 2024]	

(Sumber: Tim Survei JICA)

Konten dukungan khusus ditunjukkan di bawah ini.

(1) Pembentukan seluruh rantai pasokan amonia (rencana induk)

Seluruh rantai pasokan amonia perlu dibentuk di masa depan, dan dukungan harus diberikan untuk rancangan kelembagaan, pengembangan hulu, penanganan transportasi laut, dan pengetahuan lainnya yang diperlukan untuk membangun rantai pasokan ini.

(2) Perumusan rencana induk LNG

Salah satu kesimpulan studi ini mengakui bahwa pembangkit listrik berbahan bakar LNG (termasuk implementasi CCS) diperlukan sebagai bagian dari campuran pasokan listrik pada tahun 2060 dan sebagai jembatan sampai tujuan netralitas karbon pada tahun 2060. LNG telah diperkenalkan di Indonesia, namun selain FSRU yang merupakan terminal penerima utama yang telah dikembangkan selama ini, perlu mempertimbangkan pengenalan terminal penerima LNG darat dengan skalabilitas yang sangat baik dan pembangunan infrastruktur perifer seperti jaringan pipa. Di antara fasilitas ini, fasilitas port dan penyimpanan sangat mahal, dan mungkin lebih ekonomis untuk membangunnya sebagai fasilitas bersama daripada membangunnya sendiri-sendiri oleh masing-masing pembangkit listrik.

Mempertimbangkan hal-hal tersebut, maka dalam memperkenalkan LNG di Indonesia, penting untuk merumuskan masterplan pengembangan terminal penerima LNG (fasilitas pelabuhan impor dan

fasilitas penyimpanan) dan pipa, serta melanjutkan pembangunan fasilitas sesuai dengan rencana induk. Secara khusus, studi berikut akan dilakukan.

- Pemilihan lokasi kandidat untuk terminal penerima LNG (dengan mempertimbangkan lokasi pembangkit listrik termal yang tersedia dan lokasi pembangkit listrik masa depan)
- Ukuran terminal penerima LNG (jumlah tempat berlabuh, kapasitas dan jumlah fasilitas penyimpanan dan alat penguap/vaporizer, dll.)
- Konsep jaringan pipa
- Pertimbangan pemanfaatan untuk tujuan selain pembangkit listrik

(3) Pengembangan rencana induk pengenalan CCS di Indonesia

Untuk mempromosikan proyek CCS masa depan, penting untuk menetapkan rencana induk pengembangan CCS dari perspektif jangka panjang, dan melanjutkan pembangunan dan pengoperasian fasilitas sesuai dengan rencana ini. Secara khusus, studi berikut akan dilakukan.

- Survei lokasi yang cocok untuk penyimpanan CO₂ di Indonesia
- Studi holistik tentang sumber emisi CO₂, termasuk pembangkit listrik termal dan fasilitas industri lainnya
- Perkiraan berapa banyak CO₂ yang akan dihasilkan dan untuk berapa lama
- Studi konfigurasi jaringan pipa transportasi/skema pengiriman CO₂
- Pilih lokasi untuk uji demonstrasi kombinasi pembangkit listrik termal dan CCS, berdasarkan lokasi penyimpanan CO₂ yang paling layak dan status terkini dari pembangkit listrik termal yang tersedia (batu bara atau gas) dari pertimbangan di atas.

(4) Studi tentang visi jangka panjang terperinci

Dalam melakukan survei ini, ketika mencocokkan kondisi studi dengan PLN mengenai prakiraan permintaan hingga tahun 2060, ada permintaan dari PLN untuk melakukan analisis prakiraan permintaan berdasarkan alasan numerik, seperti asumsi untuk indikator ekonomi, karena PLN telah diminta dengan dasar numerik yang jelas untuk penjelasan eksternal. PLN memahami bahwa sulit untuk menangani peramalan permintaan berdasarkan asumsi indikator ekonomi, dll. dalam survei ini karena tidak termasuk dalam ruang lingkup bisnis, dan dua kasus permintaan (kasus Tinggi saat ini diramalkan oleh PLN dan Kasus Rendah saat ini diperkirakan melalui pendekatan linier berdasarkan perkiraan permintaan RUPTL) dipelajari. Selain karena survei ini tidak berdasarkan permintaan resmi dari pemerintah Indonesia, periode pelaksanaan survei yang sangat singkat (sekitar 3 bulan) sehingga survei dilakukan dalam kondisi sulit untuk mendapatkan data rinci yang diperlukan. Tidak dapat disangkal bahwa survei adalah studi kasar yang didasarkan pada asumsi besar secara detail karena dilakukan berdasarkan informasi publik pada situs web, dll.

Dalam diskusi dengan PLN, diminta agar kebutuhan listrik diperkirakan berdasarkan indikator ekonomi dan akumulasi peralatan utama yang menggunakan daya, dan diharapkan PLN akan sangat tertarik untuk mengimplementasikan proyek ini.

Untuk itu, sebaiknya mengkaji secara rinci visi jangka panjang setelah membahas secara mendalam detail tersebut dengan PLN. Contoh konten studi ditunjukkan di bawah ini.

- Studi tentang perkiraan permintaan (perkiraan berdasarkan indikator ekonomi dan akumulasi peralatan utama yang menggunakan daya, dll.)
- Studi tentang perubahan bentuk permintaan berdasarkan tren pengenalan EV dan solar atap
- Studi tentang komposisi sumber daya terperinci berdasarkan perubahan permintaan per jam pada setiap sistem (waktu muatan puncak, tarif tengah malam, faktor beban harian, dll.)
- Perumusan rencana pengembangan tenaga listrik jangka panjang, dengan rencana konversi bahan bakar (termasuk co-firing) dan rencana penghapusan yang memperhitungkan tahun-tahun mulai beroperasinya pembangkit listrik yang tersedia
- Studi tentang komposisi sumber daya menggunakan potensi tenaga surya yang sesuai, dan studi rinci tentang efek interkoneksi antara setiap sistem berdasarkan hal tersebut

Untuk merumuskan rencana yang konsisten, lebih baik menerapkan studi rencana induk terpadu yang mencakup LNG dan sistem tenaga dalam proyek yang sama. Namun, apabila dilakukan secara terpisah,

sebaiknya dimulai melakukan penyusunan masterplan LNG dan sistem tenaga berdasarkan hasil studi ini (pada tahap dimana kesimpulan dapat dilihat sampai batas tertentu), sehingga adalah mungkin untuk merumuskan rencana yang konsisten.

(5) Perumusan rencana induk sistem daya

Karena kapasitas pembangkit listrik PV tergantung pada kondisi cuaca, terdapat kemungkinan besar bahwa lokasi pemasangan yang sesuai akan didistribusikan secara tidak merata, dan apabila lokasi pembangkit listrik PV terkonsentrasi di area terbatas dan fasilitas transmisi tidak dibangun dengan benar untuk memenuhi kapasitas pembangkit, kekurangan kapasitas transmisi dapat terjadi, yang dapat menyebabkan peristiwa di mana output pembangkit listrik harus dibatasi.

Oleh karena itu, perlu untuk secara berkala memeriksa konsistensi antara rencana pengembangan pembangkit dan rencana perluasan jaringan transmisi dengan mempertimbangkan prospek jangka menengah dan jangka panjang, dan penting untuk memperpanjang jangka waktu yang dicakup oleh rencana induk, mempersingkat siklus pembaruan rencana, dan meningkatkan akurasi rencana tersebut. Pertama-tama, kami percaya bahwa perlu untuk merumuskan rencana induk jangka panjang untuk 30 sampai 40 tahun ke depan.

11.2.3 Proyek Kerjasama Teknis

Proyek kerjasama teknis pada dasarnya adalah proyek untuk mendukung pengembangan kapasitas staf PLN (atau Kementerian ESDM). Tiga proyek berikut diusulkan sebagai “Proyek Kerjasama Teknis”.

- Studi tentang langkah-langkah pengurangan/penghindaran risiko teknis untuk pengembangan panas bumi
- Tinjauan potensi energi terbarukan
- Mencerminkan informasi dalam aturan koneksi jaringan (Review of Grid Code)

Adapun jadwal ketiga proyek tersebut adalah sebagai berikut. Pada dasarnya, ini adalah tindakan dukungan yang mendesak, dan perlu segera direalisasikan.

Tabel 11-5 Jadwal Pelaksanaan Proyek Kerjasama Teknis

Items	2022	2023	2024
Technical Cooperation Projects			
Study on technical risk reduction/avoidance measures for geothermal	██████████		
Review of renewable energy potential	██████████		
Reflecting information in grid connection code (Review of Grid Code)	██████████		

(Sumber: Tim Survei JICA)

Konten dukungan khusus ditunjukkan di bawah ini.

(1) Studi tentang langkah-langkah pengurangan/penghindaran risiko teknis untuk pengembangan panas bumi

Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC), New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), dll. sedang mengembangkan teknologi yang terkait dengan pengembangan dan pemanfaatan energi panas bumi di Jepang.

Teknologi ini akan berkontribusi pada upaya pengembangan panas bumi di Indonesia dengan mengurangi risiko pada setiap tahap penyelidikan/pengembangan/operasi. Dengan berbagi informasi tentang teknologi ini dengan para insinyur Indonesia dan menerapkan teknologi dengan tepat, maka akan memungkinkan untuk mempromosikan lebih banyak pengembangan panas bumi, dan diharapkan dapat berkontribusi pada upaya karbonisasi rendah.

(2) Tinjauan potensi energi terbarukan

Dalam survei ini, nilai numerik yang dijelaskan dalam RUPTL (nilai berdasarkan Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), 2017) digunakan sebagai besaran potensial untuk energi terbarukan. Berdasarkan hal tersebut, potensi tenaga surya di Indonesia adalah 208 GW, namun dalam diskusi dengan Kementerian ESDM dilaporkan terdapat potensi 3.200 GW atau lebih.

Potensi tenaga surya merupakan faktor yang sangat penting dalam mencapai netralitas karbon, dan fakta bahwa informasi yang menyimpang begitu banyak memiliki pengaruh besar pada komposisi sumber daya optimal yang diperoleh sebagai hasilnya. Dalam asumsi potensial ini, perbedaan kondisi asumsi dianggap sebagai faktor perbedaan utama, namun bila kebijakannya adalah untuk secara aktif mengembangkan energi terbarukan untuk mencapai netralitas karbon masa depan, survei potensi terperinci harus dilakukan berdasarkan kebijakan tersebut. Secara khusus, perlu dilakukan tidak hanya studi *rough desk* menggunakan penggambaran satelit, tetapi juga studi konfirmasi melalui survei lapangan dengan menggunakan konsultan lokal.

(3) Merefleksikan informasi dalam aturan koneksi jaringan (Review of Grid Code)

Saat menghubungkan energi terbarukan atau sistem baterai penyimpanan ke jaringan listrik, spesifikasi sistem dan persyaratan sambungan jaringan harus dinyatakan dengan jelas dalam aturan jaringan sejak tahap awal ini sehingga jaringan tidak akan terpengaruh setelah penyambungan. Di Jepang, di mana pengenalan energi terbarukan variabel seperti tenaga surya dan tenaga angin sudah berlangsung, peristiwa yang mempengaruhi jaringan setelah koneksi diketahui, dan ketentuan untuk menghindari efek buruk tercermin dalam Aturan Jaringan. Dari sudut pandang ini, dukungan Jepang dinilai sangat efektif.

Bab 12. Kegiatan untuk Memperluas Kemungkinan Ekspansi Perusahaan Jepang ke Luar Negeri

12.1 Seminar Lokal

Seminar bagi perusahaan Jepang di Indonesia diadakan dengan tujuan untuk mempromosikan bisnis mereka dalam mencapai karbonisasi rendah/dekarbonisasi di sektor ketenagalistrikan Indonesia masa depan. Karena situasi COVID-19, maka seminar diadakan secara online. Puluhan perusahaan dan organisasi Jepang berpartisipasi dalam seminar tersebut, dan dari pihak Indonesia, PLN dan Kementerian ESDM juga berpartisipasi. Garis besar seminar adalah sebagai berikut.

(1) **Garis besar seminar**

(a) Tanggal dan waktu

Tanggal: 26 Januari 2022

Waktu: 10:00 – 13:00 (Waktu Jakarta)

(b) Venue

Virtual/daring

(c) Program

1	10:00-10:05	Sambutan Pembukaan (JICA)
2	10:05-12:20	Presentasi <ul style="list-style-type: none">● Melaporkan status saat ini dari survei “Survei Pengumpulan Data tentang Sektor Tenaga Listrik di Indonesia untuk Dekarbonisasi” (Tim Survei JICA).1) Teknologi karbonisasi rendah/dekarbonisasi untuk Pembangkit Listrik Tenaga Panas2) Teknologi stabilisasi sistem3) Prasyarat dan Hasil Simulasi Operasi <i>Supply/Demand</i>4) Gagasan tentang Dukungan Masa Depan JICA ● Upaya Indonesia menuju karbonisasi rendah dan dekarbonisasi (PLN)
3	12:20-12:55	Tanya Jawab dan Diskusi (semua peserta dan pemateri)
4	12:55-13:00	Penutup (JICA)

(d) Bahasa

Bahasa Indonesia dan Jepang (dengan Consecutive Interpreting).

(e) Peserta

Perusahaan Jepang yang berkepentingan dengan karbonisasi rendah/dekarbonisasi di sektor tenaga listrik Indonesia.

12.2 Undangan ke Jepang

Undangan pejabat Indonesia ke Jepang direncanakan dengan tujuan untuk bertukar pendapat dengan pejabat Jepang terkait dengan langkah-langkah karbonisasi rendah/dekarbonisasi, serta meningkatkan pengetahuan mereka tentang teknologi karbonisasi rendah/dekarbonisasi. Namun, hal tersebut dibatalkan karena situasi COVID-19.