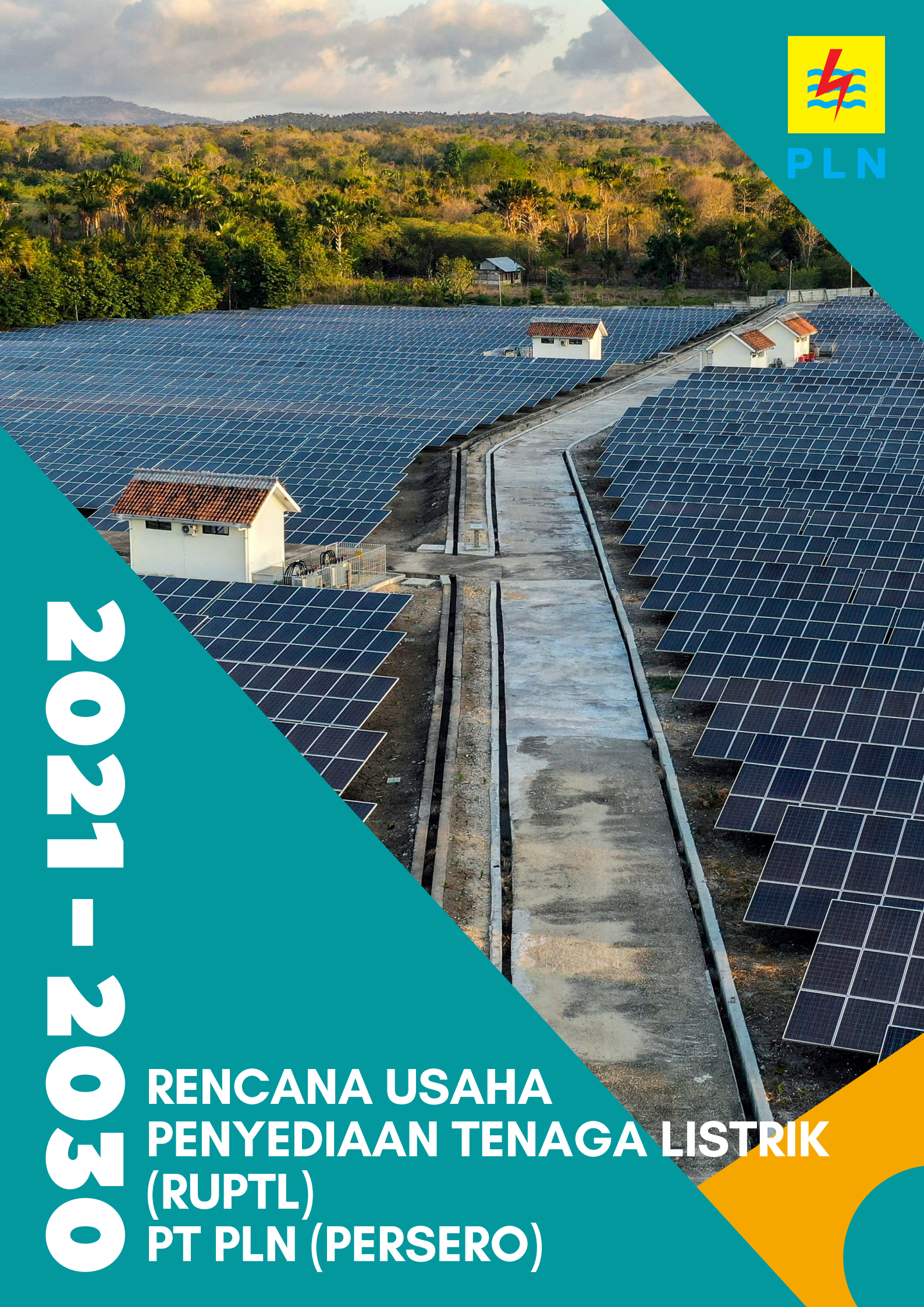


PLN

2021 - 2030

RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK (RUPTL) PT PLN (PERSERO)

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA

KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR : 188.K/HK.02/MEM.L/2021
TENTANG
PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO)
TAHUN 2021 SAMPAI DENGAN TAHUN 2030

DENGAN RAHMAT TUHAN YANG MAHA ESA

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

Menimbang : a. bahwa sesuai dengan ketentuan Pasal 25 ayat (3) Peraturan Pemerintah Nomor 25 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Bidang Energi dan Sumber Daya Mineral, perubahan rencana usaha penyediaan tenaga listrik harus mendapatkan pengesahan dari Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral;

b. bahwa untuk meningkatkan rasio elektrifikasi, mendukung pencapaian target bauran energi baru dan terbarukan, dan menurunkan emisi gas rumah kaca, perlu meningkatkan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan terutama pembangkit tenaga listrik yang bersumber dari energi baru dan terbarukan;

c. bahwa pandemi *corona virus disease* 2019 (COVID-19) berdampak terhadap melemahnya pertumbuhan ekonomi yang mempengaruhi dinamika pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan, sehingga perlu

penyesuaian proyek dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2021 sampai dengan Tahun 2030;

d. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a, huruf b, dan huruf c , perlu menetapkan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2021 sampai dengan Tahun 2030;

Mengingat : 1. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2007 Nomor 96, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4746);

2. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2009 Nomor 133, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5052);

3. Undang-Undang Nomor 11 Tahun 2020 tentang Cipta Kerja (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2020 Nomor 245, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 6573);

4. Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2012 Nomor 28, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5281) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014 tentang Perubahan atas Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2014 Nomor 75, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5530);

5. Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2014 Nomor 300, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5609);
6. Peraturan Pemerintah Nomor 25 tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Bidang Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2021 Nomor 35, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 6637);
7. Peraturan Presiden Nomor 68 Tahun 2015 tentang Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2015 Nomor 132) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 105 Tahun 2016 tentang Perubahan atas Peraturan Presiden Nomor 68 Tahun 2015 tentang Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 289);
8. Peraturan Presiden Nomor 3 Tahun 2016 tentang Percepatan Pelaksanaan Proyek Strategis Nasional (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 4) sebagaimana telah beberapa kali diubah terakhir dengan Peraturan Presiden Nomor 109 Tahun 2020 tentang Perubahan Ketiga atas Peraturan Presiden Nomor 3 Tahun 2016 tentang Percepatan Pelaksanaan Proyek Strategis Nasional (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2020 Nomor 259);
9. Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 8) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 14 Tahun 2017 tentang Perubahan atas Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2017 Nomor 27);

10. Peraturan Presiden Nomor 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2017 Nomor 43);
11. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 11 Tahun 2021 tentang Pelaksanaan Usaha Ketenagalistrikan (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2021 Nomor 671);
12. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 15 Tahun 2021 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2021 Nomor 733);
13. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 143 K/20/MEM/2019 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional Tahun 2019 sampai dengan Tahun 2038;

Memperhatikan : Surat Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Nomor 49362/REN.01.01/C01000000/2021 tanggal 16 September 2021 hal Permohonan Pengesahan RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2021 – 2030 dan Nomor 52049/REN.01.01/C01000000/2021 tanggal 27 September 2021 hal Permohonan Pengesahan RUPTL PT PLN (Persero) 2021 – 2030 (R4);

MEMUTUSKAN:

Menetapkan : KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2021 SAMPAI DENGAN TAHUN 2030.

KESATU : Mengesahkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2021 sampai dengan Tahun 2030, yang selanjutnya disebut RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2021 s.d. Tahun 2030, dengan rincian tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan Menteri ini.

KEDUA : RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2021 s.d. Tahun 2030 sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU memuat pokok-pokok sebagai berikut:

a. proyeksi rata-rata pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik sebesar 4,9% (empat koma sembilan persen);

b. total rencana pembangunan pembangkit tenaga listrik sebesar 40.575 (empat puluh ribu lima ratus tujuh puluh lima) megawatt, dengan rincian:

1. pembangkit tenaga listrik yang bersumber dari energi baru dan terbarukan sebesar 20.923 (dua puluh ribu sembilan ratus dua puluh tiga) megawatt atau setara dengan 51,6% (lima puluh satu koma enam persen) dari total pembangkit tenaga listrik; dan
2. pembangkit tenaga listrik yang bersumber dari energi fosil sebesar 19.652 (sembilan belas ribu enam ratus lima puluh dua) megawatt atau setara dengan 48,4% (empat puluh delapan koma empat persen) dari total pembangkit tenaga listrik;

c. target bauran energi baru dan terbarukan pembangkitan tenaga listrik pada akhir tahun 2025 sebesar 23,0% (dua puluh tiga koma nol persen);

d. total rencana pembangunan jaringan transmisi sebesar 47.723 (empat puluh tujuh ribu tujuh ratus dua puluh tiga) kilometer sirkuit;

e. total rencana pembangunan gardu induk sebesar 76.662 (tujuh puluh enam ribu enam ratus enam puluh dua) megavolt ampere;

f. total rencana pembangunan jaringan distribusi sebesar 456.547 (empat ratus lima puluh enam ribu lima ratus empat puluh tujuh) kilometer sirkuit; dan

g. total rencana pembangunan gardu distribusi sebesar 31.095 (tiga puluh satu ribu sembilan puluh lima) megavolt ampere.

KETIGA : PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) wajib mengutamakan pembangunan pembangkit tenaga listrik yang bersumber dari energi baru dan terbarukan dalam RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2021 s.d. Tahun 2030 sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU.

KEEMPAT : Untuk mendukung peningkatan kualitas lingkungan dan kesehatan kota, dapat dilakukan penambahan pembangkit tenaga listrik yang bersumber dari sampah kota di luar rincian sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU setelah memperoleh persetujuan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral berdasarkan hasil evaluasi dan rekomendasi dari Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi.

KELIMA : Penambahan pembangkit tenaga listrik yang bersumber dari sampah kota sebagaimana dimaksud dalam Diktum KEEMPAT menjadi bagian yang tidak terpisahkan dari RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2021 s.d. Tahun 2030 sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU.

KEENAM : PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) wajib menyampaikan laporan perkembangan pelaksanaan RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2021 s.d. Tahun 2030 sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU secara berkala setiap 3 (tiga) bulan kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral melalui Direktur Jenderal Ketenagalistrikan dan sewaktu-waktu apabila diperlukan.

KETUJUH : Pada saat Keputusan Menteri ini mulai berlaku, Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 39 K/20/MEM/2019 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2019 sampai dengan Tahun 2028, dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.

KEDELAPAN : Keputusan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 28 September 2021

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

ARIFIN TASRIF

Tembusan:
1. Menteri Koordinator Bidang Kemaritiman dan Investasi
2. Menteri Koordinator Bidang Perekonomian
3. Menteri Dalam Negeri
4. Menteri Keuangan
5. Menteri Perencanaan Pembangunan Nasional/Kepala Bappenas
6. Menteri Badan Usaha Milik Negara
7. Sekretaris Jenderal, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
8. Inspektur Jenderal, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
9. Para Direktur Jenderal di lingkungan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
10. Para Gubernur di seluruh Indonesia
11. Kepala Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi
12. Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEPALA BIRO HUKUM,

M. Idris F. Sihite

LAMPIRAN

KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA

NOMOR : 188.K/HK.02/MEM.L/2021

TANGGAL : 28 September 2021

TENTANG

PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2021 SAMPAI DENGAN TAHUN 2030

RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2021 SAMPAI DENGAN TAHUN 2030

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI ..... **i**
DAFTAR GAMBAR ..... **vi**
DAFTAR TABEL ..... **x**
DAFTAR LAMPIRAN ..... **xviii**
SINGKATAN DAN KOSAKATA ..... **xx**

BAB I **I-1**
PENDAHULUAN **I-1**
1.1. Latar Belakang I-1
1.2. Landasan Hukum I-3
1.3. Visi dan Misi Perusahaan I-4
1.4. Tujuan dan Sasaran Penyusunan RUPTL I-5
1.5. Proses Penyusunan RUPTL dan Penanggungjawabnya I-5
1.6. Ruang Lingkup dan Wilayah Usaha I-8
1.7. Sistematika Dokumen RUPTL I-10

BAB II **II-1**
STRATEGI PENGEMBANGAN INFRASTRUKTUR PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK DAN PENJUALAN TENAGA LISTRIK **II-1**
2.1. Strategi untuk Melayani Pertumbuhan Kebutuhan Tenaga Listrik II-1
2.2. Strategi Pengembangan Kapasitas Pembangkit II-3
2.3. Strategi Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk II-21
2.4. Strategi Pengembangan Sistem Distribusi II-28
2.4.1 Kriteria Perencanaan Distribusi II-29
2.4.2 Rencana Implementasi *Electric Vehicle* II-32
2.4.3 Rencana Implementasi *Rooftop PV* II-36
2.4.4 Program Dedieselisasi PLTD II-38
2.4.5 Rencana Implementasi *Smart Grid* II-39
2.5. Strategi Elektrifikasi Desa yang Belum Berlistrik (Pengembangan Listrik Perdesaan) II-46
2.6. Strategi Penyelesaian Proyek Ex-APBN dan Proyek - Proyek Terkendala II-52
2.7. Strategi Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca (GRK) II-54

BAB III III-1
KETERSEDIAAN SUMBER ENERGI DAN STRATEGI PEMANFAATANNYA III-1
3.1 Sumber Energi Baru III-5
3.2 Sumber Energi Terbarukan III-11
3.3 Sumber Energi Tak Terbarukan III-44

BAB IV IV-1
KONDISI USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK IV-1
4.1 Gambaran Umum Kondisi Sistem Tenaga Listrik IV-1
4.2 Kondisi Penjualan Tenaga Listrik IV-7
4.2.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik IV-7
4.2.2 Realisasi Jumlah Pelanggan IV-13
4.2.3 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik (Triliun Rp) IV-15
4.3 Kondisi Sistem Pembangkitan IV-17
4.3.1 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit IV-17
4.3.2 Realisasi Daya Mampu Neto (DMN) Pembangkit IV-19
4.3.3 Ralisasi Jumlah Unit Pembangkit IV-21
4.3.4 Realisasi Produksi Tenaga Listrik IV-22
4.3.5 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer IV-25
4.4 Kondisi Sistem Transmisi IV-26
4.4.1 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi IV-26
4.4.2 Realisasi Susut Transmisi IV-26
4.4.3 Realisasi Kapasitas Trafo GI IV-26
4.4.4 Realisasi Pemakaian Sendiri GI IV-27
4.4.5 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik IV-27
4.5 Kondisi Sistem Distribusi IV-27
4.5.1 Realisasi Sistem Distribusi IV-27
4.5.2 Realisasi SAIDI dan SAIFI IV-28

BAB V V-1
RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2021–2030 ..... V-1
5.1. Perubahan-Perubahan Terhadap RUPTL 2019-2028 ..... V-1
5.1.1 Perubahan untuk Sumatera V-2
5.1.2 Perubahan untuk Jawa, Madura dan Bali V-4
5.1.3 Perubahan untuk Kalimantan V-6

5.1.4 Perubahan untuk Sulawesi V-9
5.1.5 Perubahan untuk Maluku, Papua dan Nusa Tenggara V-12
5.2. Penanggulangan Permasalahan Jangka Pendek V-16
5.2.1 Wilayah Sumatera V-16
5.2.2 Wilayah Jawa Bali V-18
5.2.3 Wilayah Indonesia Timur V-21
5.3. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik..... V-21
5.3.1 Pertumbuhan Ekonomi V-25
5.3.2 Pertumbuhan Penduduk.....V-29
5.3.3 Tarif Listrik.....V-30
5.3.4 Rasio Elektrifikasi.....V-31
5.3.5 Asumsi yang digunakan untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan V-31
5.3.6 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik.....V-41
5.4. Proyeksi Jumlah Pelanggan V-46
5.5. Perencanaan Pembangkitan Tenaga Listrik V-47
5.5.1 Kategorisasi Kandidat Pembangkit V-47
5.5.2 Program Pembangunan Ketenagalistrikan 35.000 MW V-48
5.5.3 Partisipasi Pengembang Pembangkit Listrik (IPP) V-49
5.5.4 Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur Berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015. .....V-50
5.5.5 Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang V-51
5.5.6 Rencana Relokasi PLTGU ke Sistem di Luar Jawa.....V-51
5.5.7 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia V-53
5.5.8 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Sumatera V-55
5.5.9 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Jawa, Madura dan Bali V-64
5.5.10 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Kalimantan.....V-71
5.5.11 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Sulawesi V-78
5.5.12 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara V-85
5.6. Proyeksi Bauran Energi (*Energy Mix*) Pembangkitan..... V-93
5.6.1 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia V-93
5.6.2 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Sumatera V-103
5.6.3 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali.....V-107
5.6.4 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Kalimantan .V-111

5.6.5 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Sulawesi V-113
5.6.6 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara V-116
5.7. Proyeksi Emisi Gas Rumah Kaca (GRK).....V-119
5.8. Proyek Pendanaan Karbon V-127
5.9. Perencanaan Jaringan Transmisi dan Gardu Induk V-128
5.9.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Sumatera.....V-129
5.9.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Jawa, Madura dan Bali.....V-133
5.9.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Kalimantan.....V-138
5.9.4. Pengembangan Sistem Penyaluran Sulawesi V-142
5.9.5. Pengembangan Sistem Penyaluran Maluku, Papua dan Nusa Tenggara.....V-148
5.10. Pengembangan Sistem Distribusi.....V-153
5.10.1. Pengembangan Sistem Distribusi Sumatera.....V-153
5.10.2. Pengembangan Sistem Distribusi Jawa, Madura dan Bali.....V-154
5.10.3. Pengembangan Sistem Distribusi Kalimantan.....V-155
5.10.4. Pengembangan Sistem Distribusi Sulawesi V-155
5.10.5. Pengembangan Sistem Distribusi Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara V-156
5.11. Interkoneksi Antar Sistem Tenaga.....V-156
5.12. Pengembangan Listrik Perdesaan dan Desa Berlistrik V-161
5.13. Pengembangan Sistem Kecil Tersebar (s.d. 10 MW) V-163

BAB VI VI-1
KEBUTUHAN INVESTASI DAN INDIKASI PENDANAAN VI-1
6.1. Sumber Pendanaan dan Kemampuan Keuangan PLN..... VI-1
6.2. Kemampuan Finansial Korporat untuk Berinvestasi VI-3
6.3. Proyeksi Biaya Pokok Penyediaan Tenaga Listrik..... VI-4

BAB VII VII-1
ANALISIS RISIKO VII-1
7.1. Profil Risiko Jangka panjang..... VII-1
7.2. Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang..... VII-6
7.3. Mitigasi Risiko VII-7

BAB VIII VIII-1
KESIMPULAN VIII-1

DAFTAR PUSTAKA..... IX-1

DAFTAR GAMBAR

GAMBAR BAB I

Gambar 1.1 Proses Penyusunan RUPTL I-7
Gambar 1.2 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero) I-10

GAMBAR BAB II

Gambar 2.1 Model Probabilistik *Reserve Margin* II-12
Gambar 2.2 Benchmark *Reserve Margin* dari Negara Lain II-12
Gambar 2.3 Kebutuhan *Reserve Margin* yang Optimal II-13
Gambar 2.4 Konsep 3 Pilar Pengembangan Infrastruktur Ketenagalistrikan II-15
Gambar 2.5 Jalur Menuju *Net Zero Emission* II-16
Gambar 2.6 Tren Pasar Mobil Listrik di Indonesia II-35
Gambar 2.7 Perkiraan Pertumbuhan Energi Listrik untuk EV II-36
Gambar 2.8 Peta Sebaran Rasio Elektrifikasi Desa di Indonesia II-48
Gambar 2.9 Peta Lokasi Sebaran *Roadmap* Desa PLN 2021 ..... II-49
Gambar 2.10 Peta Desa belum Berlistrik Regional MPNT (433 Desa)..... II-51

GAMBAR BAB III

Gambar 3.1 Alternatif Lokasi Pengembangan PLTN di Indonesia..... III-10
Gambar 3.2 Potensi Pengembangan Bioenergi di Indonesia III-29
Gambar 3.3 Roadmap Implementasi *Co-firing* III-30
Gambar 3.4 Peta Sebaran Lokasi *Co-firing* III-31
Gambar 3.5 Realisasi Pemakaian Bahan Bakar Nabati III-34
Gambar 3.6 Peta Sebaran PLTD 5200 Unit di 2.130 Lokasi III-36
Gambar 3.7 Grafik Perubahan Nilai Sumber Daya dan Cadangan Batubara Tahun 2013 – 2019..... III-45
Gambar 3.8 Persentase Cadangan Batubara Dunia Tahun 2018 ..... III-47
Gambar 3.9 Sistem Transportasi Batubara..... III-51
Gambar 3.10 Proyek Hulu Migas PSN (Status 30 September 2020)..... III-55
Gambar 3.11 Proyek Hulu Migas Non PSN (Status 30 September 2020).... III-55
Gambar 3.12 Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027. ..... III-56
Gambar 3.13 Jenis – Jenis Rantai Pasok Gas PLN III-63
Gambar 3.14 Skema Proses LNG *Trucking* Sambera III-68
Gambar 3.15 Skema Logistik Klaster LNG Maluku Papua..... III-70

GAMBAR BAB IV

Gambar 4.1 Peta Sistem Tenaga Listrik Sumatera IV-1
Gambar 4.2 Peta Sistem Tenaga Listrik Jawa – Bali..... IV-2
Gambar 4.3 Peta Sistem Tenaga Listrik Kalimantan IV-2
Gambar 4.4 Peta Sistem Tenaga Listrik Sulawesi IV-3
Gambar 4.5 Peta Sistem Tenaga Listrik Ambon IV-4
Gambar 4.6 Peta Sistem Tenaga Listrik Jayapura..... IV-4
Gambar 4.7 Peta Sistem Tenaga Listrik Lombok..... IV-5
Gambar 4.8 Peta Sistem Tenaga Listrik Sumbawa..... IV-5
Gambar 4.9 Peta Sistem Tenaga Listrik Timor IV-6
Gambar 4.10 Peta Sistem Tenaga Listrik Flores..... IV-6
Gambar 4.11 Realisasi Penjualan (TWh) dan Pertumbuhan (%) per bulan Tahun 2020 ..... IV-13

GAMBAR BAB V

Gambar 5.1 Proyeksi Pertumbuhan Ekonomi Kedua Skenario..... V-27
Gambar 5.2 Waktu Pulih Beberapa Sektor Usaha..... V-28
Gambar 5.3 Dampak Shutdown terhadap Sektor Ekonomi 6 Negara OECD V-28
Gambar 5.4 Proyeksi Penjualan (TWh)..... V-41
Gambar 5.5 Proyeksi Pertumbuhan Penjualan (%)..... V-41
Gambar 5.6 Perbandingan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik V-45
Gambar 5.7 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario Optimal..... V-97
Gambar 5.8 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario *Low Carbon*..... V-99
Gambar 5.9 Proyeksi BPP Skenario Optimal dan Skenario *Low Carbon* (Rp/kWh)..... V-101
Gambar 5.10 Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Skenario Optimal dan Skenario *Low Carbon* (Rp Triliun)..... V-101
Gambar 5.11 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sumatera (GWh) V-104
Gambar 5.12 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura, dan Bali (GWh)..... V-108
Gambar 5.13 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Kalimantan (GWh) V-112

Gambar 5.14 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sulawesi (GWh) V-115
Gambar 5.15 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (GWh) V-117
Gambar 5.16 Proyeksi Intensitas Emisi CO2 ..... V-120
Gambar 5.17 Proyeksi Emisi GRK untuk Berbagai Skenario Pengembangan EBT V-121
Gambar 5.18 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Indonesia V-122
Gambar 5.19 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sumatera V-123
Gambar 5.20 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura, dan Bali V-124
Gambar 5.21 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Kalimantan V-125
Gambar 5.22 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sulawesi V-126
Gambar 5.23 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara V-127
Gambar 5.24 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2021 - 2030 ..... V-129
Gambar 5.25 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jawa Bali Tahun 2021-2030 ..... V-134
Gambar 5.26 Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Tahun 2021 - 2030 ..... V-139
Gambar 5.27 Perencanaan *Backbone Grid* Borneo Jalur Utara V-141
Gambar 5.28 Perencanaan *Backbone Grid* Borneo Jalur Selatan..... V-141
Gambar 5.29 Perencanaan *Backbone Grid* Borneo Jalur Ring V-142
Gambar 5.30 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2021 - 2030 ..... V-146
Gambar 5.31 Rencana Interkoneksi Sistem Sulbagsel – BauBau Kabel Laut V-147
Gambar 5.32 Rencana Pengembangan Transmisi Ambon Tahun 2021 – 2030 ..... V-149
Gambar 5.33 Rencana Pengembangan Transmisi Jayapura Tahun 2021 - 2030 ..... V-150
Gambar 5.34 Rencana Pengembangan Transmisi Lombok Tahun 2021 - 2030 ..... V-150
Gambar 5.35 Rencana Pengembangan Transmisi Timor Tahun 2021 - 2030 ..... V-151
Gambar 5.36 Rencana Interkoneksi Sistem Ambon – Seram Kabel Laut .. V-152
Gambar 5.37 Rencana Interkoneksi Sistem Lombok – Bali V-152

GAMBAR BAB VI

Gambar 6.1 Perkiraan Kebutuhan Investasi Proyek Ketenagalistrikan Tahun 2021 - 2030 ..... VI-1
Gambar 6.2 Proyeksi BPP VI-7
Gambar 6.3 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi VI-8

GAMBAR BAB VII

Gambar 7.1 Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang Tahun 2021 - 2030 . VII-7

DAFTAR TABEL

TABEL BAB I

Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL I-8

TABEL BAB II

Tabel 2.1 Jenis *Storage* dan Aplikasinya pada Sistem Tenaga Listrik II-20
Tabel 2.2 Level Pengisian SPLU II-34
Tabel 2.3 Proyeksi Pertumbuhan Kendaraan Listrik II-35
Tabel 2.4 Asumsi untuk Perhitungan Konsumsi Energi EV II-36
Tabel 2.5 *Roadmap Smart Grid* II-41
Tabel 2.6 Tindak Lanjut Proyek-Proyek Terkendala II-53

TABEL BAB III

Tabel 3.1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan III-14
Tabel 3.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW) III-14
Tabel 3.3 Sebaran Potensi Panas Bumi per Pulau III-15
Tabel 3.4 Potensi Panas Bumi yang Perlu Kajian Lebih Lanjut III-16
Tabel 3.5 List PLTP yang termasuk dalam Program Konsolidasi *Geothermal* III-19
Tabel 3.6 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut III-20
Tabel 3.7 Potensi PLTA/PLTM menggunakan Bendungan Milik PUPR III-22
Tabel 3.8 Daftar Lokasi Rencana PLTBm (Pengganti PLTMG) III-28
Tabel 3.9 *Mandatory Biodiesel* III-33
Tabel 3.10 Daftar Rekap PLTD Tahap 1 di 200 Lokasi III-38
Tabel 3.11 Daftar Lokasi PLTD Tahap 1 ..... III-38
Tabel 3.12 Sumber Daya dan Cadangan Batubara Per Provinsi Tahun 2020 III-45
Tabel 3.13 Sumber Daya dan Cadangan Batubara Tahun 2020 ..... III-46
Tabel 3.14 Mitigasi Risiko Kontinuitas Pasokan Batubara III-52

TABEL BAB IV

Tabel 4.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh) IV-7
Tabel 4.2 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh) IV-9
Tabel 4.3 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (GWh) IV-10
Tabel 4.4 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh) IV-11
Tabel 4.5 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (GWh) IV-11

Tabel 4.6 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (GWh) IV-12
Tabel 4.7 Realisasi Jumlah Pelanggan Indonesia (ribu pelanggan) IV-14
Tabel 4.8 Realisasi Jumlah Pelanggan Sumatera (ribu pelanggan) IV-14
Tabel 4.9 Realisasi Jumlah Pelanggan Jawa, Madura, dan Bali (ribu pelanggan) IV-14
Tabel 4.10 Realisasi Jumlah Pelanggan Kalimantan (ribu pelanggan) IV-15
Tabel 4.11 Realisasi Jumlah Pelanggan Sulawesi (ribu pelanggan) IV-15
Tabel 4.12 Realisasi Jumlah Pelanggan Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (ribu pelanggan) IV-15
Tabel 4.13 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik (Rp. T) IV-16
Tabel 4.14 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (Rp. T) IV-16
Tabel 4.15 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (Rp. T) IV-16
Tabel 4.16 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (Rp. T) IV-17
Tabel 4.17 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (Rp. T) IV-17
Tabel 4.18 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Rp. T) IV-17
Tabel 4.19 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit (MW) IV-18
Tabel 4.20 Realisasi DMN Pembangkit (MW) IV-19
Tabel 4.21 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit (MW) IV-21
Tabel 4.22 Realisasi Produksi Tenaga Listrik (TWh) IV-23
Tabel 4.23 Realisasi *Energy Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik (%) IV-24
Tabel 4.24 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer IV-25
Tabel 4.25 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi (kms) IV-26
Tabel 4.26 Realisasi Susut Transmisi IV-26
Tabel 4.27 Realisasi Kapasitas Trafo GI (MVA) IV-26
Tabel 4.28 Realisasi Jumlah Trafo GI (Unit) IV-27
Tabel 4.29 Realisasi Pemakaian Sendiri GI IV-27
Tabel 4.30 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik (MW) IV-27
Tabel 4.31 Realisasi Fisik Sistem Distribusi IV-27
Tabel 4.32 Realisasi Operasi Sistem Distribusi IV-27
Tabel 4.33 Realisasi SAIDI dan SAIFI IV-28

TABEL BAB V

Tabel 5.1 Ringkasan Perubahan RUPTL 2021 – 2030 terhadap RUPTL 2019 – 2028 ..... V-1
Tabel 5.2 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera V-2
Tabel 5.3 Proyek yang Disesuaikan dalam RUPTL 2021-2030 ..... V-3
Tabel 5.4 Tambahan Proyek Baru di Sumatera V-4
Tabel 5.5 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa, Madura dan Bali..... V-5
Tabel 5.6 Proyek yang disesuaikan dalam RUPTL 2021 - 2030..... V-5
Tabel 5.7 Tambahan Proyek Baru di Jawa, Madura dan Bali..... V-6
Tabel 5.8 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan..... V-6
Tabel 5.9 Proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2021 - 2030 di Kalimantan..... V-7
Tabel 5.10 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan V-8
Tabel 5.11 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi V-9
Tabel 5.12 Proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2021 - 2030 di Sulawesi V-11
Tabel 5.13 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi V-11
Tabel 5.14 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara V-12
Tabel 5.15 Proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2021 - 2030 di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara V-14
Tabel 5.16 Tambahan Proyek Baru di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara..... V-14
Tabel 5.17 Rencana Pasokan untuk IKN..... V-25
Tabel 5.18 Prediksi Skenario Beberapa Lembaga V-29
Tabel 5.19 Data untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Indonesia)..... V-32
Tabel 5.20 Data untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sumatera)..... V-33
Tabel 5.21 Data untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Jawa-Madura-Bali) V-34
Tabel 5.22 Data untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Kalimantan)..... V-35

Tabel 5.23 Data untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sulawesi) V-36
Tabel 5.24 Data untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Maluku, Papua dan Nusa Tenggara) V-37
Tabel 5.25 Asumsi/Target (Indonesia) V-39
Tabel 5.26 Asumsi/Target (Sumatera) V-39
Tabel 5.27 Asumsi/Target (Jawa, Madura dan Bali)..... V-40
Tabel 5.28 Asumsi/Target (Kalimantan) V-40
Tabel 5.29 Asumsi/Target (Sulawesi) V-40
Tabel 5.30 Asumsi/Target (Maluku, Papua & Nusa Tenggara) V-40
Tabel 5.31 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh) Skenario Optimis..... V-42
Tabel 5.32 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh) Skenario Moderat V-42
Tabel 5.33 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh)..... V-43
Tabel 5.34 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh) Skenario Moderat V-43
Tabel 5.35 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura Bali (GWh) Skenario Optimis V-43
Tabel 5.36 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura, Bali (GWh) .. V-43
Tabel 5.37 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh) Skenario Optimis V-44
Tabel 5.38 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh) Skenario Moderat V-44
Tabel 5.39 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (GWh) Skenario Optimis..... V-44
Tabel 5.40 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (GWh) Skenario Moderat V-44
Tabel 5.41 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (GWh) Skenario Optimis..... V-45
Tabel 5.42 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (GWh) Skenario Moderat V-45
Tabel 5.43 Proyeksi Beban Puncak *Non-coincident*..... V-45
Tabel 5.44 Proyeksi Jumlah Pelanggan Indonesia (ribu pelanggan)..... V-46
Tabel 5.45 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sumatera (ribu pelanggan) V-46
Tabel 5.46 Proyeksi Jumlah Pelanggan Jawa, Madura dan Bali (ribu pelanggan)..... V-46

Tabel 5.47 Proyeksi Jumlah Pelanggan Kalimantan (ribu pelanggan) V-46
Tabel 5.48 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sulawesi (ribu pelanggan) V-47
Tabel 5.49 Proyeksi Jumlah Pelanggan Maluku, Papua, Nusa Tenggara (ribu pelanggan)..... V-47
Tabel 5.50 Asumsi Harga Bahan Bakar V-48
Tabel 5.51 Rencana Kebutuhan Relokasi PLTG/GU (MW)..... V-52
Tabel 5.52 Rencana Kandidat PLTG/GU (MW) yang akan Direlokasi..... V-52
Tabel 5.53 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW) V-53
Tabel 5.54 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Sumatera (MW)..... V-55
Tabel 5.55 Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2021..... V-56
Tabel 5.56 Neraca Daya Sistem Sumatera-Bangka Tahun 2022-2030 ..... V-58
Tabel 5.57 Rencana Penambahan Pembangkit Jawa, Madura dan Bali (MW)..... V-65
Tabel 5.58 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2021-2030 ..... V-66
Tabel 5.59 *Regional Balance* Sistem Jawa Bali Tahun 2019 dan 2020 ..... V-71
Tabel 5.60 Rencana Penambahan Pembangkit Kalimantan (MW) V-71
Tabel 5.61 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2021-2030 ..... V-72
Tabel 5.62 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2021-2030 ..... V-76
Tabel 5.63 Rencana Penambahan Pembangkit Sulawesi (MW) V-78
Tabel 5.64 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2021-2030..... V-80
Tabel 5.65 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2021-2030..... V-82
Tabel 5.66 Hasil Simulasi Kuota VRE Sistem Sulbagsel..... V-84
Tabel 5.67 Rencana Penambahan Pembangkit Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (MW)..... V-85
Tabel 5.68 Neraca Daya Sistem Ambon Tahun 2021-2030..... V-87
Tabel 5.69 Neraca Daya Sistem Sofifi Tahun 2021-2030 ..... V-88
Tabel 5.70 Neraca Daya Sistem Jayapura Tahun 2021-2030 ..... V-89
Tabel 5.71 Neraca Daya Sistem Manokwari Tahun 2021-2030 ..... V-90
Tabel 5.72 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2021-2030 ..... V-91
Tabel 5.73 Neraca Daya Sistem Timor Tahun 2021-2030..... V-92
Tabel 5.74 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario Optimal V-96
Tabel 5.75 Komposisi *Energy Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) Skenario Optimal..... V-97
Tabel 5.76 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario *Low Carbon*..... V-98

Tabel 5.77 Komposisi Energi Mix Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) Skenario *Low Carbon* V-98
Tabel 5.78 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Indonesia Skenario Optimal V-102
Tabel 5.79 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Indonesia Skenario *Low Carbon* V-103
Tabel 5.80 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sumatera (GWh) V-103
Tabel 5.81 Komposisi *Energy Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sumatera (%) V-104
Tabel 5.82 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Sumatera..... V-105
Tabel 5.83 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Sumatera..... V-105
Tabel 5.84 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (GWh) V-107
Tabel 5.85 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (%) V-108
Tabel 5.86 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Jawa, Madura dan Bali..... V-109
Tabel 5.87 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Jawa, Madura, dan Bali (Skenario Optimal)..... V-109
Tabel 5.88 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Jawa, Madura, dan Bali (Skenario *Low Carbon*) V-110
Tabel 5.89 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Kalimantan (GWh) V-112
Tabel 5.90 Komposisi *Energy Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Kalimantan (%)..... V-112
Tabel 5.91 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Kalimantan.... V-113
Tabel 5.92 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Kalimantan V-113
Tabel 5.93 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sulawesi (GWh) V-114
Tabel 5.94 Komposisi *Energy Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sulawesi (%) V-114
Tabel 5.95 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Sulawesi..... V-115
Tabel 5.96 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Sulawesi..... V-115
Tabel 5.97 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (GWh) V-116

Tabel 5.98 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (%) V-116
Tabel 5.99 Prakiraan Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Maluku, Papua dan Nusa Tenggara V-117
Tabel 5.100 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Maluku, Papua dan Nusa Tenggara V-118
Tabel 5.101 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Indonesia) V-121
Tabel 5.102 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Sumatera) V-122
Tabel 5.103 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Jawa, Madura dan Bali) V-123
Tabel 5.104 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Kalimantan) V-124
Tabel 5.105 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Sulawesi) V-125
Tabel 5.106 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Maluku, Papua dan Nusa Tenggara) V-126
Tabel 5.107 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Indonesia (kms) V-128
Tabel 5.108 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Indonesia (MVA) V-129
Tabel 5.109 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sumatera (kms) V-133
Tabel 5.110 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Wilayah Sumatera (MVA) V-133
Tabel 5.111 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Jawa, Madura dan Bali (kms) V-135
Tabel 5.112 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Jawa, Madura dan Bali (MVA) V-135
Tabel 5.113 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Kalimantan (kms) V-139
Tabel 5.114 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Kalimantan (MVA) V-139
Tabel 5.115 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sulawesi (kms) V-143
Tabel 5.116 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sulawesi (MVA) V-143
Tabel 5.117 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (kms) V-149

Tabel 5.118 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (MVA) V-149
Tabel 5.119 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi di Indonesia V-153
Tabel 5.120 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Sumatera V-154
Tabel 5.121 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Jawa, Madura dan Bali V-154
Tabel 5.122 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Kalimantan V-155
Tabel 5.123 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Sulawesi V-155
Tabel 5.124 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Maluku, Papua dan Nusa Tenggara V-156
Tabel 5.125 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2021 - 2030 ..... V-162

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI WILAYAH OPERASI SUMATERA DAN KALIMANTAN

A1. PROVINSI ACEH
A2. PROVINSI SUMATERA UTARA
A3. PROVINSI RIAU
A4. PROVINSI KEPULAUAN RIAU
A5. PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG
A6. PROVINSI SUMATERA BARAT
A7. PROVINSI JAMBI
A8. PROVINSI SUMATERA SELATAN
A9. PROVINSI BENGKULU
A10. PROVINSI LAMPUNG
A11. PROVINSI KALIMANTAN BARAT
A12. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN
A13. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH
A14. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR
A15. PROVINSI KALIMANTAN UTARA

LAMPIRAN B

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI WILAYAH OPERASI JAWA, MADURA DAN BALI

B1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA
B2. PROVINSI BANTEN
B3. PROVINSI JAWA BARAT
B4. PROVINSI JAWA TENGAH
B5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA
B6. PROVINSI JAWA TIMUR
B7. PROVINSI BALI

LAMPIRAN C

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI WILAYAH OPERASI SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA

C1. PROVINSI SULAWESI UTARA

C2. PROVINSI SULAWESI TENGAH

C3. PROVINSI GORONTALO

C4. PROVINSI SULAWESI SELATAN

C5. PROVINSI SULAWESI TENGGARA

C6. PROVINSI SULAWESI BARAT

C7. PROVINSI MALUKU

C8. PROVINSI MALUKU UTARA

C9. PROVINSI PAPUA

C10. PROVINSI PAPUA BARAT

C11. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT

C12. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

LAMPIRAN D. ANALISIS RISIKO

LAMPIRAN E

RENCANA PASOKAN UNTUK BEBERAPA KEK, KI, DSP, DPP, KI, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR SMELTER

E1. REGIONAL SUMATERA KALIMANTAN

E2. REGIONAL JAWA, MADURA DAN BALI

E3. REGIONAL SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA

SINGKATAN DAN KOSAKATA

ADB	:	*Air Dried Basis*, merupakan nilai kalori batubara yang memperhitungkan *inherent moisture* saja
ASEAN *Power Grid*	:	Sistem interkoneksi jaringan listrik antara negara-negara ASEAN
Aturan Distribusi	:	Aturan Distribusi Tenaga Listrik merupakan perangkat peraturan dan persyaratan untuk menjamin keamanan, keandalan serta pengoperasian dan pengembangan sistem distribusi yang efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan tenaga listrik
Aturan Jaringan	:	Aturan Jaringan merupakan seperangkat peraturan, persyaratan dan standar untuk menjamin keamanan, keandalan serta pengoperasian dan pengembangan sistem tenaga listrik yang efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan tenaga listrik
Beban	:	Sering disebut sebagai *demand*, merupakan besaran kebutuhan tenaga listrik yang dinyatakan dengan MWh, MW atau MVA tergantung kepada konteksnya
Beban puncak	:	Atau *peak load / peak demand*, adalah nilai tertinggi dari langgam beban suatu sistem tenaga listrik dinyatakan dengan MW
Bcf	:	*Billion cubic feet*
BLT	:	*Build, Lease and Transfer* yaitu pengembangan infrastruktur dengan skema bangun, sewa beli dan alih milik
BPP	:	Biaya Pokok Penyediaan
BTU	:	*British Thermal Unit*
Capacity balance	:	Neraca yang memperlihatkan keseimbangan kapasitas sebuah gardu induk dengan beban puncak pada area yang dilayani oleh gardu induk tersebut, dinyatakan dalam MVA
Captive power	:	Daya listrik yang dibangkitkan sendiri oleh pelanggan, umumnya pelanggan industri dan komersial
CCS	:	*Carbon Capture and Storage*
CCT	:	*Clean Coal Technology*

CDM	:	*Clean Development Mechanism* atau MPB Mekanisme Pembangunan Bersih
CNG	:	*Compressed Natural Gas*
COD	:	*Commercial Operating Date*
Committed Project	:	Proyek yang telah jelas pengembang serta pendanaannya
CSP	:	*Concentrated Solar Panel*
Daya mampu	:	Kapasitas nyata suatu pembangkit dalam menghasilkan MW
Daya terpasang	:	Kapasitas suatu pembangkit sesuai dengan *name plate*
DAS	:	Daerah Aliran Sungai
Diameter (Dia)	:	Terkait kapasitas gardu induk dengan konfigurasi *one-half-breaker*
DMO	:	*Domestic Market Obligation*
EBITDA	:	*Earning Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*
ERPA	:	*Emission Reduction Purchase Agreement*
EV	:	*Electric Vehicle*
Excess power	:	Kelebihan energi listrik dari suatu *captive power* yang dapat dibeli oleh PLN
FSRU	:	*Floating Storage and Regasification Unit*
FTP1	:	*Fast Track Program* Tahap Satu
FTP2	:	*Fast Track Program* Tahap Dua
GAR	:	*Gross As Received*, merupakan nilai kalori batubara yang memperhitungkan *total moisture*
GRK	:	Gas Rumah Kaca
HELE	:	*High Efficiency, Low Emission*
HSD	:	*High Speed Diesel Oil*
HVDC	:	*High Voltage Direct Current*
IBT	:	*Interbus Transformer*, yaitu trafo penghubung dua sistem transmisi yang berbeda tegangan, seperti trafo 500/150 kV dan 150/70 kV
IGCC	:	*Integrated Gasification Combined Cycle*
IPP	:	*Independent Power Producer*
IUPTL	:	Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik

JTM	:	Jaringan Tegangan Menengah adalah saluran distribusi listrik bertegangan 20 kV
JTR	:	Jaringan Tegangan Rendah adalah saluran distribusi listrik bertegangan 220 V
kmr	:	kilometer-*route*, menyatakan panjang jalur saluran transmisi
kms	:	kilometer-sirkuit, menyatakan panjang konduktor saluran transmisi
Life Extension	:	Program rehabilitasi suatu unit pembangkit yang umur teknisnya mendekati akhir
LNG	:	*Liquified Natural Gas*
LOLP	:	*Loss of Load Probability*, suatu indeks keandalan sistem tenaga listrik yang biasa dipakai pada perencanaan sistem tenaga listrik
Load factor	:	Faktor beban, merupakan rasio antara MW rata-rata dan MW puncak
MFO	:	*Marine Fuel Oil*
MMBTU	:	*Million Metric British Thermal Unit*, satuan yang biasa digunakan untuk mengukur kalori gas
Mothballed	:	Pembangkit yang tidak dioperasikan namun tetap dipelihara, tidak diperhitungkan dalam *reserve margin*
MMSCF	:	*Million Metric Standard Cubic Feet*, satuan yang biasa digunakan untuk mengukur volume gas pada tekanan dan suhu tertentu
MMSCFD	:	*Million Metric Standard Cubic Feet per Day*
MPP	:	*Mobile Power Plant*, pembangkit listrik yang bisa *mobile* dengan tipe *Barge Mounted, Truck mounted* dan *Container*
Neraca daya	:	Neraca yang menggambarkan keseimbangan antara beban puncak dan kapasitas pembangkit
Non Coincident Peak Load	:	Jumlah beban puncak sistem-sistem tidak terinterkoneksi tanpa melihat waktu terjadinya beban puncak
Peaker	:	Pembangkit pemikul beban puncak
PLTA	:	Pusat Listrik Tenaga Air
PLTAL	:	Pusat Listrik Tenaga Arus Laut

PLTB	:	Pusat Listrik Tenaga Bayu
PLT EBT *Base*	:	Pusat Listrik dengan menggunakan EBT yang berperan untuk memenuhi beban dasar
PLTBm	:	Pusat Listrik Tenaga Biomasa
PLTBg	:	Pusat Listrik Tenaga Biogas
PLTD	:	Pusat Listrik Tenaga Diesel
PLTG	:	Pusat Listrik Tenaga Gas
PLTGU	:	Pusat Listrik Tenaga Gas & Uap
PLTM/MH	:	Pusat Listrik Tenaga Mini/Mikro Hidro
PLTMG	:	Pusat Listrik Tenaga Mesin Gas
PLTN	:	Pusat Listrik Tenaga Nuklir
PLTP	:	Pusat Listrik Tenaga Panas Bumi
PLTS	:	Pusat Listrik Tenaga Surya
PLTSa	:	Pusat Listrik Tenaga Sampah
PLTU	:	Pusat Listrik Tenaga Uap
Power wheeling	:	Pada prinsipnya merupakan pemanfaatan bersama jaringan transmisi oleh pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik lainnya untuk menyalurkan daya dari pembangkit milik pihak tersebut di suatu tempat ke beban khusus pihak tersebut di tempat lain, dengan membayar sewa/biaya transmisi termasuk biaya keandalan
PPA	:	*Power Purchase Agreement*
Prakiraan beban	:	*Demand forecast*, prakiraan pemakaian energi listrik di masa depan
PV	:	*Photovoltaics*
Reserve margin	:	Cadangan daya pembangkit terhadap beban puncak, dinyatakan dalam %
Rasio elektrifikasi	:	Perbandingan antara jumlah rumah tangga yang berlistrik dan jumlah keseluruhan rumah tangga
SFC	:	*Specific Fuel Consumption*
Tingkat cadangan	:	(*Reserve margin*) adalah besar cadangan daya yang dimiliki oleh perusahaan dalam rangka mengantisipasi beban puncak.
WKP	:	Wilayah Kerja Panas Bumi

BAB I
PENDAHULUAN

1.1. LATAR BELAKANG

PT PLN (Persero), selanjutnya disebut PLN, sebagai sebuah perusahaan listrik milik negara yang merencanakan dan melaksanakan proyek-proyek tenaga listrik dengan *lead time* panjang, secara alamiah perlu mempunyai sebuah rencana program pengembangan sistem tenaga listrik yang bersifat jangka panjang[1]. Rencana pengembangan sistem tenaga listrik jangka panjang, yaitu 10 tahun, diperlukan agar dapat mengakomodasi *lead time* yang panjang dari proyek-proyek tenaga listrik.

Keperluan pengembangan sistem tenaga listrik jangka panjang didorong oleh kebutuhan PLN untuk mempunyai rencana investasi yang efisien, dalam arti PLN akan melaksanakan sebuah proyek tenaga listrik dengan didasarkan pada perencanaan yang baik. Hal ini penting dilakukan karena keputusan investasi di industri tenaga listrik akan dituntut manfaatnya dalam jangka panjang[2]. Untuk mencapai hal tersebut, PLN menyusun sebuah dokumen perencanaan sepuluh tahunan ke depan yang disebut Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik, atau RUPTL.

RUPTL merupakan dokumen pedoman pengembangan sistem tenaga listrik di wilayah usaha PLN untuk sepuluh tahun mendatang yang optimal, yang disusun untuk mencapai tujuan tertentu serta berdasarkan pada kebijakan dan kriteria perencanaan tertentu. Dengan demikian pelaksanaan proyek-proyek tenaga listrik di luar RUPTL yang dapat menurunkan efisiensi investasi perusahaan dapat dihindarkan.

Selain didorong oleh kebutuhan internal PLN sendiri untuk mempunyai RUPTL, dokumen perencanaan ini juga dibuat untuk memenuhi ketentuan sebagaimana ditetapkan dalam Peraturan Pemerintah Nomor 14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014. Penyusunan RUPTL 2021-2030 juga didorong oleh timbulnya kebutuhan untuk memperbarui RUPTL 2019-2028

---

[1] Sebagai contoh, diperlukan waktu lebih dari 6-10 tahun untuk mewujudkan sebuah PLTU batubara dan PLTA kelas 1.000 MW sejak dari rencana awal (*feasibility study*) hingga beroperasi.

[2] Sebagai contoh, sebuah PLTU batubara diharapkan beroperasi komersial selama 25 – 30 tahun.

setelah memperhatikan realisasi beban tenaga listrik dan realisasi penyelesaian beberapa proyek pembangkit tenaga listrik seperti PLTP, PLTA, PLTU, dan pembangkit lainnya, baik proyek PLN maupun proyek listrik dari Pengembang Pembangkit Listrik (PPL) yang lebih dikenal dengan sebutan *Independent Power Producer* (IPP), serta indikator lain yang mempengaruhi kondisi pasokan dan kebutuhan tenaga listrik seperti pertumbuhan ekonomi.

Selanjutnya sejalan dengan UU No. 30/2009 dimana pemerintah provinsi wajib membuat Rencana Umum Ketenagalistrikan Daerah atau RUKD, maka dalam RUPTL 2021-2030 ini juga terdapat perencanaan sistem kelistrikan per provinsi. Namun demikian, proses optimalisasi perencanaan tetap dilakukan per sistem kelistrikan apabila telah ada jaringan interkoneksi untuk mengoptimalkan pemanfaatan dan alokasi sumber daya. Lampiran perencanaan per provinsi akan bermanfaat untuk memperlihatkan apa yang telah direncanakan oleh PLN pada setiap provinsi tersebut.

RUPTL 2021-2030 telah mempertimbangkan dampak dari pandemi COVID-19 terhadap proyeksi penjualan tenaga listrik, masa pemulihan penjualan sektor-sektor pelanggan terdampak pandemi serta rencana pengembangan insfrastruktur, baik pembangkit, transmisi maupun gardu induk. Dalam RUPTL ini terdapat beberapa proyek pembangkit yang telah *committed* akan dilaksanakan oleh PLN maupun IPP. Pembelian *excess power* sesuai kebutuhan PLN serta kerjasama untuk pemanfaatan infrastruktur transmisi baik milik PLN maupun milik swasta melalui skema *power wheeling* sesuai regulasi yang ada juga dimungkinkan.

Mayoritas proyek transmisi dilakukan oleh PLN sebagai infrastruktur proyek, namun khusus untuk beberapa ruas transmisi yang menghubungkan suatu pembangkit IPP ke jaringan terdekat dapat dibangun oleh IPP.

RUPTL akan dievaluasi secara berkala untuk disesuaikan dengan perubahan beberapa parameter kunci yang menjadi dasar penyusunan rencana pengembangan sistem tenaga listrik. Dengan demikian RUPTL selalu dapat menyajikan rencana pengembangan sistem yang mutakhir dan dapat dijadikan sebagai pedoman implementasi proyek-proyek tenaga listrik.

1.2. LANDASAN HUKUM

1. Undang-Undang Nomor 30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan.
2. Peraturan Pemerintah Nomor 14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014, khususnya pasal berikut:
   a. Pasal 8 ayat (1) Usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum dilaksanakan sesuai Rencana Umum Ketenagalistrikan dan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik.
   b. Pasal 14 ayat (1) Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana dimaksud dalam Pasal 13 ayat (6), disusun oleh pemohon dengan memperhatikan Rencana Umum Ketenagalistrikan.
   c. Pasal 16 ayat (1) Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana dimaksud dalam Pasal 15 ayat (3) dievaluasi secara berkala setiap satu tahun oleh pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik.
   d. Pasal 16 ayat (2) Dalam hal berdasarkan hasil evaluasi sebagaimana dimaksud pada ayat (1) diperlukan perubahan, pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik mengajukan rencana usaha penyediaan tenaga listrik yang telah diubah kepada Menteri, Gubernur, atau Bupati/Walikota sesuai dengan kewenangannya untuk memperoleh pengesahan.
3. Peraturan Pemerintah No. 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional.
4. Peraturan Pemerintah No. 5 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Perizinan Berusaha Berbasis Resiko.
5. Peraturan Pemerintah No. 25 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Bidang Energi dan Sumber Daya Mineral.
6. Peraturan Presiden No. 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional.
7. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 143 K/20/MEM/2019 tanggal 1 Agustus 2019 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional Tahun 2019 sampai dengan Tahun 2038.
8. Keputusan Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal atas nama Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 25/1/IUPTL/PMDN/2016 tanggal 27 September 2016 tentang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero).

9. Keputusan Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal atas nama Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 2/1/IUPTL-T/ PMDN/2018 tanggal 18 Januari 2018 tentang Perubahan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero).
10. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 10 Tahun 2019 tentang Tata Cara Penyusunan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik.
11. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 5 Tahun 2021 tentang Standar Kegiatan Usaha dan Produk pada Penyelenggaraan Perizinan Berusaha Berbasis Risiko Sektor Energi dan Sumber Daya Mineral.
12. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 11 Tahun 2021 tentang Pelaksanaan Usaha Ketenagalistrikan.

1.3. VISI DAN MISI PERUSAHAAN

Pada Anggaran Dasar PLN tahun 2008 Pasal 3 disebutkan bahwa tujuan dan lapangan usaha PLN adalah menyelenggarakan usaha penyediaan tenaga listrik bagi kepentingan umum dalam jumlah dan mutu yang memadai serta memupuk keuntungan dan melaksanakan penugasan Pemerintah di bidang ketenagalistrikan dalam rangka menunjang pembangunan dengan menerapkan prinsip-prinsip perseroan terbatas.

Berkenaan dengan tujuan dan lapangan usaha PLN tersebut di atas, maka visi PLN adalah sebagai berikut: “Menjadi Perusahaan Listrik Terkemuka se-Asia Tenggara dan #1 Pilihan Pelanggan untuk Solusi Energi.”

Untuk melaksanakan penugasan Pemerintah dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik dan mengacu kepada visi tersebut, maka PLN akan:

- Menjalankan bisnis kelistrikan dan bidang lain yang terkait, berorientasi pada kepuasan pelanggan, anggota perusahaan, dan pemegang saham.
- Menjadikan tenaga listrik sebagai media untuk meningkatkan kualitas kehidupan masyarakat.
- Mengupayakan agar tenaga listrik menjadi pendorong kegiatan ekonomi.
- Menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan.

1.4. TUJUAN DAN SASARAN PENYUSUNAN RUPTL

Pada dasarnya tujuan penyusunan RUPTL adalah memberikan pedoman dan acuan pengembangan sarana tenaga listrik PLN dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik di wilayah usahanya secara lebih efisien, lebih terencana dan berwawasan lingkungan, sehingga dapat dihindari ketidakefisienan perusahaan sejak tahap perencanaan.

Sasaran RUPTL yang ingin dicapai sepuluh tahun ke depan secara nasional adalah pemenuhan kebutuhan kapasitas dan energi listrik, pemanfaatan energi baru dan terbarukan, peningkatan efisiensi dan kinerja sistem tenaga listrik sejak dari tahap perencanaan yang meliputi:

- Tercapainya pemenuhan kebutuhan kapasitas dan energi listrik setiap tahun dengan tingkat keandalan[3] yang diinginkan secara *least-cost*.
- Tercapainya bauran energi (*energy-mix*) pembangkitan tenaga listrik yang lebih baik untuk menurunkan Biaya Pokok Penyediaan yang dicerminkan oleh pengurangan penggunaan bahan bakar minyak, sejalan dengan target pemerintah.
- Tercapainya pemanfaatan energi baru dan terbarukan sesuai dengan program Pemerintah, terutama panas bumi, tenaga air serta energi terbarukan lain seperti surya, bayu, biomasa, sampah dan sebagainya.
- Tercapainya rasio elektrifikasi yang digariskan pada RUKN.
- Tercapainya keandalan dan kualitas listrik yang makin baik.
- Tercapainya angka rugi jaringan transmisi dan distribusi yang makin rendah.

1.5. PROSES PENYUSUNAN RUPTL DAN PENANGGUNGJAWABNYA

Penyusunan RUPTL 2021-2030 di PLN dibuat dengan proses sebagai berikut:

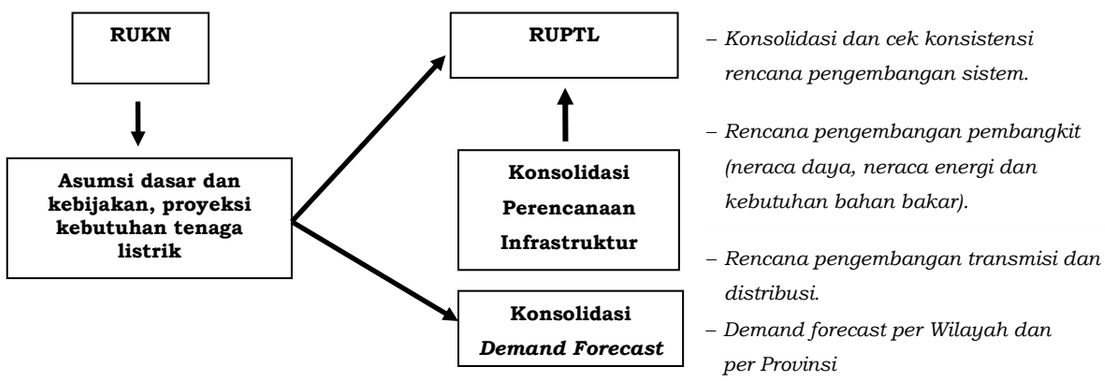
- RUKN 2019-2038 yang telah disampaikan oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral pada tanggal 1 Agustus 2019 digunakan sebagai salah satu pertimbangan, khususnya mengenai kebijakan Pemerintah tentang perencanaan ketenagalistrikan, kebijakan pemanfaatan energi primer, kebijakan perlindungan lingkungan, kebijakan tingkat cadangan (*reserve*

[3]Tingkat keandalan dicerminkan oleh tersedianya cadangan atau *reserve margin*.

margin), dan target rasio elektrifikasi. Proyeksi pertumbuhan jumlah penduduk menggunakan data pada buku Proyeksi Penduduk Indonesia 2015-2045 Hasil Survei Penduduk Antar Sensus (SUPAS) dari Bappenas-BPS-UNPF tahun 2018. Sedangkan untuk proyeksi jumlah orang per rumah tangga mengacu pada Statistik Indonesia 2014-BPS.

- PLN Kantor Pusat menetapkan kebijakan dan asumsi dasar setelah memperhatikan RUKN dan kebijakan Pemerintah lainnya, seperti asumsi pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan dan jumlah penduduk, inflasi, target rasio elektrifikasi dan target pengembangan EBT. Proyeksi pertumbuhan ekonomi memperhatikan dampak dari pandemi COVID-19 terhadap sektor-sektor ekonomi dan waktu pemulihan untuk setiap sektor terkait. Asumsi proyeksi pertumbuhan ekonomi menggunakan 2 (dua) skenario; optimis dan moderat. Asumsi proyeksi pertumbuhan ekonomi per provinsi dan per sektor lapangan didapat dari konsultan UGM yang sejalan dengan asumsi pertumbuhan ekonomi nasional dari Bappenas skenario rendah.
  Asumsi angka inflasi menggunakan asumsi inflasi pada RUKN 2019-2038. Angka inflasi digunakan untuk memproyeksi tarif rata-rata setiap golongan pelanggan di setiap provinsi. Asumsi proyeksi pertumbuhan dan jumlah penduduk data pada buku Proyeksi Penduduk Indonesia 2015-2045 Hasil Survei Penduduk Antar Sensus (SUPAS) dari Bappenas-BPS-UNPF tahun 2018. Sedangkan untuk asumsi jumlah orang per rumah tangga mengacu pada Statistik Indonesia 2014-BPS. Angka rasio elektrifikasi mengacu pada target rasio elektrifikasi pada RUKN 2019-2038 begitu pula proyeksi inflasi.
  Memperhatikan asumsi-asumsi dasar tersebut, serta data-data realisasi penjualan, daftar tunggu pelanggan besar serta program pemerintah seperti Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), Destinasi Pariwisata Prioritas (DPP), Destinasi Wisata Super Prioritas, Sentra Kelautan dan Perikanan Terpadu (SKPT) dan jaringan listrik pos lintas batas Negara (PLBN), selanjutnya prakiraan beban listrik dimulai dengan proses *bottom up* dimana beban listrik per Provinsi dihitung oleh PLN Unit Induk Wilayah/Distribusi dengan supervisi PLN Kantor Pusat.
- *Demand forecast* per Provinsi tersebut dibuat dengan menggunakan metode regresi-ekonometri menggunakan Aplikasi *Simple-E* berbasis statistik. Memperhatikan proyeksi pertumbuhan ekonomi, populasi, target rasio elektrifikasi, tarif listrik, potensi konsumen besar, data realisasi penjualan listrik, jumlah pelanggan dan daya tersambung, maka kemudian dibentuk persamaan model regresi untuk memproyeksi pertumbuhan kedepan.

- Selanjutnya atas dasar *demand forecast* tersebut, dibuat rencana pengembangan pembangkitan, rencana transmisi dan gardu induk (GI), rencana distribusi dan rencana pengembangan sistem tenaga listrik yang *isolated*. Penyusunan ini dilakukan oleh PLN Unit Induk Wilayah/ Distribusi/P2B/P3BS dan PLN Kantor Pusat sesuai tanggung-jawab masing-masing.
- Konsolidasi perencanaan tahap berikutnya yang melibatkan PLN Unit Induk Wilayah/Distribusi/P2B/P3BS dan PLN Kantor Pusat dimaksudkan untuk memverifikasi dan menyepakati *demand forecast*, *capacity balance* dan rencana gardu induk, rencana transmisi dan rencana pembangkit sistem *isolated* yang dihasilkan oleh PLN Unit Induk Wilayah/Distribusi/ P2B/P3BS/Kitlur. Pada *workshop* perencanaan ini juga dilakukan verifikasi jadwal COD[4] proyek-proyek pembangkit PLN dan IPP, estimasi pasokan gas alam dan LNG/CNG, serta kebutuhan dan program pembangkit sewa untuk mengatasi kekurangan tenaga listrik jangka pendek.
- Konsolidasi produk perencanaan sistem dalam seluruh wilayah usaha PLN menjadi Draft RUPTL. Pengajuan pengesahan RUPTL kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dilakukan oleh Direksi PLN. RUPTL ini selanjutnya akan menjadi referensi untuk pembuatan Rencana Jangka Panjang Perusahaan (RJPP) lima tahunan, serta menjadi pedoman keputusan investasi tahunan PLN dalam Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan (RKAP).



Gambar 1.1 Proses Penyusunan RUPTL

[4] COD atau commercial operation date adalah tanggal beroperasinya sebuah proyek tenaga listrik secara komersial.

Pembagian tanggung jawab penyusunan RUPTL ditunjukkan pada Tabel 1.1.

Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL

Kegiatan Pokok	P2B/P3B/ Trans/ Kitlur	Wilayah	Kit	Distribusi	Pusat
Kebijakan umum dan asumsi	U	U	U	U	E
Demand forecasting		E		E	P
Perencanaan Pembangkitan	S	S	S		P, E*)
Perencanaan Transmisi	E	E			P,E
Perencanaan Distribusi		E		E	P
Perencanaan GI	E	E		E	P,E
Perencanaan Pembangkitan *Isolated*		E		E	P,E
Konsolidasi					E

Keterangan:

E: Pelaksana (*Executor); P:* Pembinaan (*Parenting); U:* Pengguna (*User); S:* Pendukung (*Supporting),*

**) untuk Sistem Besar*

1.6. RUANG LINGKUP DAN WILAYAH USAHA

Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PLN telah ditetapkan oleh Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal (BKPM) atas nama Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral sesuai Keputusan No. 25/1/IUPTL/PMDN/2016 tanggal 27 September 2016 yang telah diubah dengan Keputusan Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal No. 2/1/IUPTL-T/PMDN/2018 tanggal 18 Januari 2018. Wilayah Usaha PLN yang meliputi seluruh wilayah Republik Indonesia, kecuali yang ditetapkan oleh Pemerintah sebagai Wilayah Usaha bagi Badan Usaha Milik Negara lainnya, Badan Usaha Milik Daerah, Badan Usaha Swasta atau Koperasi. Ruang Lingkup RUPTL 2021 - 2030 ini mencakup seluruh Wilayah Usaha PLN yang ditetapkan dengan Keputusan Kepala BKPM tersebut, kecuali wilayah usaha lain di Indonesia.

RUPTL ini akan menjelaskan rencana pengembangan tenaga listrik di seluruh wilayah usaha PLN. Penyusunan RUPTL dibagi menjadi beberapa wilayah operasi, antara lain Sumatera, Jawa Madura dan Bali, Kalimantan, Sulawesi, Maluku, Papua dan Nusa Tenggara. Selain itu RUPTL ini juga menampilkan rencana pengembangan sistem tenaga listrik per provinsi.

Berikut adalah penjelasan mengenai Wilayah Usaha berdasarkan regional sesuai organisasi PLN saat ini.

Regional Sumatera dan Kalimantan

Wilayah usaha di Sumatera meliputi wilayah usaha PLN di Pulau Sumatera dan pulau-pulau di sekitarnya antara lain Bangka-Belitung, Kepulauan Riau kecuali pulau Batam.

Regional ini dilayani oleh PLN Unit Induk Wilayah Aceh, PLN Unit Induk Wilayah Sumatera Utara, PLN Unit Induk Wilayah Sumatera Barat, PLN Unit Induk Wilayah Riau dan Kepri, PLN Unit Induk Wilayah Sumatera Selatan-Jambi-Bengkulu (S2JB), PLN Unit Induk Distribusi Lampung, PLN Unit Induk Wilayah Bangka Belitung dan PLN Unit Induk Penyaluran Unit Induk Wilayah/Distribusi bertanggung jawab mengelola jaringan distribusi, pelanggan dan pembangkit skala kecil di sistem-sistem kecil *isolated*. Sementara pengelolaan jaringan transmisi dan GI oleh PLN UIP3BS.

Pembangkit tenaga listrik milik PLN di pulau Sumatera pada dasarnya dikelola oleh PLN Unit Induk Pembangkitan Sumatera Bagian Utara dan PLN Unit Induk Pembangkitan Sumatera Bagian Selatan, kecuali beberapa pembangkit di sistem *isolated* yang dikelola oleh PLN Unit Induk Wilayah.

Wilayah usaha di Kalimantan meliputi Wilayah usaha PLN di Pulau Kalimantan dan pulau-pulau kecil disekitarnya termasuk Tarakan. Wilayah usaha ini dilayani oleh PLN Unit Induk Wilayah Kalimantan Barat, PLN Unit Induk Wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah, PLN Unit Induk Wilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara dan PLN Unit Induk Pembangkitan dan Penyaluran Kalimantan. Pengelolaan pembangkitan, jaringan transmisi dan GI berada di bawah PLN Unit Induk Pembangkitan dan Penyaluran Kalimantan sedangkan jaringan distribusi dan pelanggan berada di bawah PLN Unit Induk Wilayah.

Regional Jawa, Madura dan Bali

Wilayah usaha di Regional Jawa, Madura dan Bali dilayani oleh PLN Unit Induk Distribusi Jakarta Raya, PLN Unit Induk Distribusi Banten, PLN Unit Induk Distribusi Jawa Barat dan PLN Unit Induk Distribusi Jawa Tengah & Daerah Istimewa Yogyakarta (DIY), PLN Unit Induk Distribusi Jawa Timur dan PLN Unit Induk Distribusi Bali. PLN Unit Induk Distribusi hanya mengelola jaringan distribusi, pelanggan serta pembangkit skala kecil dan *isolated*. Pengelolaan jaringan transmisi dan GI dilakukan oleh PLN Unit Induk Pusat Pengatur Beban (UIP2B) dan PLN Unit Induk Transmisi Jawa Bagian Barat, PLN Unit Induk Transmisi Jawa Bagian Tengah, PLN Unit Induk Transmisi Jawa Bagian Timur dan Bali. Pengelolaan pembangkitan dilaksanakan oleh PLN Unit Induk

Pembangkitan Tanjung Jati, PT Indonesia Power dan PT Pembangkitan Jawa Bali.

Regional Sulawesi, Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Wilayah usaha di Sulawesi meliputi wilayah usaha PLN di Pulau Sulawesi dan pulau-pulau kecil di sekitarnya. Wilayah usaha di Sulawesi dilayani oleh PLN Unit Induk Wilayah Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah dan Gorontalo, PLN Unit Induk Wilayah Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara dan Sulawesi Barat dan PLN Unit Induk Pembangkitan dan Penyaluran Sulawesi. Pengelolaan pembangkitan, jaringan transmisi dan GI berada di bawah PLN Unit Induk Pembangkitan dan Penyaluran Sulawesi sedangkan jaringan distribusi dan pelanggan berada di bawah PLN Unit Induk Wilayah.

Wilayah usaha di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara meliputi wilayah usaha PLN di Kepulauan Maluku, Papua dan Nusa Tenggara. Kepulauan Maluku dilayani oleh PLN Unit Induk Wilayah Maluku & Maluku Utara, wilayah usaha PLN di Papua dilayani oleh PLN Unit Induk Wilayah Papua & Papua Barat, dan wilayah usaha di Kepulauan Nusa Tenggara dilayani oleh PLN Unit Induk Wilayah Nusa Tenggara Barat dan PLN Unit Induk Wilayah Nusa Tenggara Timur. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan berada di bawah PLN Unit Induk Wilayah.

Peta wilayah usaha PLN diperlihatkan pada Gambar 1.2.



Gambar 1.2 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero)

1.7. SISTEMATIKA DOKUMEN RUPTL

Dokumen RUPTL ini disusun dengan sistematika sebagai berikut. Bab I berisi pendahuluan yang meliputi latar belakang, landasan hukum, visi dan misi

perusahaan, tujuan dan sasaran penyusunan RUPTL, proses penyusunan RUPTL dan penanggung jawabnya, ruang lingkup dan wilayah usaha, serta sistematika dokumen RUPTL. Bab II menjelaskan strategi pengembangan infrastruktur penyediaan tenaga listrik dan penjualan tenaga listrik. Bab III menjelaskan ketersediaan sumber energi dan strategi pemanfaatannya, baik untuk energi baru dan terbarukan serta energi tak terbarukan. Bab IV menjelaskan kondisi usaha penyediaan tenaga listrik, baik kondisi penjualan, penambahan pelanggan, pendapatan dari penjualan tenaga listrik maupun kapasitas terpasang tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi. Bab V menjelaskan rencana penyediaan tenaga listrik tahun 2021 - 2030, meliputi kriteria dan kebijakan perencanaan, asumsi dasar, perubahan-perubahan proyek pembangkit terhadap RUPTL 2019-2028, proyeksi penjualan tenaga listrik dan jumlah pelanggan, rencana pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi serta listrik perdesaan, proyeksi bauran energi dan kebutuhan bahan bakar, serta proyeksi emisi gas rumah kaca (GRK). Bab VI menjelaskan tentang investasi, indikasi pendanaan dan biaya pokok penyediaan tenaga listrik, Bab VII menjelaskan analisis risiko jangka panjang dan langkah mitigasinya. Bab VIII memberikan kesimpulan.

Selanjutnya rencana pasokan pada beberapa calon pelanggan besar, pengembangan tenaga listrik per provinsi dan analisis risiko diberikan dalam lampiran.

BAB II

STRATEGI PENGEMBANGAN INFRASTRUKTUR PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK DAN PENJUALAN TENAGA LISTRIK

Pengembangan sarana ketenagalistrikan dalam RUPTL 2021-2030 ini dibuat dengan memperhatikan RUKN 2019-2038 dan kebijakan perusahaan dalam merencanakan pertumbuhan penjualan, pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi, rencana pemerintah untuk mendorong kecukupan tenaga listrik dengan program 35 GW serta kebijakan pengembangan energi baru terbarukan (EBT). Bab II dokumen ini menjelaskan strategi dan kebijakan dimaksud.

2.1. STRATEGI UNTUK MELAYANI PERTUMBUHAN KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

PLN berkewajiban menyediakan tenaga listrik dalam jumlah yang cukup kepada masyarakat di seluruh Indonesia secara terus menerus, baik dalam jangka pendek maupun jangka panjang sesuai dengan tingkat mutu pelayanan yang diatur pada Peraturan Menteri ESDM No. 18 tahun 2019 tentang Perubahan atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 27 Tahun 2017 tentang Tingkat Mutu Pelayanan dan Biaya yang Terkait dengan Penyaluran Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). PLN pada prinsipnya bermaksud melayani kebutuhan tenaga listrik seluruh masyarakat di wilayah Indonesia.

Untuk menjamin ketersediaan energi listrik dalam jumlah yang cukup, kualitas yang baik dan harga yang wajar dalam rangka meningkatkan kesejahteraan dan kemakmuran rakyat secara adil dan merata serta mewujudkan pembangunan yang berkelanjutan, maka dilakukan penambahan pembangkit, transmisi dan gardu induk serta distribusi yang tertuang dalam dokumen RUPTL. Selain itu, percepatan peningkatan rasio elektrifikasi dengan penyambungan konsumen residensial baru dalam jumlah yang cukup tinggi setiap tahun juga merupakan tujuan yang ingin dicapai dalam RUPTL. Upaya penyelesaian daftar tunggu konsumen besar serta pelanggan potensial dengan memperhatikan kesiapan pasokan juga merupakan target dalam RUPTL.

RUPTL 2021-2030 ini sudah dimasukkan pertimbangan dampak dari program program *energy efficiency* maupun program konservasi energi dengan

memasukkan faktor tarif dalam membuat prakiraan beban. Hal ini dilandasi dengan observasi kecenderungan masyarakat, industri maupun bisnis untuk menurunkan pemakaian listrik mereka ketika harga listrik mahal. Walaupun ada faktor-faktor lain yang mendorong penghematan pemakaian listrik seperti teknologi, kebijakan dan peraturan serta kesadaran masyarakat untuk lebih ramah lingkungan sehingga menghemat pemakaian listrik, namun tarif listrik dianggap lebih signifikan mempengaruhi pilihan masyarakat, industri maupun bisnis untuk menghemat pemakaian listrik.

Terdapat beberapa hal lain yang mempengaruhi efisiensi dan konservasi energi antara lain teknologi dan kebijakan dan peraturan pemerintah. Unsur teknologi umumnya terkait dengan efisiensi peralatan listrik yang digunakan oleh konsumen yang dapat menghemat pemakaian listrik. Sedangkan kebijakan dan peraturan pemerintah terkait dengan program-program serta kesiapan aturan-aturan pemerintah dalam menggalakkan efisiensi ataupun konservasi. Namun, dua hal tersebut belum dapat diakomodir dalam proyeksi kebutuhan tenaga listrik.

Proses perkiraan beban dalam RUPTL 2021-2030 telah mempertimbangkan dampak dari COVID-19 terhadap penjualan tenaga listrik, waktu pemulihan penjualan tenaga listrik di setiap provinsi, program-program pemerintah dan rencana pengembangan industri, bisnis dan pariwisata di Indonesia, termasuk rencana ibu kota negara baru. Prakiraan beban yang disusun digunakan untuk memperoleh perencanaan pembangkit dan gardu induk yang lebih aman *(conservative)*, disamping karena implementasi kedua program tersebut memerlukan waktu yang cukup lama untuk menjadi efektif.

Khusus untuk perkiraan penjualan listrik, digunakan 2 (dua) skenario yaitu optimis dan moderat. Perbedaan skenario ini didasarkan atas kecepatan pemulihan pertumbuhan ekonomi ke kondisi normal. Pada skenario optimis diasumsikan pertumbuhan ekonomi akan pulih cepat dan pada skenario moderat diasumsikan akan lebih lambat. Kecepatan pemulihan per sektor lapangan usaha yang akan berpengaruh pada penjualan di sektor pelanggan terkait juga dipertimbangkan.

Untuk perencanaan pengembangan infrastruktur baik pembangkit, transmisi dan gardu induk, digunakan skenario moderat yang diasumsikan sebagai keadaan yang kemungkinan besar akan terjadi *(most likely to happen)*.

2.2. STRATEGI PENGEMBANGAN KAPASITAS PEMBANGKIT

Pengembangan kapasitas pembangkit tenaga listrik diarahkan untuk memenuhi pertumbuhan beban, dan pada beberapa wilayah tertentu diutamakan untuk memenuhi kekurangan pasokan tenaga listrik. Pengembangan kapasitas pembangkit juga dimaksudkan untuk meningkatkan keandalan pasokan yang diinginkan, dengan mengutamakan pemanfaatan sumber energi setempat, terutama energi terbarukan. Pengembangan kapasitas pembangkit tenaga listrik dilaksanakan sesuai dengan kebijakan pemerintah, misalnya dalam pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT), serta program 35.000 MW. Pengembangan pembangkit diupayakan secara optimal dengan prinsip biaya penyediaan listrik terendah (*least cost*), dengan tetap memenuhi kecukupan daya dan tingkat keandalan yang wajar dalam industri tenaga listrik.

Biaya penyediaan terendah *(least cost)* dicapai dengan meminimalkan *net present value* semua biaya penyediaan tenaga listrik yang terdiri dari biaya investasi, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan, dan biaya *energy not served*[5]. Tingkat keandalan sistem pembangkitan diukur dengan kriteria *Loss of Load Probability* (LOLP)[6] dan cadangan daya (*reserve margin*).

Pembangkit sewa dan *excess power* tidak diperhitungkan dalam membuat rencana pengembangan kapasitas jangka panjang, namun dalam jangka pendek diperhitungkan untuk menggambarkan upaya PLN dalam mengatasi kondisi krisis tenaga listrik.

Sejalan dengan kebijakan Pemerintah untuk lebih banyak mengembangkan dan memanfaatkan energi terbarukan, pengembangan proyek energi terbarukan seperti panas bumi, angin, surya, biomasa, sampah dan tenaga air didorong namun dengan tetap mempertimbangkan keekonomian proyek agar dapat mengurangi biaya pokok penyediaan (BPP) tenaga listrik setempat. Selain itu, pengembangan pembangkit energi terbarukan juga tetap memperhatikan keseimbangan *supply–demand*, kesiapan sistem, dan keekonomian.

Kebutuhan cadangan daya yang wajar dilihat dari kemampuan pembangkit-pembangkit memasok tenaga listrik secara terus-menerus sesuai kriteria perencanaan.

---

[5] Biaya *energy not served* adalah nilai penalti ekonomi yang dikenakan pada *objective function* untuk setiap kWh yang tidak dapat dinikmati konsumen akibat padam listrik.

[6] LOLP dan *reserve margin* akan dijelaskan pada Bab VI.

PLN mempunyai kebijakan untuk mengizinkan rencana *reserve margin* yang tinggi melebihi kebutuhan yang wajar dengan pertimbangan-pertimbangan sebagai berikut:

- Pada beberapa daerah (seperti di Sumatera, Sulawesi, Kalimantan, Maluku, Papua dan Nusa Tenggara), kapasitas pembangkit *existing* telah mengalami *derating* yang cukup besar, sehingga memerlukan cadangan pembangkit yang besar pula untuk menjaga kehandalan pasokan listrik.
- Terdapat kemungkinan bahwa dengan tersedianya tenaga listrik yang banyak akan memicu tumbuhnya *demand* listrik yang jauh lebih cepat di daerah-daerah yang telah lama kekurangan pasokan tenaga listrik[7].
- Sebagai mitigasi risiko teknologi dan *hidden capacity*[8].
- Adanya penugasan Pemerintah untuk mempercepat pembangunan pembangkit (Program FTP1, FTP2 dan Program 35 GW), serta pemenuhan target bauran EBT minimal sebesar 23% mulai tahun 2025.
- Mempertimbangkan proyek-proyek pembangkit yang telah memasuki fase pemenuhan pembiayaan (*financial close*) dan/atau fase konstruksi sehingga terdapat konsekuensi legal dan finansial apabila dilakukan penyesuaian terhadap jadwal *commissioning* dari proyek tersebut.
- Untuk mengantisipasi keterlambatan proyek (sekitar 5-10% tergantung pada *success rate* proyek).
- Berdasarkan pengalaman beberapa tahun terakhir, proyek PLTU batubara skala kecil (<50 MW) banyak mengalami keterlambatan dan pembatalan (tidak berlanjut). Untuk mendapatkan efisiensi dan keekonomian yang lebih baik, maka rencana beberapa proyek PLTU batubara skala kecil akan menggunakan kapasitas per unit (*unit size*) yang lebih besar untuk menggantikan rencana PLTU skala kecil.

Kapasitas unit pembangkit yang tertera dalam RUPTL merupakan indikasi kelas kapasitas. Mengingat ketersediaan kapasitas pembangkit di pasaran tidak persis sama dengan kapasitas per unit yang tertera dalam RUPTL karena kapasitas setiap pabrikan tidak selalu sama.

Pemilihan lokasi pembangkit dilakukan dengan mempertimbangkan ketersediaan sumber energi primer setempat atau kemudahan pasokan energi primer, kedekatan dengan pusat beban, prinsip *regional balance*, topologi

---

[7] PLN meyakini bahwa *demand* listrik di daerah yang telah lama mengalami pemadaman (*historical demand*) merupakan *demand* yang tertekan (*suppressed demand*). Dengan tersedianya *reserve margin* yang cukup besar, diproyeksikan *demand* akan tumbuh lebih cepat dibandingkan *historical demand*.

[8] Potensi kapasitas dari pembangkit yang belum siap digunakan

jaringan transmisi yang dikehendaki, kendala pada sistem transmisi[9], dan kendala-kendala teknis, lingkungan dan sosial[10]. Pada daerah dengan potensi batubara yang cukup besar, maka jenis pembangkit yang diprioritaskan untuk dikembangkan adalah PLTU mulut tambang. Hal yang sama juga direncanakan untuk daerah dengan potensi gas yang besar dengan cara pengembangan pembangkit listrik berbahan bakar gas di sekitar mulut sumur gas (*wellhead*).

Lokasi pembangkit yang tercantum dalam RUPTL merupakan indikasi lokasi yang masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan dalam penyiapan proyek di lapangan dan disesuaikan dengan kebutuhan sistem.

Pembangkit pemikul beban puncak pada sistem besar diupayakan tidak menggunakan pembangkit berbahan bakar BBM. PLN lebih memprioritaskan pengembangan pembangkit beban puncak yang beroperasi dengan gas (LNG, mini LNG, CNG). Jika terdapat potensi hidro, PLN lebih mengutamakan pembangkit hidro, seperti PLTA *peaking* dengan *reservoir* dan *pumped storage*. Terdapat rencana pembangunan PLTA *Pumped Storage* untuk memenuhi kebutuhan beban puncak dan memperbaiki *load factor* di Sistem Jawa-Bali dan Sumatera.

BBM hanya direncanakan sebagai *buffer* untuk mempercepat ketersediaan daya sebelum tersedianya energi primer yang lebih ekonomis.

Pembangkit pemikul beban menengah, pada umumnya menggunakan PLTGU berbahan bakar gas lapangan (gas pipa). Namun Proyek PLTGU berbahan bakar gas lapangan (gas pipa) hanya direncanakan apabila terdapat kepastian pasokan gas. Jika pembangunan PLTGU tidak dimungkinkan, sebagian pembangkit beban dasar yaitu PLTU batubara dapat dioperasikan sebagai pemikul beban menengah dengan *capacity factor* yang relatif rendah, dan perlu dibantu oleh pembangkit jenis lain yang mempunyai *ramping rate*[11] tinggi seperti PLTG dan PLTA Bendungan.

Penyelesaian kekurangan pasokan listrik jangka pendek dilakukan melalui pengembangan *mobile power plant* (MPP) yang bisa dibangun dalam waktu relatif cepat dan sifatnya yang *mobile*. Tipe MPP yang bisa dikembangkan meliputi

---

[9] Pembebanan lebih, tegangan rendah, arus hubung singkat terlalu tinggi, stabilitas tidak baik.

[10] Antara lain kondisi tanah, *bathymetry*, hutan lindung, pemukiman.

[11] *Ramping rate* adalah kemampuan pembangkit dalam mengubah *output*-nya, dinyatakan dalam % per menit, atau MW per menit.

barge mounted, *truck mounted* dan *container*. Pengembangan MPP juga difungsikan sebagai *reserve margin* bergerak. Untuk fleksibilitas dalam hal bahan bakar, MPP direncanakan menggunakan bahan bakar gas dengan teknologi pembangkit *dual fuel*.

Untuk pengembangan tenaga listrik di sistem tenaga listrik yang *isolated* dan di pulau-pulau kecil masih diperlukan pembangkit berbahan bakar minyak. Secara jangka panjang perlu kajian penggunaan teknologi yang memungkinkan untuk mengganti bahan bakar minyak menjadi bahan bakar yang lebih efisien misalnya LNG, biomasa dan teknologi lainnya. Teknologi yang potensial untuk mengganti hal tersebut di atas antara lain PLTMG *dual fuel*, serta pembangkit energi terbarukan yang di-*hybrid* dengan PLTD maupun alternatif penggunaan bahan bakar *biofuel* untuk PLTD.

Untuk PLTG/MG/GU di sistem kecil, dapat menggunakan konsep pembangkit *platform* (bukan *barge*) dengan moda transportasi gas *milk and run*.

Untuk sistem tenaga listrik Jawa-Bali, PLN telah mengadopsi teknologi PLTU batubara kelas 1.000 MW *ultra-supercritical*[12] (*clean coal technology*) untuk memperoleh efisiensi yang lebih baik dan emisi CO2 yang lebih rendah. Penggunaan ukuran unit sebesar ini dimotivasi oleh manfaat *economies of scale* dan didorong oleh semakin sulitnya memperoleh lahan untuk membangun pusat pembangkit skala besar di pulau Jawa. Pertimbangan lainnya adalah ukuran sistem Jawa Bali telah cukup besar untuk mengakomodasi unit pembangkit kelas 1.000 MW.

Untuk Sistem Sumatera juga mulai mengadopsi pengembangan PLTU memanfaatkan teknologi batubara bersih (*clean coal technology*) dengan kelas kapasitas 300-600 MW dengan teknologi *ultra-supercritical*. Namun implementasinya disesuaikan dengan kesiapan Sistem Sumatera untuk mengakomodasi kapasitas pembangkit yang lebih besar, terutama dari sisi keandalan dan stabilitas.

Sedangkan untuk Sistem Kalimantan dan Sulawesi sudah mulai mengenalkan PLTU dengan kelas kapasitas 200 MW untuk mendapatkan efisiensi yang lebih baik daripada kapasitas yang ada saat ini.

Secara umum pemilihan lokasi pembangkit diupayakan untuk memenuhi prinsip *regional balance* yaitu situasi dimana kebutuhan listrik suatu wilayah

---

[12] PLTU *ultra-supercritical* merupakan jenis teknologi *high efficiency low emission* (HELE) atau lebih dikenal dengan *clean coal technology* (CCT) yang telah matang secara komersial.

dipenuhi sebagian besar oleh pembangkit yang berada di wilayah tersebut dan tidak banyak tergantung pada transfer daya dari wilayah lain melalui saluran transmisi interkoneksi. Dengan prinsip ini, kebutuhan transmisi interkoneksi antarwilayah akan minimal.

Namun demikian, kebijakan *regional balance* ini tidak membatasi PLN dalam mengembangkan pembangkit di suatu lokasi dan mengirim energinya ke pusat beban yang jauh melalui transmisi, sepanjang hal tersebut layak secara teknis dan ekonomis. Misalnya di Sistem Sumatera, dimana sumber daya energi (batubara, panas bumi dan gas) lebih banyak tersedia di Sumbagsel, sehingga di wilayah ini banyak direncanakan PLTU batubara dan PLTP yang sebagian energinya akan ditransfer ke Sumbagut melalui sistem transmisi tegangan ekstra tinggi.

Selain menggunakan kebijakan *regional balance*, pengembangan pembangkit di Sumatera juga menganut prinsip *resources base*, dimana pembangkit ditempatkan lebih banyak di dekat sumber energi murah. Begitu juga dengan pengembangan pembangkit di Kalimantan, Sulawesi dan Papua.

Suatu pembangkit tenaga listrik didesain untuk beroperasi secara ekonomis selama umur tekno-ekonomisnya (*economic life time*). Sebuah unit pembangkit dapat menjalani *mid-life refurbishment* untuk mempertahankan kapasitas, efisiensi, menjaga kesiapan dan keandalan mesin yang sesuai sifatnya harus dipelihara dan dilakukan penggantian *parts* yang aus. Pembangkit masih dapat diperpanjang umurnya (*life extension*) dengan melakukan rehabilitasi/*refurbishment* pada komponen-komponen tertentu.

Keputusan melakukan *life-extension* atau menutup/menghentikan suatu pembangkit memerlukan kajian untuk mencari solusi optimal antara opsi *life-extension* dan membangun pembangkit baru.

Mempertimbangkan penurunan *demand* karena pandemi COVID-19 yang mengakibatkan tingginya *reserve margin*, terutama di Sistem Jawa-Bali, maka diperlukan mitigasi optimasi *reserve margin* dengan cara menyesuaikan jadwal COD pembangkit serta melakukan relokasi pembangkit *existing* yang utilisasinya rendah ke sistem lain yang lebih membutuhkan, guna mengurangi biaya investasi penambahan pembangkit baru.

Kepemilikan proyek-proyek pembangkitan yang direncanakan dalam RUPTL disesuaikan dengan kemampuan pendanaan PLN. Mengingat kebutuhan investasi sektor ketenagalistrikan yang sangat besar, PLN tidak dapat secara

sendirian membangun seluruh kebutuhan pembangkit baru. Dengan demikian sebagian proyek pembangkit akan dilakukan oleh listrik swasta sebagai *independent power producer* (IPP).

Rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA dinyatakan dalam rencana pembangkit sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam satu sistem. Kuota kapasitas tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi *smelter* dan kawasan industri baru, PLN siap memasok selama ada kepastian pengembangan *smelter* atau kawasan industri tersebut.

Berikut ini kebijakan PLN dalam mengalokasikan kepemilikan proyek tenaga listrik:

- Proyek pembangkit direncanakan sebagai proyek PLN apabila telah mendapat indikasi pendanaan dari APLN maupun *lender*, telah mempunyai kontrak EPC/penunjukan pemenang lelang EPC, atau ditugaskan oleh Pemerintah untuk melaksanakan sebuah proyek pembangkit.
- Proyek pembangkit direncanakan sebagai proyek IPP apabila PLN telah menandatangani PPA/*Letter of Intent*, PLN telah menyampaikan usulan kepada Pemerintah bahwa suatu proyek dikerjakan oleh IPP, atau pengembang swasta yang telah memperoleh IUPTL dari Pemerintah.
- Berdasarkan UU No. 30/2009 tentang Ketenagalistrikan menyatakan bahwa BUMN diberikan prioritas pertama melakukan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum, namun demikian terbuka peluang bagi BUMD, badan usaha swasta atau koperasi. Dalam hal tidak ada BUMD, badan usaha swasta atau koperasi yang dapat mengembangkan proyek tersebut, maka Pemerintah wajib menugasi BUMN untuk melaksanakannya.
- Untuk PLTP, sesuai dengan peraturan dan perundangan di sektor panas bumi, pengembangan PLTP pada umumnya didorong untuk dikembangkan oleh swasta dengan proses pelelangan Wilayah Kerja Panas Bumi (WKP) sebagai *total*

project[13]. Sedangkan potensi panas bumi yang WKP-nya dimiliki oleh Pertamina berdasarkan regulasi terdahulu, maka Pertamina dan PLN dapat bekerja sama mengembangkan PLTP[14]. Beberapa WKP PLTP yang dimiliki PLN akan dikembangkan sepenuhnya sebagai proyek PLN. Disamping itu, pengembangan PLTP yang baru baik oleh PLN maupun IPP tidak boleh mengorbankan pasokan uap untuk PLTP eksisting yang sudah berjalan.

Berdasarkan Peraturan Presiden No. 4 Tahun 2016 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden No. 14 Tahun 2017 disebutkan bahwa pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan melalui Swakelola (oleh PLN) dilakukan dalam hal:

a. PLN memiliki kemampuan pendanaan untuk ekuitas dan sumber pendanaan murah.
b. Risiko konstruksi yang rendah.
c. Tersedianya pasokan bahan bakar.
d. Pembangkit pemikul beban puncak (*peaker*) yang berfungsi mengontrol keandalan operasi.
e. Pengembangan sistem *isolated*.

Pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan dapat melalui kerjasama dengan anak perusahaan PLN dalam hal adanya kerjasama antara PLN dengan BUMN asing.

Sedangkan pelaksanaan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan melalui kerja sama penyediaan tenaga listrik dengan Pengembang Pembangkit Listrik (PPL) dilakukan dalam hal:

1. Membutuhkan pendanaan yang sangat besar.
2. Risiko konstruksi yang cukup besar, terutama untuk lokasi baru yang membutuhkan proses pembebasan lahan.
3. Risiko pasokan bahan bakar yang cukup tinggi atau yang belum mempunyai kepastian pasokan gas dan/atau infrastrukturnya.
4. Pembangkit dari sumber energi baru dan terbarukan.
5. Ekspansi dari pembangkit PPL yang telah ada.
6. Terdapat beberapa PPL yang akan mengembangkan pembangkit di suatu wilayah tersebut.

---

[13] *Total project* PLTP adalah proyek dimana sisi hulu (uap) dan hilir (pembangkit listrik) dikerjakan oleh pengembang dan PLN hanya membeli listrik.

[14] Yaitu Pertamina mengembangkan sisi hulu dan PLN membangun pembangkit, atau Pertamina mengembangkan PLTP sebagai *total project* dan PLN membeli listriknya.

Dalam mengantisipasi pengembangan pembangkit IPP yang cukup besar dan untuk menjamin keamanan pasokan (*security of supply*) tenaga listrik di masa depan, PLN mempunyai strategi untuk mengikutsertakan anak perusahaan PLN dalam kepemilikan IPP, serta menggunakan skema BOT (*Build, Operate and Transfer*) sehingga pembangkit tersebut akan menjadi milik PLN pada akhir masa periode kontrak.

Pada saat tertentu PLN dapat mengalokasikan pembangkit *peaker* untuk dilaksanakan oleh IPP dengan pertimbangan apabila ada risiko pasokan bahan bakar yang cukup tinggi. Namun demikian, PLN tetap menjaga agar porsi IPP *peaker* tidak dominan dalam suatu sistem tenaga listrik, sehingga PLN dapat dengan mudah mengontrol kualitas penyediaan tenaga listrik.

2.2.1 Kriteria Perencanaan Pembangkit di Sistem Interkoneksi

Perencanaan sistem pembangkit bertujuan untuk mendapatkan konfigurasi pengembangan pembangkit yang memberikan nilai NPV (*Net Present Value*) total biaya penyediaan listrik termurah (*least cost*) dalam suatu kurun waktu periode perencanaan dan memenuhi kriteria keandalan tertentu. Konfigurasi termurah diperoleh melalui proses optimasi suatu *objective function* yang mencakup NPV dari biaya kapital, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan serta biaya *energy not served*. Selain itu diperhitungkan juga nilai sisa (*salvage value*) dari pembangkit yang terpilih pada akhir tahun periode studi. Simulasi dan optimisasi dilakukan dengan menggunakan model antara lain WASP (*Wien Automatic System Planning*), ABB e7 dan *Energy Exemplar* Plexos bekerjasama dengan akademisi.

Kriteria keandalan yang dipergunakan adalah *Loss of Load Probability* (LOLP) lebih kecil dari 0.274%[15] atau setara dengan *probalility* padam 1 hari dalam setahun. Perhitungan kapasitas pembangkit dengan kriteria LOLP menghasilkan *reserve margin* tertentu yang nilainya tergantung pada ukuran unit pembangkit (*unit size*), tingkat ketersediaan (*availability*) setiap unit pembangkit, jumlah unit, dan jenis unit[16].

---

[15] LOLP 0,274% adalah Ekuivalen dengan probabilitas 1 hari dalam setahun beban puncak tidak dapat dipenuhi oleh kapasitas sistem pembangkit yang ada.

[16] Unit tenaga air yang outputnya sangat dipengaruhi oleh variasi musim akan mempunyai nilai EAF (*equivalent availability factor*) yang berdampak besar pada LOLP dan ketercukupan energi.

Kriteria *Reserve Margin* Sistem Tenaga Listrik

Terdapat beberapa definisi *reserve margin* yang digunakan, antara lain:

1. Menurut US *Energy Information Administration*[17], *reserve margin is (capacity minus demand)/demand, where "capacity" is the expected maximum available supply and "demand" is expected peak demand.*
2. Menurut *European Commission*[18] dan CIGRE[19] dalam publikasinya *Power System Realibility Analysis Application Guide, reserve margin is the difference between available generation capacity and the load to be covered, disregarding transmission constraints. The reserve margin is therefore defined as the ratio of the installed or available capacity to the maximum annual load, minus one. In this case, reliability is judged on the basis simply of the system's probability of being able, or not, to supply the maximum annual peak load.*
3. Menurut *International Atomic Energy Agency* (IAEA)[20] dalam publikasinya *Expansion Planning for Electrical Generating Systems A Guidebook, reserve margin is a measure of the generating capacity available over and above the amount required to meet the system load requirements. It is defined as the difference between the total available generating system capacity and the annual peak system load, divided by the peak system load, i.e. it is the excess of installed generating capacity over annual peak load expressed as a fraction (or in percentage) of annual peak load.*

Pada tahun 2012, Kementerian Keuangan dibantu oleh konsultan *McKinsey & Company* melakukan kajian *Development of Service Level Agreement for* PLN, dimana di dalamnya juga mengkaji apakah perencanaan sistem ketenagalistrikan telah dilakukan dengam benar, termasuk penentuan *reserve margin* yang optimal bagi PLN. *McKinsey & Company* menganalisis *reserve margin* PLN dengan menggunakan 3 pendekatan yaitu:

1. Model probabilistik dari PLN

   Reserve margin[21] dalam model probabilistik PLN digunakan untuk memenuhi *Loss of Load Probability* (LOLP) lebih kecil dari 0.274% seperti ditunjukkan pada Gambar 2.1.

---

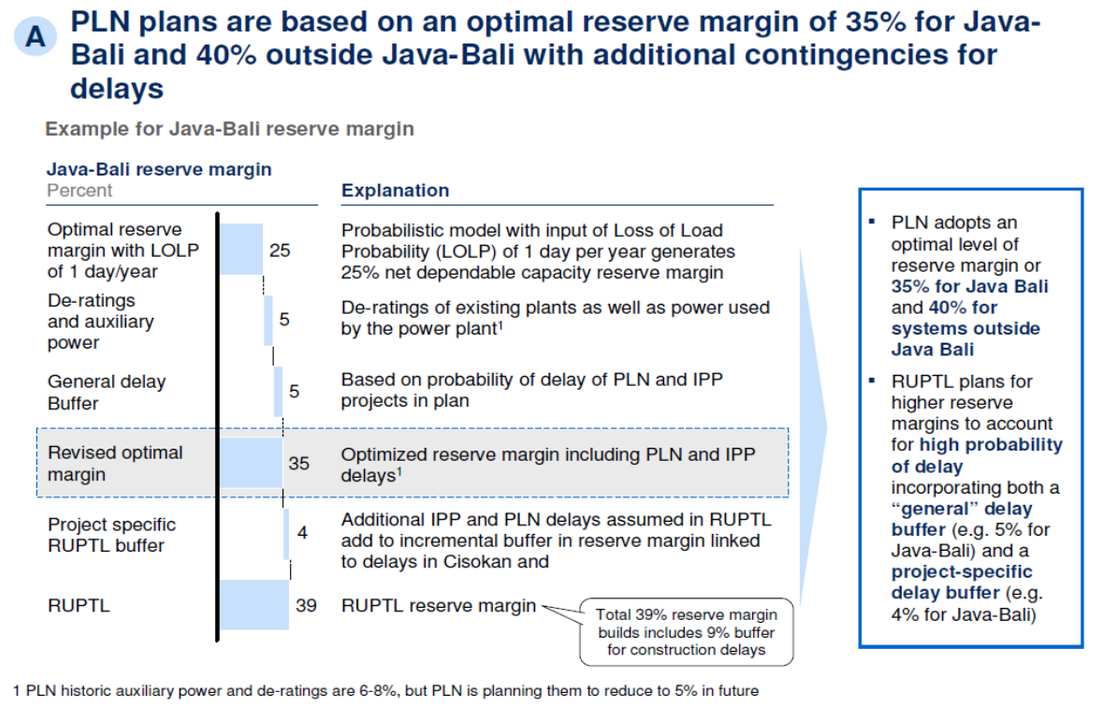
[17] https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=6510#

[18] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Generation%20adequacy%20Final%20Report_for%20publication.pdf

[19] https://cigreindia.org/CIGRE%20Lib/Tech.%20Brochure/026%20Power%20system%20reliability% 20analysis.%20Application%20guide.Part%20I.pdf

[20] https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/TRS1/TRS241_Web.pdf

[21] *Reserve margin* (RM) didefinisikan sebagai kapasitas pembangkit (G) dibagi beban puncak (D) sesuai persamaan RM = (G/D -1) x 100%.

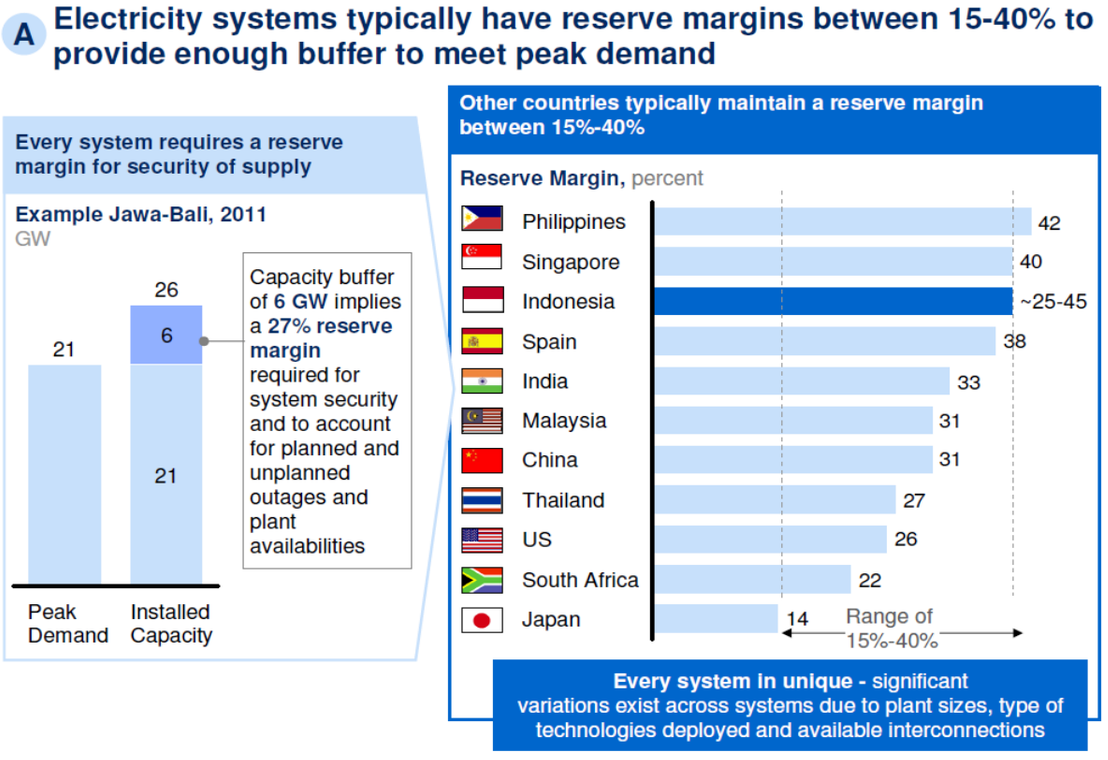


(sumber : *McKinsey & Company*)

Gambar 2.1 Model Probabilistik *Reserve Margin*

2. *Benchmark reserve margin* dari negara lain (15-40%)

   McKinsey and Company memperoleh informasi besaran *reserve margin* di negara-negara lain berada dalam rentang 15-40% seperti ditunjukkan pada Gambar 2.2.

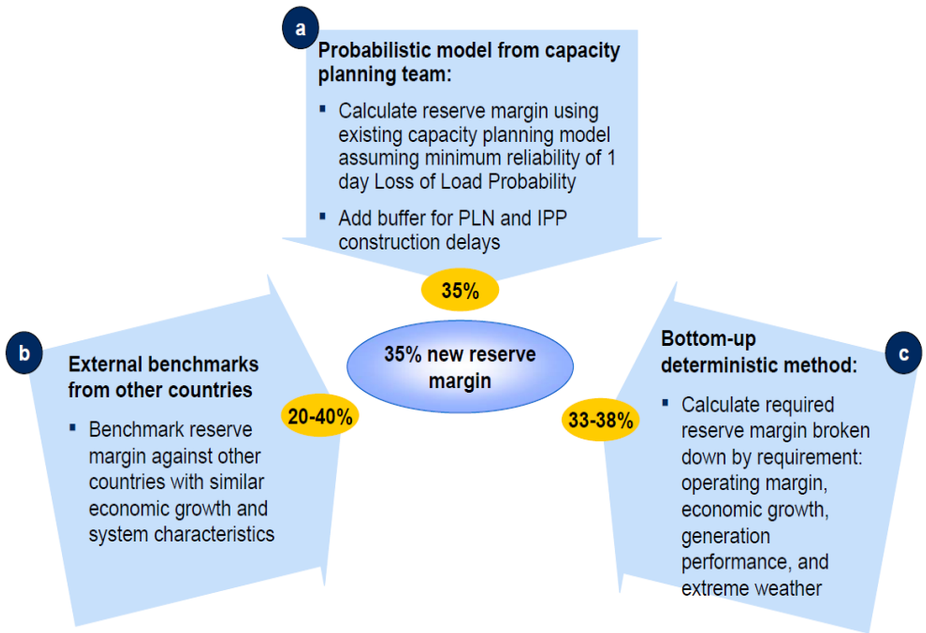


(sumber : *McKinsey & Company*)

Gambar 2.2 *Benchmark Reserve Margin* dari Negara Lain

3. *Bottom Up Deterministic Method*

   Metode ini memperhitungkan kebutuhan *reserve margin* dari sisi operasional dengan mempertimbangkan cadangan operasi, kinerja pembangkit (*planned outage* (PO), *maintenance outage* (MO) dan *forced outage* (FO), *derating* dll.), pertumbuhan ekonomi dan *demand*, pengaruh musim dll. Dari *bottom up deterministic method*, diperoleh *reserve margin* yang optimal sekitar 33-38%.



(sumber : *McKinsey & Company*)

Gambar 2.3 Kebutuhan *Reserve Margin* yang Optimal

Berdasarkan ketiga pendekatan tersebut, *McKinsey & Company* mengambil kesimpulan bahwa *reserve margin* yang optimal untuk Sistem Jawa-Bali adalah sebesar 35% seperti ditunjukkan pada Gambar 2.3.

Sedangkan untuk sistem-sistem di Wilayah Sumatera dan Indonesia Timur, *reserve margin* dapat lebih besar dari 35% mengingat jumlah unit pembangkit yang lebih sedikit, *unit size* yang relatif besar dibandingkan beban puncak, *derating* yang prosentasenya lebih besar, rendahnya keandalan pembangkit *existing*, serta adanya potensi injeksi pelanggan yang lebih besar dan pertumbuhan listrik yang lebih tinggi dibanding Jawa Bali. Selain itu juga perlu diperhitungkan tambahan *reserve margin* untuk mengantisipasi keterlambatan proyek (sekitar 5-10% tergantung pada *success rate* proyek) serta mengantisipasi apabila terjadi pertumbuhan ekonomi yang lebih tinggi.

Pembangkit energi terbarukan, khususnya panas bumi dan tenaga air, dalam proses optimisasi diperlakukan sebagai *fixed system* (ditetapkan masuk sistem) pada tahun-tahun yang sesuai dengan kesiapan proyek tersebut.

Rencana pengembangan kapasitas pembangkitan dibuat dengan memperhitungkan proyek-proyek yang sedang berjalan dan yang telah *committed*[22], baik proyek PLN maupun IPP, dan tidak memperhitungkan semua pembangkit sewa serta *excess power*. Selain itu beberapa pembangkit berbahan bakar minyak yang sudah tua, tidak efisien dan dapat digantikan perannya dengan pembangkit lain yang lebih ekonomis dan layak secara teknis, diasumsikan akan dihapuskan (*retired*) atau dijadikan sebagai pembangkit *stand-by* yang tidak dioperasikan tetapi tetap dipelihara (*mothballed*).

Selanjutnya penambahan kapasitas pembangkit pemikul beban dasar diutamakan berupa pembangkit yang mempunyai biaya operasi murah seperti pembangkit berbahan bakar batubara dan pembangkit sumber energi terbarukan (panas bumi dan tenaga air tertentu).

Untuk kepentingan perhitungan proyeksi bauran energi jangka panjang, simulasi produksi dilakukan dengan mempertimbangkan kesiapan dan kepastian masuknya proyek-proyek pembangkit.

2.2.2 Kriteria Perencanaan Pembangkit di Sistem Kecil Tidak Interkoneksi/ *Isolated*

Perencanaan pembangkitan pada sistem-sistem yang masih kecil dan belum terinterkoneksi (*isolated*) tidak menggunakan metoda probabilistik maupun optimisasi keekonomian, namun menggunakan metoda determinisitik. Pada metoda ini, perencanaan dibuat dengan kriteria maksimal N-2, yaitu cadangan harus lebih besar dari 1 unit terbesar pertama dan 1 unit terbesar kedua. Definisi cadangan disini adalah selisih antara daya mampu total pembangkit yang ada dan beban puncak. Dengan menggunakan kriteria maksimal N-2, diharapkan *reserve margin* pada sistem-sistem isolated juga memenuhi batasan minimal sebesar 30%.

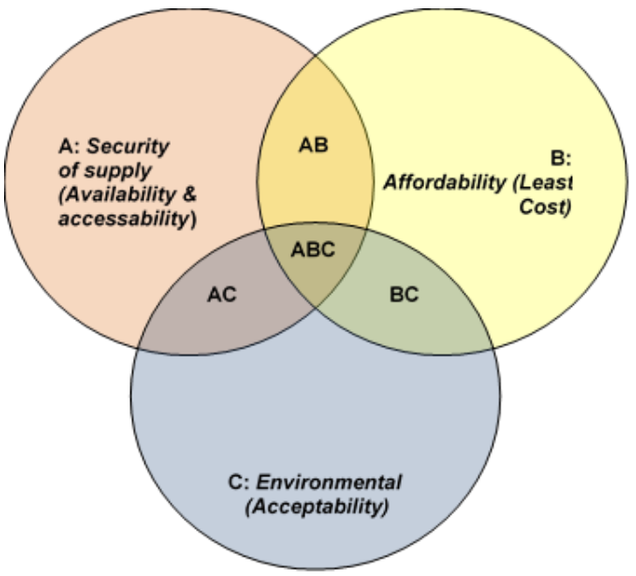
Khusus untuk pembangkit-pembangkit EBT yang energinya bersifat *intermittent*, daya mampu netto dari pembangkit tidak diperhitungkan ke dalam *reserve* suatu neraca daya karena tidak memberikan *firm capacity*. Ini berlaku juga untuk pembangkit EBT *intermittent* yang dioperasikan secara *hybrid* (PLTH) dengan pembangkit-pembangkit *thermal* eksisting. Adapun untuk PLTH yang

[22] Yang dimaksud dengan proyek *committed* adalah proyek PLN yang telah jelas alokasi pendanaannya, dan proyek IPP yang telah mempunyai *Power Purchase Agreement* (PPA) atau paling tidak telah ada *Head of Agreement* (HOA).

dilengkapi dengan baterai/ sistem penyimpanan energi (*energy storage*), maka daya mampu netto dari PLTH tersebut dapat dihitung sebagai tambahan pada *reserve margin* sejumlah *firm capacity* total dari pembangkit tersebut.

2.2.3 Transisi Energi dengan Teknologi Ramah Lingkungan

Pengembangan kelistrikan ke depan terutama di sisi pembangkitan akan terus menuju ke EBT atau pembangkit dengan teknologi yang ramah lingkungan seiring dengan upaya PLN dan pemerintah untuk bertransisi ke *net zero emission*. Dengan transisi energi, konsep konvensional pengembangan pembangkit yang umumnya terfokus hanya pada 2 pilar yaitu *affordability* (*least cost*) dan *security of supply* (keandalan), akan beralih ke 3 pilar dengan menambahkan *acceptability* (*environmental consideration*) dalam pertimbangan pemilihan pembangkit.

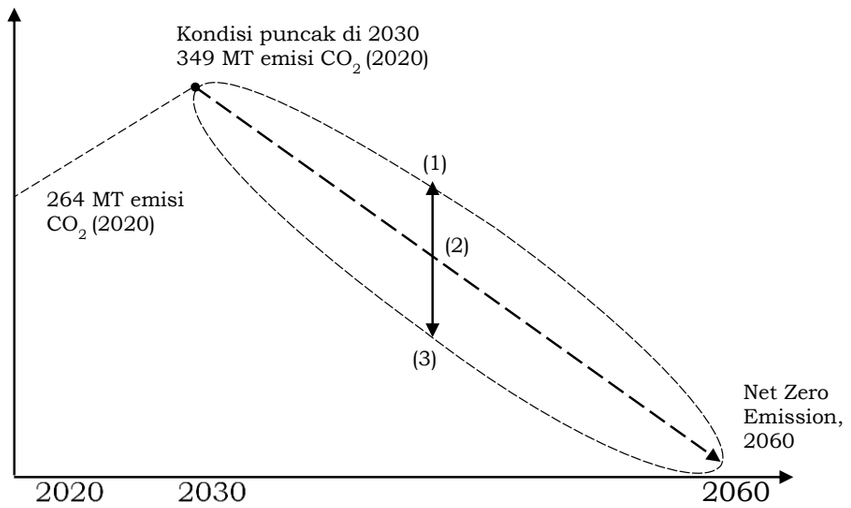


Gambar 2.4 Konsep 3 Pilar Pengembangan Infrastruktur Ketenagalistrikan

Pemenuhan ketiga pilar tersebut merupakan tantangan bagi PLN karena harga teknologi pembangkit yang ramah lingkungan masih tinggi. Diproyeksikan ke depan seiiring dengan makin banyaknya kebutuhan teknologi pembangkit dan inovasi teknologi, harga pembangkit maupun teknologi semakin murah. Hal ini akan sangat berpengaruh pada biaya yang akan dikeluarkan menuju target *net zero emission.*

Gambar 2.5 menunjukkan jalur penurunan emisi yang bisa ditempuh hingga dicapai target *net zero emission* pada tahun 2060. Pada Opsi (1), penurunan emisi dilakukan lebih longgar dengan tahapan yang lebih moderat dibanding opsi (2) dan (3). Pada Opsi (3), upaya penurunan drastis terjadi lebih awal. Setiap

opsi akan memberikan konsekuensi biaya penyediaan tenaga listrik. Opsi 1,2,3 dapat berdampak pada risiko fiskal kepada negara, namun risiko fiskal opsi 3 lebih besar dibandingkan opsi 1 dan 2.



Gambar 2.5 Jalur Menuju *Net Zero Emission*

Mempertimbangkan arahan Presiden dalam Rapat Terbatas tanggal 11 Mei 2021, maka selanjutnya dalam RUPTL ini tidak direncanakan pengembangan PLTU baru kecuali untuk PLTU yang sudah *financial closing* atau konstruksi.

Sebagaimana dijelaskan Menko Bidang Perekonomian bahwa dari program pembangkit listrik 35 GW masih terdapat 6 GW yang belum *financial closing*, tetapi penandatanganan *Power Purchase Agreement* (PPA) telah dilakukan. Terkait dengan hal tersebut, Presiden setuju untuk membatalkan PPA dengan alasan lingkungan karena sebagaimana disampaikan oleh Menko Bidang Kemaritiman dan Investasi bahwa Undang-Undang mengenai lingkungan sangat kuat untuk men-*drop* hal tersebut. Oleh karena itu, Menko Bidang Kemaritiman dan Investasi serta Pimpinan K/L terkait agar membuat payung hukum untuk menaungi kebijakan tersebut.

Kedepannya akan dilakukan *retirement* PLTU secara bertahap mulai tahun 2030 sesuai dengan umur tekno-ekonomis dan berakhirnya kontrak PPA dalam mencapai *net zero emission.*

Dengan dukungan dari pemerintah, PLN berkomitmen untuk mencapai target *carbon neutral* pada tahun 2060 dengan salah satu upayanya melaksanakan *retirement* secara bertahap PLTU eksisting dengan skema monetisasi PLTU. Skema ini membuka peluang PLN untuk mengganti PLTU dengan pembangkit EBT, dengan memindahkan kepemilikan PLTU PLN ke swasta, atau dengan skema lainnya. Namun tetap mendapatkan manfaat finansial dari diberhentikannya penggunaan PLTU secara bertahap.

Penggantian PLTU ke PLTG/GU juga memunculkan dampak teknis dan finansial. Pembangkit PLTU berfungsi sebagai pembangkit beban dasar yang akan dioperasikan dengan *capacity factor* (CF) yang lebih tinggi dan biaya operasi yang lebih murah dibanding PLTGU/PLTMG. Masukan dari ESDM untuk merubah PLTU menjadi PLTGU Sulbagsel (450 MW), PLTGU Halmahera Timur (200 MW), PLTMG Sumbawa-2 (100 MW), PLTMG Lombok-2 (100) dan termasuk PLTMG Bau-Bau (30 MW) berdampak pada adanya penambahan beban subsidi/kompensasi sehingga perlu dikomunikasikan bersama ke Kementerian Keuangan dan Kementerian BUMN.

2.2.4 Strategi Pengembangan *Variable Renewable Energy* (VRE)

Pembangkit EBT khususnya pembangkit yang bersifat *intermittent* atau *Variable Renewable Energy* (VRE) baik *utility scale* maupun terdistribusi, memiliki karakter yang berbeda dengan pembangkit jenis lainnya, sehingga dalam integrasinya ke sistem harus memperhatikan dan memenuhi hal-hal di bawah ini:

1. Produksi energi dari PLTS dan PLTB harus terprediksi dengan proyeksi perubahan cuaca (*weather forecast*) karena sifatnya yang *intermittent*. Dalam rangka menjaga kestabilan sistem, produksi PLTS dan PLTB harus dapat diprediksi dengan akurat, sehingga pengembangan pembangkit PLTS dan PLTB harus dilengkapi dengan peralatan sensor cuaca (contoh: *pyranometer* untuk PLTS dan *anemometer* untuk PLTB, serta peralatan sensor lainnya) yang harus terintegrasi dengan sistem komunikasi di *Control Center* PLN sehingga dapat dimonitor dan memiliki resolusi dalam satuan waktu tertentu.
2. Produksi PLTS dan PLTB tidak mengganggu kestabilan sistem. Karakter *intermittent* dari PLTS dan PLTB agar tidak mengganggu kestabilan sistem agar diantisipasi oleh satu atau lebih solusi, antara lain:
   a. Instalasi dan operasi untuk peralatan-peralatan pengaturan frekuensi otomatis dan pengatur tegangan otomatis pada seluruh pembangkit konvensional baik pembangkit *existing* maupun pembangkit baru harus menaati aturan jaringan yang berlaku.
   b. Perubahan pola operasi pembangkit dengan kemampuan *high ramping rate* yang disesuaikan dengan operasi dari PLTS dan PLTB.
   c. Instalasi *battery energy system storage* (BESS) sebagai *buffering*.

d. PLTA *Pumped Storage* dengan teknologi *variable speed drive* pada motor pompa.
e. Solusi-solusi *buffering* lainnya.

3. Diperlukan antisipasi untuk pembangkit VRE yang terkoneksi ke sistem dengan menggunakan *power electronic* karena tidak memiliki inersia sehingga diperlukan beberapa solusi, antara lain:
   a. Perubahan pola operasi pembangkit termal konvensional skala besar yang dioperasikan untuk menjaga inersia sistem tetapi pembebanannya tidak pada kondisi paling optimal.
   b. Teknologi *inverter* yang mampu merespon layaknya *governor* pembangkit termal (*virtual inertia*).
   c. Instalasi *synchronous condenser* tersebar. (prioritas untuk pembangkit eksisting yang tidak di *dispatch*).
4. Diperlukan antisipasi *duck curve* sebagai akibat produksi PLTS dan *rooftop PV* yang masif di jaringan distribusi pada siang hari, antara lain:
   a. Pemanfaatan pembangkit yang mempunyai *ramping rate* yang tinggi seperti PLTA, *pumped storage*, PLTG/MG dan BESS.
   b. Penentuan *technical minimum load* dari pembangkit-pembangkit yang bersifat *base* seperti PLTU Batubara dan PLTP, baik secara teknis maupun kontraktual.
   c. Penentuan kontrak gas yang dapat menyesuaikan dengan pola operasi PLTS dan *rooftop PV*.
   d. Pemanfaatan PLTU batubara di Jerman dan Denmark telah dimodifikasi *(retrofit)* untuk dapat beroperasi dengan *technical minimum load* yang rendah serta *ramping rate* yang lebih tinggi dan berfungsi sebagai *load follower* untuk mengimbangi intermiten dari PLTS yang sangat besar. Perlu kajian lanjutan antara penerapan *retrofit* yang memiliki biaya cukup besar dibandingkan dengan membangun pembangkit *load follower* berbahan bakar gas yang investasinya lebih murah namun biaya operasinya lebih tinggi.
5. Setiap peralatan *power electronic* pada PLTS dan PLTB yang terkoneksi ke sistem paling tidak memiliki fitur:
   a. Kemampuan *Low Voltage Ride Through*, sehingga saat terjadi gangguan di sistem yang menyebabkan penurunan tegangan, tidak menyebabkan PLTS/PLTB ikut *trip*.
   b. Kemampuan *support* tegangan seperti jenis pembangkit konvensional lainnya yang tercantum pada Aturan Jaringan yang berlaku.

c. Kemampuan *Low Frequency Ride Through*, sehingga saat terjadi gangguan di sistem yang menyebabkan penurunan frekuensi, tidak menyebabkan PLTS/PLTB ikut *trip*.
d. Kemampuan *"half" frequency control*, yaitu pada saat frekuensi sistem naik namun keluaran daya dari PLTS/PLTB turun dan saat frekuensi sistem turun namun keluaran daya dari PLTS/PLTB tidak boleh turun (tetap).

Seluruh solusi di atas harus dikoordinasikan dan dipenuhi sejak awal pengembangan pembangkit EBT dengan sifat intermiten (VRE) sehingga dapat memenuhi aspek teknis, aspek ekonomis, serta sudah memenuhi aturan jaringan *(grid code)* dan standar yang berlaku di PLN. Dukungan pemerintah dalam hal ini diperlukan untuk menetapkan dan menekankan pelaksanaan *grid code* yang mengakomodir isu keandalan sistem akibat injeksi VRE.

Solusi-solusi untuk mempertahankan keandalan sistem akibat adanya injeksi VRE akan berdampak pada penambahan biaya yang menjadi tantangan tersendiri dalam pengembangan VRE di sistem ketenagalistrikan. Selain itu, penetapan pihak yang seharusnya menanggung penambahan biaya juga menjadi isu yang perlu ditindaklanjuti oleh pemerintah.

Rencana pengembangan VRE khususnya PLTS sudah termasuk PLTS Lisdes, PLTS Dedieselisasi dan PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem). Sedangkan PLTS Atap tidak di pertimbangkan menjadi bagian dari tambahan kapasitas PLTS dengan catatan:

a. Kapasitas dari PLTS Atap dibatasi sesuai dengan kemampuan Sistem PLN.
b. Dampak PLTS Atap terhadap BPP PLN akan meningkatkan beban Subsidi/Kompensasi.
c. Tidak ada transaksi dalam skema bisnis PLTS Atap.

Strategi Pengembangan VRE dengan *Battery Energy Storage System* (BESS)

Pembangkit *variable renewable energy* (VRE) dicirikan oleh sifat ketidakpastian dan variabilitas akibat fluktuasi daya dari matahari karena pergerakan awan dan fluktuasi kecepatan angin pada pembangkit tenaga angin. Dengan menggabungkan antara *battery energy storage system* (BESS) dan pembangkit VRE akan mengurangi sifat intermiten pembangkit tersebut.

Fungsi BESS yang di *hybrid* dengan pembangkit VRE ada bermacam-macam seperti : *blackstart, peak shaving, frequency regulated (frequency smoothing)* dan sebagai *firming capacity*. Berikut adalah jenis *storage* dan aplikasinya pada sistem tenaga listrik seperti ditunjukkan pada tabel 2.1:

Tabel 2.1 Jenis *Storage* dan Aplikasinya pada Sistem Tenaga Listrik

	Grid Services				Behind the Meter				Off Grid		
	Enhanced Frequency Response	Frequency Containment Reserve	Frequency Restoration Reserve	Energy Shifting/Load Levelling	Small Consumption (small residential)	Community Storage	Increased Power Quality	Peak Shaving	MicroGrid	Village Electrification	Island Grid
Pumped Hydro	△	△	▲	▲	△	△	△	△	△	△	▲
CAES	△	△	▲	▲	△	△	△	△	△	△	▲
Flywheel	▲	▲	△	△	△	△	△	▲	△	△	▲
Flooded LA	▲	▲	△	△	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
VRLA	▲	▲	△	△	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
Li-ion	▲	▲	△	△	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
NaNiCl	▲	▲	△	△	△	▲	▲	▲	△	▲	▲
NaS	▲	▲	△	△	△	▲	▲	▲	△	▲	▲
VRFB	△	△	▲	▲	▲	▲	△	▲	△	▲	▲
ZBFB	△	△	△	△	▲	▲	△	△	△	▲	▲

▲ Applicable △ Not Applicable

Sumber : IRENA (2019), *Innovation landscape brief: Utility-scale batteries*

Dalam mencapai target bauran energi dari EBT sebesar 23% pada tahun 2025 maka pemanfaatan pembangkit VRE pada sistem kelistrikan di Indonesia menjadi masif terutama solar PV, baik yang terkoneksi pada level tegangan tinggi maupun pada distribusi. Penggunaan BESS yang di-*hybrid* dengan pembangkit VRE untuk mengurangi fluktuasi *output* daya, mengurangi sifat *variability* dan kecukupan daya sesuai dengan *demand* sehingga dapat difungsikan untuk dapat bersaing dengan pembangkit konvensional pemikul beban dasar. Aplikasi BESS yang di-*hybrid* dengan pembangkit VRE antara lain:

1. Penggunaan BESS sebagai *frequency regulation* yang mengurangi sifat *variability* dan fluktuasi daya *output* dari pembangkit VRE sehingga *output* daya nya menjadi lebih halus dan tidak menyebabkan fluktuasi tegangan dan frekuensi pada sistem kelistrikan (fungsi *smoothing*).
2. Penggunaan BESS sebagai *firming capacity* pada pembangkit VRE dapat memberikan *output* yang lebih pasti dengan kecukupan daya sesuai dengan *demand*, sehingga dapat memberikan nilai lebih pada pembangkit VRE untuk dapat bersaing dengan pembangkit konvensional pemikul beban dasar. Namun dari sisi keekonomian, akan diperlukan biaya yang tinggi karena konsep BESS sebagai *firming capacity* akan membutuhkan kapasitas yang besar.

Pada dasarnya, dalam pengembangan VRE perlu diperhatikan kebutuhan sistem akan tambahan pembangkit dan kesiapan sistem, agar keandalan tetap terjaga. Umumnya penggunaan VRE sedikit banyak akan berpengaruh pada keandalan sistem, sehingga di beberapa sistem dibutuhkan VRE yang dilengkapi baterai baik untuk *smoothing*, maupun untuk *firming*.

Penggunaan baterai untuk kebutuhan *smoothing* biasanya digunakan agar tegangan dan frekuensi sistem tetap dalam batas aman. Demikian pula untuk kebutuhan *firming,* namun untuk yang kedua biasanya dipersyaratkan untuk sistem yang kuota penambahan pembangkit VRE nya sudah terlewati. Untuk firming, biasanya kebutuhan baterai yang dipersyaratkan relatif besar. Dengan harga baterai yang masih mahal, VRE dengan persyaratan baterai *firming* akan menghadapi tantangan yang besar karena secara teknis harus bersaing dengan pembangkit *base loader* yang handal (seperti PLTU dan PLTA) dan secara finansial setidaknya harus setara dengan biaya operasi di beban dasar atau tidak lebih tinggi dari *marginal cost* sistem.

PLN dan konsultan (LAPI ITB) telah melakukan kajian terkait kuota VRE yang dapat diserap oleh sistem-sistem kelistrikan besar PLN. Setiap sistem mempunyai kuota yang berbeda-beda sesuai dengan kekuatan sistem tersebut menerima VRE dan kebutuhan sistem terhadap jenis pembangkit tertentu.

2.3. STRATEGI PENGEMBANGAN TRANSMISI DAN GARDU INDUK

Pengembangan saluran transmisi dan gardu induk secara umum direncanakan untuk memperoleh evakuasi pembangkitan ke pusat kebutuhan beban, mengatasi kondisi kerawanan sistem, mendukung target penjualan energi listrik, mengatasi *bottleneck*, meningkatkan keandalan dan fleksibilitas operasi sistem.

Proyek transmisi pada dasarnya dilaksanakan oleh PLN, sedangkan transmisi terkait dengan pembangkit milik IPP dilaksanakan oleh pengembang IPP sesuai dengan dokumen *Request for Proposal* (RFP). Namun demikian, terbuka opsi proyek transmisi untuk juga dapat dilaksanakan oleh swasta dengan skema bisnis tertentu, misalnya *build operate transfer* (BOT) atau *build lease transfer* (BLT)[23], ataupun *power wheeling*[24]. Opsi lain *power wheeling* bertujuan antara

---

[23] Skema BOT dan BLT memungkinkan transmisi dibangun dan didanai oleh swasta, termasuk pembebasan lahan dan perizinan ROW. Pada skema BOT, operasi transmisi dikelola oleh pihak swasta namun tetap dengan memperhatikan *dispatch order* / perintah /pengendalian operasi dari PLN. PLN akan membayar sewa sesuai biaya yang disepakati dan setelah periode waktu tertentu aset transmisi akan ditransfer menjadi milik PLN.

[24] *Power wheeling* pada prinsipnya merupakan pemanfaatan bersama jaringan transmisi oleh pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik lainnya untuk menyalurkan daya dari pembangkit milik pihak tersebut di suatu tempat ke beban khusus pihak tersebut di tempat lain, dengan membayar sewa/biaya transmisi termasuk biaya keandalan.

lain agar aset jaringan transmisi dan distribusi sebagai salah satu aset bangsa dapat dimanfaatkan secara optimal, peningkatan utilisasi jaringan transmisi atau distribusi sebagai salah satu bentuk efisiensi pada lingkup nasional, mempercepat tambahan kapasitas pembangkit nasional untuk menunjang pertumbuhan ekonomi nasional selama memenuhi peraturan perundang-undangan yang berlaku. Opsi tersebut dibuka atas dasar pertimbangan keterbatasan kemampuan pendanaan investasi PLN dan pertimbangan perusahaan swasta dapat lebih fleksibel dalam hal mengurus perizinan.

Pemerintah menghendaki adanya akselerasi pengembangan transmisi baik untuk interkoneksi antar sistem ketenagalistrikan maupun untuk interkoneksi antar pulau, sesuai dengan program dan kebijakan pemerintah.
Pengoperasian dan pemeliharaan proyek transmisi yang dilaksanakan dengan skema BOT maupun BLT akan dilakukan oleh PLN, sesuai dengan *dispatch order* dari *transmission system operator* (TSO). Aset transmisi akan diserahkan kepada PLN setelah berakhir masa sewa.

Secara umum pembiayaan BOT tidak termasuk ke dalam investasi swasta, melainkan berupa pengalihan pembiayaan/pembangunan/operasional yang pada akhirnya akan dibayar oleh PLN dan penguasaan fisik maupun hukum beralih melalui proses transfer. Pengalihan risiko-risiko yang sebelumnya ditanggung PLN dialihkan kepada pihak swasta untuk memanfaatkan efisiensi yang dimiliki (dibanding dikerjakan sendiri oleh pihak pemilik proyek infrastruktur/PLN). Dengan skema BOT, dimungkinkan pembayaran sewa berdasarkan pada jumlah aliran listrik pada tranmisi dengan *minimum payment* kepada pihak swasta (skema *toll fee*).

Dalam skema BLT (Bangun, Sewa Beli dan Alih Milik), pihak swasta membangun proyek infrastruktur termasuk menanggung pembiayaannya. Setelah pembangunan proyek selesai, fasilitas tersebut disewakan kepada PLN dalam bentuk sewa beli sesuai jangka waktu yang disepakati. Pada akhir Perjanjian Kerjasama, fasilitas infrastruktur tersebut diserahkan kepada PLN. Pada skema BLT, pihak swasta mendanai dan membangunan prasarana dan setelah selesai dibangun, prasarana tersebut diserahkan kepada PLN untuk dioperasikan dengan cara sewa. Selanjutnya PLN akan membayar biaya investasi yang telah dikeluarkan.

Sejalan dengan kebijakan pengembangan pembangkitan untuk mentransfer energi listrik dari wilayah yang mempunyai sumber energi primer yang banyak ke wilayah lain yang sumber energi primernya terbatas. Maka di Sistem

Sumatera yang pada saat ini tengah berkembang pesat memerlukan jaringan interkoneksi utama (*backbone*) yang kuat, mengingat jarak geografis yang jauh. Sebagai dampak dari kebijakan tersebut, dalam RUPTL ini direncanakan pembangunan jaringan interkoneksi dengan tegangan 275 kV pada tahap awal di koridor barat Sumatera, sedangkan tegangan 500 kV direncanakan di koridor timur Sumatera.

Demikian juga untuk kondisi di Kalimantan, seiring dengan rencana pemindahan Ibu Kota Negara ke Kalimantan Timur yang terletak jauh dari sumber energi primer hidro di Kalimantan Utara, maka direncanakan pembangunan jaringan transmisi 500 kV untuk mengevakuasi daya dari PLTA di Kalimantan Utara ke pusat beban di Kalimantan Timur.

Perencanaan transmisi memerlukan persiapan yang lebih panjang mengingat kebutuhan tanah mencakup wilayah yang luas. Mengingat banyaknya kendala dalam proses pembebasan tanah serta fungsi transmisi sebagai infrastruktur dari sistem tenaga listrik maka *framework* perencanaan kapasitas transmisi harus melihat waktu yang lebih panjang dari jangka waktu RUPTL, yaitu sekitar 30 tahun.

Pada jaringan yang memasok kota besar dapat direncanakan *looping* antar sub-sistem dengan pola operasi terpisah untuk meningkatkan keandalan pasokan.
Pada saluran transmisi yang tidak memenuhi kriteria keandalan N–1 dan terdapat potensi masalah sosial untuk jalur baru serta kesulitan ijin padam untuk pekerjaan maka dapat dilaksanakan *reconductoring* dan *uprating*.
Perluasan jaringan transmisi dari *grid* yang telah ada untuk menjangkau sistem *isolated* yang masih dilayani PLTD BBM dilaksanakan dengan mempertimbangkan aspek ekonomi dan teknis.

Penentuan lokasi GI dilakukan dengan mempertimbangkan keekonomian biaya pembangunan fasilitas sistem transmisi tegangan tinggi, biaya pembebasan tanah, biaya pembangunan fasilitas sistem distribusi tegangan menengah dan harus disepakati bersama oleh unit pengelola sistem distribusi dan unit pengelola sistem transmisi.

Pemilihan teknologi seperti jenis menara transmisi, penggunaan tiang, jenis saluran (saluran udara, kabel bawah tanah, kabel laut) dan perlengkapannya (pemutus, pengukuran dan proteksi) mempertimbangkan aspek keekonomian jangka panjang, dan pencapaian tingkat mutu pelayanan yang lebih baik, dengan memenuhi standar nasional (SNI, SPLN) atau standar internasional yang berlaku.

Perencanaan transmisi diindikasikan menggunakan konduktor jenis konvensional yang menunjukkan sebagai perencanaan kapasitas. Dalam hal terjadi perubahan-perubahan di lapangan yang diakibatkan oleh kondisi teknis, sangat dimungkinkan untuk dilakukan perubahan dengan syarat tetap memperhatikan faktor keekonomian transmisi tersebut.

Untuk meningkatkan pelayanan dan mengantisipasi kebutuhan tenaga listrik yang semakin besar di kabupaten-kabupaten yang tersebar dan belum dilayani dari jaringan tegangan tinggi, dalam RUPTL ini terdapat rencana pembangunan GI baru di beberapa kabupaten. Perencanaan GI baru tersebut tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan ekonomis.

Dengan banyaknya pengajuan pembangkit EBT skala kecil dari pengembang yang akan terhubung pada sistem transmisi, maka diperlukan antisipasi dalam pengembangan sistem transmisi dengan memperhatikan pedoman penyambungan yang tertuang dalam Aturan Jaringan Tenaga Listrik yang berlaku pada sistem setempat.

Pembangunan interkoneksi sistem tenaga listrik khususnya antar sistem atau antar pulau membutuhkan kajian komprehensif untuk mendapatkan manfaat interkoneksi dan kajian enjiniring. Manfaat interkoneksi antara lain:

1. Peningkatan keandalan dan optimalisasi cadangan sistem.
2. *Trade-off* dengan pembangunan pembangkit baru.
3. Peningkatan faktor beban dan antisipasi keragaman beban, khususnya sistem dengan keragaman pola beban.
4. Penurunan biaya operasi, optimalisasi *reserve margin* sistem dan optimalisasi jadwal pemeliharaan pembangkit.
5. Pemanfaatan sumber energi dari berbagai lokasi yang berbeda, untuk mendapatkan manfaat keragaman energi, *sustainability*, dan penurunan dampak lingkungan.
6. *Economic exchange* antar sistem tenaga listrik.

Sedangkan berdasarkan teknologi interkoneksi, perkembangan teknologi sudah memungkinkan interkoneksi untuk diprogramkan. Saat ini sistem *Alternating Current* (AC) telah memasuki era *level* tegangan *Ultra High Voltage* (UHV), yaitu sistem transmisi dengan tegangan di atas 765 kV. Di beberapa negara bahkan sudah mencapai 1000 kV. UHV pada sistem umumnya berperan sebagai *backbone* sistem atau transfer energi skala besar untuk menjaga kestabilan sistem dan penurunan *losses* teknis. Pada teknologi *Direct Current* (DC), saat ini telah dimanfaatkan dalam rangka transfer energi skala besar, karena sistem

tersebut lebih baik dari sisi kestabilan sistem serta mengurangi efek negatif transfer energi skala besar jika menggunakan sistem AC. Perkembangan teknologi *High Voltage Direct Current* (HVDC) saat ini khususnya terkait teknologi *converter* dibagi menjadi dua yaitu *Line-commutated Converter* (LCC) yang telah lebih dahulu dikenal dan *Voltage Sourced Converter* (VSC) yang saat ini terus dikembangkan baik kapasitas maupun level tegangannya.

2.3.1 Kriteria Perencanaan Transmisi dan GI

Dengan tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan ekonomis, kebijakan lebih rinci mengenai pengembangan transmisi dan GI adalah sebagai berikut:

1. Perencanaan transmisi dibuat dengan menggunakan kriteria kontingensi N-1, baik statis maupun dinamis. Kriteria N-1 statis mensyaratkan apabila suatu sirkit transmisi padam, baik karena mengalami gangguan maupun dalam pemeliharaan, maka sirkit-sirkit transmisi yang tersisa harus mampu menyalurkan keseluruhan arus beban, sehingga kontinuitas penyaluran tenaga listrik terjaga. Kriteria N-1 dinamis mensyaratkan apabila terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa yang diikuti oleh hilangnya satu sirkit transmisi, maka tidak boleh menyebabkan kehilangan ikatan sinkron antara suatu kelompok generator dan kelompok generator lainnya. Pada kondisi khusus kriteria *credible contingency* dapat diterapkan pada perencanaan transmisi, dimana kondisi khusus tersebut dapat dibuktikan melalui kajian dapat menyebabkan pemadaman *(black out)* meluas.
2. Untuk penyaluran tenaga listrik di luar Jawa-Bali, PLN merencanakan dalam 1 (satu) kabupaten/kota dibangun minimal 1 (satu) gardu induk, kecuali akses ke kabupaten/kota setempat yang masih terkendala. Untuk yang terkendala, maka PLN merencanakan pasokan tenaga listrik dari jaringan 20 kV.
3. Trafo daya (TT/TM) pada saat ini direncanakan mempunyai kapasitas sampai dengan 60 MVA.
4. Dengan perubahan harga *Engineering Procurement and Construction* (EPC) *Gas Insulation Substation* (GIS) yang makin mendekati harga EPC gardu induk konvensional, maka kota-kota besar di Jawa dan ibukota provinsi di luar jawa yang sudah padat penduduk diutamakan menggunakan GIS dengan mempertimbangkan kecepatan penyelesaian proyek karena kebutuhan lahan yang lebih kecil.
5. Jumlah unit trafo yang dapat dipasang pada suatu GI dibatasi oleh ketersediaan lahan, kapasitas transmisi dan jumlah penyulang (*feeder*)

keluar yang dapat ditampung oleh GI tersebut. Dengan kriteria tersebut suatu GI dapat mempunyai 3 atau lebih unit trafo. Sebuah GI baru diperlukan jika GI terdekat yang ada tidak dapat menampung pertumbuhan beban lagi karena keterbatasan tersebut.

6. Pengembangan GI baru dapat juga dimaksudkan untuk mendapatkan tegangan yang baik di ujung jaringan tegangan menengah.
7. Trafo IBT GITET (500/275 kV, 500/150 kV dan 275/150 kV) dapat dipasang hingga 4 unit per GITET.
8. *Spare* trafo IBT 1 fasa dapat disediakan per lokasi untuk GITET jenis GIS, dan 1 fasa per tipe per provinsi untuk GITET jenis konvensional.
9. Pembangunan gardu induk dengan desain minimalis dapat dilaksanakan untuk melistriki komunitas dengan kebutuhan listrik yang dalam jangka panjang diperkirakan akan tumbuh lambat.
10. Kriteria yang pada umumnya diterapkan dalam RUPTL ini adalah kebutuhan penambahan kapasitas trafo/IBT di suatu GI ditentukan pada saat pembebanan seluruh trafo pada GI tersebut telah mencapai 70%-90%.
11. Rencana titik koneksi dari pembangkit IPP ke titik GI PLN tidak dibatasi hanya pada satu titik GI, namun dibuka kesempatan untuk GI sekitarnya dalam sistem yang sama untuk mendapatkan harga yang lebih kompetitif dengan tetap memperhatikan aspek teknis antara lain analisis aliran daya dan stabilitas.
12. Penggunaan teknologi baru pada pengembangan sistem transmisi harus berdasarkan pada kebutuhan sistem.

Seiring dengan pertumbuhan beban yang diikuti dengan bertambahnya kapasitas pembangkit dan transmisi, maka arus gangguan hubung singkat juga ikut meningkat. Arus gangguan hubung singkat yang melebihi kapasitas peralatan dapat menyebabkan peralatan tersebut rusak, kerugian yang ditimbulkan bukan hanya dari perbaikan atau penggantian peralatan tersebut namun juga kemungkinan pemadaman beban skala kecil maupun besar. Oleh karenanya, diperlukan langkah-langkah untuk mengantisipasi kenaikan arus hubung singkat. Alternatif-alternatif tersebut antara lain:

1. Rekayasa konfigurasi jaringan.
2. Pemasangan reaktor seri atau *Short Circuit Current Limiter* (SCCL).
3. Penggunaan trafo pembangkit dengan impedansi tinggi.
4. Penggunaan atau penggantian *interbus transformer* (IBT) dengan impedansi tinggi.
5. Pemindahan koneksi pembangkit ke level tegangan tertinggi.

6. Penggantian pemutus tenaga (PMT) dan atau peningkatan standar kapasitas maksimum PMT.
7. Implementasi level tegangan sisipan.
8. Implementasi level tegangan *ultra high voltage*.
9. Implementasi Teknologi HVDC *Back to Back*.

Penerapan alternatif dilengkapi dengan kajian detail dan komprehensif yang mencakup kajian ekonomi, kajian teknis, dan *workability* serta memenuhi standar nasional (SNI, SPLN) atau standar internasional yang berlaku.

Tingkat mutu pelayanan pada sistem tenaga sangat tergantung pada daya aktif dan reaktif. Permasalahan kesetimbangan daya aktif dapat diselesaikan dengan memperkuat saluran transmisi sehingga daya dapat dikirim dari sumber pembangkit ke sumber beban, lain halnya dengan permasalahan kesetimbangan daya reaktif yang bersifat lokal dan tidak dapat dikirim dari jarak jauh. Pada sistem tenaga, daya reaktif memberikan pengaruh yang sangat besar dalam meningkatkan mutu tegangan, memperbaiki kemampuan mengirimkan daya aktif, memperkecil rugi-rugi, mengurangi jatuh tegangan dan memperbaiki kestabilan dinamis. Sedangkan, saat kondisi beban rendah terdapat kondisi dimana tegangan sistem sangat tinggi akibat *line charging* pada transmisi yang berbeban rendah. Sehingga untuk melakukan manajemen tegangan diperlukan langkah penambahan kompensator daya reaktif (*series capacitor/reactor, series/shunt capacitor*) yang dapat memasok daya reaktif dan/atau menyerap daya reaktif. Selain itu peralatan FACTS seperti SVC, STATCOM, BESS (*Battery Energy Storage System*), dan pemasangan *synchronous condenser* menjadi alternatif dalam meningkatkan kualitas daya serta fleksibilitas pengaturan pengoperasian sistem. Pemasangan peralatan tersebut tentunya perlu diawali dengan kajian detail dan komprehensif yang mencakup kajian ekonomi, kajian teknis, dan *workability* serta memenuhi standar nasional (SNI, SPLN) atau standar internasional yang berlaku.

Program-program terkait manajemen aset yang meliputi:

1. Penggantian peralatan baik material transmisi utama (MTU), konduktor transmisi beserta peralatan pendukungnya yang sudah melampaui batas umur efektif peralatan.
2. Penggantian peralatan baik MTU, konduktor transmisi beserta peralatan pendukungnya yang sudah memiliki hasil uji kondisi peralatan tidak baik.

3. Penggantian peralatan baik MTU, konduktor transmisi beserta peralatan pendukungnya yang sudah memiliki teknologi *obsolete* (lama).

Alternatif dan program tersebut di atas jika tidak signifikan meningkatkan kapasitas, tidak mengubah konfigurasi *existing*, atau tidak menambah aset, maka merupakan kebijakan yang tidak tercantum dalam daftar proyek GI dan transmisi di dalam RUPTL. Implementasi atas program-program tersebut di atas harus dilengkapi dengan kajian detail dan komprehensif yang mencakup kajian ekonomi, kajian teknis, dan *workability* serta memenuhi standar nasional (SNI, SPLN) atau standar internasional yang berlaku.

2.4. STRATEGI PENGEMBANGAN SISTEM DISTRIBUSI

Tujuan dalam pengembangan dan perencanaan sistem distribusi adalah untuk menyediakan energi listrik berkualitas yang andal, aman, efisien, dan ekonomis kepada konsumen baru maupun yang sudah ada, mengadopsi teknologi terkini dalam memperbaharui sistem distribusi untuk memenuhi permintaan layanan distribusi yang andal, aman dan berkualitas, serta meningkatkan kemampuan PLN untuk memenuhi kebijakan energi dan target Regulasi Pemerintah, termasuk integrasi sumber energi terbarukan yang lebih banyak ke dalam sistem distribusi.

Fokus utama investasi perluasan jaringan adalah untuk melayani pertumbuhan pelanggan dan perbaikan sarana pelayanan serta meningkatkan kemampuan jaringan distribusi dalam integrasi sumber energi terbarukan ke dalam sistem. Kegiatan berikutnya adalah pengembangan dan investasi sistem distribusi yang secara umum diarahkan pada 4 hal yaitu perbaikan tegangan pelayanan, perbaikan angka *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) dan *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI), penurunan susut teknis jaringan dan rehabilitasi jaringan yang tua.

Pemilihan teknologi seperti jenis tiang (beton, besi atau kayu), jenis saluran (saluran udara, kabel bawah tanah), sistem jaringan (*radial*, *loop* atau *spindle*), perlengkapan (menggunakan *recloser* atau tidak), termasuk penggunaan tegangan 70 kV sebagai saluran distribusi ke pelanggan besar atau pembangkit tertentu, telah selesai dikaji secara teknis, namun implementasinya memerlukan penyesuaian regulasi yang akan ditentukan oleh Pemerintah.

Rencana penggunaan transformator 150/20 kV dengan kapasitas 100 - 120 MVA dimungkinkan pada daerah perkotaan yang padat, sehingga sisi instalasi pada

sistem distribusi perlu diantisipasi seperti kapasitas pemutus hubung singkat, penambahan jalur keluar tegangan menengah dari gardu induk dan peralatan lainnya.

Dengan banyaknya pengajuan pembangkit EBT skala kecil dari pengembang yang akan terhubung pada sistem distribusi, maka diperlukan antisipasi pengembangan sistem distribusi dengan memperhatikan pedoman penyambungan yang tertuang dalam *Distribution Code* sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 4 Tahun 2009 tentang Aturan Distribusi Tenaga Listrik.

2.4.1 Kriteria Perencanaan Distribusi

Perencanaan sistem distribusi dibuat dengan memperhatikan pedoman standar kinerja umum sistem distribusi antara lain:

- Penurunan angka SAIDI dan SAIFI.
- Peningkatan efisensi jaringan distribusi.
- Batas stabilitas sistem distribusi. Aturan mengenai batas stabilitas sistem distribusi antara lain :
  - Tegangan jaringan distribusi dalam kisaran 90% dan 105% dari tegangan nominal sesuai Aturan Distribusi Indonesia.
  - Frekuensi jaringan distribusi dalam kisaran 49,5 Hz sampai dengan 50,5 Hz sesuai Aturan Distribusi Indonesia.
- Kualitas daya listrik
  Distorsi harmonik maksimal adalah 3% untuk tegangan tunggal dan 5% untuk total tegangan, sedangkan untuk batasan distorsi arus bervariasi sesuai Aturan Distribusi Indonesia.
- Sasaran kebijakan energi
  Target pemerintah untuk meningkatkan persentase pasokan listrik dari energi terbarukan.

Perencanaan sistem distribusi dibuat dengan memperhatikan kriteria sebagai berikut:

- Membatasi panjang maksimum saluran distribusi (JTM dan JTR) untuk menjaga agar tegangan pelayanan sesuai ketentuan SPLN 72:1987.
- Konfigurasi JTM untuk kota-kota besar dapat berupa topologi jaringan yang lebih andal seperti *spindle*, sementara konfigurasi untuk kawasan luar kota minimal berupa saluran radial yang dapat dipasok dari 2 (dua) sumber.
- Mengendalikan susut teknis jaringan distribusi pada tingkat yang optimal.

- Program listrik desa dilaksanakan dalam kerangka perencanaan sistem tenaga listrik secara menyeluruh dan tidak memperburuk kinerja jaringan dan biaya pokok penyediaan.
- Pembangunan pusat pengatur distribusi *(Distribution Control Centre)* pada sistem-sistem distribusi yang memasok kota-kota besar.

Selain itu perencanaan sistem distribusi juga diarahkan untuk meningkatkan kontinuitas pasokan kepada pelanggan (menekan SAIDI dan SAIFI) dengan upaya:

- Membangun *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) Distribusi untuk ibukota provinsi dan kota-kota lain yang minimal dipasok oleh 2 gardu induk dan 15 *feeder*.
- Mengoptimalkan pemanfaatan *recloser* atau *Automatic Vacuum Switch* (AVS) yang terpasang di SUTM, dikoordinasikan dengan *reclosing relay* penyulang di GI. Memonitor pengoperasian *recloser* atau AVS dan menyempurnakan metode pemeliharaan periodiknya.
- Dimungkinkan menggunakan *Distribution Automation System* (DAS) pada daerah yang sangat padat beban dan potensi pendapatan tinggi.

Sasaran perencanaan sistem distribusi adalah menyediakan sarana pendistribusian tenaga listrik yang cukup, andal, berkualitas, efisien, dan susut teknis wajar.

Perencanaan kebutuhan fisik jaringan distribusi dikelompokkan dalam dua kegiatan, yaitu penyambungan pelanggan dan perkuatan distribusi dengan rincian sebagai berikut:

- Perluasan sistem distribusi untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik.
- Mempertahankan/meningkatkan keandalan (*reliability*) dan kualitas pelayanan tenaga listrik pada pelanggan (*power quality*).
- Menurunkan susut teknis jaringan.
- Rehabilitasi jaringan tua.
- Pengembangan dan perbaikan sarana pelayanan.

Kebutuhan fisik yang diperlukan untuk perluasan sistem distribusi dalam rangka mengantisipasi pertumbuhan beban puncak sebagai akibat pertumbuhan penjualan energi merupakan fungsi dari beberapa variabel yaitu antara lain:

- Beban puncak di sisi tegangan menengah (TM) dan tegangan rendah (TR),

- Luas area yang dilayani,
- Distribusi beban (tersebar merata, terkonsentrasi, dsb),
- Jatuh tegangan maksimum yang diperbolehkan pada jaringan,
- Ukuran penampang konduktor yang dipergunakan,
- Fasilitas sistem distribusi terpasang (jaringan tegangan menengah/JTM, gardu distribusi/GD, jaringan tegangan rendah/JTR, *automatic voltage regulator*/AVR, dsb).

Dalam perencanaan sistem distribusi terdapat tahapan untuk menentukan opsi-opsi jaringan yang kredibel dalam memenuhi perkiraan pertumbuhan beban mengurangi keterbatasan, kendala, serta masalah keselamatan yang telah diidentifikasi saat ini dan disaat yang akan datang melalui tahapan-tahapan proses perencanaan distribusi. Opsi – opsi tersebut antara lain:

- Opsi Jaringan (*Network Option*)

  Opsi yang diharapkan dapat mengatasi kendala dan keterbatasan di sistem distribusi saat ini dan yang akan datang. Kendala – kendala tersebut meliputi tidak dapat melayani pasang baru, GI atau konduktor yang kelebihan beban, regulasi tegangan, masalah proteksi, susut jaringan, umur peralatan, kualitas daya listrik serta manajemen kontrol dan monitoring yang tidak memadai. Opsi jaringan ini menghasilkan perencanaan dalam pembangunan gardu induk baru, penambahan kapasitas trafo, penyulang baru, *reconductoring* kabel, konfigurasi ulang jaringan, perubahan level tegangan pada saluran distribusi, penentuan ukuran dan lokasi kapasitor yang optimal, regulator, *sectionalizers*, *relay* dan sekering, perbaikan infrastruktur, penggantian peralatan, pembaruan pemantauan jaringan, komunikasi, kontrol dan sistem manajemen.

- Opsi Non - Jaringan (*Non-Network Option*)

  Opsi non-jaringan merupakan alternatif dari opsi jaringan untuk mengatasi kendala / batasan sistem yang ada. Opsi non-jaringan yang kredibel harus mampu mengubah salah satu atau beberapa hal diantaranya mengurangi beban puncak dan / atau konsumsi energi, mengubah profil beban jaringan distribusi, membantu memenuhi pertumbuhan beban lokal, dan / atau mengurangi susut energi, menambah keandalan jaringan distribusi, tegangan serta efisiensi dan membantu memenuhi sasaran energi terbarukan dari pemerintah.

- Modernisasi Jaringan Distribusi (*Modernization of Distribution Network*)

  Dengan kemajuan otomasi sistem distribusi, teknologi komunikasi dan kontrol, serta peningkatan penetrasi *Distributed Energy Resources* (DER), utilitas distribusi di seluruh dunia telah memodernisasi sistem distribusi mereka. Sistem distribusi telah bertransformasi dari peran pasif dalam manajemen kontingensi menjadi manajemen sistem distribusi aktif. Modernisasi jaringan distribusi meliputi otomasi sistem distribusi menggunakan *Internet of Things (IOT)* dan teknologi kecerdasan buatan dengan protokol komunikasi nirkabel untuk melaksanakan pemantauan, pelacakan, komunikasi, pengendalian dan pengelolaan operasi sistem distribusi yang cerdas. usulan otomatisasi sistem distribusi harus dilengkapi dengan analisis manfaat dan biaya *(benefit cost analysis)* untuk memastikan efektivitas pembiayaan

  Dengan didorongnya pengembangan energi terbarukan oleh Pemerintah, maka pembangkit energi terbarukan sampai dengan 10 MW dapat tersambung langsung ke jaringan distribusi. Penyambungan pembangkit tersebut harus memenuhi ketentuan Aturan Distribusi (*Distribution Code*).

2.4.2 Rencana Implementasi *Electric Vehicle*

Tren pertumbuhan kendaraan bermotor saat ini terus meningkat. Berdasarkan data BPS, rata-rata pertumbuhan kendaraan dari tahun 2006 sampai 2016 di Indonesia sebesar 11,5% pertahun, sementara pertumbuhan ekonomi berkisar 5%. Pertumbuhan jumlah kendaraan bermotor nasional pada periode tersebut membanggakan tetapi sekaligus mengkuatirkan karena terjadi konsumsi BBM secara signifikan sehingga jumlah impor BBM Indonesia melonjak drastis. Di tahun 2017, nilai impor BBM sudah mencapai di atas Rp 220 Triliun. Angka yang berdampak pada melemahnya nilai *Current Account Deficit* (CAD) dan akhirnya mempengaruhi kondisi perekonomian nasional. Nilai impor BBM yang sekitar 70-80% dikonsumsi oleh sektor transportasi darat ini diperkirakan akan terus meningkat dan sesuai dokumen Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) impor BBM akan melebihi Rp 550 Triliun di tahun 2025. Penggunaan BBM sebagai bahan bakar kendaraan bermotor saat ini juga sebagai penyumbang polusi udara terutama di kota-kota besar. Pengukuran terakhir dari Dinas Lingkungan Hidup menunjukan kualitas udara dikota-kota besar di Indonesia sudah memburuk dan mayoritas disebabkan oleh emisi kendaraan bermotor. Di

Jakarta misalnya, kualitas udara sudah diatas nilai 155 dari ambang atas 200 yang menunjukkan sudah tidak sehat dan 78% penyebabnya adalah kendaraan bermotor berbahan bakar fosil (BBM).

Hal-hal di atas mendorong perlunya konservasi pemakaian energi di sektor transportasi darat dari bahan bakar fosil ke bentuk energi lainnya yang lebih bersih dan ketersediaan sumber energinya berasal dari lokal sehingga tidak harus mengimpor. Pilihan utama yang sesuai adalah implementasi *Electric Vehicle* (EV) untuk sektor transportasi darat baik pribadi maupun keperluan publik. EV dinilai lebih ramah lingkungan karena tidak mengeluarkan emisi gas buang seperti halnya pada kendaraan berbahan bakar fosil. Aspek lingkungan tersebut yang mendorong masyarakat umum untuk lebih memilih EV untuk kedepannya. Polusi udara di perkotaan akan berkurang drastis jika EV dapat diaplikasikan secara luas di daerah perkotaan. Hal ini yang menyebabkan komitmen negara-negara maju untuk mendorong perkembangan implementasi EV. Berikut adalah kebijakan beberapa negara terkait dengan EV:

- Norwegia, hanya akan menjual kendaraan listrik pada tahun 2025.
- Belanda, hanya akan menjual kendaraan listrik pada tahun 2025.
- Jerman, hanya akan menjual kendaraan listrik pada tahun 2030.
- India, hanya akan menjual kendaraan listrik pada tahun 2030.

Sejarah perkembangan EV di Indonesia dimulai oleh LIPI dengan membuat marmut listrik (Marlip), kemudian tahun 2010 dikembangkan Kijang dan Bus *Hybrid*. Pada 25 Juni 2012 dibentuk tim MOLINA (Mobil Listrik Nasional) yang terdiri dari perguruan tinggi, lembaga riset dan perusahaan dalam negeri diantaranya adalah UI, ITB, UGM, UNS, ITS, LIPI, BPPT, PT LEN, PT PINDAD. Pada Januari 2013 PLN membuat *Electric Vehicle* Nasional (Evina), yang tersebar di beberapa unit PLN.

Peran PLN di bidang EV terletak pada penyiapan infrastruktur *charging system* atau yang di Indonesia disebut sebagai Stasiun Pengisian Kendaraan Listrik Umum (SPKLU) sesuai dengan penugasan Pemerintah yang dituangkan dalam Peraturan Presiden No. 55 Tahun 2019. Sebagai langkah awal penugasan pemerintah tersebut, PLN telah membuat standar mengenai Spesifikasi Peralatan Pengisian *(Charging)* Baterai Untuk Kendaraan Listrik pada tahun 2017 yakni SPLN D3.030:2017 yang telah disahkan oleh Direksi dan dapat digunakan sebagai pedoman spesifikasi SPKLU di wilayah kerja PLN.

SPLN ini mengatur mengenai level pengisian yang dapat dilakukan oleh SPKLU. Berikut ini adalah level pengisian SPKLU :

Tabel 2.2 Level Pengisian SPLU

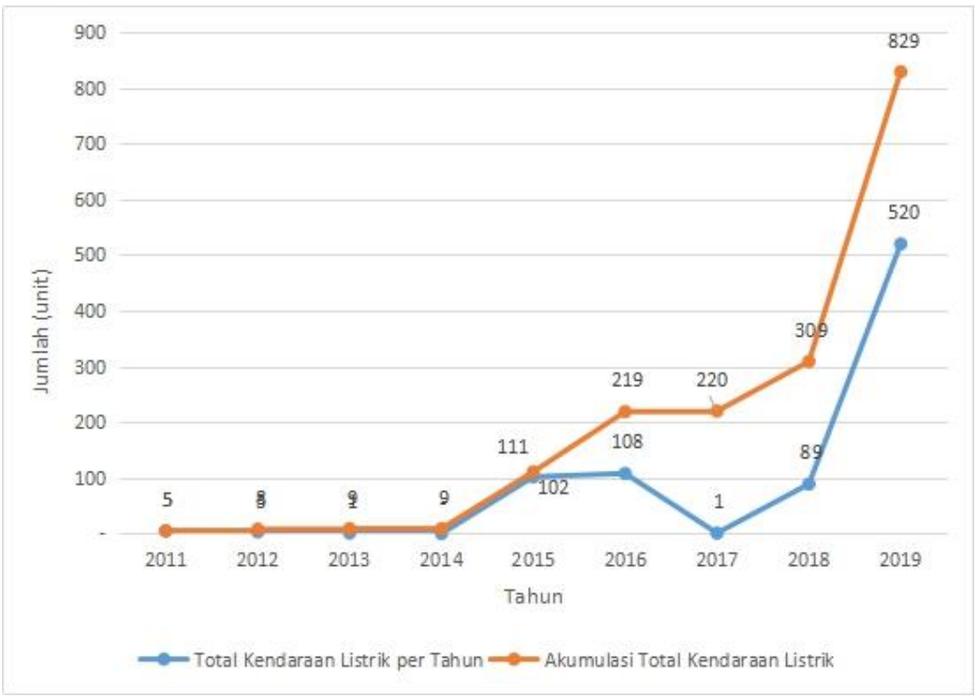
	Level 1	Level 2	Level 3	
Fase	Tunggal	Tunggal atau Tiga	Tiga	Tiga
Tegangan masukan (V)	230 $V_{a.b.b}$	230/400 $V_{a.b.b}$	400 $V_{a.b.b}$	400 $V_{a.b.b}$
Tegangan keluaran maksimum (V)	230 $V_{a.b.b}$	250/480 $V_{a.b.b}$	250 $V_{a.b.b}$ dan 600 $V_{a.s.}$(EE); 480 $V_{a.b.b}$ dan 1000 $V_{a.s.}$(FF)	750 $V_{a.s.}$(BB) / 600 $V_{a.s}$ (AA)
Tipe arus keluaran	a.b.b	a.b.b	a.b.b / a.s.	a.s.
Arus keluaran maksimum (A)	16 a.b.b	70/63 a.b.b	70 a.b.b dan 200 a.s.(EE); 63 a.b.b dan 250 a.s. (FF)	200 a.s. (AA) / 250 a.s. (BB)
Tipe *plug-in* konektor	Tipe 1 (IEC 62916-2)	Tipe 2 (IEC 62916-2)	Tipe EE dan FF (*combined charging system)* (IEC 62916-3)	Tipe AA dan BB (IEC 62916-3)

Selain spesifikasi SPKLU yang didedikasikan untuk mobil listrik tersebut, PLN juga sudah mengembangkan Stasiun Pengisian Listrik Umum (SPLU) yang dapat digunakan sebagai peralatan pengisian baterai untuk kendaraan listrik roda dua (motor listrik) dimana sampai dengan Agustus 2019 sudah terpasang SPLU di seluruh Indonesia sebanyak 7.149 unit pada 3.348 titik lokasi.

Untuk menentukan perkiraan jumlah dan lokasi SPKLU yang diperlukan oleh masyarakat dan koneksi jaringan ke *grid*, maka perlu dibuat *roadmap* pengembangan infrastruktur kendaraan listrik. Dengan *roadmap* tersebut dapat dibuat proyeksi dan perkembangan EV di Indonesia. Model bisnis, skema tarif dan sistem pembayaran juga perlu dibangun untuk menghadapi perkembangan EV. Penguatan *grid* juga sangat penting karena kebiasaan orang akan mengisi baterai EV di rumah. Semakin banyak populasi EV akan menambah beban pada waktu beban puncak. Dengan adanya perkembangan EV harus segera dibangun infrastruktur *Smart Grid* sehingga mendukung *demand side management*.

Tren Pasar Mobil Listrik

Tren pasar mobil listrik di Indonesia sejak tahun 2011 hampir seluruhnya didominasi oleh mobil listrik tipe *hybrid* seiring dengan keinginan pemerintah untuk menurunkan emisi CO_2 yang dihasilkan oleh sektor transportasi. Gambar di bawah ini menunjukan tren pasar mobil listrik di Indonesia periode tahun 2011-2019.



Sumber : GAIKINDO – Report Sales Tahunan

Gambar 2.6 Tren Pasar Mobil Listrik di Indonesia

Berdasarkan asumsi dan tren pasar di atas dan dengan mempertimbangkan keluarnya Peraturan Presiden tentang Percepatan Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai untuk Transportasi Jalan serta waktu persiapan lini produksi di unit-unit pabrikasi atau perakitan, maka estimasi pertumbuhan jumlah kendaraan listrik di Indonesia diperkirakan sebagai pada tabel di bawah ini.

Tabel 2.3 Proyeksi Pertumbuhan Kendaraan Listrik (dalam jumlah unit mobil)

Description	2020	2021	2022	2023	2024
Tot. Produksi	1.500.000	1.600.000	1.700.000	1.800.000	1.900.000
Total Sales	1.250.000	1.338.000	1.426.000	1.514.000	1.602.000
Pertumbuhan sales/thn	5%	7%	7%	6%	6%
% Mobil penumpang (dr total sales)	79%	79%	79%	79%	79%
Total Mobil Penumpang	986.124	1.055.547	1.124.971	1.194.394	1.263.817
Sub Total Sedan dan Non Sedan	674.077	734.257	790.684	846.230	900.896
% KBH2	25%	24%	23%	22%	21%
Energy saving cars 4x2 (KBH2)	310.423	315.938	321.453	326.968	332.483
% FCEV, HEV	0,07%	0,10%	0,40%	0,70%	0,90%
% PHEV, BEV	0,06%	0,30%	0,50%	0,70%	1,00%
FCEV, HEV	935	1.338	5.704	10.598	14.418
PHEV, BEV	689	4.014	7.130	10.598	16.020
Total Kendaraan Listrik	1.624	5.352	12.834	21.196	30.438
Akumulasi Total Kendaraan Listrik	2.453	7.805	20.639	41.835	72.273
#EVCU	168	390	693	1.030	1.558
Total Akumulasi #EVCU	182	572	1.265	2.296	3.853

Sumber : Kemenperin dengan olahan data oleh PLN

Perhitungan akumulasi jumlah kendaraan listrik pada tabel di atas dilakukan dengan memperhitungkan jumlah kendaraan listrik yang sudah beredar di Indonesia sejak tahun 2011. Proyeksi dan penyusunan kebutuhan *roadmap*

terbaru sedang dilakukan dengan mempertimbangkan *recovery time demand* mobil listrik akibat pandemi COVID-19.

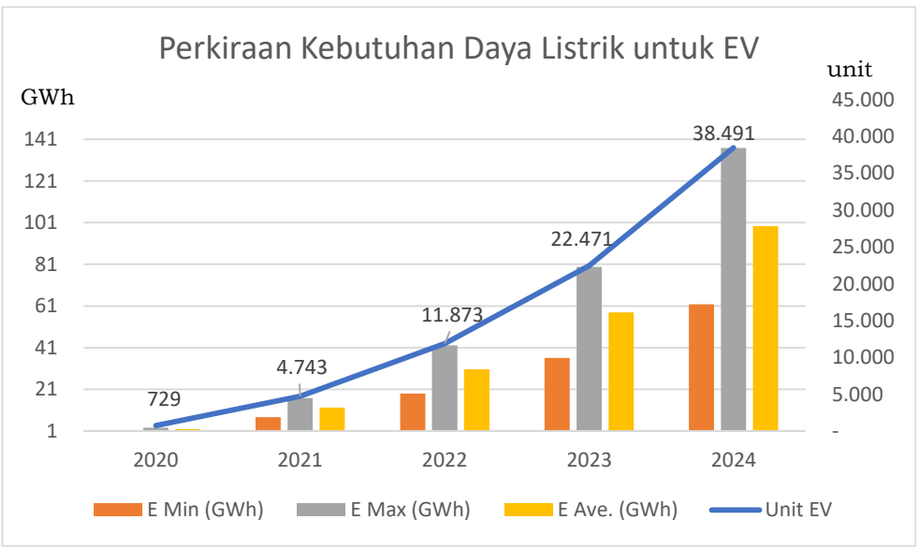
Perkiraan Kebutuhan Energi Listrik untuk EV

Berikut ini asumsi yang digunakan dalam perhitungan kebutuhan Energi Listrik untuk EV :

Tabel 2.4 Asumsi untuk Perhitungan Konsumsi Energi EV

Jarak tempuh minimum	8.500	km/tahun
Jarak tempuh maksimum	18.800	km/tahun
Jarak tempuh rata-rata	13.650	km/tahun
Konsumsi Energi	0,189	kWh/km

Dengan asumsi bahwa kisaran jarak tempuh rata-rata minimum kendaraan listrik setahun 8.500 km dan maksimum adalah 18.800 km/tahun, maka konsumsi listrik maksimum kendaraan listrik dengan kapasitas baterai rata-rata 0,189 kWh/km. Mempertimbangkan periode pengisian (*charging*) berdasarkan jenis dan tipe *charger* bisa ditentukan rata-rata kebutuhan listrik dalam setiap tahun. Seperti pada Gambar 2.2, populasi kendaraan listrik yang diestimasikan sebanyak 11.873 unit pada tahun 2022, diperkirakan kebutuhan energy rata-rata sebesar 30,6 GWh. Sesuai *roadmap* yang disusun sampai tahun 2024 dengan perkiraan jumlah kendaraan listrik sebesar 38.491 unit di tahun tersebut, maka kebutuhan energy rata-rata pada tahun 2024 adalah sekitar 99,3 GWh.



Gambar 2.7 Perkiraan Pertumbuhan Energi Listrik untuk EV

2.4.3 Rencana Implementasi *Rooftop PV*

Pemerintah Indonesia dalam hal ini Kementerian ESDM dan EBTKE serta PT PLN (Persero) mendukung pengembangan PLTS Atap di Indonesia dengan

mengeluarkan Permen ESDM Nomor 49 Tahun 2018 tentang Penggunaan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap yang membuka peluang pelanggan PLN untuk membangun *Rooftop PV* pada atap bangunannya.

Dukungan PLN atas pengembangan *Rooftop PV* antara lain:

- PLN mendukung *Rooftop PV* dengan menyediakan fasilitas paralel.
- Membuat sistem *Billing* untuk mengakomodasi *export-import offset* dan memberi *credit deposit* dari konsumen Solar PV.
- Menyediakan *reserve margin* yang cukup dan tepat untuk mengimbangi intermitensi Solar PV.
- Tetap menjaga keandalan dan kualitas konsumen *Rooftop PV* dan lingkungannya dengan memelihara keseimbangan pasokan lokal dan *demand.*
- Menjalankan skema bisnis yang *fair* untuk pelanggan dan PLN.

Tantangan dalam pengembangan *Rooftop PV*:

1. Beberapa sistem kelistrikan PLN saat ini belum siap menerima EBT karena kondisi *over supply* diakibatkan *demand* yang menurun.
2. Masuknya *Rooftop PV* menyebabkan PLN harus menyiapkan pembangkit yang digunakan sebagai *buffer* atau *follower* sehingga meningkatkan biaya operasi.
3. Selain pembangkit *buffer,* masuknya *Rooftop PV* dapat menyebabkan penambahan investasi lain seperti *Automatic Generation Control* (AGC), *Forecasting Generation* yang harus presisi, *Automatic Dispatch System*, *upgrade* sistem SCADA, dan lainnya.
4. *Grid Code Enforcement* yang dapat menimbulkan biaya tambahan operasi pembangkit baik PLN maupun IPP.

Implementasi *Rooftop PV* pada bangunan/gedung pemerintah mengacu pada Perpres 22/2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) memasang PLTS Atap minimal 30% dari luas atapnya.

Untuk meningkatkan penggunaan *Rooftop PV* untuk konsumen industri dan bangunan komersial lain nya yang mengacu pada Peraturan Menteri ESDM Nomor 16 tahun 2019 pasal 14 (perubahan kedua Peraturan Menteri ESDM Nomor 49 tahun 2018) untuk pemasangan dan pembangunan PLTS atap dengan ketentuan sebagai berikut:

1. PLTS atap *ongrid* dikenai biaya kapasitas *(capacity charge*) dan tidak dikenai biaya pembelian energi listrik darurat *(emergency energy charge).*

2. PLTS atap *offgrid* tidak dikenai biaya kapasitas *(capacity charge*) dan biaya pembelian energi listrik darurat (*emergency energy charge*)

PLTS Atap untuk kepentingan sendiri oleh Non Konsumen PT PLN (Persero) harus tetap mengikuti ketentuan perundang-undangan.

2.4.4 Program Dedieselisasi PLTD

PLN merencanakan untuk mengurangi pemakaian BBM dengan melaksanakan program dedieselisasi yang dibagi dalam beberapa tahap sebagai berikut :

1. Interkoneksi sistem-sistem *isolated* ke *grid* sehingga PLTD BBM di sistem-sistem tersebut tidak dioperasikan lagi.
2. Gasifikasi dan pembangunan pembangkit-pembangkit gas (Non-BBM).
3. Konversi PLTD ke pembangkit EBT dan diupayakan penggunaan skema *hybrid* dengan baterai di sistem-sistem *isolated* yang tidak dimungkinkan pembangunan transmisi untuk interkoneksi ke *grid*.

Dalam rangka mengurangi pemakaian BBM yang berbasis impor di sektor pembangkit maka pemanfaatan pembangkit PLTD akan terus dikurangi secara bertahap. Program Konversi PLTD ke EBT menjadi salah satu inisiatif untuk mengurangi pemakaian BBM dan meningkatkan efisiensi biaya pembangkit terutama di daerah *isolated* serta meningkatkan jam nyala. Pembangkit berbahan bakar BBM akan digantikan dengan pembangkit EBT dan teknologi EBT yang akan digunakan menyesuaikan potensi energi setempat seperti PLTS, PLTB, PLTBm, PLTAL, PLTP dan lainnya.

Konversi PLTD tersebut merupakan bagian dari upaya PLN untuk mengeksplorasi sumber energi ramah lingkungan dan menggali potensi energi setempat, serta memperhitungkan potensi pengembangan dan konsumsi listrik di masa mendatang di wilayah tersebut. Metode pelaksanaannya menggunakan analisis geospasial, mulai dari pemetaan titik-titik sebaran PLTD eksisting, pemetaan potensi sumber energi terbarukan di wilayah tersebut, yang dikombinasikan dengan potensi pertumbuhan ekonomi regional di titik yang telah diidentifikasi tersebut.

Dari sekitar 5.200 unit mesin PLTD yang terpasang di wilayah Indonesia dan tersebar di 2.130 lokasi mempunyai potensi diikutkan dalam program dedieselisasi dengan konversi ke pembangkit EBT, yang pelaksanaannya secara bertahap menyesuaikan evaluasi atas ketersediaan dan kesesuaian energi

setempat serta kebutuhan sistem. Pada tahap awal akan dilaksanakan program konversi PLTD di 200 lokasi Ekuivalen ± 225 MW.

Pada tahap awal akan dilakukan konversi PLTD ke EBT untuk unit pembangkit dengan usia lebih dari 15 tahun, berlokasi di sistem kelistrikan *isolated* dan dengan konsumsi bahan bakar di atas 0,2738 liter/kWh. Sebagian dari lokasi pembangkit yang merupakan target Program Konversi PLTD ke EBT belum beroperasi secara kontinu selama 24 jam. Hal ini terjadi dikarenakan keterbatasan transportasi bahan bakar minyak serta kondisi mesin pembangkit yang sudah tua sehingga harus dioperasikan bergantian dengan tentu saja biaya operasi yang relatif tinggi. Secara rinci, pemilihan lokasi PLTD yang tepat harus memuat berikut:

- Identifikasi lokasi PLTD;
- Analisis pola pasok (beban puncak) dan kebutuhan pasokan listrik;
- Informasi kondisi demografi, ekonomi, dan potensi pasar sebagai dasar analisis potensi kebutuhan listrik di lokasi atau sub sistem kelistrikan;

Program konversi PLTD ke EBT ini akan dilaksanakan secara bertahap dan ditargetkan program konversi PLTD akan meningkatkan kapasitas pembangkit listrik berbasis EBT pada tahun 2025.

2.4.5 Rencana Implementasi *Smart Grid*

Smart Grid dapat diartikan sebagai sistem jaringan tenaga listrik yang dilengkapi dengan teknologi informasi dan teknologi komunikasi canggih yang dapat memungkinkan pengaturan tenaga listrik secara efisien, menyediakan keandalan pasokan tenaga listrik yang tinggi, pemanfaatan sumber energi terbarukan dan memungkinkan partisipasi pelanggan dalam penyediaan tenaga listrik. Dalam perencanaan dan implementasinya, *Smart Grid* sangat responsif terhadap kebutuhan pengembangan ketenagalistrikan di suatu daerah atau sistem tenaga listrik. Teknologi *Smart Grid* dikembangkan dan diimplementasikan pada sektor pembangkitan, transmisi dan distribusi tenaga listrik, serta secara khusus dapat mendukung pengembangan dan operasi sistem pembangkitan tersebar (*distributed generation*) yang akan memberikan manfaat keandalan dan kecukupan pasokan daya tenaga listrik. Dalam pelaksanaannya, perencanaan dan implementasi *Smart Grid* dapat disesuaikan dengan kondisi dan kebutuhan pengembangan ketenagalistrikan di suatu daerah tertentu.

Implementasi teknologi *Smart Grid*, bertujuan untuk menjawab tantangan sistem ketenagalistrikan di Indonesia atau dalam hal ini PLN yaitu:

1. Efisiensi Operasi
   Rugi-rugi teknis di PLN dimungkinkan untuk dilakukan optimasi serta monitoring kondisi jaringan khususnya di level TR.
2. Peningkatan Keandalan Pelayanan
   Optimasi *reserve margin* di beberapa sistem di Indonesia, perbaikan kinerja keandalan PLN (SAIDI, SAIFI), dan potensi untuk implementasi *demand response*.
3. Implementasi Energi Bersih
   Penerapan teknologi untuk mendukung target pemerintah khususnya dalam penurunan emisi CO2.
4. *Sustainability*
   Pemanfaatan energi fosil yang terbatas serta integrasi energi baru dan terbarukan ke sistem, untuk mendukung *sustainability* penyediaan energi listrik.

Adaptasi dari visi dalam *Roadmap* Implementasi *Smart Grid* yang telah disusun PLN memberikan kesempatan pengembangan potensi untuk merevolusi pasokan tenaga listrik dan meningkatkan kemungkinan mencapai target pemerintah di sektor tenaga listrik, secara lebih cepat dan lebih efektif. Kebutuhan untuk penurunan susut jaringan, peningkatan keandalan pasokan tenaga listrik, kesempatan pemanfaatan energi terbarukan dan pembukaan akses kepada partisipasi pelanggan dalam penyediaan tenaga listrik menjadi peluang desain baru dalam pengembangan ketenagalistrikan ke depan.

Implementasi dari *roadmap Smart Grid* dapat membantu dalam melaksanakan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan dengan beberapa prioritas sebagai berikut:

- Perencanaan tenaga listrik yang efisien untuk memenuhi kebutuhan pasokan listrik yang memadai.
- Meningkatkan keandalan pasokan tenaga listrik.
- Memperluas akses jaringan tenaga listrik untuk meningkatkan rasio elektrifikasi dan mendukung pertumbuhan ekonomi.
- Mengembangkan sistem *Advance Metering Infrastructure* (AMI).
- Penerapan teknologi *advanced control centre* dan *adaptive defence scheme*.

Implementasi *Smart Grid* juga mengembangkan integrasi pembangkit energi terbarukan ke sistem tenaga listrik dan membuka akses bagi pelanggan untuk

dapat berpartisipasi dalam penyediaan tenaga listrik. Selain itu *Smart Grid* PLN juga mendukung implementasi *smart house*, *smart city* dan *smart nation*.

Smart Grid dikembangkan mulai dari sisi pembangkitan, transmisi tenaga listrik, termasuk pusat pengatur beban (*load dispatch center*), distribusi tenaga listrik, gardu tenaga listrik, dan sampai di titik sambung pelanggan. *Smart Grid* berfungsi menyeimbangkan antara besar kapasitas pembangkitan dan kebutuhan beban dengan menggunakan teknologi komunikasi dan teknologi informasi terkini, sehingga kebutuhan energi di titik beban dapat dipenuhi secara efisien. Dalam operasionalnya, *Smart Grid* dapat menyediakan informasi prediksi dan kondisi *real-time availability* pembangkit yang akan digunakan oleh pusat pengatur beban untuk mengatur kesiapan pembangkitan. Di sisi yang lain, informasi prediksi dan aktual beban listrik sistem tenaga listrik, disampaikan kepada pengatur beban untuk tujuan pengaturan kestabilan sistem tenaga listrik. Dengan mekanisme ini, sistem tenaga listrik dapat dioperasikan secara efisien, dan dengan keandalan pasokan yang tinggi.

Program *Smart Grid* akan dirinci dalam *Roadmap Smart Grid* PLN. *Roadmap Smart Grid* untuk tahun 2021-2025 difokuskan pada keandalan, efisiensi, *customer experince* dan produktivitas *grid*, sedangkan untuk tahun 2026 dan seterusnya terfokus pada ketahanan (*resiliency*), *customer engangement*, *sustainability* dan *self healing* seperti diperlihatkan pada tabel di bawah.

Tabel 2.5 *Roadmap Smart Grid*

Tujuan	2021-2025	2026 dan seterusnya
	Keandalan, efisiensi, *customer experience* dan produktivitas grid	**Ketahanan (*resiliency*), *customer engagement*, *sustainability* dan *self healing***
Matrik Pendorong	**Digitalisasi pembangkit** untuk peningkatan efisiensi **Otomasi gardu transmisi dan distribusi** secara selektif untuk peningkatan *power quality* **Melakukan *Distribution Grid Management*** untuk peningkatan keandalan, efisiensi dan respons yang lebih cepat **Membangun infrastruktur EV dan *e-mobility*** untuk Kendaraan Listrik **Mengimplementasikan *Smart Micro Grid*** untuk menurunkan BPP di daerah terpencil **Implementasi AMI** secara bertahap	**Meng-upgrade SCADA menjadi *Wide Area Monitoring System (WAMPAC)*** untuk meningkatkan ketahanan sistem **Intekoneksi *Distributed Energy Resources*** (mis. PV Rooftop, Micro Gas Turbine dll) **Integrasi *Energy Storage*** untuk integrasi VRE dan kestabilan sistem **Mengimplementasikan *dynamic line rating*** untuk meningkatkan ketahanan dan kemampuan *Self healing* **Mekanimse *demand respons*** melibatkan pelanggan skala besar untuk efisiensi sistem

Roadmap Smart Grid PLN ini telah dimulai dengan dilaksanakannya beberapa *pilot project* pengembangan dan implementasi *Smart Grid* antara lain adalah:

1. Pengembangan & implementasi *Smart Grid* di kawasan industri dan bisnis. *Smart Community Project* di kawasan industri Surya Cipta Sarana, Karawang.

Pengembangan *Smart Grid* di kawasan industri dan kawasan bisnis ditujukan untuk meningkatkan efisiensi, dengan implementasi teknologi *advance metering infrastructure* (AMI), meningkatkan keandalan pasokan tenaga listrik dengan *distribution automation system* (DAS) dan konservasi energi dengan penerapan *demand side management* dan *demand response* pelanggan serta pelayanan prima dengan menyediakan *high quality power system* (HQPS) untuk pelanggan premium. *Pilot project Smart Grid* untuk kawasan Industri dan bisnis ini dilaksanakan di kawasan industri Surya Cipta Sarana, Karawang, Jawa Barat yang merupakan kerjasama antara Kementerian ESDM, NEDO (*The New Energy and Industrial Technology Development Organization*) dan PT PLN (Persero), dan di kawasan bisnis di Batam, serta uji coba di kawasan wisata di Bali.

2. Implementasi *Automatic Dispatch System* (ADS)
   Karakter *intermittent* dari pembangkit EBT jenis *Variable Renewable Energy* (VRE) dapat diantiipasi dan disangga oleh pembangkit termal konvensional secara optimum jika produksi pembangkit VRE dan pembangkit buffer tersebut terintegrasi, sehingga dampaknya adalah frekuensi sistem yang lebih stabil sehingga menghindari kemungkinan adanya pemadaman akibat perubahan frekuensi. Instalasi ADS adalah salah satu soludi untuk menjaga kestabilan frekuensi sistem secara otomatis dan *realtime*. Pilot project telah diterapkan di Pulau Sumba, NTT (Sumba *Iconic Island – Smart Grid* Sumba, yang merupakan kerjasama antara PLN, BPPT dan pemerintah daerah di Sumba Barat) dan di Pulau Nusa Penida, Bali.

3. Pengembangan *Smart Micro Grid* di daerah dengan penetrasi pembangkit EBT yang tinggi.
   Pengembangan *Smart Grid* di pulau atau daerah terisolasi ditujukan untuk mengembangkan pasokan tenaga listrik lokal dan mandiri untuk penduduk di pulau atau daerah tersebut yang berasal dari potensi energi alam setempat. Di sini dikembangkan *prototype* sistem tenaga listrik mandiri untuk pulau-pulau terdepan, terluar dan tertinggal, dengan memanfaatkan potensi energi terbarukan seperti mikro-hidro, surya, angin, biomasa dan lainnya. *Pilot project Smart Grid* di daerah dengan penetrasi pembangkit EBT dilaksanakan di Pulau Selayar, Pulau Medang, dan Pulau Semau, NTT, yang mengintegrasikan PLTS dengan pembangkit diesel eksisting.

4. Pengembangan dan implementasi *Smart Grid* dengan Teknologi *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), dengan *Proof of Concept* di beberapa kota seperti Jakarta, Bogor, dan Bali.

Pengembangan *Smart Grid* untuk meningkatkan efisiensi, salah satunya dilaksanakan dalam program pengembangan teknologi pengukuran (*metering*) dengan menggunakan *Advanced Metering Infrastructure* (AMI). Dengan menggunakan teknologi komunikasi dua arah (*two way communication*), diharapkan pengukuran penyaluran energi di setiap titik penyaluran akan dapat dimonitor dan dikelola sehingga penyaluran tenaga listrik dapat dilakukan dengan efisien. Teknologi AMI yang dikembangkan meliputi skema teknis untuk pengambilan data dari meter pelanggan ke pusat pengolahan data, spesifikasi meter yang sesuai dengan kebutuhan AMI, media komunikasi dua arah, sistem meter *data management*, dan kemampuan analisis data (*data analytics*). Disini dapat dikembangkan juga suatu pusat pengendali sistem operasi *metering* (*smart metering operation center*) yang berfungsi meningkatkan efektivitas operasional, mengurangi risiko, dan menjalankan proses praktik terbaik sistem pengukuran transaksi tenaga listrik, prosedur operasi standar, *monitoring security*, kontrol dan pelaporan.

5. Pengembangan *Advance Control Center*

   Kompleksitas suatu sistem tenaga listrik mendorong tingginya tuntutan terhadap *upgrading* teknologi *automation*. Pengendalian sistem yang secara *real time* dan berkesinambungan harus memenuhi *security*, keandalan, kualitas, dan ekonomis, maka untuk memenuhi kriteria diatas diperlukan suatu *Automatic Dispatch System* melalui pengembangan *Advance Control Center*. Pengembangan *Advance Control Center* ini harus mampu mengantisipasi tantangan pengendalian sistem dengan tumbuhnya *disruptive technology*, *unpredictable demand characteristic*, *intermittency characteristic* dari pembangkit jenis *variable renewable energy*, dan penerapan *energy storage system*.

   Sehingga teknologi *real time* yang perlu dikembangkan meliputi integrasi *weather forecast – load forecast – economic dispatched - automatic generation system, reserve margin monitoring, production-marginal cost system, contingency analysis, voltage stability analysis, dynamic simulation analysis, wide area monitoring system*, dan *wide area protection scheme, enterprise information system*, dan *cyber security system*. Penerapan teknologi *advanced control center* tersebut, dapat diimplementasikan dalam kelompok *distributed control center, centralized control* ataupun semi *centralized control center*.

   a. Integrasi *weather forecasting – load forecast – economic dispatched - automatic generation system*

      Pengembangan *Weather Monitoring System and Forecasting*, pihak PLN telah bekerjasama dengan BMKG. WMS menjadi tambahan inputan

untuk *real time load forecasting*. WMS ini juga nantinya dapat dimanfaatkan dan diintegrasikan jika pembangkit jenis VRE beroperasi. Hasil optimasi *economic dispatch* pembangkit yang terintegrasi dengan *load forecast*, yang secara *real time* mengirimkan *scheduling economic dispatched* ke pembangkit melalui AGC secara otomatis. Sehingga aplikasi integrasi ini, diharapkan meminimalkan pengendalian *Energy Management System* melalui perintah manual oleh *dispatcher*, dengan tujuan semakin kecilnya deviasi, dan meningkatkan efisiensi biaya produksi pembangkitan.

b. *Reserve Margin Monitoring*
Kontribusi aktivasi *Free Governor* dan AGC Unit Pembangkit dan sistem dapat dimonitor secara *real time*, sehingga kondisi cadangan putar sistem baik orde *fast response* maupun *slow response* dapat dikontrol secara *real time* oleh *dispatcher*. Dengan aplikasi ini pula dapat dilakukan perhitungan penalti yang lebih efektif terhadap unit pembangkit karena ketidakaktifan *Free Governor*, dan *Ancillary Services* untuk keaktifan AGC.

c. *Production-Marginal Cost System*
Melalui sistem monitoring ini, *Dispatcher* dapat memantau secara *real time* biaya produksi, dan *marginal cost* maupun subsistem.

d. *Contingency Analysis, Voltage Stability Analysis, Dynamic Simulation Analysis, Wide Area Monitoring System*
Merupakan *real time power system analysis* yang dapat membantu *dispatcher* dalam memproyeksikan risiko secara cepat (*early warning system*) terhadap rencana *outage* pekerjaan maupun saat terjadi gangguan sistem transmisi, pembangkit sehingga *dispatcher* dapat mengambil keputusan dalam pengendalian sistem secara cepat dan tepat.

e. *Enterprise Information System* dan *Cyber Security*

6. Pengembangan *Adaptive Defense Scheme*
WAPC, RAS, SPS merupakan teknologi untuk proteksi sistem. Teknologi *Adaptive Defense Scheme* untuk proteksi sistem ini, dapat dikembangkan dengan *Contingency Base* seperti RAS dan SPS maupun PMU *Base* seperti WAPC, disesuaikan dengan kebutuhan sistem. Namun, *Adaptive Defence Scheme* harus dapat dimonitor melalui *Control Center*, sehingga *dispatcher* maupun *System Engineer* dapat menganalisa secara efektif melalui perolehan data yang cepat dan komprehensif. Teknologi proteksi sistem tersebut,

diterapkan untuk dapat mempertahankan stabilitas sistem disaat terjadi gangguan-gangguan kredibel.

7. Penerapan *Digital Substation*

   Digital Substation adalah terminologi yang digunakan pada sistem instalasi gardu induk listrik di mana sistem monitoring dan kontrol dikelola oleh perangkat elektronik cerdas terdistribusi (IED) yang saling terhubung oleh jaringan komunikasi, dengan *Digital Substation* memungkinkan untuk penggunaan teknologi komputasi di sistem gardu induk. *Pilot project* dari *Digital Substation* diusulkan pada rencana Gardu Induk 150 kV Sepatan II dan rencana Gardu Induk 150 kV Teluk Naga II.

8. Analisa Prediksi pada Pembangkit Listrik

   Penerapan teknologi ini untuk prediksi dari kondisi aset pembangkit listrik yang bertujuan untuk melakukan analisa atas *asset performance*, *operation optimization*, dan *boiler optimization*. Penerapan dilakukan di PT PJB dengan program *Remote Engineering, Monitoring, Diagnostic, Optimization Centre* (REMDOC) dan PT Indonesia Power dengan program *Reliability Efficiency Optimization Centre* (REOC).

9. *"E-mobility" platform for the existing EV Charging Stations of PLN*

   Implementasi pembuatan *platform* untuk Stasiun Pengisian Kendaraan Listrik Umum (SPKLU) atau *EV Charging Stations* di Kota Jakarta, Bandung dan Denpasar.

10. *Block Chain Project*

    Kajian kelayakan untuk implementasi teknologi *blockchain* pada proses bisnis di PLN yang eksisting perlu dilakukan untuk mengidentifikasi lebih detail *cost* dan *benefit* yang dapat diperoleh dengan penerapan teknologi *blockchain*. Salah satu penerapan blockchain yang memiliki potensi *benefit* berupa sumber pendapatan baru bagi PLN dan mengantisipasi perkembangan *distributed energy resources* di grid PLN adalah *peer-to-peer energy trading* dan *renewable energy certificate trading*. Sehingga saat ini dilakukan kajian lanjutan mengenai model bisnis *peer-to-peer energy trading* dan *renewable energy certificate trading* yang dapat diimplementasikan di PLN.

2.5. STRATEGI ELEKTRIFIKASI DESA YANG BELUM BERLISTRIK (PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN)

Sampai dengan TW IV tahun 2020, Rasio elektrifikasi di Indonesia sudah mencapai 99,20%. Rincian Rasio Elektrifikasi meliputi Regional Sumatera Kalimantan 99,46%, Jawa Madura Bali 99,58%, serta Sulawesi, Maluku, Papua dan Nusra 96,93%. Program listrik perdesaan merupakan program Pemerintah dan program PLN untuk melistriki masyarakat perdesaan. Pengembangannya diutamakan pada provinsi dengan rasio elektrifikasi yang masih rendah. Strategi melistriki desa-desa tersebut dilakukan dengan pengembangan jaringan distribusi *existing*. Namun bagi daerah-daerah yang masih terisolasi dan tidak memungkinkan pengembangan jaringan dari *grid*, akan dikembangkan pembangkit yang diutamakan dari energi terbarukan setempat. Kondisi geografis Negara Kesatuan Republik Indonesia yang diapit oleh dua benua dan dua samudera serta mempunyai lebih dari 17.000 pulau memberikan tantangan yang luar biasa khususnya bagi PT PLN (Persero) untuk menghadirkan listrik yang merata, cukup serta memiliki mutu yang baik. Mengacu pada perbedaan kondisi geografis yang sedemikian kompleks antarpulau serta antarwilayah yang berbeda – beda, upaya untuk menyediakan tenaga listrik sesuai dengan amanat konstitusi menjadi kian kompleks serta penuh dengan tangangan. Tantangan tersebut semakin bertambah seiring penyediaan tenaga lsitrik bersifat padat modal serta padat teknologi. Sistem *hybrid* ataupun *microgrid* baik dengan baterai maupun dengan PLTD juga dikembangkan untuk menjaga keandalan listrik dan sebagai upaya melistriki desa 24 jam.

Dalam lima tahun terakhir, Pemerintah melalui Kementerian–Kementerian serta instansi terkait terus mendorong dan meningkatkan penyediaan tenaga listrik di seluruh pelosok tanah air. Upaya tersebut diterjemahkan oleh PLN untuk memenuhi tenaga listrik baik dari sisi ketersediaan maupun keandalan. Dengan upaya tersebut, PLN harus membangun ratusan pembangkit dan transmisi guna memenuhi ketersediaan energi listrik di pulau – pulau terpencil, lokasi – lokasi pelosok yang sulit dijangkau dan dikenal dengan wilayah 3T (Terdepan, Terluar, dan Tertinggal). Selain daerah terisolasi, program listrik desa juga menjangkau desa 3T; terdepan, terluar dan tertinggal serta daerah perbatasan dimana termasuk kawasan Pos Lintas Batas Negara (PLBN), Lokasi Prioritas (Lokpri), Pusat Kawasan Strategis Nasional (PKSN), dan Pulau-Pulau Kecil Terluar (PPKT). Bagi daerah-daerah tersebut, jika pemanfaatan EBT masih belum terwujud, dimungkinkan adanya pengembangan pembangkit berbahan bakar minyak.

Sesuai dengan Rencana Induk Pengelolaan Batas Wilayah Negara dan Kawasan Perbatasan tahun 2020-2024, terdapat fokus area di 232 kecamatan (Lokasi Prioritas dan Pusat Kawasan Strategis Nasional ada yang beririsan) Lokasi Prioritas di kawasan perbatasan negara yang meliputi 222 kecamatan Lokasi Prioritas (Lokpri) dan 46 kecamatan yang berfungsi sebagai Pusat Kawasan Strategis Nasional (PKSN) pada 18 PKSN, serta terdapat juga 42 Pulau-Pulau Kecil Terluar (PPKT) berpenduduk yang masuk dalam perencanaan kelistrikan PLN.

Lokasi-Lokasi PKSN tersebut terletak di beberapa kabupaten di provinsi Aceh, Riau, Kep.Riau, NTT, Kalimantan Barat, Kalimantan Utara, Sulawesi Utara, Maluku, Maluku Utara, dan Papua. Sedangkan Lokasi Lokpri terletak di beberapa kabupaten di Provinsi Aceh, Sumatera Utara, Riau, Kep.Riau, NTT, Kalimantan Barat, Kalimantan Timur, Kalimantan Utara, Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah, Gorontalo, Maluku, Maluku Utara, Papua dan Papua Barat.

Di samping itu, ada 6 provinsi yang termasuk kawasan Pos Lintas Batas Negara (PLBN) yang masuk dalam perencanaan kelistrikan PLN. Kawasan PLBN tersebut berada di Kabupaten berikut : Natuna (Kep.Riau) , Kupang, Timor Tengah Utara, Belu, Malaka dan Alor (NTT), Sambas, Sanggau, Sintang, Kapuas Hulu, dan Bengkayang (Kalimantan Barat), Malinau dan Nunukan (Kalimantan Utara), Kep.Sangihe dan Kep. Talaud (Sulawesi Utara) dan Merauke, Keerom, Boven Digoel dan Jayapura (Papua).

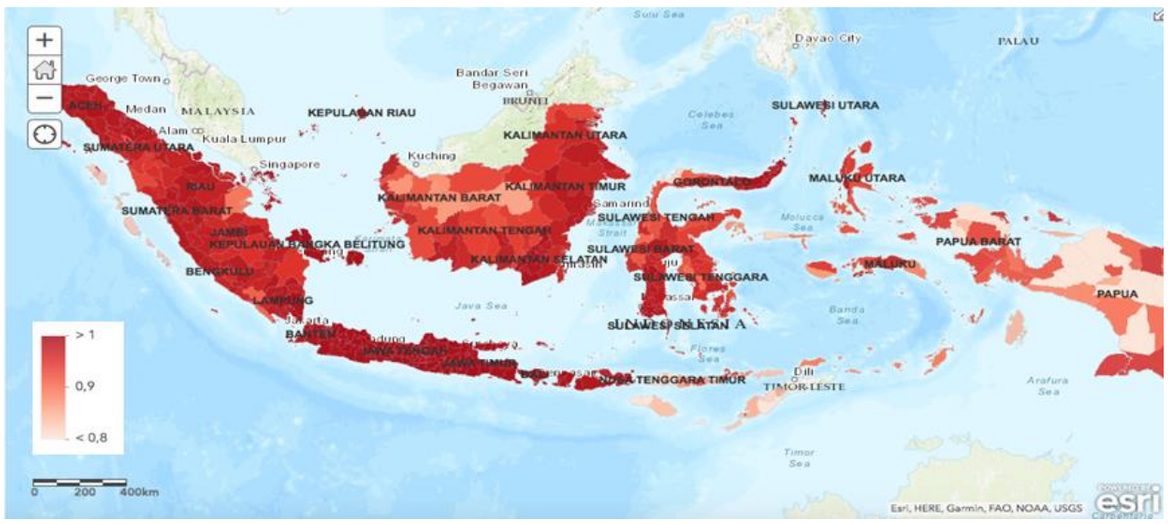
Pengembangan tenaga listrik perdesaan didasarkan pada kajian yang dilakukan oleh unit bisnis PLN setempat. Dengan adanya reorganisasi PLN, maka perencanaan pengembangan lisdes oleh unit bisnis PLN akan dikoordinasikan juga oleh Direktorat Bisnis Regional. Rencana tersebut akan dikonsolidasikan secara korporat dengan Direktorat Perencanaan Korporat PLN.

Saat ini sebagian pembangunan listrik perdesaan juga dilakukan oleh beberapa Pemerintah Daerah melalui pendanaan Anggaran Pendapatan dan Belanja Daerah (APBD) dimana pembangunannya berupa jaringan distribusi berikut pemasangan dan penyambungan listrik gratis bagi masyarakat tidak mampu. Hal ini dilakukan oleh Pemerintah, berkoordinasi dengan PLN.

Kebijakan Mengejar Rasio Elektrifikasi 100% di tahun 2022

Kebijakan yang diambil oleh Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan (Ditjen Gatrik) dan PLN dalam pembangunan listrik desa adalah untuk menunjang pencapaian rasio elektrifikasi 100% di tahun 2022. Rencana pengembangan

listrik perdesaan telah disusun dalam *Roadmap* Listrik Desa PLN yang telah selesai disusun oleh unit untuk masing-masing provinsi. PLN berupaya untuk menghadirkan energi listrik bagi seluruh rakyat Indonesia dengan rasio elektrifikasi 100%. Upaya tersebut merupakan upaya berkelanjutan yang telah dilakukan selama 5 tahun terakhir. Pemerintah berhasil meningkatkan rasio elektrifikasi secara signifikan dengan peningkatan hampir 15% selama 5 tahun terakhir menjadi 99,09%. Dari total rasio elektrifikasi tersebut menyisakan kurang lebih 1% Rumah Tangga belum berlistrik.



Gambar 2.8 Peta Sebaran Rasio Elektrifikasi Desa di Indonesia

Kondisi rasio elektrifikasi desa masih kurang di wilayah regional MPNT (Maluku, Papua, Nusa Tenggara) dimana nilai rasio elektrifikasi kurang dari 95%.

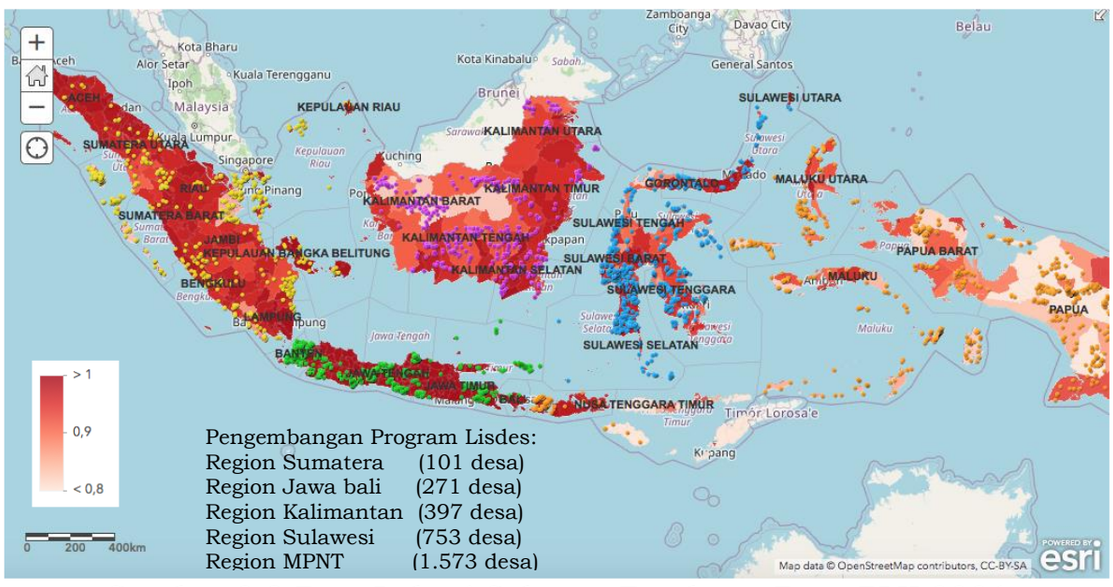
Penyusunan program listrik perdesaan memperhatikan beberapa hal sebagai berikut:

- Melistriki desa baru belum berlistrik maupun desa lama yang sebagian dari dusun yang belum berlistrik.
- Perluasan jaringan distribusi dari sistem tenaga listrik *existing* yang berdekatan disertai dengan penambahan kapasitas pembangkit yang diperlukan sistem tersebut.
- Pembangunan pembangkit skala kecil baik EBT maupun pembangkit lainnya termasuk PLTS Komunal, *Tower PV*, *Solar Home System* dan APDAL serta jaringan distribusi yang diperlukan, untuk melistriki desa terisolasi yang terletak jauh dari desa berlistrik *existing*. Tabung Listrik berupa *battery bank* yang dikenal dengan sebutan APDAL. Pengisian APDAL (Alat Penyimpan Daya Listrik) dilakukan di stasiun yang disebut SPEL (Stasiun Pengisian Energi Listrik). Energi listrik di SPEL dipasok melalui PLTS, PLTBayu, PLTMH/PLTPH atau dengan PLTBm.

- Membuka kemungkinan *hybrid* PLTS dan *hybrid* PLTB dengan *grid* PLN.
- Pengembangan pembangkit BBM (relokasi) untuk desa-desa yang relatif lebih berkembang namun belum memungkinkan untuk disambung dari ekspansi *grid* sistem terdekat, juga belum memungkinkan pengembangan pembangkit EBT setempat dalam waktu dekat.
- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari proyek GI Baru atau *Extension* Trafo GI.

PLN berkomitmen mencapai rasio elektrifikasi 100% di tahun 2022, baik oleh PLN sendiri maupun melalui kerjasama dengan Pemerintah, dalam hal ini Kementerian ESDM. Untuk itu, selain melistriki desa melalui program listrik desa PLN, Kementerian ESDM juga mengadakan program APDAL untuk 433 desa belum berlistrik, serta pada tahun 2017-2019 dilaksanakan juga program Pra-elektrifikasi dengan menggunakan Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) bagi desa-desa yang dalam dua sampai tiga tahun kedepan masih sangat sulit untuk dilistriki. Program ini merupakan *bridging program* dari Kementerian ESDM di daerah-daerah yang sangat sulit dijangkau PLN, sebelum nantinya dilistriki oleh PLN. Pada tahun 2020 keatas, desa-desa yang sudah habis masa garansi LTSHEnya (ex-LTSHE) akan dilistriki oleh PLN.

Pemerintah terus berupaya untuk mempercepat Rasio Elektrifikasi 100% Nasional di tahun 2022, terutama dalam membantu melistriki masyarakat tidak mampu yang berada dekat jaringan PLN. Beberapa program yang telah disusun untuk membantu melistriki masyarakat tidak mampu, antara lain melalui program KESDM Peduli, Bantuan Pasang Baru Listrik (BPBL), Dana Pemda, *One Man One Hope* PLN, CSR PLN dan Sinergi BUMN.



Gambar 2.9 Peta Lokasi Sebaran Roadmap Desa PLN 2021

Selain target tahun 2021, PT PLN (Persero) juga telah membuat *roadmap* Listrik Perdesaan sampai dengan tahun 2030. Upaya ini dimaksudkan untuk memberikan arah perusahaan untuk senantiasa berkomitmen dalam upaya untuk menyediakan listrik ke seluruh pelosok tanah air dengan kecukupan energi serta keandalan yang mumpuni. Selain untuk melistriki desa – desa baru yang sama sekali belum berlistrik, *roadmap* listrik perdesaan juga memberikan arahan selama beberapa tahun kedepan terkait dengan upaya untuk memperluas jaringan listrik pada desa – desa yang telah terlistriki di tahun – tahun sebelumnya.

Pada akhir Februari 2020, dengan kemunculan pandemi COVID-19 di Indonesia menyebabkan tantangan yang luar biasa besar bagi PT PLN (Persero) dalam melanjutkan upaya untuk melistriki desa – desa belum berlistrik di seluruh wilayah RI. Adanya pandemi COVID-19 tersebut disertai dengan kebijakan Pembatasan Sosial Berskala Besar di hampir seluruh wilayah Indonesia menyebabkan progres listrik perdesaan menjadi tertunda selama beberapa bulan dengan ketidakpastian waktu untuk memulai kembali proses penyediaan tenaga listrik untuk desa – desa yang belum berlistrik.

Meskipun demikian, PLN tetap berkomitmen untuk melistriki segenap desa yang sama sekali belum berlistrik serta upaya untuk memperluas jaringan desa – desa berlistrik agar seluruh rumah tangga dapat menikmati layanan energi listrik secara prinsip kecukupan dan keandalan.

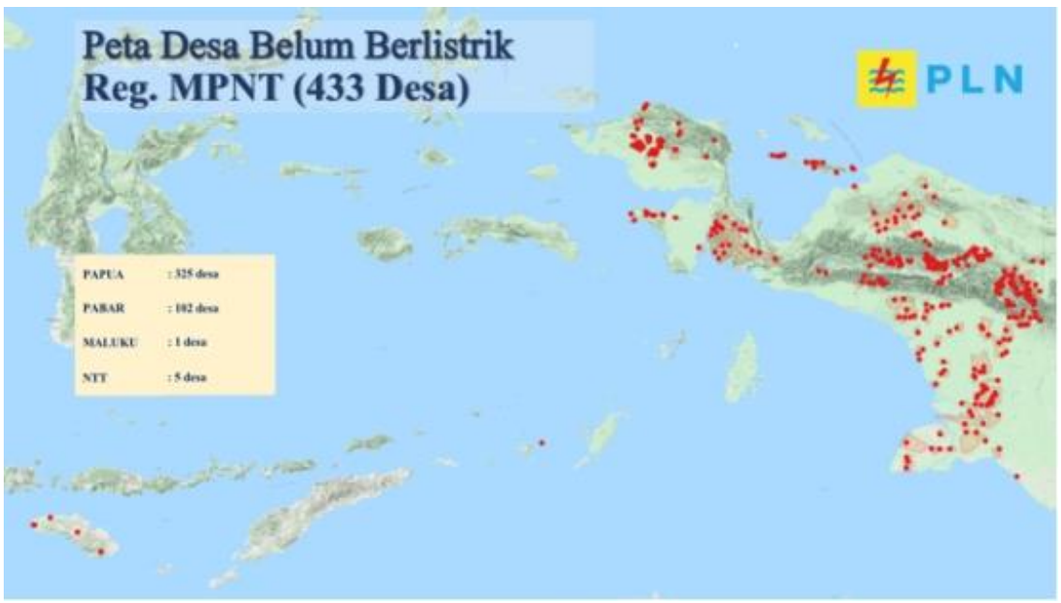
Melistriki 433 Desa Belum Belistrik di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Pembangunan infrastruktur sangat penting untuk meningkatkan pertumbuhan ekonomi dan kesejahteraan masyarakat di suatu daerah. Salah satu infrastruktur yang sangat penting adalah pembangunan dalam bidang energi listrik. Dalam hal ini khusus di Wilayah Maluku dan Papua yang masih banyak terdapat desa tersebar dan terpencil yang masih belum menikmati energi listrik hingga saat ini. Dikarenakan hal tersebut, PT PLN (Persero) merencanakan suatu program untuk pengembangan listrik yakni program Maluku-Papua Terang tahun 2020.

Untuk mewujudkan Program Maluku-Papua Terang tahun 2020 PT PLN (Persero) harus bekerja ekstra keras guna meningkatkan pengembangan sistem ketenagalistrikan Maluku, Papua dan Nusa Tenggara. Dalam kurun waktu 2 tahun kedepan PT PLN (Persero) dituntut untuk dapat meningkatkan rasio

elektrifikasi Maluku, Papua dan Nusa Tenggara hingga mencapai 97%. Langkah untuk mencapai target rasio elektrifikasi 97% adalah melistriki desa-desa terpencil yang belum berlistrik di seluruh Wilayah Maluku dan Papua.

Pada Tahun 2021 terdapat 433 desa belum berlistrik yang terdiri dari 325 desa di Papua, 102 desa di Papua Barat, 1 desa di Maluku dan 5 desa di Nusa Tenggara Timur sebagaimana Gambar 2.5. Dari 433 desa tersebut, 61 desa akan dilistriki dengan perluasan jaringan, 75 desa akan dilistriki dengan pembangunan pembangkit EBT (minigrid), 12 desa akan dilistriki dengan talis CSR PLN, dan 285 desa akan dilistriki dengan APDAL. Sisa desa yang belum berlistrik akan direncanakan untuk dilistriki pada tahun selanjutnya.



Gambar 2.10 Peta Desa Belum Berlistrik Regional MPNT (433 Desa)

Lokasi desa-desa yang terpencil dan jauh dari pusat perekonomian dan sulitnya transportasi darat merupakan kesulitan utama untuk melistriki daerah tersebut. Untuk mengatasi kondisi tersebut Kementerian ESDM dan PT PLN (Persero) memerlukan inovasi pembangunan sistem kelistrikan yang cepat, mudah pengoperasian, praktis bentuk dan dapat dipindahkan penempatannya. Sistem yang dimaksud adalah APDAL (Alat Penyimpan Daya Listrik). APDAL merupakan energy storage yang merupakan suatu paket rangkaian unit baterai dengan kapasitas daya tertentu lengkap dengan aksesorisnya dan dapat langsung digunakan (sejenis *power bank*).

Dengan sistem seperti ini, PT PLN (Persero) tidak perlu membangun jaringan transmisi/distribusi listrik untuk penyaluran listrik ke konsumen. Proses pengisian ulang dapat dilakukan di Stasiun Pengisian Energi Listrik (SPEL) dengan cara menukar *power bank* yang telah kosong tersebut dengan yang telah terisi muatan energi listrik.

Melistriki 97 lokasi PLTD di Provinsi Maluku dan Maluku Utara

Khusus untuk program lisdes di 97 lokasi PLTD di Maluku dan Maluku Utara yang direncanakan melistriki 489 desa dan 58 ribu calon pelanggan, bahwa dengan adanya Kebijakan Pemerintah untuk menurunkan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) tenaga listrik dan meningkatkan EBT dengan program dedieselisasi langsung ke EBT maupun program *hybrid*.

2.6. STRATEGI PENYELESAIAN PROYEK EX-APBN DAN PROYEK-PROYEK TERKENDALA

Dalam periode tahun anggaran 2011-2013 dan 2013-2015 pemerintah telah mengalokasikan anggaran dari APBN kepada PLN untuk membangun infrastruktur ketenagalistrikan (pembangkit, transmisi dan gardu induk). Dalam pelaksanaannya, beberapa proyek mengalami kendala di lapangan yang diakibatkan antara lain kendala pembebasan lahan, relokasi, Rencana Tata Ruang Wilayah (RTRW) dan kemampuan kontraktor yang menyebabkan belum terselesaikannya pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan sesuai yang direncanakan.

Memperhatikan bahwa proyek infrastruktur ketenagalistrikan dibutuhkan oleh sistem tenaga listrik setempat, maka PLN tetap akan melanjutkan proyek tersebut sampai selesai dimana kelanjutan pendanaan proyek dialokasikan melalui APLN.

Terkait dengan proyek pembangkit terkendala, yang disebabkan antara lain kemampuan kontraktor dan masalah lainnya, PLN telah meminta bantuan kepada Badan Pengawasan Keuangan dan Pembangunan (BPKP) untuk memastikan keberlanjutan proyek yang mengalami kendala tersebut. Apabila berdasarkan hasil tinjauan BPKP, proyek tersebut harus diterminasi, maka strategi PLN untuk memastikan kebutuhan pasokan listrik pada sistem tersebut adalah dengan membangun jaringan transmisi dan/atau gardu induk atau dengan pembangunan pembangkit lain.

Tabel 2.6 Tindak Lanjut Proyek-Proyek Terkendala

No	Pembangkit	Kapasitas (MW)	Pengembang	Keterangan		Rencana COD
				Dilanjutkan	Diganti	
1	PLTU Tembilahan	2x7	PLN	Dilanjutkan		Operasi
2	PLTU Buntok	2x7	PLN		GI	Operasi
3	PLTU Ampana	2x3	PLN	Dilanjutkan		Operasi
4	PLTU Kendari Ekspansi	1x10	PLN	Dilanjutkan		Operasi
5	PLTU Sumbawa Barat	2x7	PLN	Dilanjutkan		Operasi
6	PLTU Gorontalo	2x25	PLN	Dilanjutkan		Operasi
7	PLTU Bau-bau	30	PLN		PLTMG	Operasi
8	PLTU Wangi-Wangi	2x3	PLN		PLTD	Operasi
9	PLTU Jayapura	2x15	IPP		MPP	Operasi
10	PLTU Ipuh Seblat	2x3	PLN		GI	2021
11	PLTU Tembilahan	2x5,5	IPP		GI	2021
12	PLTU Malinau	2x3	PLN	Dilanjutkan		1 unit operasi/ 1 unit COD 2021
13	PLTU Berau (Tanjung Redeb)	2x7	PLN	Dilanjutkan		Operasi
14	PLTU Tanjung Selor	2x7	PLN	Dilanjutkan		2021
15	PLTU Sofifi	2x3	PLN	Dilanjutkan		2021
16	PLTU Kuala Tungkal	2x7	PLN		GI	2022
17	PLTU Parit Baru	2x50	PLN	Dilanjutkan		2025
18	PLTU Bengkayang	2X27,5	PLN	Dilanjutkan		2025
19	PLTU Kuala Pambuang	2x3	PLN		GI	2022
20	PLTU Talaud	2x3	PLN	Dilanjutkan		2022
21	PLTU Raha	2x3	PLN		GI	2022
22	PLTU Waii Ambon	2x15	PLN		Relokasi MPP	2024
23	PLTU Alor	2x3	PLN	Dilanjutkan		2025
24	PLTU Rote Ndao	2x3	PLN	Dilanjutkan		2025
25	PLTU Bengkalis	2x10	PLN		GI	2023
26	PLTU Kotabaru	2x7	PLN	Dilanjutkan		2025
27	PLTU Sampit	2x25	PLN	Dilanjutkan		2025
28	PLTU Tarakan	2x7	PLN		PLTMG	2024
29	PLTM Buleleng	1.02	PLN	Dilanjutkan		2025
30	PLTM Lapai 2	2x2	PLN	Dilanjutkan		2025
31	PLTM Kalibumi	2.06	PLN	Dilanjutkan		2025

No	Pembangkit	Kapasitas (MW)	Pengembang	Keterangan		Rencana COD
				Dilanjutkan	Diganti	
32	PLTU Bima	2x10	PLN	Dilanjutkan		2029
33	PLTU Atambua	4x6	PLN	Dilanjutkan		2027
34	PLTU Timika	4x7	PLN	Dilanjutkan		2023

Sebagian proyek-proyek terkendala sudah beroperasi baik dengan penyelesaian proyek terkait maupun dengan penggantian dengan proyek lain atau dengan GI. Terdapat 1 (satu) proyek terkendala yang sudah diterminasi yaitu PLTU Ambon Waai 2x15 MW. Proyek-proyek terkendala lain sudah direncanakan penyelesaiannya, baik dengan penyelesaian pembangkit terkait maupun dengan pengantian pembangkit maupun dengan pembangunan GI. Proyek-proyek yang dalam waktu dekat akan diselesaikan seperti PLTU Malinau 2x3, PLTU Tanjung Redep 2x7 MW, PLTU Sofifi 2x3 MW dan PLTU Talaud 2x3 MW.

PLTU Parit Baru 2x50 MW, PLTU Bengkayang 2x17,5 MW, PLTU Alor 2x3 MW, dll, dievaluasi *workability*-nya baik dari sisi penyelesaian masalah hukum maupun penyelesaian konstruksi di lapangan dan pada RUPTL ini COD-nya diasumsikan setelah tahun 2024 agar tidak mengganggu rencana penambahan pembangkit dan kesiapan pasokan sistem terkait. Jika telah terdapat titik terang penyelesaian, maka pembangkit tersebut akan diasumsikan COD-nya sesuai waktu penyelesaian yang realistis.

2.7. STRATEGI PENURUNAN EMISI GAS RUMAH KACA (GRK)

Sebagaimana telah dikeluarkannya Undang-undang No. 16 Tahun 2016 tentang Pengesahan *Paris Agreement to the United Nations Framework Convention on Climate Change* (Persetujuan Paris atas Konvensi Kerangka Kerja Perserikatan Bangsa Bangsa Mengenai Perubahan Iklim) dan telah ditetapkannya target *Nationally Determined Contribution* (NDC), RUPTL mendukung komitmen Pemerintah dalam menurunkan emisi gas rumah kaca sebesar 29% pada tahun 2030 (terhadap proyeksi emisi skenario *business as usual*), dimana sub sektor ketenagalistrikan merupakan bagian dari komitmen nasional tersebut.

Sesuai misi PLN ”Menjalankan Kegiatan Usaha yang Berwawasan Lingkungan”, PLN mempunyai kebijakan untuk penurunan emisi GRK sebagai berikut:

1. Memprioritaskan pengembangan energi baru dan terbarukan
   PLN memprioritaskan pemanfaatan pembangkit EBT sebagai upaya untuk penurunan emisi GRK dengan tetap mempertimbangkan keseimbangan

pasokan dan kebutuhan (*supply and demand*) sistem kelistrikan setempat dan mengutamakan kesiapan sistem yang meliputi keandalan, sekuritas dan keekonomiannya demi menjaga kualitas pelayanan kepada masyarakat. Hal ini sangat berkaitan dengan upaya untuk memenuhi kebijakan Pemerintah terkait target bauran energi dari EBT minimal sebesar 23% pada tahun 2025, dimana PLN memproyeksikan akan ada tambahan pembangkit EBT yang terakumulasi sebesar 10,6 GW hingga tahun 2025 dan 18,8 GW hingga tahun 2029. Peningkatan bauran EBT ini merupakan salah satu langkah PLN menuju *net zero emission*.

2. Pengalihan bahan bakar (*fuel switching*) dan pemanfaatan gas buang
   Untuk mengurangi pemakaian BBM, PLN berencana mengalihkan pemakaian BBM ke gas pada PLTG, PLTGU dan PLTMG serta penggunaan campuran *biofuel* pada PLTD. Langkah *fuel switching* secara langsung juga akan mengurangi emisi GRK karena faktor emisi CO_2 bahan bakar gas lebih rendah daripada faktor emisi CO_2 bahan bakar BBM. *Fuel switching* juga diterapkan pada PLTU mengingat bahwa target bauran energi di pembangkitan tenaga listrik untuk batubara paling besar sekitar 55% pada tahun 2025 sesuai dengan RUKN 2019-2038, maka penurunan pemakaian batubara dan peningkatan pemakaian gas telah dipertimbangkan dalam RUPTL ini. *Fuel switching* pada PLTU dilaksanakan dengan menggantikan sebagian bahan bakar batubara dengan biomassa, sebagaimana dijelaskan lebih lengkap pada butir 3 di bawah.

3. Pemanfaatan bahan bakar berbasis biomasa sebagai sumber energi
   Merujuk pada dokumen *"Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2 Energy"* yang dipublikasikan *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) pada tahun 2006, emisi GRK yang ditimbulkan akibat pembakaran biomasa tidak diperhitungkan ke dalam sektor pembangkitan listrik di dalam inventarisasi emisi GRK nasional, melainkan dialokasikan ke dalam sektor kehutanan (*the land use, land-use change and forestry*, atau LULUCF). Sejalan dengan upaya memenuhi target bauran energi dari EBT sebesar 23% pada tahun 2025, PLN berencana memanfaatkan lebih banyak bahan bakar berbasis biomasa untuk digunakan secara bersama (*co-firing*) dengan batubara pada beberapa PLTU *existing* dan rencana. Dengan demikian, penggunaan biomasa sebagai bahan bakar ini secara langsung akan dapat menurunkan emisi GRK di sektor pembangkitan listrik Indonesia di masa mendatang.

4. Menggunakan teknologi rendah karbon dan lebih efisien

   Penyediaan tenaga listrik PLN hingga tahun 2029 masih akan didominasi oleh pembangkit berbahan bakar fosil, terutama batubara. PLN menyadari bahwa pembakaran batubara menghasilkan emisi GRK yang relatif besar, sehingga diperlukan upaya penurunan emisi GRK yang bersumber dari PLTU. Kebijakan PLN terkait hal ini adalah PLN hanya akan menggunakan *boiler supercritical, ultra-supercritical* untuk PLTU Batubara yang akan dikembangkan di Pulau Jawa dan Sumatera serta teknologi yang lebih efisien di Indonesia Timur sehingga dapat mengurangi penggunaan batubara. Upaya efisiensi energi juga dilakukan dengan memanfaatkan gas buang dari PLTG dan gas buang dari industri untuk menghasilkan listrik dengan menggunakan teknologi *heat recovery steam generator* (HRSG), misalnya di Kalimantan.

   Selain itu dengan mulai berkembangnya pemanfaatan *coal bed methane* (CBM), PLN berkeinginan untuk memanfaatkan gas non-konvensional ini apabila telah tersedia dalam jumlah yang cukup dan harga yang ekonomis. Lebih jauh lagi, PLN juga mempertimbangkan penggunaan teknologi *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) *dan Carbon Capture and Storage* (CCS) untuk mengurangi emisi GRK secara signifikan, namun implementasinya menunggu setelah teknologi tersebut matang secara komersial.

Merujuk ke Peraturan Pemerintah No. 46 Tahun 2017 tentang Instrumen Ekonomi Lingkungan Hidup, Pemerintah bermaksud untuk menerapkan sistem perdagangan emisi nasional pada Tahun 2024, dan berencana untuk menerapkan pembatasan emisi gas rumah kaca (*cap* emisi GRK) bagi kegiatan pembangkit listrik. Uji coba sistem perdagangan emisi sektor energi khususnya pada PLTU Batubara, mulai dilaksanakan pada tahun 2021. Uji coba dilaksanakan melalui mekanisme *cap and trade* dan *offset*. PLN telah melaksanakan kajian untuk menganalisa potensi dampak dari penerapan pembatasan emisi gas rumah kaca terhadap perusahaan, dimana hasilnya menunjukkan bahwa dampak finansial pelaksanaan *cap and trade* tergantung pada nilai *cap* yang diterapkan dan harga unit emisi karbon yang berlaku di pasar. PLN sedang mempersiapkan pedoman internal untuk implementasi *cap and trade* dan *offset* emisi untuk kegiatan pembangkit listrik.

Selanjutnya, dalam rangka meminimalkan dampak lingkungan dari kegiatan pembangkit listrik berbahan bakar batubara, PLN telah melakukan upaya-upaya untuk pengendalian pencemaran udara (emisi) yang timbul, antara lain:

1. Pemasangan *electrostatic precipitator (ESP)* yang berfungsi untuk menangkap debu/abu/partikulat dari pembakaran batubara sehingga emisi ke lingkungan sudah sesuai dengan peraturan yang mengatur tentang baku mutu emisi.
2. Pemasangan *Flue Gas Desulphurization (FGD)* pada PLTU Tanjung Jati B yang berfungsi untuk mengurangi gas SOx dari pembakaran batubara sehingga emisi SOx ke lingkungan berada di bawah bakumutu emisi yang ditetapkan Pemerintah. Kedepannya akan dijadwalkan pemasangan FGD di PLTU batubara yang lainnya, dalam rangka memenuhi regulasi baku mutu emisi terbaru yang lebih ketat, yakni Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan Nomor P.15/MENLHK/SETJEN/KUM.1/4/2019, selanjutnya disebut Permen LHK No. 15 Tahun 2019.
3. Menggunakan teknologi *Low Nox burner* untuk pembangkit baru dengan fungsi mengontrol NOx selama pembakaran sehingga dapat mengurangi NOx dari pembakaran batubara, dan ke depan akan direncanakan serta dijadwalkan pemasangan *Selective Catalytic Reduction* (SCR) untuk pembangkit *existing* sehingga bisa memenuhi Permen LHK No. 15 Tahun 2019.
4. Untuk meminimalisasi potensi debu dan *ash* yang terbang ke lingkungan sekitar, maka dilakukan beberapa langkah sebagai berikut:
   a. Melakukan *compacting* batubara pada kegiatan *coal handling* di *stockpile.*
   b. Melakukan penyiraman debu pada area *stock pile* batubara dan *landfill.*
   c. Melakukan program penghijauan *(green fence*) di sekeliling *stock pile* batubara dan *landfill.*
5. Pemasangan *Continuous Emission Monitoring System* (CEMS) untuk memonitor kualitas emisi dari seluruh pembangkit yang berfungsi sebagai *alert,* sehingga PLN dapat segera mengetahui dan melakukan tindakan preventif untuk meminimalisasi dampak terhadap lingkungan.
6. Melakukan pemeliharaan rutin untuk alat pengendali pencemaran udara sehingga peralatan dapat bekerja secara optimum untuk mengurangi pencemaran udara.

Dengan diterbitkannya Permen LHK No. 15 Tahun 2019 tentang Baku Muku Emisi Pembangkit Listrik Tenaga Termal, maka baku mutu emisi menjadi

semakin ketat, sehingga berakibat pada tidak terpenuhinya baku mutu emisi di pembangkit PLN maupun IPP. Hal ini mempunyai dampak antara lain:

1. PLN harus memasang teknologi pengendali pencemaran lingkungan di unit pembangkit yang tidak memenuhi baku mutu emisi, dengan biaya investasi yang cukup tinggi, sehingga berdampak pada peningkatan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) tenaga listrik.
2. Pembangkit IPP yang tidak memenuhi baku mutu emisi juga harus memasang teknologi pengendali pencemaran lingkungan, namun diharapkan agar penambahan biaya investasi tersebut tidak dibebankan kepada PLN sehingga tidak meningkatkan BPP.
3. Perlu dilakukan peninjauan ulang desain pembangkit yang masih dalam tahap perencanaan dan pengadaan, dengan mengacu pada Permen LHK No. 15 Tahun 2019. Hal ini berdampak pada bertambahnya waktu untuk melakukan *review* desain sehingga pembangkit tersebut berpotensi untuk tidak dapat beroperasi tepat waktu.

BAB III

KETERSEDIAAN SUMBER ENERGI DAN STRATEGI PEMANFAATANNYA

Berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional, pemanfaatan sumber daya energi nasional yang diarahkan untuk ketenagalistrikan adalah sebagai berikut:

- Sumber energi terbarukan dari jenis energi aliran dan terjunan air, energi panas bumi (termasuk skala kecil/modular), energi gerakan dan perbedaan suhu lapisan laut, energi angin, energi sinar matahari, biomasa dan sampah;
- Sumber energi baru berbentuk padat dan gas;
- Gas bumi, batubara.

Sementara itu pemanfaatan minyak bumi hanya untuk transportasi dan komersial yang belum bisa digantikan dengan energi atau sumber energi lainnya. Sedangkan bahan bakar nabati diarahkan untuk menggantikan bahan bakar minyak terutama untuk transportasi dan industri. Pemerintah mendorong pemanfaatan biodiesel untuk bahan bakar PLTD *existing*, secara bertahap diberlakukan penggantian menggunakan Bahan Bakar Nabati untuk pembangkit tenaga listrik. Penggunaan BBM untuk pembangkit harus diminimalkan dan terus dibatasi penggunaannya, kecuali untuk menjaga keandalan sistem, dan mengatasi daerah krisis penyediaan tenaga listrik jangka pendek atau daerah-daerah yang tidak memiliki sumber energi lain.

Dalam Undang-undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan ditetapkan bahwa sumber energi primer yang terdapat di dalam negeri dan/atau berasal dari luar negeri harus dimanfaatkan secara optimal sesuai dengan kebijakan energi nasional untuk menjamin penyediaan tenaga listrik yang berkelanjutan, dan selanjutnya ditetapkan juga bahwa dalam pemanfaatan tersebut diutamakan sumber energi baru dan terbarukan.

Kebijakan tersebut diatas sejalan ketentuan dalam Undang-Undang Nomor. 30 Tahun 2007 tentang Energi bahwa energi dikelola berdasarkan asas kemanfaatan, rasionalitas, efisiensi, berkeadilan, peningkatan nilai tambah, keberlanjutan, kesejahteraan masyarakat, pelestarian fungsi lingkungan hidup, ketahanan nasional, dan keterpaduan dengan mengutamakan kemampuan nasional.

Untuk mendukung kebijakan energi nasional tersebut, diperlukan inisiatif strategis dalam rangka menjamin kecukupan pasokan dan meningkatkan bauran energi dari pembangkit Energi Baru dan Terbarukan (EBT) di masa depan dengan harga energi listrik dari pembangkit EBT yang optimal.

Selanjutnya inisiatif strategis dalam upaya meningkatkan bauran energi dengan mengoptimalkan pemanfaatan EBT sebagai pasokan pembangkit tenaga listrik yang dijabarkan sebagai berikut:

1. Mengembangkan pembangkit EBT dengan tetap memperhatikan keseimbangan *supply-demand*, kesiapan sistem tenaga listrik dan keekonomian.
2. Memanfaatkan sumber energi terbarukan baik dari jenis energi aliran dan terjunan air, energi panas bumi (termasuk skala kecil/modular), *biofuel*, energi angin, energi sinar matahari, biomasa, sampah dan lain-lain serta mendukung upaya *Renewable Energy Based on Industrial Development (REBID)*.
3. Mengembangkan *microgrid* dengan menerapkan *scattered/centered* PV, *wind generation*, atau *pico-hydro* untuk daerah-daerah *isolated*/komunitas terpencil yang jauh dari *grid* pada daerah tertinggal, dan pulau-pulau terluar lainnya sesuai dengan potensi energi yang tersedia.
4. Pengembangan PLTS di lahan eks tambang yang sudah tidak beroperasi dan bekerjasama dengan PEMDA untuk kesiapan lahannya.
5. Pemanfaatan waduk-waduk di seluruh Indonesia untuk PLTS Terapung sehingga dapat menurunkan biaya pembebasan lahan dengan tetap mempertimbangkan kajian operasi dan pemeliharaannya.
6. Pengembangan PLTS untuk pemakaian sendiri pada pembangkit *existing* milik PLN.
7. Memprioritaskan pengembangan PLTS *hybrid* dengan PLTD untuk daerah dengan jam nyala rendah (di bawah 12 jam/hari) bila perlu dengan dilengkapi baterai untuk menjaga tegangan tetap stabil, umumnya di Indonesia Timur.
8. Mempersiapkan *knowledge*, *talent* dan skema bisnis yang memadai untuk katalisasi implementasi teknologi *Concentrated Solar Panel* (CSP) atau *floating solar panel, wind power generation* dan *biomasas-based power generation*, serta pengembangan pembangkit berbasis *waste material*.
9. Meningkatkan kemampuan yang memadai mulai dari sisi perencanaan hingga pengoperasian sistem yang terdapat instalasi pembangkit EBT

dengan mempertimbangkan evaluasi yang komprehensif terkait potensi gangguan.

10. Mendorong Pemerintah untuk menerapkan skema *B to B* dalam penentuan harga EBT yang mengedepankan *risk sharing* yang adil termasuk penyediaan *ancillary services* oleh pengembang.
11. Menstimulasi investasi pembangkit EBT yang tidak berpotensi meningkatkan BPP dan dapat mengancam *tariff competitiveness* Indonesia dibanding negara lain.
12. Mendorong pembentukan badan penyangga yang mengelola subsidi Pemerintah terkait pentarifan EBT apabila kebijakan subsidi untuk EBT dijalankan.
13. Melakukan kajian teknologi dan market *Rooftop PV* serta skema bisnis yang menguntungkan baik PLN maupun pelanggan.
14. Mendorong masyarakat untuk berperan serta dalam pemanfaatan energi bersih melalui pemasangan *Rooftop PV*.
15. Mendorong penggunaan *biofuel* pada pembangkit-pembangkit berbasis BBM untuk mengurangi penggunaan *High Speed Diesel* (HSD) secara signifikan dengan tetap mempertimbangkan optimalisasi biaya pokok pembangkitan.
16. Mengganti PLTD skala kecil dan sudah tua dengan mesin diesel menggunakan bahan bakar B 100 (CPO) dalam rangka mewujudkan ketahanan energi dengan penggunaan kekayaan alam yang melimpah di Indonesia.
17. Mengganti PLTD yang dapat dikonversi menjadi PLTBm dan PLTM di lokasi-lokasi yang memiliki potensi sumber energi biomasa dan potensi energi air, serta konversi PLTD menjadi PLTS atau PLTB yang dilengkapi dengan baterai untuk daerah yang tidak memiliki potensi bioenergi dan energi air.
18. Memanfaatkan hasil kajian potensi penggunaan teknologi batubara cair (*liquified coal*) dan batubara tergaskan (*gasified coal*) untuk pemanfaatan batubara kalori rendah yang jumlahnya cukup banyak di Indonesia, yang secara teoritis sangat sulit digunakan sebagai bahan bakar PLTU. Program tersebut telah dimulai dengan proyek percontohan (*showcase*) yang sedang dilakukan oleh PLN Puslitbang bekerja sama dengan salah satu pengembang di Karawang.
19. Memulai percobaan pencampuran batubara dengan biomasa atau sampah kota (*Co-firing*) pada PLTU tipe CFB (*Circulated Fluidized Bed*), PC (*Pulverized Coal*), dan *Stocker* sebagai cara lain dalam meningkatkan bauran energi dari EBT.

20. Memulai percobaan penggantian batubara menjadi biomasa dalam PLTU *Stocker* untuk mengurangi ketergantungan pada batubara yang harganya fluktuatif serta meningkatkan bauran energi dari EBT.

21. Membangun pembangkit energi biomasa milik PLN melalui kerjasama dengan BUMN Kehutanan/Pertanian/Perkebunan sebagai pemasok bahan bakar biomasa /biogas berdasarkan *resources based*.
    Pembangunan pembangkit biogas bisa dilaksanakan bersamaan dengan pembangkit biomasa , serta dapat dilakukan oleh pabrikan dalam negeri yang telah menguasai teknologinya sehingga memiliki kandungan Tingkat Komponen Dalam Negeri (TKDN) yang tinggi.
22. Pengembangan biogas juga dapat dilakukan dengan bahan bakar bio CNG dari *upgrading* gas yang diproduksi dari gas metana hasil PLTBg dan dapat digunakan sebagai bahan bakar campuran PLTDG atau PLTMG.
23. Mempertimbangkan dan mengkaji implementasi pembangkit tenaga nuklir di Indonesia. BATAN sebagai pemrakarsa pembangunan pembangkit dengan energi nuklir telah melakukan kajian dan penelitian yang cukup intens meskipun regulasi dari Pemerintah belum secara jelas memberikan *guidance* bagaimana arah pengembangan teknologi ini di Indonesia. PLN juga mempertimbangkan potensi penggunaan energi nuklir, terutama ketika cadangan energi fosil sudah menipis. Beberapa teknologi PLTN dikaji untuk melihat potensi PLTN secara optimal, diantaranya *molten salt reactor technology* berbentuk pembangkit *floating* sebagai alternatif pengembangan PLTN disamping PLTN konvensional, dengan tingkat keamanan dan keselamatan operasional yang lebih tinggi sehingga dapat meningkatkan penerimaan masyarakat terhadap PLTN.
24. Mempercepat pengembangan potensi panas bumi melalui skema *partnership* pada Wilayah Kerja Panas bumi (WKP) PLN, WKP IPP, dan pemanfaatan sumur-sumur existing dengan menggunakan teknologi *Binary* dan *Small Scale* serta dengan tujuan meningkatkan TKDN dengan Lembaga Penelitian.
25. Memprioritaskan kerjasama pengembangan PLTA/PLTM/PLTMH dengan memanfaatkan bendung/bendungan yang tersedia maupun yang akan dibangun milik Kementerian Pekerjaan Umum dan Perumahan Rakyat (PUPR) untuk mempercepat pembangunannya di Indonesia dan mengurangi resiko hambatan yang timbul dalam proses pembangunan dan pengelolaannya. Dengan skema penyediaan infrastruktur melalui kerangka Kerjasama Pemerintah dan Badan Usaha (KPBU) atau kerjasama dimana Kementerian PUPR membangun bendungannya dan PLN membangun

pembangkit listriknya atau kerjasama lainnya sesuai peraturan perundangan yang berlaku.

26. Mempertimbangkan dan mengkaji implementasi pembangkit listrik tenaga arus laut maupun gelombang laut dengan potensi tersebar di Bali, NTB dan NTT.
27. Dengan mempertimbangkan tarif pembangkit EBT yang semakin murah di masa yang akan datang, maka Perubahan PLTU batu bara yang statusnya masih rencana setelah tahun 2025 akan diganti menjadi PLT EBT *Base*. Pembangkit ini akan diupayakan menggunakan *mix* EBT (Hidro, PLTP, PLTS, Bio, dll) dan Gas (PLTG/PLTMG/PLTGU berbahan bakar gas) setempat yang ada dengan nilai keekonomian yang dapat bersaing dengan PLTU dan dengan syarat bahwa pembangkit tersebut dapat dioperasikan secara kontinyu selama 24 jam sebagai pemikul beban dasar (dapat juga dilengkapi dengan *energy storage*). Diharapkan pengembangan pembangkit PLT EBT *Base* tidak berdampak pada peningkatan BPP.
28. Mempertimbangkan kondisi *oversupply* pada sistem Jawa-Bali dan Sumatera, maka pengembangan pembangkit EBT akan di arahkan ke Indonesia Timur. Pengembangan tersebut tetap memperhatikan kriteria keseimbangan *supply-demand*, kesiapan sistem dan keekonomian.

3.1 SUMBER ENERGI BARU

Menurut Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi, yang dimaksud dengan energi baru adalah energi yang berasal dari sumber energi baru, yaitu sumber energi yang dapat dihasilkan oleh teknologi baru baik yang berasal dari sumber energi terbarukan maupun sumber energi tak terbarukan, antara lain nuklir, hidrogen, gas metana batubara (*coal bed methane*), batubara tercairkan (*liquified coal*) dan batubara tergaskan (*gasified coal*). Strategi pemanfaatan sumber energi baru adalah sebagai berikut.

3.1.1. *Coal Bed Methane (CBM)*

Reserve gas CBM diperkirakan lebih besar daripada *reserve* gas konvensional, terutama di *South Sumatera Basin* (183 TCF) dan *Kutai Basin*. PLN berkeinginan untuk memanfaatkan gas non-konvensional ini apabila telah tersedia dalam jumlah yang cukup. Studi yang telah dilakukan oleh PLN bersama Exxonmobil mengenai pengembangan CBM di Kalimantan Selatan untuk tenaga listrik di Indonesia telah memberikan pemahaman mengenai keekonomian gas CBM ini.

3.1.2. *Coal Slurry* (Batubara Tercairkan) dan *Coal Gasification* (Batubara Tergaskan)

Batubara akan tetap menjadi bahan bakar utama yang digunakan untuk pembangkit listrik karena harganya yang murah dan ketersediaannya melimpah di Indonesia. Namun pemanfaatan batubara yang besar harus diimbangi dengan teknologi pembangkit yang ramah lingkungan untuk mengurangi emisi CO_2. Beberapa teknologi baru pemanfaatan batubara tersebut antara lain dengan *coal slurry* dan *coal gasification*.

Coal slurry merupakan batubara yang dicairkan melalui proses *upgrading* sehingga lebih ramah lingkungan serta lebih mudah ditransportasikan dan disimpan dalam tangki. *Coal slurry* digunakan untuk pembangkit termal melalui proses pembakaran dengan mekanisme penyemprotan. *Coal slurry* digunakan sebagai pembangkit skala kecil pengganti PLTD untuk beban dasar. Saat ini telah dikembangkan sebuah pembangkit *pilot project* dengan kapasitas 750 kW di Karawang, Jawa Barat yang disimulasikan seperti pembangkit dan tenaga listrik kepulauan. PLN sedang mengkaji pengembangan *pilot project* pemanfaatan *coal slurry* dengan kapasitas yang lebih besar.

Energi batubara tergaskan merupakan sumber energi batubara yang diproses menggunakan teknologi gasifikasi batubara. Gasifikasi batubara adalah sebuah proses untuk mengubah batubara padat menjadi produk campuran gas sintetis (*syngas*) berupa gas karbon monoksida (CO) dan hidrogen (H_2). Produk gasifikasi batubara berupa campuran *syngas* dapat digunakan untuk pembangkit listrik. Saat ini sedang dikembangkan teknologi *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) yang merupakan PLTGU dengan bahan bakar batubara tergaskan. Dengan teknologi tersebut, maka karbon dapat dipisahkan dan “ditangkap” melalui teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS). Saat ini teknologi tersebut masih dalam penelitian dan pengembangan, PLN akan memanfaatkan teknologi tersebut apabila sudah matang secara komersial.

3.1.3. *Nuklir*

Dalam Undang-Undang No. 17 Tahun 2007 tentang Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) Tahun 2005-2025, disebutkan bahwa untuk mencapai sasaran pokok pembangunan jangka panjang membutuhkan tahapan dan skala prioritas yang akan menjadi agenda dalam Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional (RPJMN). Pada RPJMN ke-3 (2015-2019), disebutkan bahwa ketersediaan infrastruktur yang sesuai dengan rencana tata

ruang ditandai oleh berkembangnya jaringan infrastruktur transportasi; terpenuhinya pasokan tenaga listrik yang handal dan efisien sesuai kebutuhan sehingga elektrifikasi rumah tangga dan elektrifikasi perdesaan dapat tercapai, serta mulai dimanfaatkannya tenaga nuklir untuk pembangkit listrik dengan mempertimbangkan faktor keselamatan secara ketat.

Dalam penjelasan atas Peraturan Pemerintah No. 14 Tahun 2015 tentang Rencana Induk Pembangunan Industri Nasional (RIPIN) Tahun 2015-2035, disebutkan bahwa kelangkaan energi telah mulai dirasakan dan untuk menjamin keberlangsungan pembangunan industri diperlukan kebijakan penghematan dan diversifikasi energi serta perhatian yang lebih besar terhadap pengembangan sumber energi terbarukan dan energi nuklir yang murah dan aman.

Berdasarkan pentahapan pembangunan industri dan penetapan industri prioritas dalam RIPIN, disebutkan bahwa industri Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN) akan dikembangkan pada tahun 2020-2024 dan 2025-2035, sedangkan industri logam tanah bahan bakar nuklir akan dikembangkan pada tahun 2025-2035.

Untuk mencapai sasaran pembangunan industri nasional, dilakukan program pengembangan industri prioritas yang dilaksanakan bersama oleh Pemerintah, Badan Usaha Milik Negara, dan swasta. Program pengembangan industri prioritas terkait pemanfaatan nuklir antara lain:

a. Pada periode tahun 2015-2019
   - Memfasilitasi penelitian dan pengembangan potensi *rare earth elements* (REE) sebagai bahan paduan dan bahan baku nuklir.
   - Memfasilitasi pendirian pabrik/pusat pengolahan lanjut REE produk bahan baku nuklir sebagai bahan bakar pembangkit listrik atau bahan penolong beradiasi di industri.
   - Mengembangkan rancang bangun fasilitas pembangkit listrik tenaga nuklir efisien dengan tingkat keselamatan yang tinggi.
b. Pada periode tahun 2020-2035
   - Memfasilitasi pendirian pabrik/pusat pengolahan lanjut REE produk bahan baku nuklir sebagai bahan bakar pembangkit listrik atau bahan penolong beradiasi di industri.
   - Mengembangkan fasilitas pembangkit listrik tenaga nuklir efisien dengan teknologi keselamatan yang tinggi.
   - Memfasilitasi pembangunan pabrik bahan bakar nuklir dari uranium atau unsur lainnya.

Dalam RIPIN disebutkan bahwa pengembangan, penguasaan dan pemanfaatan teknologi industri bertujuan untuk meningkatkan efisiensi, produktivitas, nilai tambah, daya saing dan kemandirian industri nasional. Penguasaan teknologi dilakukan secara bertahap sesuai dengan perkembangan ilmu pengetahuan dan kebutuhan industri dalam negeri agar dapat bersaing di pasar dalam negeri dan pasar global. Teknologi rekayasa nuklir (*fission*) akan dikembangkan pada tahun 2015-2019 dan 2020-2024, sedangkan teknologi rekayasa nuklir (*fission fusion*) akan dikembangkan pada tahun 2025-2035.

Sejalan dengan Peraturan Pemerintah Nomor. 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN) dan Peraturan Presiden Nomor 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), pemanfaatan energi nuklir akan dipertimbangkan setelah pemanfaatan sumber energi baru dan energi terbarukan dimaksimalkan. Memperhatikan potensi energi terbarukan yang cukup besar, maka pemanfaatan energi nuklir merupakan pilihan terakhir. Dalam KEN dan RUEN, dinyatakan bahwa energi nuklir dimanfaatkan dengan mempertimbangkan keamanan pasokan energi nasional dalam skala besar, mengurangi emisi karbon dan tetap mendahulukan potensi energi baru dan energi terbarukan sesuai nilai keekonomiannya, serta mempertimbangkannya sebagai pilihan terakhir dengan memperhatikan faktor keselamatan secara ketat. Setiap pengusahaan instalasi nuklir wajib memperhatikan keselamatan dan risiko kecelakaan serta menanggung seluruh ganti rugi kepada pihak ketiga yang mengalami kerugian akibat kecelakaan nuklir. Faktor lain yang perlu dipertimbangkan adalah kemandirian industri penunjang dan jasa penunjang nasional dalam pemanfaatan energi nuklir. Penjabaran lebih lanjut energi nuklir sebagai pilihan terakhir akan disusun dalam roadmap implementasi PLTN dengan mempersiapkan aspek teknologi, jenis bahan bakar, lokasi, keselamatan, pendanaan dan kesiapan sumber daya manusia, disertai analisis multi kriteria.

Namun demikian, dalam RUKN 2019-2038 disebutkan dalam upaya mendorong pemanfaatan sumber EBT yang lebih besar untuk penyediaan tenaga listrik, penelitian dan kajian kelayakan merupakan salah salah satu faktor penting yang harus diperhatikan untuk dilaksanakan agar pengembangannya dapat dilakukan secara maksimal. Dengan demikian tidak tertutup kemungkinan untuk dilakukannya kajian ataupun studi pemanfaatan energi nuklir dalam penyediaan tenaga listrik.

Dengan pertimbangan beberapa hal: (i) semakin langka dan mahalnya harga energi fosil, (ii) ancaman perubahan iklim global sebagai akibat dari emisi

karbon dioksida dari pembakaran batubara atau energi fosil lainnya, sebetulnya telah membuat PLTN menjadi sebuah opsi sumber energi yang sangat menarik untuk ikut berperan dalam memenuhi kebutuhan listrik di masa depan. Apalagi apabila biaya proyek, biaya pengelolaan *waste* dan biaya *decommissioning* telah menjadi semakin jelas.

Disadari bahwa pengambilan keputusan untuk membangun PLTN tidak semata-mata didasarkan pada pertimbangan keekonomian dan *profitability*, namun juga pertimbangan lain seperti aspek politik, Kebijakan Energi Nasional (KEN) target penggunaan EBT paling sedikit 23% pada tahun 2025, penerimaan sosial, budaya, perubahan iklim dan perlindungan lingkungan. Dengan adanya berbagai aspek yang multi dimensional tersebut, program pembangunan PLTN hanya dapat diputuskan oleh Pemerintah.

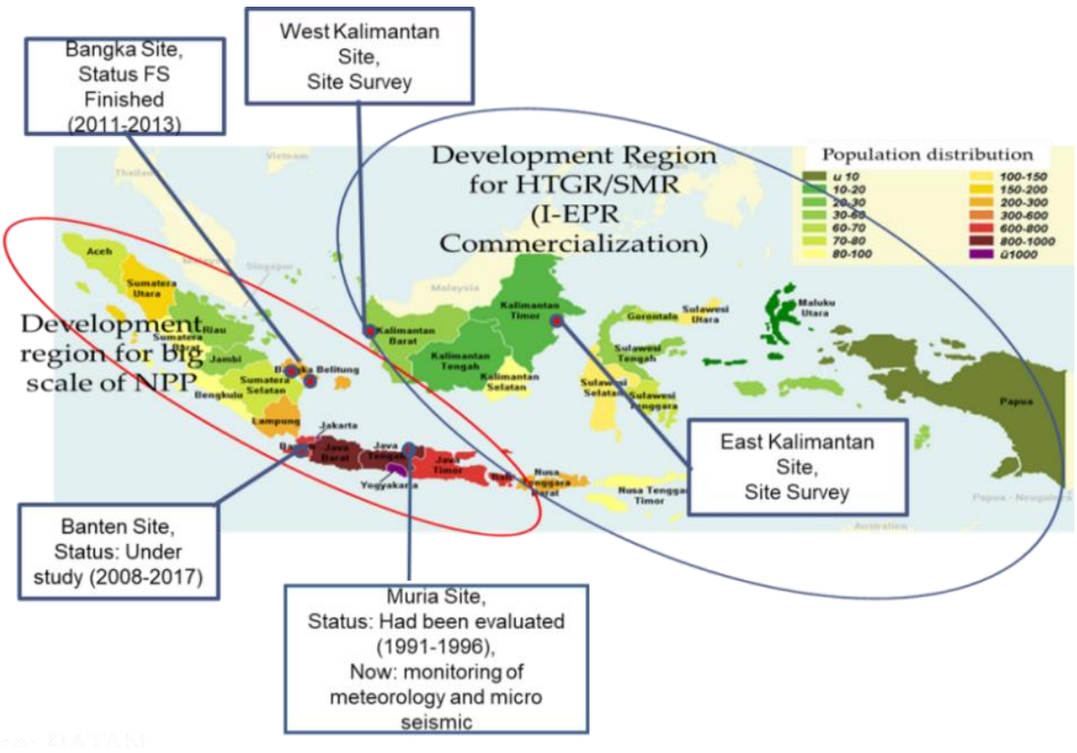
Tingginya investasi awal dan panjangnya waktu implementasi dari pembangunan PLTN memerlukan dukungan Pemerintah dalam jangka panjang agar pembangunan PLTN dapat diselesaikan dengan sempurna dan tepat waktu. Oleh karena itu dalam RUPTL ini PLTN masih merupakan opsi yang dimunculkan untuk mencapai target bauran energi dari EBT sekitar 23% yang implementasinya memerlukan program pembangunan PLTN yang diputuskan oleh Pemerintah. Untuk itu perlu dilakukan langkah nyata persiapan proyek pembangunan PLTN mengingat sumber energi fosil yang semakin langka dan mempertimbangkan masa pembangunan PLTN yang sangat lama.

Wacana penggunaan thorium sebagai sumber daya energi alternatif dalam pembangkitan listrik di Indonesia sempat menghangat beberapa waktu yang lalu. Di kalangan masyarakat Indonesia, pembangkit listrik dengan bahan bakar thorium dipopulerkan dengan istilah Pembangkit Listrik Tenaga *Thorium* (PLTT). Di Indonesia dan di berbagai negara belahan dunia, kandungan *Thorium* lebih banyak 3-4 kali dibanding uranium. Hal ini menyebabkan sebagian orang beranggapan bahwa thorium lebih mempunyai prospek di masa depan. Selain itu, 90% bahan bakar thorium akan bereaksi menghasilkan listrik jika dibandingkan dengan uranium yang hanya 3-5 %, sehingga akan menghasilkan limbah radioaktif yang jauh lebih kecil. PLTT tidak menghasilkan plutonium pada proses reaksi nuklirnya, sehingga dapat menjamin tidak disalahgunakan untuk tujuan persenjataan. Reaktor PLTT bekerja pada tekanan normal (1 atm), sehingga tidak membutuhkan struktur pelindung yang kuat seperti halnya pada PLTN yang tekanannya sekitar 144 atm. PLTT bekerja pada temperatur sekitar 700 ^{O}C dibandingkan dengan PLTN yang bekerja pada temperatur sekitar

300 ^{O}C, sehingga konversi panasnya menjadi listrik jauh lebih besar. Namun seperti halnya teknologi yang lain, mengubah teori pemanfaatan thorium untuk energi menjadi sebuah kenyataan membutuhkan waktu yang lama. Penelitian tersebut sudah dilakukan di berbagai negara, namun belum pernah ada yang secara penuh mengaplikasikan secara komersial. IAEA dalam bukunya *Advances in Small Modular Reactor Technology Development* (edisi 2016), menyatakan bahwa ada beberapa pengembangan PLTT yang direncanakan beroperasi komersial sebelum tahun 2025. Sedangkan di Indonesia, PLTT masih memerlukan kajian mengenai kemungkinan pengembangannya.

Salah satu teknologi PLTN yang dapat dipertimbangkan di Indonesia sebagai negara kepulauan adalah PLTN SMR (*Small Modular Reactor*), namun masih perlu dikaji lebih lanjut terkait keekonomiannya karena PLTN SMR ini masih belum tersedia secara komersial. Berbeda dengan PLTN skala besar yang cocok dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan listrik yang besar seperti di Jawa-Bali dan Sumatera, PLTN SMR lebih cocok untuk dimanfaatkan di kepulauan Indonesia yang kebutuhan listriknya masih relatif kecil. Bahkan saat ini di Rusia sudah ada PLTN skala kecil dengan bentuk *Floating Power Unit* (FPU) 70 MW yang mulai beroperasi pada tahun 2019.

Beberapa alternatif lokasi yang tepat untuk pengembangan PLTN seperti terlihat pada Gambar 3.1.



sumber : BATAN

Gambar 3.1 Alternatif Lokasi Pengembangan PLTN di Indonesia

3.2 SUMBER ENERGI TERBARUKAN

Menurut Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi, yang dimaksud dengan energi terbarukan adalah energi yang berasal dari sumber energi terbarukan, yaitu sumber energi yang dihasilkan dari sumber daya energi yang berkelanjutan jika dikelola dengan baik, antara lain panas bumi, angin, bioenergi, sinar matahari, aliran dan terjunan air, serta gerakan dan perbedaan suhu lapisan laut.

Sejalan dengan salah satu misi PLN yaitu menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan dan Peraturan Pemerintah Nomor 79/2014 tentang Kebijakan Energi Nasional serta Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 4 tahun 2020 tentang Perubahan Kedua Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 50 tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik, PLN merencanakan pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT) yang meliputi pengembangan panas bumi yang sangat besar, pembangkit tenaga air skala besar, menengah dan kecil, pembangkit tenaga angin (PLTB) skala besar dan kecil serta EBT skala kecil tersebar berupa PLTS, biomasa, biofuel, biogas dan gasifikasi batubara (energi baru). PLN juga mendorong penelitian dan pengembangan EBT lain seperti termal *solar power*, energi laut, OTEC (*ocean thermal energy conversion*), *bio* CNG dan *fuel cell*.

Berdasarkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 4 tahun 2020 tentang Perubahan Kedua Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 50 tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik, menjelasakan bahwa pembelian tenaga listrik dari pembangkit listrik yang memanfaatkan Sumber Energi Terbarukan, dilakukan oleh PT PLN (Persero) melalui mekanisme pemilihan langsung. Pembelian tenaga listrik dapat dilakukan melalui penunjukan langsung dalam hal:

a. Sistem tenaga listrik setempat dalam kondisi krisis atau darurat penyediaan tenaga listrik.
b. Pembelian kelebihan tenaga listrik *(excess power)*, termasuk pembelian tenaga listrik melalui kerja sama pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik.
c. Penambahan kapasitas pembangkitan pada pusat pembangkit tenaga listrik yang telah beroperasi di lokasi yang sama.

d. Pembelian tenaga listrik dari pembangkit tenaga listrik yang menggunakan energi terbarukan dalam hal terdapat 1 (satu) calon penyedia tenaga listrik.

Kebijakan Energi Nasional mempunyai sasaran bauran energi yang optimal sebagai berikut:

- Pada tahun 2025 peran energi baru dan energi terbarukan paling sedikit 23% sepanjang keekonomiannya terpenuhi, minyak bumi kurang dari 25%, batubara minimal 30%, dan gas bumi minimal 22%.
- Pada tahun 2050 peran energi baru dan energi terbarukan paling sedikit 31% sepanjang keekonomiannya terpenuhi, minyak bumi kurang dari 20%, batubara minimal 25%, dan gas bumi minimal 24%.

Sehubungan dengan hal tersebut, dalam RUKN 2019-2038 disebutkan bahwa untuk mendukung target porsi energi baru dan energi terbarukan tersebut, diharapkan bauran energi baru dan energi terbarukan dalam pembangkitan tenaga listrik pada tahun 2025 dapat lebih tinggi dari 23%, sementara itu porsi gas sekitar 22%, BBM paling besar 0,4%, dan sisanya batubara paling besar 55%. Kemudian pada tahun 2038 diharapkan porsi energi baru dan energi terbarukan meningkat menjadi sekitar 28%, gas sekitar 25%, BBM paling besar 0,1%, dan sisanya batubara paling besar 47%. Target bauran energi tersebut berlaku baik bagi PT PLN (Persero) maupun pemegang wilayah usaha lainnya dimana dalam upaya pencapaiannya dapat dilakukan kerjasama antar pemegang wilayah usaha. Dalam hal wilayah usaha mempunyai porsi bauran energi terbarukan lebih tinggi dari target nasional maka kelebihan porsi tersebut dapat menjadi pengurang porsi bauran energi fosil. Sedangkan bagi wilayah usaha yang mempunyai porsi bauran energi terbarukan 100% maka tidak perlu memenuhi target bauran energi fosil.

Selain itu dalam RUKN juga disebutkan bahwa secara teknis, untuk mendukung peningkatan porsi energi terbarukan yang yang bersifat *intermittent* (*variable renewable energy*), *grid flexibility* menjadi syarat penting agar keandalan sistem tenaga listrik tetap terjaga, dengan demikian perlu didorong agar *thermal power plant* seperti PLTU batubara menjadi lebih *flexible.*

Dalam rangka mendukung pencapaian target bauran energi baru dan energi terbarukan, selain mendorong percepatan pembangunan pembangkit dari energi terbarukan, Pemerintah juga mendorong pencampuran (*blending*) biomasa dengan batubara sebagai bahan bakar bagi PLTU yang telah beroperasi dan mendorong peningkatan penerapan teknologi PLTU yang mendukung sistem *blending* dimaksud bagi PLTU yang akan dikembangkan.

Pengembangan dan pemanfaatan energi baru dan terbarukan terus didorong pemanfaatannya di samping untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik juga dalam rangka menurunkan tingkat emisi CO2 dengan memberikan skema investasi yang menarik dan harga jual tenaga listrik yang lebih kompetitif. Dalam pertemuan G20 di Pittsburgh, Pennsylvania, Amerika Serikat, serta COP 21 di Paris, Indonesia telah berkomitmen untuk menurunkan emisi gas rumah kaca sebesar 29% dari *level* "*business as usual*" pada tahun 2030 atau 41% dengan bantuan internasional.

Kebijakan PLN dalam pengembangan EBT didukung oleh kebijakan Pemerintah sebagaimana dimaksud dalam Peraturan Menteri ESDM No. 4 tahun 2020 tentang Perubahan Kedua Atas Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Peraturan Menteri tersebut menyebutkan bahwa dalam rangka penyediaan tenaga listrik yang berkelanjutan, PLN wajib membeli tenaga listrik dari pembangkit tenaga listrik yang memanfaatkan sumber energi terbarukan. Selain itu PLN juga wajib mengoperasikan pembangkit tenaga listrik yang memanfaatkan sumber energi terbarukan dengan kapasitas sampai dengan 10 MW secara terus-menerus (*must run*). Harga pembelian tenaga listrik dari energi terbarukan diatur dalam Peraturan Menteri tersebut, sehingga diharapkan kecenderungan kenaikan BPP akibat harga listrik dari energi terbarukan dapat dihindari dimana harga listrik dari energi terbarukan cenderung turun dari tahun ke tahun.

Potensi pembangkit energi terbarukan dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik apabila telah memenuhi persyaratan:

- Memenuhi keseimbangan *supply–demand* sistem tenaga listrik setempat.
- Menyelesaikan kajian kelayakan dan kajian penyambungan (*grid study*).
- Mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan.
- Harga sesuai ketentuan yang berlaku.

Secara umum, PLN merencanakan sebuah proyek dengan menganut prinsip *demand driven*[25], namun untuk daerah tertentu seperti Papua, PLN tidak menganut prinsip tersebut. Misalnya PLN merencanakan pembangunan PLTA Baliem berkapasitas 50 MW[26] untuk melistriki sekitar 7 kabupaten baru di

---

[25] *Demand driven* adalah sebuah pendekatan perencanaan yang mensyaratkan adanya jaminan *demand* listrik yang cukup untuk menjustifikasi kelayakan sebuah proyek pembangkit.

[26] Dapat dikembangkan menjadi 100 MW.

dataran tinggi Pegunungan Tengah yang sama sekali belum memiliki listrik. Proyek ini diharapkan akan mendorong kegiatan ekonomi di daerah tersebut.

Khusus mengenai PLTS, PLN mempunyai kebijakan untuk mengembangkan *centralized PV* untuk melistriki banyak komunitas terpencil yang jauh dari *grid* pada daerah tertinggal, pulau-pulau terdepan yang berbatasan dengan negara tetangga dan pulau-pulau terluar lainnya. Hal ini didorong oleh semangat PLN untuk memberi akses ke tenaga listrik yang lebih cepat kepada masyarakat di daerah terpencil. Lokasi *centralized PV*/PLTS komunal dipilih setelah mempertimbangkan faktor tekno-ekonomi seperti biaya transportasi BBM ke lokasi dan mengoperasikan PV secara *hybrid* dengan PLTD yang telah ada sehingga mengurangi pemakaian BBM. Selain itu PLN juga memperhatikan alternatif sumber energi primer/EBT yang tersedia setempat dan tingkat pelayanan[27] yang akan disediakan pada lokasi tersebut.

PLN berkomitmen untuk dapat memasok listrik ke pelanggan industri dengan menggunakan pembangkit energi terbarukan milik PLN maupun pembelian dari listrik swasta.

Besarnya potensi energi baru dan terbarukan dapat dilihat pada Tabel 3.1

Tabel 3.1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan

No	Jenis Energi	Potensi	Kapasitas Terpasang	Pemanfaatan
1	Panas Bumi	29.544 MW	1.438,5 MW	4,9%
2	*Hydro*	75.091 MW	4.826,7 MW	6,4%
3	*Mini-micro Hydro*	19.385 MW	197,4 MW	1,0%
4	Bioenergi	32.654 MW	1.671,0 MW	5,1%
5	Surya	207.898 MW (4,80 kWh/m^2/hari)	78,5 MW	0,04%
6	Angin	60.647 MW (≥ 4m/s)	3,1 MW	0,01%
7	Gelombang Laut	17.989 MW	0,3 MW	0,002%

Catatan: Status Tahun 2015
Sumber: Peraturan Presiden Nomor 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional (RUEN)

Roadmap pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT) seperti terlihat pada Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW)

No	Pembangkit - EBT	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
1	PLTP	MW	136	108	190	141	870	290	123	450	240	808	3.355
2	PLTA	MW	400	53	132	87	2.478	327	456	1.611	1.778	1.950	9.272
3	PLTM	MW	144	154	277	289	189	43	-	2	13	6	1.118
4	PLT Surya	MWp	60	287	1.308	624	1.631	127	148	165	172	157	4.680
5	PLT Bayu	MW	-	2	33	337	155	70	-	-	-	-	597
6	PLT Biomasa/ Sampah	MW	12	43	88	191	221	20	-	15	-	-	590
7	PLT EBT Base	MW	-	-	-	-	-	100	265	215	280	150	1.010
8	PLT EBT *Peaker*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300	300
Jumlah		MW	752	648	2.028	1.670	5.544	978	991	2.458	2.484	3.370	20.923

[27] Jam nyala per hari

3.2.1. Panas Bumi

Terdapat beberapa laporan studi mengenai *resource* dan *reserve* tenaga panas bumi di Indonesia yang menyajikan angka-angka yang berbeda. Salah satunya adalah laporan studi oleh WestJEC pada tahun 2007 *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia.* Menurut laporan tersebut, potensi panas bumi Indonesia yang dapat dieksploitasi adalah 9.000 MW, tersebar di 50 lapangan, dengan potensi minimal 12.000 MW. Sebuah studi yang lebih baru, *Geothermal Pricing & Incentive Policy Study* oleh *Castlerock* pada Desember 2010 melihat ada "*inconsistencies*" antara studi-studi terdahulu (oleh Pertamina 1999, *Volcanological Survey of Indonesia* 2007, WestJEC 2007 dan WGC 2010), dan "*approaches lead to over-estimates*". *Castlerock* juga memberi *update* mengenai sumber daya panas bumi berdasar data eksplorasi 40 tahun dan data pengembangan (dari Pertamina, Badan Geologi, kerja lapangan oleh *geoscientist*) dan pendekatan baru berdasar *probabilistic "volume"*. Potensi Panas bumi yang dapat dieksploitasi mungkin lebih kecil daripada yang selama ini diklaim.

Berdasarkan data dari *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia* 2019 yang diterbitkan oleh Kementerian ESDM, total potensi energi panas bumi sebesar 23.965 MWe yang terdiri dari sumber daya sebesar 9.339 MWe dan cadangan 14.626 MWe. Sebaran potensi panas bumi per pulau ditunjukkan pada Tabel 3.3 dan Tabel 3.4.

Tabel 3.3 Sebaran Potensi Panas Bumi per Pulau

No	Pulau	Energi Potensi (MWe)					Total	Kapasitas Terpasang
		Sumber Daya		Cadangan				
		Spekulatif	Hipotetis	Terduga	Mungkin	Terbukti		
1	Sumatera	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	1.253,8
3	Bali	70	21	104	110	30	335	0
4	Nusa Tenggara	190	148	892	121	12	1.363	12,5
5	Kalimantan	151	18	13	-	-	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	-	-	-	-	75	0
	Total	**5.952**	**3.387**	**9.696**	**1.876**	**3.054**	**23.965**	**1.948,3 *)**

*) Status Desember 2018

Tabel 3.4 Potensi Panas Bumi yang Perlu Kajian Lebih Lanjut

No	Nama	Provinsi	Kap. (MW)
1	G. Geureudong	Aceh	50
2	Gn. Kembar	Aceh	330
3	Jaboi (FTP2) #3	Aceh	80
4	Lokop	Aceh	20
5	Seulawah Agam (FTP2) #1	Aceh	55
6	Seulawah Agam (FTP2) #2	Aceh	55
7	Sarulla II #2	Sumut	110
8	Sarulla II #3	Sumut	110
9	Sarulla II (FTP2) #1	Sumut	40
10	Sibual Buali	Sumut	590
11	Simbolon Samosir (FTP2)#1	Sumut	50
12	Simbolon Samosir (FTP2)#2	Sumut	60
13	Sipoholon Ria-Ria (FTP2)	Sumut	10
14	Bonjol (FTP2)	Sumbar	60
15	Cubadak	Sumbar	20
16	Gn. Tandikat & Singgalang	Sumbar	20
17	Panti	Sumbar	55
18	Simisioh	Sumbar	55
19	Sumani	Sumbar	20
20	Talamau	Sumbar	20
21	Graho Nyabu #1	Jambi	50
22	Graho Nyabu #2	Jambi	60
23	Sungai Penuh Semurup	Jambi	30
24	Sungai Penuh Small Scale	Jambi	5
25	Sungai Tenang	Jambi	10
26	Lumut Balai #3	Sumsel	55
27	Lumut Balai #4	Sumsel	55
28	Lumut Balai Small Scale	Sumsel	5
29	Margabayur #1	Sumsel	30
30	Margabayur #2	Sumsel	30
31	Tanjung Sakti	Sumsel	55
32	Bukit Daun #1	Bengkulu	55
33	Bukit Daun #2	Bengkulu	30
34	Hululais (FTP2) #3	Bengkulu	55
35	Hululais (FTP2) #4	Bengkulu	55
36	Hululais Small Scale #1	Bengkulu	10
37	Hululais Small Scale #2	Bengkulu	10
38	Lawang-Malintang	Bengkulu	20
39	Tambang Sawah	Bengkulu	10
40	Gn. Way Panas-Ulubelu	Lampung	110
41	Sekincau (FTP2) #1	Lampung	55
42	Sekincau (FTP2) #2	Lampung	165
43	Ulubelu Small Scale	Lampung	10

No	Nama	Provinsi	Kap. (MW)
61	Gunung Lawu #1	Jateng	55
62	Gunung Lawu #2	Jateng	55
63	Guci #1	Jateng	55
64	Guci #2	Jateng	55
65	Mangunan-Wanayasa	Jateng	40
66	Umbul Telumoyo (FTP2)	Jateng	55
67	Arjuno Welirang	Jatim	185
68	Bromo-Tengger	Jatim	20
69	Gunung Pandan	Jatim	60
70	Gunung Wilis #1	Jatim	10
71	Gunung Wilis #2	Jatim	10
72	Iyang Argopuro (FTP2)	Jatim	55
73	Krucil Tiris	Jatim	30
74	Songgoriti	Jatim	35
75	Banyu Wedang	Bali	10
76	Bedugul	Bali	110
77	Gn. Batur	Bali	40
78	Tabanan	Bali	65
79	Pentadio	Gorontalo	10
80	Puhuwato	Gorontalo	10
81	Suwawa	Gorontalo	20
82	Klabat Wineru	Sulut	40
83	Klabat-Wineru	Sulut	10
84	Kotamobagu I (FTP 2)	Sulut	20
85	Kotamobagu II (FTP 2)	Sulut	20
86	Kotamobagu III (FTP 2)	Sulut	20
87	Kotamobagu IV (FTP 2)	Sulut	20
88	Lahendong #7	Sulut	20
89	Lahendong #8	Sulut	20
90	Lahendong Binary	Sulut	5
91	Lahendong Small Scale #2	Sulut	5
92	Lahendong Small Scale #3	Sulut	5
93	Bora Pulu (FTP 2)	Sulteng	40
94	Kadidia	Sulteng	55
95	Marana (FTP 2)	Sulteng	20
96	Lainea	Sultra	20
97	Bittuang	Sulsel	20
98	Massepe	Sulsel	55
99	Pincara	Sulsel	10
100	Lilli-Seporaki	Sulbar	10
101	Banda Baru	Maluku	10
102	Tehoru	Maluku	10
103	Akesahu	Malut	10

No	Nama	Provinsi	Kap. (MW)
44	Gunung Endut (FTP2)	Banten	40
45	Cibeureum Parabakti	Jabar	85
46	Cibuni #2	Jabar	20
47	Cilayu	Jabar	20
48	Ciseeng	Jabar	20
49	Cisolok-Cisukarame	Jabar	50
50	Gede Pangrango	Jabar	55
51	Gunung Ciremai (FTP2) #1	Jabar	55
52	Gunung Ciremai (FTP2) #2	Jabar	55
53	Gunung Galunggung #1	Jabar	55
54	Gunung Galunggung #2	Jabar	55
55	Kamojang-Darajat	Jabar	65
56	Karaha #2	Jabar	20
57	Masigit #1	Jabar	55
58	Papandayan	Jabar	40
59	Tampomas	Jabar	45
60	Wayang Windu(FTP2) #4	Jabar	120

No	Nama	Provinsi	Kap. (MW)
104	Gn. Hamiding #2	Malut	200
105	Gunung Hamiding	Malut	20
106	Jailolo (FTP2) #1	Malut	10
107	Jailolo (FTP2) #2	Malut	20
108	Telaga Ranu	Malut	10
109	Hu'u (FTP2) #1	NTB	10
110	Hu'u (FTP2) #2	NTB	10
111	Sembalun (FTP2) #1	NTB	10
112	Sembalun (FTP2) #2	NTB	10
113	Gou - Inelika	NTT	10
114	Lesugolo	NTT	10
115	Mapos	NTT	20
116	Nage	NTT	40
117	Sokoria #7	NTT	30
118	Waisano	NTT	20
119	Wapsalit	NTT	10
120	Way Pesi	NTT	10

Dalam RUPTL ini terdapat rencana untuk mengembangkan banyak proyek PLTP, terutama di Sumatera, Jawa dan beberapa di Sulawesi, Nusa Tenggara dan Maluku. Dalam penugasan Pemerintah kepada PLN untuk mengembangkan pembangkit listrik yang menggunakan energi terbarukan, batubara dan gas sesuai Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dua kali dengan Perpres Nomor 194 Tahun 2014 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 4 tahun 2020 tentang Perubahan Kedua Atas Peraturan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Nomor 50 tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik, terakhir dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 40 Tahun 2014[28] terdapat hampir 4.000 MW proyek PLTP. Pada kenyataannya proyek PLTP tersebut tidak berjalan lancar seperti yang diharapkan, dan PLN berharap masalah-masalah yang menghambat pengembangan panas bumi dapat segera diatasi.

Disamping itu, sebagai upaya untuk mendukung terobosan dalam percepatan pengembangan energi terbarukan khususnya energi panas bumi, PLN memberikan kesempatan kepada badan usaha untuk dapat bermitra dalam mengembangkan area prospek panas bumi baik pada wilayah yang telah ditugaskan kepada PLN sebagai pemegang Izin Panas Bumi maupun kepada

[28] Dikenal sebagai program percepatan pembangunan pembangkit tahap 2, atau *fast track program phase* 2 (FTP2).

badan usaha yang mendapatkan Penugasan Survei Pendahuluan dan Eksplorasi (PSPE) panas bumi.

Harga pembelian tenaga listrik dari PLTP sesuai Peraturan Menteri ESDM Nomor 4 tahun 2020 tentang Perubahan Kedua Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 37 tahun 2018 tentang Penawaran Wilayah Kerja Panas Bumi, Pemberian Izin Panas Bumi, dan Penugasan Pengusahaan Panas Bumi.

Pola pengembangan PLTP PLN yang dikenal saat ini adalah sebagai berikut:

1. PLTP *Total Project*, yaitu proyek yang Wilayah Kerja Panas Bumi (WKP) dimiliki oleh PLN dimana eksplorasi, pendanaan, pengembangan, dan operasinya dilakukan oleh PLN, contoh: PLTP Tulehu, PLTP Ulumbu, PLTP Mataloko, dll.
2. PLTP Hulu – Hilir, yaitu proyek dimana uap panas bumi disuplai oleh pengembang swasta melalui Perjanjian Jual Beli Uap (PJBU), sedangkan PLN melakukan EPC dan O&M PLTP, contoh: PLTP Kamojang Unit 1-3, PLTP Gunung Salak Unit 1-3, PLTP Hululais Unit 1-2, dll.

Rencana strategi percepatan pengembangan potensi panas bumi yang akan dilakukan oleh PLN adalah sebagai berikut:

1. Pengembangan *partnership* pada WKP PLN.
2. Pengembangan *partnership* pada WKP IPP.
3. Pengembangan *partnership* untuk optimalisasi kontrak *existing* melalui pemanfaatan sumur-sumur *existing* dengan teknologi *Binary* dan *Small Scale*.
4. Pengembangan *partnership* dalam bentuk *flagship* dengan Lembaga Penelitian untuk meningkatkan TKDN.

Konsolidasi *Geothermal*

PT PLN (Persero) memiliki komitmen yang tinggi untuk mewujudkan target 23% bauran EBT pada tahun 2025, dimana per 2021 target ini baru tercapai 11,5%. Salah satu upaya yang dijalankan adalah dengan menjalin kolaborasi dengan seluruh elemen dalam ekosistem ketenagalistrikan, salah satunya adalah di sektor *Geothermal.* PLN tetap melanjutkan pengembangan 11 WKP yang ditugaskan, meningkatkan utilisasi PLTP dengan melakukan pengembangan PLTP *Small Scale*, serta menjalankan program strategis pengkonsolidasian aset-aset *Geothermal* untuk tercapainya manfaat melalui peningkatan kemampuan pendanaan yang berimbang dengan tiga prinsip Ketahanan Energi Nasional yaitu Keamanan Pasokan, Keekonomian serta Level Emisi.

Konsolidasi *Geothermal* menggabungkan aset pembangkit yang dimiliki oleh PLN dan Anak Perusahaan (PT Indonesia Power) dengan aset WKP milik PT Pertamina Geothermal Energy (PT PGE), dimana selanjutnya PLN/Grup akan menjadi salah satu pemegang saham dari PT PGE. Dari penggabungan tersebut terbentuk *Power Purchase Agreement* (PPA) baru antara PLN dengan entitas konsolidator, dengan rincian sesuai tabel di bawah:

Tabel 3.5 *List* PLTP yang termasuk dalam Program Konsolidasi *Geothermal*

NO	PEMBANGKIT	KAPASITAS	LOKASI
1	PLTP Kamojang 1 – 3	1 x 30 MW dan 2 x 55 MW	Jawa Barat
2	PLTP Gn.Salak 1 – 3	3 x 60 MW	Jawa Barat
3	PLTP Darajat 1	1 x 55 MW	Jawa Barat
4	PLTP Lahendong 1 – 4	4 x 20 MW	Sulawesi Utara
5	PLTP Ulubelu 1 – 2	2 x 55 MW	Lampung

3.2.2. Tenaga Air

Potensi tenaga air di Indonesia menurut *Hydro Power Potential Study* (HPPS) pada tahun 1983 adalah 75.000 MW, dan angka ini diulang kembali pada *Hydropower Inventory Study* pada tahun 1993. Namun pada laporan *Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia* oleh Nippon Koei pada tahun 2011, potensi tenaga air setelah menjalani *screening* lebih lanjut[29] adalah 26.321 MW, yang terdiri dari proyek yang sudah beroperasi (4.338 MW), proyek yang sudah direncanakan dan sedang konstruksi (5.956 MW) dan potensi baru (16.027 MW). Dalam laporan studi tahun 2011 tersebut, potensi tenaga air diklasifikasikan dalam 4 kelompok sesuai tingkat kesulitannya dalam hal status hutan, pemukiman luas genangan, mulai dari tidak begitu sulit sampai sangat sulit. Pada skenario realistis, hanya ada sekitar 8 GW PLTA yang dapat dibangun. Berdasarkan hal tersebut studi ini merekomendasikan daftar kandidat proyek PLTA seperti pada Tabel 3.6.

[29] *Screening* terhadap aspek ekonomi, sosial dan lingkungan termasuk status kehutanan, serta aspek *demand*.

Tabel 3.6 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut

No	Nama	Provinsi	Kap. (MW)
1	Kla	Aceh	12,0
2	Peusangan V-B	Aceh	13,0
3	Redelong	Aceh	18,0
4	Gumpang	Aceh	19,0
5	Krueng Isep	Aceh	20,0
6	Meurobo	Aceh	38,0
7	Jagong Jeget	Aceh	41,0
8	Tripa 1	Aceh	48,0
9	Krueng Meriam	Aceh	48,0
10	Woyla 5	Aceh	56,0
11	Meurebo 2	Aceh	59,0
12	Batee	Aceh	100,0
13	Meurebo 3	Aceh	100,0
14	Teunom Hilir	Aceh	150,0
15	Peusangan IV	Aceh	120,0
16	Sungai Tripa	Aceh	120,0
17	Kluet 2	Aceh	120,0
18	Teunom 3	Aceh	135,0
19	Tripa 3	Aceh	142,0
20	Lawe Alas	Aceh	151,0
21	Kluet 1	Aceh	180,0
22	Lae Souraya	Aceh	240,0
23	Teunom 2	Aceh	240,0
24	Tampur 1	Aceh	443,0
25	Tampur 2	Aceh	59,0
26	Leuteung	Aceh	14,74
27	Jambu Aye	Aceh	140,01
28	Woyla 1	Aceh	174,9
29	Cinendang	Aceh	75,5
30	Samarkilang	Aceh	76,8
31	Sei Wampu I	Sumut	12,0
32	Batang Toru 8	Sumut	13,0
33	Aek Poring-1	Sumut	15,0
34	Lau Gunung	Sumut	15,0
35	Sidikalang-1	Sumut	15,0
36	Pahae Julu 1	Sumut	18,0
37	Sireme	Sumut	18,0
38	Ordi 5	Sumut	27,0
39	Aek Sirahar	Sumut	30,0
40	Pahae Julu 2	Sumut	30,0
41	Pakkat 2	Sumut	35,0
42	Garoga	Sumut	40,0
43	Munte Tigabinanga	Sumut	45,0
44	Sungai Aek Poring	Sumut	50,0
45	Batang Toru 1	Sumut	55,0
85	Lebong-2	Bengkulu	12,0
86	Talang Ratu	Bengkulu	18,0
87	Kepahiang	Bengkulu	36,0
88	Ketaun Tengah	Bengkulu	13,06
89	Musi Kota Agung	Bengkulu	27,0
90	Besai 2	Lampung	24,0
91	Semuong	Lampung	30,0
92	Wado	Jabar	50,0
93	Cikaso-3	Jabar	53,0
94	Cibuni-4	Jabar	105,0
95	Cibuni-3	Jabar	172,0
96	Cimandiri-3	Jabar	238,0
97	Cipasang	Jabar	400,0
98	Maung	Jateng	227,0
99	Rawalo-2	Jateng	10,3
100	Kesamben	Jatim	37,0
101	Karangkates 4-5	Jatim	100,0
102	Sei Tubu	Kaltara	200,0
103	Mentarang 2	Kaltara	240,0
104	Sembakung	Kaltara	250,0
105	Kaltara	Kaltara	300,0
106	Kayan 1	Kaltara	900,0
107	Kayan 2	Kaltara	1200,0
108	Kayan 3	Kaltara	1800,0
109	Data Dian	Kaltara	1200,0
110	Mentarang Induk	Kaltara	1375,0
111	Riam Jerawi	Kalteng	72,0
112	Muara Juloi	Kalteng	284,0
113	Long Bangun	Kaltim	20,0
114	Tabang	Kaltim	240,0
115	Boh	Kaltim	882,0
116	Mentarang 1	Kaltim	300,0
117	Riam Kiwa	Kalsel	42,0
118	Muara Jambi	Kalsel	284,0
119	Ambalau	Kalbar	100,0
120	Nanga Balang	Kalbar	133,0
121	Minut 3	Sulut	12,0
122	Minut 1	Sulut	14,0
123	Poigar 3	Sulut	20,0
124	Minut 2	Sulut	27,0
125	Ranoyapo 2	Sulut	27,0
126	Poigar 2	Sulut	30,0
127	Mangondow	Sulut	37,0
128	Ranoyapo 1	Sulut	81,0
129	Palu 3	Sulteng	75,0

No	Nama	Provinsi	Kap. (MW)
46	Sitanduk	Sumut	55,0
47	Toru Hilir	Sumut	60,0
48	Sungai Simonggo	Sumut	90,0
49	Cinendang	Sumut	100,0
50	Sungai Bilah	Sumut	120,0
51	Bah Karai	Sumut	12,6
52	Sei Wampu II	Sumut	13,4
53	Sihope	Sumut	14,4
54	Kualu	Sumut	15,12
55	Mandoge	Sumut	15,68
56	Batang Gadis	Sumut	17,19
57	Sei Wampu III	Sumut	24,6
58	Aek Kualu	Sumut	33,5
59	Asahan 5	Sumut	46,8
60	Kaperas	Sumut	67,8
61	Sibundong	Sumut	73,7
62	Air Pura	Sumbar	13,1
63	Sangir	Sumbar	19,0
64	Lubu	Sumbar	28,0
65	Sungai Sinamar	Sumbar	40,0
66	Dusun Tengah	Sumbar	40,0
67	Padang Aro	Sumbar	40,0
68	Pasaman	Sumbar	62,0
69	Masang III	Sumbar	105,0
70	Sijunjung	Sumbar	255,0
71	Liki	Sumbar	15,6
72	Batang Sinamar	Sumbar	20,5
73	Pasaman 2	Sumbar	41,16
74	Akuaman	Sumbar	78,9
75	Bendungan Merangin	Jambi	150,0
76	Gunung Tujuh	Jambi	16,0
77	Merangin 5	Jambi	21,0
78	Bangko 4	Jambi	61,2
79	Bangko 1	Jambi	81,0
80	Bangko 2	Jambi	87,0
81	Bangko 3	Jambi	93,0
82	Merangin 4	Jambi	200,0
83	Sungai Endikat	Sumsel	75,0
84	Lematang-1	Sumsel	41,7

No	Nama	Provinsi	Kap. (MW)
130	Salo Karangana	Sulteng	103,0
131	Kulawi	Sulteng	150,0
132	Gumbasa	Sulteng	156,0
133	Laa	Sulteng	160,0
134	Lariang IV	Sulteng	200,0
135	Sungai Bongka	Sulteng	300,0
136	SR-1 (Bada)	Sulteng	420,0
137	Salo Pebatua	Sulteng	426,0
138	SR-2 (Tuare)	Sulteng	720,0
139	Uetangko	Sulteng	136,5
140	Lariang 7	Sulteng	257,6
141	Pebatua 2	Sulteng	303,12
142	Tamboli	Sultra	24,0
143	Sungai Lalindu	Sultra	110,0
144	Lasolo	Sultra	145,0
145	Pongbembe	Sulsel	18,0
146	Bonto Batu	Sulsel	72,0
147	Kalaena I	Sulsel	75,0
148	Salu Uro	Sulsel	89,0
149	Pongkeru	Sulsel	92,0
150	Paleleng	Sulsel	134,0
151	Tumbuan 1	Sulsel	300,0
152	Seko 1	Sulsel	480,0
153	Baliase	Sulsel	10,9
154	Tabulahan	Sulbar	18,0
155	Sungai Sadang	Sulbar	35,0
156	Karama	Sulbar	190,0
157	Tumbuan/Mamuju	Sulbar	150,0
158	Mapilli	Sulbar	174,0
159	Tinauka	Sulbar	300,0
160	Wai Tina	Maluku	12,0
161	Sungai Isal	Maluku	60,0
162	Orya 2	Papua	14,0
163	Sentani	Papua	20,0
164	Warsamson	Papua	20,0
165	Brang Beh1-2	NTB	18,0
166	Watupanggantu	NTT	15,0
167	Wae Rancang I dan II	NTT	16,5
168	Sumith Pasinaro	Maluku	16

Sumber: PLN

Selain tenaga air yang perlu kajian lebih lanjut tersebut diatas terdapat rencana kerjasama pengembangan PLTA/PLTM/PLTMH dengan memanfaatkan bendung/bendungan milik Kementerian Pekerjaan Umum dan Perumahan Rakyat (PUPR) untuk mempercepat pembangunannnya di Indonesia dan mengurangi resiko hambatan yang timbul dalam proses pembangunan dan pengelolaannya. Dengan skema penyediaan infrastruktur melalui kerangka Kerjasama Pemerintah dan Badan Usaha (KPBU) atau kerjasama dimana Kementerian PUPR membangun bendungannya dan PLN membangun

pembangkit listriknya. Daftar rencana kerjasama tersebut seperti diberikan pada Tabel 3.7.

Tabel 3.7 Potensi PLTA/PLTM Menggunakan Bendungan Milik PUPR

No	Bangunan Air Utama	Kap. (MW)
1	Bendungan Jati Barang	1,5
2	Bendung Gerak Serayu	5
3	Bendungan Titab	1,8
4	Bendung Gerak Batanghari	4
5	Bendung Gerak Lodoyo	9
6	Bendung Karet Jatimlerek	2
7	Bendung Gerak Lengong Baru	2
8	Bendung Menturus	1,7
9	Bendung Mrica	3
10	Bendung Turi	2,1
11	Bendungan Wlingi	2
12	Tukad Unda 1	1,2
13	Tukad Unda 2	1,2
14	Bendungan Pandan Duri	2,84
15	Bendungan Batutegi	7,5
16	Bendung Gerak Perjaya	5
17	Bendungan Bajulmati	0,34
18	Bendungan Raknamo	0,2
19	Bendungan Logung	0,5
20	Bendungan Rotiklot	0,15
21	Bendungan Bintang Bano	9
22	Bendungan Paselloreng	2,5
23	Bendungan Godang	0,33
24	Bendungan Kuningan	0,5
25	Bendungan Gongseng	0,7
26	Bendungan Tukul	0,26
27	Bendungan Karian	1,8
28	Bendungan Tapin	3,3
29	Bendungan Keureuto	6,34
30	Bendungan Karalloe	5
31	Bendungan Kuwil Kawangkoan	1,4
32	Bendungan Way Sekampung	5,4
33	Bendungan Cipanas	3
34	Bendungan Ladongi	1,3
35	Bendungan Napun Gete	0,71
36	Bendungan Tugu	0,4
37	Bendungan Lolak	3,3
38	Bendungan Leuwikeris	20
39	Bendungan Way Apu	6
40	Bendungan Lau Simeme	2,8
41	Bendungan Pamukkulu	0,2
42	Bendungan Temef	2,6
43	Bendungan Mbay	20
44	Bendungan Tefmo/Manikin	0,1
45	Bendungan Rukoh	1,2
46	Bendungan Bagong	0,5
47	Bendungan Bolango Hulu	2,7
48	Bendungan Jlantah	0,25
49	Bendungan Baringsila	1,44
50	Bendungan Tiro	2
51	Bendungan Tigadihaji	40
52	Bendungan Bener	6
53	Bendungan Digoel	65
54	Bendungan Jenelata	10,9
55	Bendungan Jragung	6
56	Bendungan Kolhua	0,04
57	Bendungan Lambakan	15
58	Bendungan Rokan Kiri	74,4
59	Bendungan Minting	0,8
60	Bendungan Riam Kiwa	0,9
Total		377,1

Harga pembelian tenaga listrik dari PLTA diatur melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik.

Untuk mengatur mekanisme pengembangan PLTA oleh IPP sesuai Peraturan Menteri ESDM No. 50 Tahun 2017 dilakukan melalui mekanisme pemilihan langsung. Sebelum melakukan mekanisme pemilihan langsung, PT PLN (Persero) akan menyusun Daftar Penyedia Terseleksi (DPT). Proses DPT PLTA dilakukan

untuk mendapatkan pengembang yang memiliki kualifikasi sesuai dengan persyaratan dan selanjutnya akan mengikuti proses pemilihan langsung.

Hal-hal yang masih menjadi kendala dalam pengembangan PLTA oleh PLN maupun IPP antara lain masih terdapatnya tumpang-tindih perizinan dalam satu daerah aliran sungai dan kesulitan pengembang untuk mendapatkan pendanaan.

Solusi dalam menyelesaikan kendala tersebut melalui upaya perbaikan sistem *database* perizinan pada Pemerintah Pusat/Daerah yang berwenang dan perbaikan kualitas dokumen Studi Kelayakan serta dokumen Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik supaya lebih *bankable*.

3.2.3. PLTM/MH

Pengembangan pembangkit mini dan mikrohidro diharapkan dapat tumbuh dengan kompetitif mengingat regulasi mengenai pengembangan PLTM/MH ini sudah sangat mendukung. Dengan keluarnya Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik diharapkan dapat meningkatkan pengembangan PLTM/MH dengan melibatkan pengembang swasta.

Untuk mengatur mekanisme pengembangan PLTM/MH oleh IPP sesuai Peraturan Menteri ESDM No. 50 Tahun 2017 dilakukan melalui mekanisme pemilihan langsung. Sebelum melakukan mekanisme pemilihan langsung, PT PLN (Persero) Unit Induk Distribusi atau PT PLN (Persero) Unit Induk Wilayah setempat akan menyusun Daftar Penyedia Terseleksi (DPT). Proses DPT PLTM/MH dilakukan untuk mendapatkan pengembang PLTM/MH yang memiliki kualifikasi terbaik dan selanjutnya akan mengikuti proses pemilihan langsung.

Hal-hal yang masih menjadi kendala dalam pengembangan PLTM/MH oleh PLN maupun IPP antara lain masih terdapatnya tumpang tindih perizinan dalam satu daerah aliran sungai dan kesulitan pengembang untuk mendapatkan pendanaan.

Solusi dalam menyelesaikan kendala tersebut melalui upaya perbaikan sistem *database* perizinan pada Pemerintah Pusat/Daerah yang berwenang dan perbaikan kualitas dokumen Studi Kelayakan serta dokumen Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik supaya lebih *bankable*.

3.2.4. PLTS

Program PLTS 1000 pulau/lokasi adalah program pengembangan energi surya dengan teknologi fotovoltaik oleh PLN disiapkan melalui program pembangunan PLTS di lokasi/pulau yang memiliki kendala ekspansi atau akses jaringan dan kesulitan transportasi. Lokasi ini pada umumnya berada di wilayah/pulau kecil yang terluar maupun yang terisolasi.

PLTS yang merupakan pembangkit dengan sumber energi *intermittent*, menghasilkan energi listrik dalam jumlah yang fluktuatif. Dalam pengoperasiannya, dibutuhkan pembangkit cadangan yang dapat beroperasi secara fleksibel sebagai pembangkit pendukung untuk mengantisipasi ketika intensitas cahaya matahari mengalami penurunan akibat awan atau kondisi malam hari. Sehingga, untuk setiap daerah dengan karakter sistem berbeda, dibutuhkan kajian yang berbeda juga untuk menilai kelayakan proyek PLTS, terutama untuk yang skala besar. Sampai dengan tahun 2020, PLTS yang sudah beroperasi mencapai 79 MW.

PLTS yang akan dikembangkan oleh PLN berupa PLTS terpusat/terkonsentrasi (skala utilitas) dengan *mode hybrid*. Komponen pembangkit PLTS *hybrid* disesuaikan dengan potensi energi primer di masing-masing lokasi dan mempertimbangkan sebaran penduduk pada geografi yang sangat luas dan sulitnya menjangkau daerah terpencil. Dengan *mode hybrid* diharapkan sistem dapat beroperasi secara optimum. Konfigurasi *hybrid* tidak saja direncanakan pada lokasi-lokasi yang baru akan berlistrik, tetapi juga menempatkan dan mengoperasikan PLTS bersama-sama dengan PLTD dan atau jenis pembangkit lain pada lokasi yang sudah memiliki listrik (PLTD) dalam suatu *mode hybrid*.

Pengembangan PLTS tersebut dimaksudkan untuk melistriki (meningkatkan rasio elektrifikasi) daerah terpencil secepatnya, mengurangi penggunaan BBM yang masih dilayani dengan PLTD, dan menurunkan BPP pada daerah tertentu yang ongkos angkut BBM-nya sangat mahal.

Sebagai upaya untuk mendukung terobosan dalam percepatan pengembangan energi terbarukan khususnya energi surya, PLN mulai memanfaatkan waduk-waduk PLTA terutama yang dibangun oleh PLN untuk instalasi PLTS, seperti di Cirata. Selain itu juga terbuka peluang untuk bekerja sama dengan badan usaha lain dengan memanfaatkan koridor rel kereta api/LRT/MRT maupun jalan tol untuk instalasi PLTS.

Harga pembelian listrik dari PLTS diatur dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Dengan berlakunya Peraturan Menteri tersebut, diharapkan kecenderungan kenaikan BPP akibat harga listrik dari energi terbarukan dapat dihindari.

Salah satu teknologi energi surya fotovoltaik yang saat ini sedang berkembang adalah teknologi Pembangkit Listrik Tenaga Surya di atap bangunan atau PLTS *Rooftop*. Sistem PLTS *Rooftop* adalah sistem PV yang lebih kecil dibandingkan dengan sistem PV yang dipasang di tanah, PLTS *Rooftop* dipasang di atap perumahan, bangunan komersial atau kompleks industri.

Listrik yang dihasilkan dari sistem tersebut dapat seluruhnya dimasukkan ke dalam jaringan (PLN) yang diatur dengan *Feed-in-Tariff* (FIT), atau digunakan untuk konsumsi sendiri dengan pengukuran *net metering*. Melalui sistem *net metering* tersebut, produksi listrik oleh pelanggan akan mengimbangi energi listrik dari sistem jaringan PLN.

Perbedaan kualitas jaringan pada setiap wilayah memerlukan aturan dalam interkoneksi PLTS *Rooftop* dengan jaringan serta aturan tentang operasional PLTS *Rooftop* terkoneksi jaringan (*Grid Code*). Aturan tersebut untuk mengatur persyaratan teknis dalam penyambungan PLTS berdasarkan karakteristik jaringan. Adanya aturan tersebut dapat meningkatkan optimasi integrasi pembangkit PLTS *Rooftop*, sehingga jaringan tidak terganggu dengan kehadiran PLTS yang bersifat intermiten.

Untuk pemanfaatan pembangkit listrik tenaga surya atap (*Rooftop PV*) diatur melalui Peraturan Menteri ESDM No. 49 Tahun 2018 sebagaimana telah diubah melalui Peraturan Menteri ESDM No. 13 Tahun 2019. Dengan terbitnya peraturan tersebut, diharapkan dapat mendukung pencapaian target pemanfaatan EBT sekitar 23% pada tahun 2025.

Manfaat lain yang diperoleh dari pembangunan *Rooftop PV* antara lain:

1. Menghemat tagihan listrik konsumen PLN.
2. Berkembangnya bisnis kelistrikan dengan teknologi *Rooftop PV*.
3. Meningkatkan kontribusi masyarakat dalam bisnis energi listrik Indonesia dan terciptanya masyarakat mandiri energi.

Untuk mencapai target bauran energi dari EBT sebesar 23% pada tahun 2025, PLN juga berencana akan mengembangkan PLTS di lokasi sebagai berikut:

1. Lahan Eks Tambang

   Memanfaatkan area-area lahan antara lain eks tambang yang sudah tidak beroperasi atau lainnya untuk pengembangan PLTS. Berdasarkan identifikasi area lahan yang tersedia dapat diperoleh potensi pengembangan PLTS sebesar 435,5 MW, antara lain:

   1. Sumatera Selatan sebesar 27 MW
   2. Sumatera Barat sebesar 50 MW
   3. Kalimantan Selatan sebesar 12,5 MW
   4. Kalimantan Timur sebesar 346 MW

2. Waduk untuk PLTS Terapung

   Indonesia juga memiliki banyak waduk yang dapat dimanfaatkan untuk pengembangan PLTS Terapung dengan skala yang cukup besar untuk mencapai target bauran EBT. Salah satu waduk yang dalam proses pengembangan dan pembangunan PLTS Terapung adalah waduk Cirata dengan kapasitas 145 MW yang sudah dilakukan PPA. Dengan pemanfaatan waduk sebagai PLTS Terapung dapat menekan biaya investasi lahan sehingga dapat menghasilkan tarif listrik yang lebih kompetitif. Beberapa waduk yang direncanakan dapat dimanfaatkan untuk pembangunan PLTS Terapung mencapai kapasitas 612 MW, diantaranya :

   a. Waduk Wonogiri di Jawa Tengah 100 MW
   b. Waduk Sutami di Karangkates, Jawa Timur 122 MW
   c. Waduk Jatiluhur di Jawa Barat, 100 MW
   d. Waduk Mrica di Banjarnegara, Jawa Tengah 60 MW
   e. Waduk Saguling di Jawa Barat, 60 MW
   f. Waduk Wonorejo di Tulung Agung, Jawa Timur 122 MW
   g. Danau Singkarak di Sumatera Barat 48 MW

   Yang perlu dipertimbangkan dalam pengembangan PLTS Terapung diantaranya tingkat kesulitan operasi dan pemeliharaan PLTS Terapung dibandingkan PLTS *Land Based*.

3. Pengembangan PLTS di Pembangkit *Existing* PLN

   Pada pembangkit *existing* milik PLN juga akan dibangun PLTS dengan tujuan mengurangi energi pemakaian sendiri, dengan potensi pengembangan mencapai 112,5 MW yang terdiri dari 87,5 MW di Jawa dan 25 MW di luar Jawa.

3.2.5. Sampah Kota

Pembangkit PLTSa adalah pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar yang berasal dari sampah kota yang berlokasi di tempat pembuangan akhir (TPA) yang dimiliki oleh Pemerintah Daerah (Pemda). Selain dengan PLTSa, alternatif pemanfaatan sampah untuk energi dapat melalui pengolahan sampah menjadi bahan bakar campuran pada PLTU Batubara atau dikenal dengan istilah *co-firing*.

Pemerintah mendorong pemanfaatan energi yang berasal dari sampah kota dengan tujuan utama menyelesaikan masalah sampah di kota-kota yang mengalami darurat sampah. dengan menggunakan jenis teknologi :

- Teknologi Termal *Treatment* (*Grate, Fluidized Bed, Direct Melting, Gasification*, dan *Plasma Gasification*) dan;
- *Non-Thermal Treatment* (*Wet* AD dan *Dry* AD).

PLN mendukung program pemerintah terkait pemanfaatan sampah untuk energi di 12 kota yaitu: Palembang, Tangerang, Tangerang Selatan, DKI Jakarta, Bandung, Bekasi, Semarang, Surakarta, Surabaya, Makassar, Manado dan Bali sesuai dengan Peraturan Presiden No. 35 Tahun 2018. Proses pengadaan PLTSa untuk 12 kota tersebut akan dilakukan oleh Pemerintah Daerah melalui pelelangan atau penunjukan langsung kepada Badan Usaha.

3.2.6. Biomasa dan Biogas

3.2.6.1. Pusat Listrik Tenaga Biomasa (PLTBm) dan Pusat Listrik Tenaga Biogas (PLTBg)

Pusat listrik tenaga biomasa (PLTBm) dan pusat listrik tenaga biogas (PLTBg) merupakan pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar yang berasal dari hutan tanaman energi (HTE), sampah dan limbah organik.

Pemerintah mendorong pengembangan PLTBm dan PLTBg tersebut dengan menerbitkan Peraturan Menteri ESDM No. 4 tahun 2020 tentang Perubahan Kedua Atas Peraturan Menteri ESDM No. 50 tahun 2017, selanjutnya diperlukan kerjasama dengan Pemerintah Daerah untuk menyediakan lahan serta regulasi mengenai harga bahan bakar biomasa jangka panjang.

Dalam hal pengembangan PLTBm dan PLTBg, diperlukan kepastian pasokan bahan bakar biomasa/biogas. Oleh karena itu, sebelum dilakukan pembangunan pembangkit biomasa, pasokan bahan bakar biomasa/biogas harus sudah dipastikan sumber bahan bakar maupun harga jangka panjangnya.

Dalam tahap awal pertumbuhan PLT biomasa/PLT biogas ini, PLN lebih memberi kesempatan kepada swasta untuk menjalin kerjasama dengan pemilik perkebunan. Selain itu, hal penting yang lainnya dalam pengolahan energi biomasa/biogas menjadi listrik adalah pemahaman tentang teknologi konversi, yang disesuaikan jenis biomasa/biogas yang akan digunakan. Meskipun tersedia berbagai jenis teknologi, namun untuk mencapai output energi yang maksimal dari suatu bahan bakar nabati, diperlukan pemahaman yang baik tentang kesesuaian jenis biomasa/biogas dan jenis teknologi. PLT biomasa/biogas mempunyai peluang yang menarik untuk dibangun di daerah *isolated* atau pulau-pulau kecil yang masih tergantung pada PLTD. Meskipun jauh dari perkebunan besar, sumber bahan bakar biomasa/biogas dapat ditanam di lokasi terpencil tersebut. Penanaman pohon sebagai sumber biomasa, selain bermanfaat sebagai sumber energi, juga berguna untuk memperbaiki kualitas lahan.

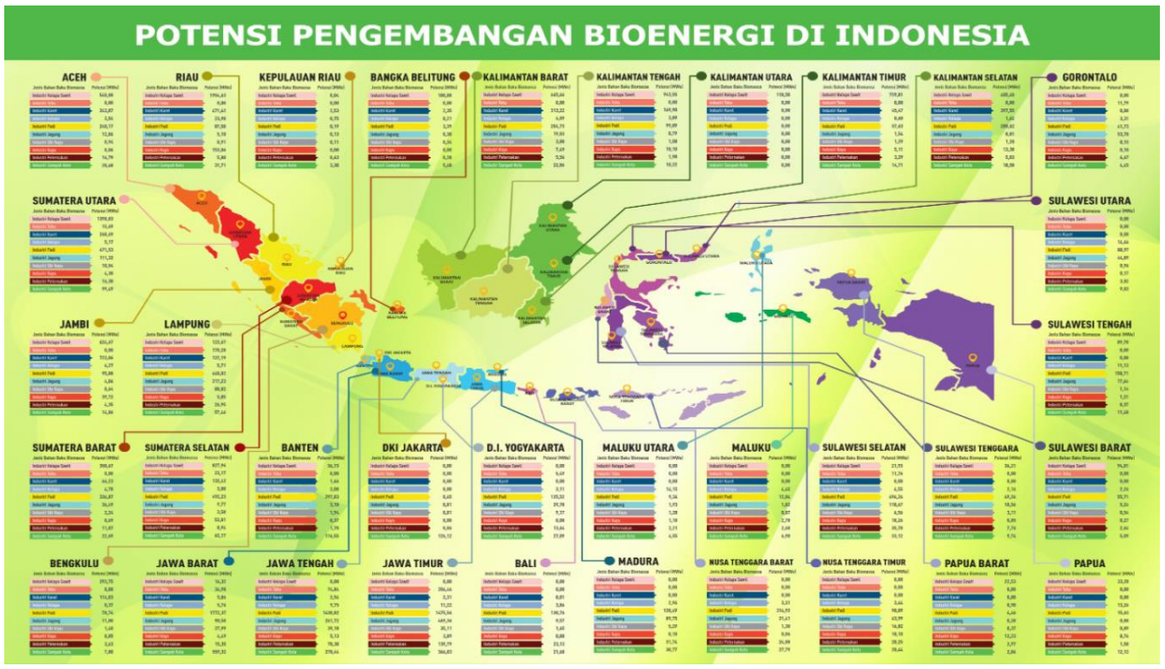
PLN merencanakan pengembangan PLT Biomasa di 5 (lima) lokasi di Provinsi Maluku dan Provinsi Maluku Utara menggantikan rencana pembangunan PLTMG skala kecil (<10MW) seperti diperlihatkan pada Tabel 3.8 untuk mendukung pencapaian target bauran energi EBT dan menurunkan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) tenaga listrik di beberapa sistem kelistrikan di wilayah Maluku dan Papua, serta memberdayakan potensi masyarakat dan sumber daya alam di lokasi pembangkit.

Tabel 3.8 Daftar Lokasi Rencana PLTBm (Pengganti PLTMG)

No	Provinsi	Kabupaten/ Kota	Sistem	Proyek	COD	Kapasitas (MW)
1	Maluku	Kota Tual dan Maluku Tenggara	Tual	Langgur 2	2024	10
2	Maluku	Buru	Buru	Namlea 2	2024	10
3	Maluku	Maluku Tenggara Barat	Saumlaki	Saumlaki 2	2024	10
4	Maluku	Kepulauan Aru	Dobo	Dobo 2	2024	10
5	Maluku Utara	Kepulauan Sula	Sanana	Sanana 2	2024	5

Untuk PLT biogas sumber bahan bakar dapat berasal dari berbagai macam sumber, seperti buangan peternakan, limbah pabrik tapioka, limbah pabrik kertas dan buangan pabrik kelapa sawit yang merupakan sumber terbesar PLTBg.

Potensi pemanfaatan energi yang berasal dari kelapa sawit dapat dilihat pada Gambar 3.2.



Sumber: Direktorat Bioenergi, Ditjen EBTKE-K.ESDM tahun 2013

Gambar 3.2 Potensi Pengembangan Bioenergi di Indonesia

Selain dimanfaatkan secara khusus untuk pembangkitan pada PLTBm dan PLTSa, bahan bakar dari biomasa dan sampah dapat dimanfaatkan melalui *co-firing* di PLTU batubara.

3.2.6.2. *Co-firing* Biomasa dengan Batubara pada PLTU

Co-firing pada PLTU batubara merupakan salah satu program terobosan PLN dalam peningkatan bauran energi terbarukan yang dilakukan tanpa memerlukan biaya investasi yang signifikan sekaligus dapat menjadi solusi penanganan sampah. Implementasi *co-firing* PLTU secara komersial didasari pada uji coba *co-firing* yang menunjukkan hasil layak secara teknis dan tidak mengganggu keandalan operasional pembangkit.

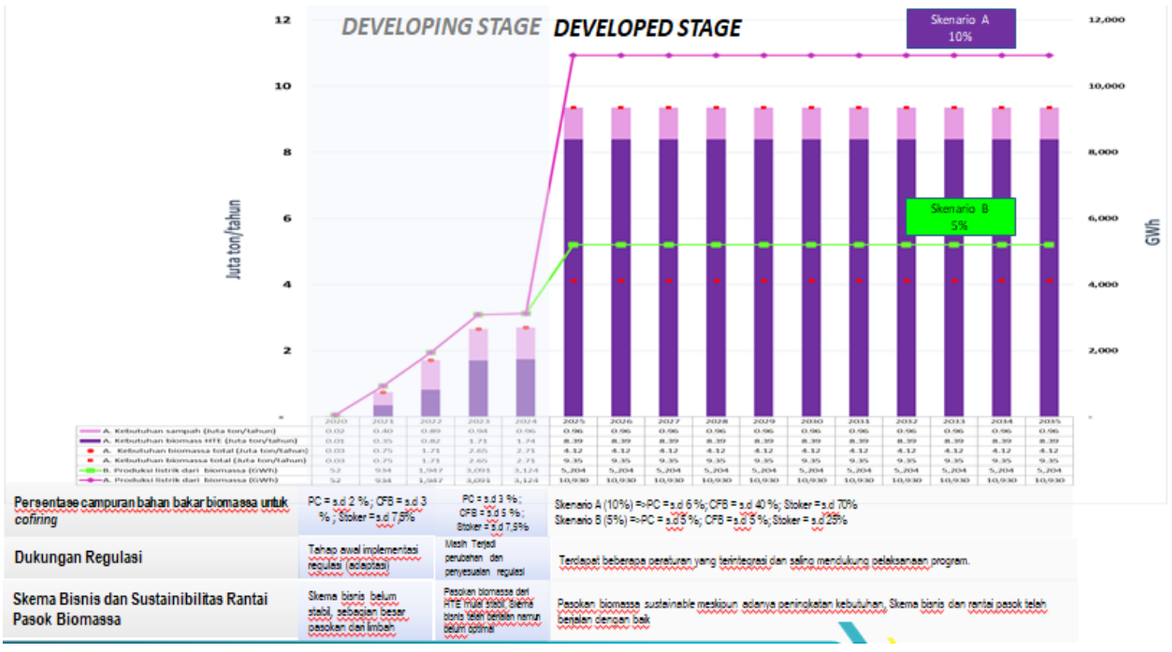
Jumlah PLTU yang berpotensi untuk dilakukan *co-firing* dengan total kapasitas hingga 18.895 MW. Apabila seluruh unit PLTU tersebut telah beroperasi *co-firing* secara komersial dengan persentase biomasa untuk PLTU boiler tipe PC sebesar 6%, CFB 40% dan Stoker 70%, maka dapat diperoleh kapasitas produksi EBT dari *co-firing* sebesar 2,7 GW yang membutuhkan biomasa hingga 14 juta ton per tahun (asumsi CF 70%). Hal ini didukung dengan adanya regulasi/kebijakan terintegrasi, terbentuknya pasokan biomasa yang *sustainable*, skema bisnis dan rantai pasok biomasa yang telah berjalan dengan baik.

Uji coba *co-firing* pada PLTU Batubara telah dilaksanakan di beberapa lokasi diantaranya:

a. PLTU Jeranjang dan PLTU Lontar dengan menggunakan biomasa pelet sampah.
b. PLTU Paiton 1&2, PLTU Indramayu, PLTU Rembang, PLTU Ropa dan PLTU Adipala dengan menggunakan biomasa pelet kayu (*wood pellet).*
c. PLTU Anggrek, PLTU Bolok, PLTU Tembilahan dan PLTU Tarahan dengan menggunakan biomasa serpihan kayu (*woodchip).*
d. PLTU Tenayan, PLTU Ketapang, PLTU Sanggau, PLTU Belitung, PLTU Teluk Balikpapan, PLTU Nagan Raya dan PLTU Sintang dengan menggunakan biomasa cangkang sawit (*palm kernel shell*).
e. PLTU Pacitan, PLTU Paiton 9, PLTU Barru dan PLTU Labuan dengan menggunakan biomasa serbuk gergaji (*sawdust).*
f. PLTU Suralaya 1-4 dengan menggunakan biomasa sekam padi.

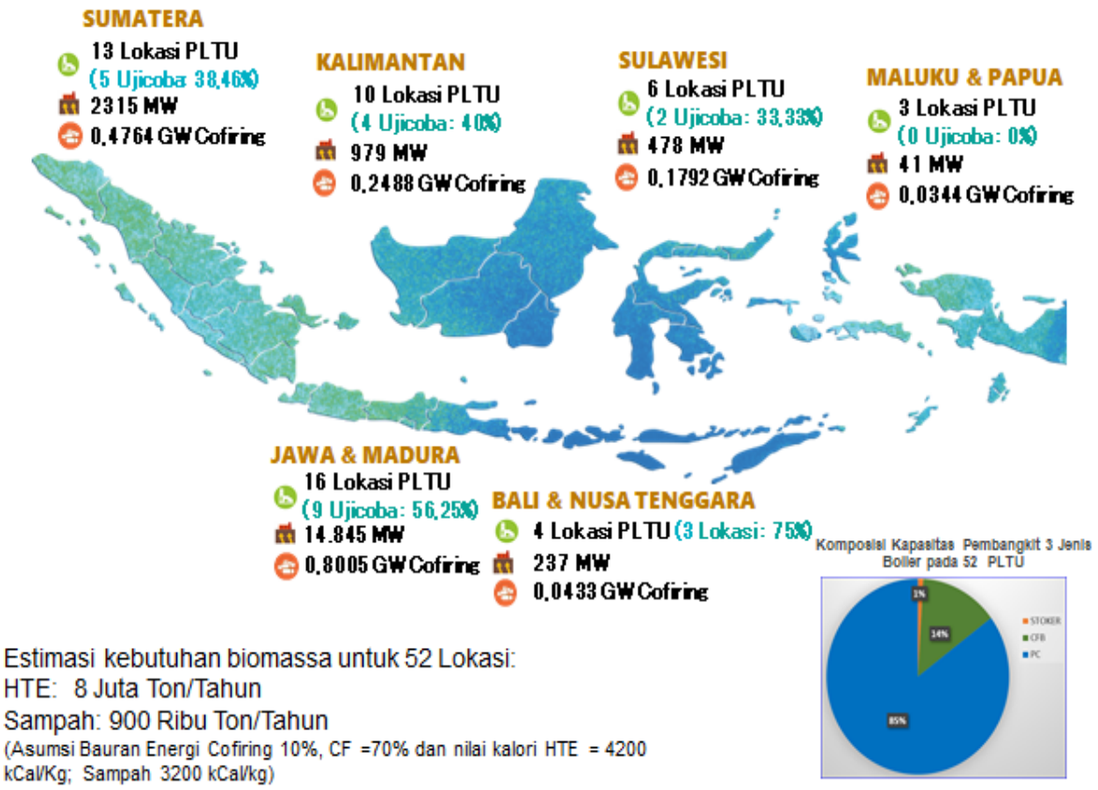
Dalam rangka mencapai target bauran energi dari EBT sebesar 23% pada tahun 2025, program *co-firing* menjadi salah satu strategi untuk percepatan peningkatan bauran EBT. Untuk itu, diperlukan dukungan dari Pemerintah dan *stakeholder* lainnya untuk dapat menjaga keberlangsungan jangka panjang pasokan biomasa dan dapat memberikan harga biomasa yang kompetitif, sehingga tidak berdampak pada peningkatan BPP tenaga listrik.

Roadmap implementasi *co-firing* ditunjukkan pada Gambar 3.3, dengan estimasi awal kebutuhan biomasa sekitar 9 juta ton dan akan semakin meningkat.



Gambar 3.3 *Roadmap* Implementasi *Co-firing*

Sedangkan sebaran lokasi PLTU yang akan menerapkan program *co-firing* dapat dilihat pada Gambar 3.4.



Gambar 3.4 Peta Sebaran Lokasi *Co-firing*

3.2.7. PLT Bayu

Potensi energi angin di Indonesia telah teridentifikasi di beberapa lokasi terutama di wilayah Sumatera, Jawa, Sulawesi Selatan, Nusa Tenggara dan Maluku. Beberapa pengembang telah mengusulkan pembangunan PLTB di beberapa lokasi seperti: Aceh Besar, Padang Sidempuan, Sukabumi, Garut, Banten, Sidrap, Tanah Laut, Kupang, Soe-Oelbubuk, Ambon, Nusa Saumlaki, Kei kecil, Tuban dan Jeneponto. Beberapa potensi ini telah dan akan dikembangkan seperti di Sidrap, Jeneponto dan Tanah Laut, sedangkan lokasi lainnya masih membutuhkan kajian lebih lanjut. Salah satu hal yang perlu dicermati dalam masuknya PLTB ke sistem adalah stabilitas sistem menerima masuknya unit PLTB.

PLTB yang merupakan pembangkit dengan sumber energi *intermittent*, menghasilkan energi listrik dalam jumlah yang fluktuatif. Dalam pengoperasiannya, dibutuhkan pembangkit cadangan sebagai pembangkit pendukung untuk mengantisipasi ketika terjadi penurunan kecepatan angin dibawah batasan desain turbin. Sehingga, untuk setiap daerah dengan karakter sistem berbeda, dibutuhkan kajian yang berbeda juga untuk menilai kelayakan proyek PLTB, terutama skala besar.

Harga pembelian listrik dari PLTB diatur dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Dengan berlakunya Peraturan Menteri tersebut, diharapkan kecenderungan kenaikan BPP akibat harga listrik dari energi terbarukan dapat dihindari. Sampai dengan tahun 2020, PLTB yang sudah beroperasi mencapai 131 MW di Sulawesi Selatan.

3.2.8. Energi Kelautan

Perkembangan pembangkit listrik menggunakan energi kelautan di beberapa tempat masih dalam tahap penelitian dan di beberapa tempat lain ada yang sudah beropersi dengan layak dengan skala yang tidak besar. Kelayakan pengembangan energi kelautan baik aspek teknis maupun komersial akan menjadi pertimbangan pokok dalam pengembangannya, dan menyesuaikan dengan kondisi dan kebutuhan sistem kelistrikan.

Secara umum energi kelautan dibagi menjadi:

1. *Tidal Rise & Fall* (pasang surut)
2. *Tidal/Ocean Current* (arus laut)
3. *Waves* (gelombang laut)
4. *Salinity Gradient* (perbedaan kandungan garam)
5. Termal *Gradient* (perbedaan tingkat panas)

Strategi untuk penggunaan energi kelautan di Indonesia secara umum dibagi menjadi:

1. Meletakkan landasan untuk energi kelautan Indonesia.
2. Membuat *industry prototype* dalam rangka pembangunan kapasitas nasional untuk industri energi kelautan.
3. Ekspansi untuk ketahanan dan kemerdekaan energi.

Teknologi energi kelautan skala kecil dapat dikembangkan sebagai alternatif solusi penyediaan listrik untuk menggantikan pembangkit energi fosil di daerah kepulauan.

3.2.9. Bahan Bakar Nabati (B30 dan CPO)

Indonesia merupakan produsen *Crude Palm Oil* (CPO) terbesar di dunia, dan produksinya semakin meningkat, sehingga potensi pemanfaatan CPO yang terdiri dari BBN B30 dan CPO murni yang dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar pembangkit tenaga listrik.

Sesuai Peraturan Menteri ESDM No. 41 Tahun 2018 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Bahan Bakar Nabati Jenis Biodiesel dalam Kerangka Pembiayaan oleh Badan Pengelola Dana Perkebunan Kelapa Sawit dengan tujuan Program Mandatori Biodiesel adalah sebagai berikut :

a. Mendukung komitmen pemerintah untuk mengurangi emisi Gas Rumah Kaca (GRK) sebesar 29% dari BAU pada 2030.
b. Memenuhi target 23% kontribusi EBT dalam total energi mix pada tahun 2025 (Berdasarkan Kebijakan Energi Nasional).
c. Mengurangi konsumsi dan impor BBM.
d. Meningkatkan Ketahanan dan Kemandirian Energi.
e. Meningkatkan nilai tambah melalui hilirisasi industri kelapa sawit.
f. Memperbaiki defisit neraca perdagangan dan menghemat devisa negara.
g. Stabilisasi Harga CPO.
h. Menghemat devisa negara.

Secara umum pemanfaatan BBN untuk pembangkit PLN dalam 2 bentuk, yaitu B30 dan CPO murni.

1. Pemanfaatan B30.

   Penggunaan B30 menggantikan HSD murni bersifat *mandatory* (sesuai Perpres No. 66 tahun 2018) untuk semua pembangkit, kecuali yang secara teknis tidak memungkinkan, seperti PLTG.

   Target Bauran Energi Nasional tahun 2025 untuk EBT sebesar 23% terdiri dari target Biofuel sebesar 4,7%. Terdapat *Mandatory* kebijakan pemerintah tentang pemanfaatan BBN pada sektor Transportasi, Industri, Komersial dan Pembangkit Listrik. Adapun target *Mandatory* Biodiesel adalah :

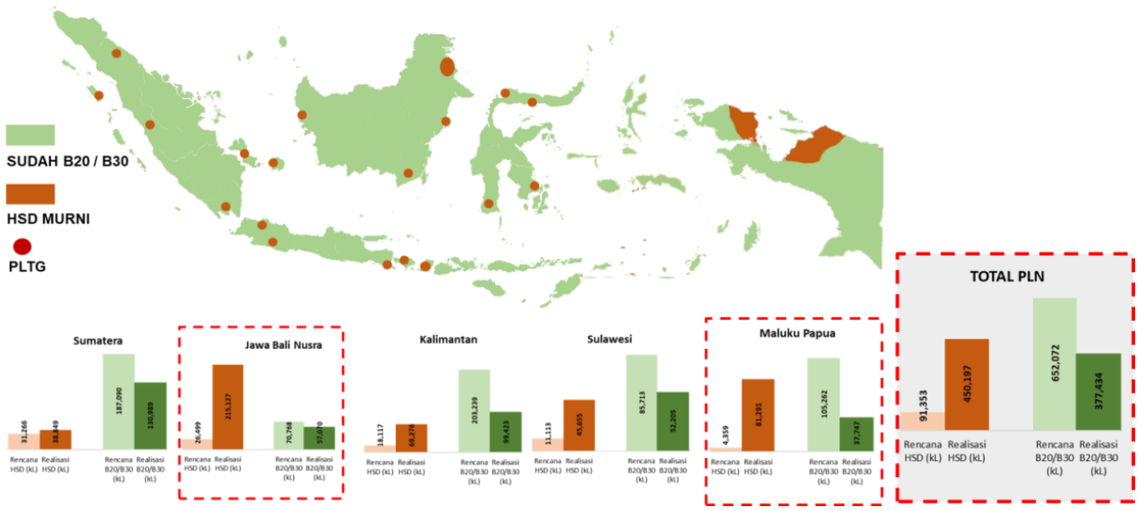
Tabel 3.9 *Mandatory Biodiesel*

Sektor	Juli 2014	April 2015	Jan 2016	Jan 2020	Jan 2025
PSO	10%	15%	20%	30%	30%
Transportasi Non PSO	10%	15%	20%	30%	30%
Industri dan Komersial	10%	15%	20%	30%	30%
Pembangkit Listrik	20%	25%	30%	30%	30%

Sumber Tabel : KESDM, Paparan Kebijakan Pengembangan dan Pemanfaatan Biodiesel

Diharapkan dengan pemakaian BBM akan berkontribusi pada pengurangan emisi gas rumah kaca.

Realisasi pemakaian Bahan Bakar Nabati B20/B30 dari 1 September sampai dengan 1 Desember 2018 sebagai *mandatory* di PLN adalah berikut:



Gambar 3.5 Realisasi Pemakaian Bahan Bakar Nabati

2. Pemanfaatan CPO.

   Selain penggunaan B30, saat ini sedang direncanakan penggunaan CPO sebagai bahan bakar pembangkit listrik. Indonesia merupakan produsen *Crude Palm Oil* (CPO) terbesar di dunia, dan produksinya cenderung meningkat ke depan. Sehingga potensi pemanfaatan CPO dan turunannya sebagai Bahan Bakar Nabati (BBN) sangat besar.

   Sesuai arahan Pemerintah melalui Menteri ESDM dan Menteri BUMN, terkait Konversi PLTD Menjadi Pembangkit Berbasis CPO, maka pada tahun 2019 telah dilaksanakan uji dan *pilot project* konversi PLTD BBM menjadi berbasis CPO. Pengujian tersebut telah dilaksanakan di PLTD Kanaan, Pilang dan Merawang.

   Pemerintah dalam rangka mendorong peningkatan bauran energi khususnya dari CPO mengusulkan Program PLTD Baru, PLTD *existing* dan PLTMG konversi dengan menggunakan bahan bakar CPO.

3.2.10. Konversi PLTD ke EBT

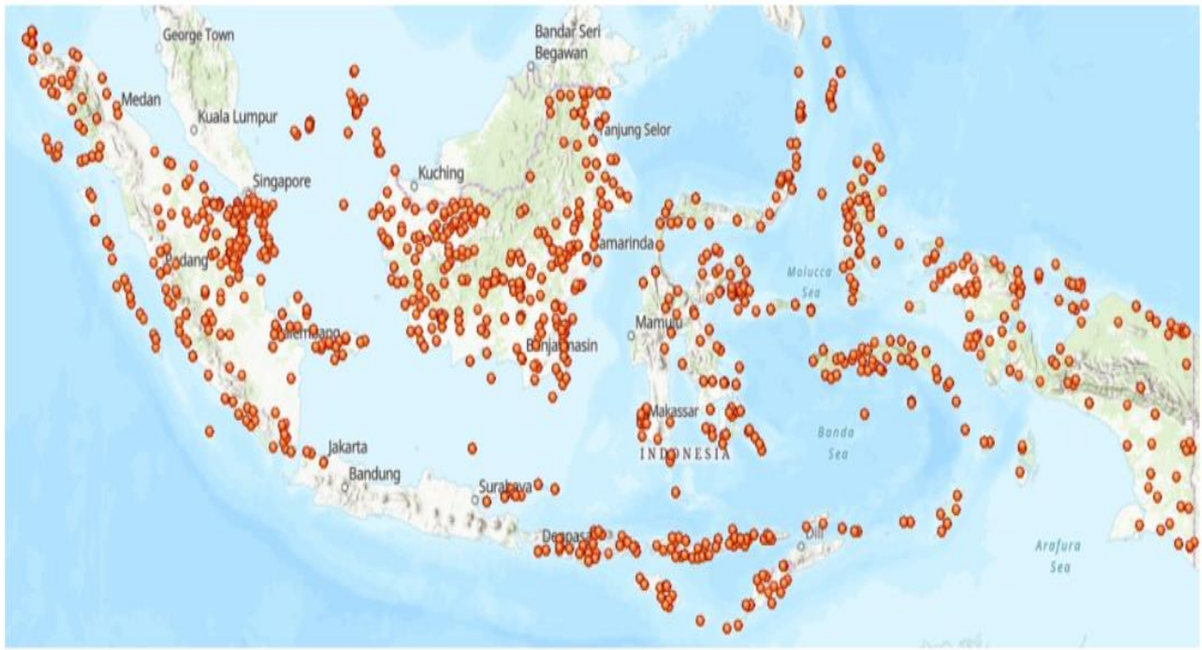
Sejalan dengan kebijakan Pemerintah dalam meningkatkan pemanfaatan pembangkit EBT, serta untuk mengurangi pemakaian BBM, terdapat langkah-langkah terobosan yang diambil untuk meningkatkan penggunaan EBT melalui program Transformasi *Green.* Dalam rangka mengurangi pemakaian BBM yang berbasis impor di sektor pembangkitan, maka pemanfaatan pembangkit PLTD akan terus dikurangi secara bertahap. Pemakaian BBM untuk PLTD pada tahun 2019 mencapai 2,16 juta kL atau sekitar 4,15% dari total produksi listrik, dan selanjutnya direncanakan semakin menurun hingga 0,4% pada tahun 2025 dan digantikan dengan energi yang lebih ramah lingkungan dan kompetitif.

Hal tersebut sejalan dengan rencana transisi energi yang kini sedang didorong untuk mengurangi ketergantungan penggunaan energi fosil dan digantikan dengan pembangkit EBT.
Pembangkit EBT yang telah beroperasi hingga tahun 2020 ini sebesar 7.977 MW atau 12,6% dari total kapasitas pembangkit. Pembangkit EBT tersebut terdiri dari PLTA 4.707 MW, PLTM 496 MW, PLTP 2.443 MW, PLTS 79 MW, PLTB 131 MW dan PLTBio/PLTSa 121 MW, dengan pencapaian bauran energi EBT sebesar 13.1%.

Sebagai salah satu upaya pencapaian target bauran energi EBT sebesar 23% pada 2025, Program Konversi PLTD ke EBT menjadi salah satu inisiatif unggulan yang mampu mengurangi pemakaian BBM impor dan meningkatkan efisiensi pembangkit terutama di daerah *isolated*. Program konversi PLTD ke pembangkit EBT telah diluncurkan pada tanggal 2 November 2020 yang dibuka oleh Menteri ESDM.

Pembangkit berbahan bakar BBM akan digantikan dengan pembangkit EBT, dan teknologi EBT yang akan digunakan menyesuaikan potensi energi setempat. Penggunaan potensi energi setempat diprediksi akan memangkas bukan hanya waktu dan tenaga, tapi juga biaya yang diperlukan untuk mengangkut bahan bakar menuju lokasi pembangkit.

Konversi PLTD tersebut merupakan bagian dari upaya PLN untuk mengeksplorasi sumber energi ramah lingkungan dan menggali potensi energi setempat, serta memperhitungkan potensi pengembangan dan konsumsi listrik di masa mendatang di wilayah tersebut. Metode pelaksanaannya menggunakan analisis geospasial, mulai dari pemetaan titik-titik sebaran PLTD *existing*, pemetaan potensi sumber energi terbarukan di wilayah tersebut, yang dikombinasikan dengan potensi pertumbuhan ekonomi regional di titik yang telah diidentifikasi tersebut.



Gambar 3.6 Peta Sebaran PLTD 5200 Unit di 2.130 Lokasi

Saat ini terdapat sekitar 5.200 unit mesin PLTD yang tersebar pada 2.130 lokasi di seluruh Indonesia (Gambar 3.6) yang berpotensi untuk diikutkan dalam program dedieselisasi konversi ke pembangkit EBT. Implementasi konversi PLTD tersebut akan dilakukan secara bertahap menyesuaikan hasil evaluasi atas ketersediaan dan kesesuaian energi setempat serta kebutuhan sistem. Pada tahap awal direncanakan program konversi PLTD di 200 lokasi dengan kapasitas ekuivalen ± 225 MW. Selanjutnya terdapat potensi konversi PLTD ke pembangkit EBT hingga ± 1.2 GW, bila melihat jumlah PLTD yang masih beroperasi sampai dengan saat ini.

Pada tahap awal di 200 lokasi akan dilakukan konversi pada unit pembangkit dengan usia lebih dari 15 tahun, diantaranya berlokasi di sistem kelistrikan *isolated* dan dengan konsumsi bahan bakar di atas 0,2738 liter/kWh, serta kriteria lainnya di luar kriteria tersebut. Sebagian dari lokasi pembangkit yang merupakan target Program Konversi PLTD ke EBT belum beroperasi secara kontinyu selama 24 jam untuk saat ini. Hal ini terjadi dikarenakan keterbatasan transportasi bahan bakar minyak serta kondisi mesin pembangkit yang sudah tua sehingga harus dioperasikan bergantian dengan biaya operasi yang relatif tinggi.

Manfaat besar yang akan dirasakan oleh banyak pihak terutama masyarakat di daerah terpencil setelah beralih dari tenaga diesel ke EBT, selain ramah lingkungan, juga akan tersedia listrik selama 24 jam yang akan membuka peluang pembangunan ekonomi baru dalam skala lokal. Sejumlah potensi

sumber daya alam yang menjadi komoditas andalan daerah tersebut dapat terus tumbuh karena dipengaruhi ketersediaan listrik yang mencukupi untuk memenuhi kebutuhan masyarakat setempat.

Pemerintah melalui Kementerian ESDM juga telah menargetkan penghentian operasi seluruh PLTD secara bertahap sampai dengan tiga tahun mendatang, sementara sampai hari ini jumlahnya masih cukup banyak dan tersebar di berbagai wilayah, termasuk di wilayah terpencil menyesuaikan dengan kondisi setempat.

Konversi PLTD ke EBT merupakan merupakan bagian dari upaya PLN untuk mengeksplorasi sumber-sumber energi ramah lingkungan seusai dengan ketersediaannya di masing-masing lokasi. Tahapan pemilihan PLTD yang akan dikonversi nantinya akan bervariasi untuk setiap tahapnya disesuaikan dengan (i) ketersediaan potensi energi setempat, (ii) kebutuhan sistem, serta (iii) pemilihan teknologi yang paling sesuai. Setiap tahapnya akan dilakukan pemetaan terhadap kondisi mesin PLTD serta potensi sumber energi terbarukan di wilayah potensial yang kemudian dikombinasikan dengan analisis potensi pertumbuhan ekonomi regional di titik-titik tersebut. Secara rinci, pemilihan lokasi PLTD yang tepat harus memuat berikut:

- Identifikasi lokasi PLTD;
- Analisis pola pasok (beban puncak) dan kebutuhan pasokan listrik;
- Informasi kondisi demografi, ekonomi, dan potensi pasar sebagai dasar analisis potensi kebutuhan listrik di lokasi atau sub sistem kelistrikan;

Program ini akan dilaksanakan oleh PLN dengan mempertimbangkan workability dan kemampuan pendanaan PLN. Hasil evaluasi terkait kemampuan pendanaan PLN masih membuka peluang untuk swasta melaksanakan sebagian dari program tersebut.

Teknologi yang akan digunakan diantaranya konversi pembangkit berbasis EBT dengan menggunakan (i) PLTS + baterai dan PLTD sebagai emergency, (ii) PLTD hybrid dengan PLTS/PLTB, atau pembangkit EBT lainnya seperti PLTM, PLTBm dan lainnya, (iii) pelaksanaan pembangkit berbasis energi terbarukan.

Program Konversi PLTD Tahap I , akan menggunakan teknologi PLTS dengan *Battery Energy Storage System* (BESS), dimana PLTD existing hanya menjadi cadangan/back-up ataupun model hybrid antara PLTS+BESS & PLTD yang akan ditentukan berdasarkan aspek teknis dan keekonomian *(least cost)*, secara umum potensi pengembangan dapat dilihat pada tabel berikut :

Tabel 3.10 Daftar Rekap PLTD Tahap 1 di 200 Lokasi

No	Regional	Daya Terpasang ± PLTD (kW)	Daya Mampu ±Netto PLTD (kW)
1	Sumatera	60.259	44.911
2	Kalimantan	41.378	29.148
3	Jawa Madura Bali	24.841	16.438
4	Sulawesi	65.603	40.980
5	Maluku dan Maluku Utara	40.195	23.184
6	Papua dan Papua Barat	280	236
7	Nusa Tenggara Barat dan Nusa Tenggara Timur	23.231	14.494
	TOTAL Keseluruhan Tahap I	**255.787**	**169.391**

PLN akan tetap melaksanakan seleksi pemilihan teknologi, baik tahap I maupun tahap selanjutnya berdasarkan kelayakan teknis dan finansial disesuaikan dengan ketersediaan potensi energi setempat .

Daftar lokasi untuk tahap I sebanyak 200 lokasi sebagaimana tersebut dalam tabel di bawah. Dalam hal hasil evaluasi lebih lanjut memerlukan penyesuaian atas kondisi teknis ataupun keekonomian, maka daftar lokasi tersebut dapat diganti dengan lokasi lainnya yang memenuhi kriteria teknis dan komersial.

Tabel 3.11 Daftar Lokasi PLTD Tahap 1

NO	NAMA PLTD	DAYA TERPASANG ±PLTD (kW)	DAYA MAMPU ±NETTO PLTD (kW)
ACEH			
1	PLTD DEUDAP	457	325
2	PLTD PULO BALAI	1.456	1.020
3	PLTD HALOBAN	571	400
4	PLTD SEURAPUNG	1.250	750
5	PLTD SIUMAT	160	128
6	PLTD TEUPAH	160	128
7	PLTD SABANG	11.211	8.840
8	PLTD PUSONG	382	306
	SUB TOTAL	**15.647**	**11.897**
SUMATERA UTARA			
9	PLTD PULAU TELLO	1.793	900
	SUB TOTAL	**1.793**	**900**
SUMATERA BARAT			
10	PLTD SAUMANGANYAK	1.408	1.040
11	PLTD POKAI	700	630
12	PLTD TUA PEJAT	4.200	2.020
13	PLTD SEAY BARU	370	333
	SUB TOTAL	**6.678**	**4.023**

NO	NAMA PLTD	DAYA TERPASANG ±PLTD (kW)	DAYA MAMPU ±NETTO PLTD (kW)
	RIAU		
14	PLTD PULAU HALANG	1.550	1.156
15	PLTD MANDAH	576	520
16	PLTD BEKAWAN	1.176	940
17	PLTD IGAL	100	85
18	PLTD PERIGI RAJA	176	160
19	PLTD TELUK BUNTAL	1.550	1.355
20	PLTD TOPANG	550	375
21	PLTD PULAU JEMUR	100	70
	SUB TOTAL	**5.778**	**4.661**
	KEPULAUAN RIAU		
22	PLTD KARAS	200	160
23	PLTD MANTANG	300	240
24	PLTD PARIT	300	240
25	PLTD PULAU KASU	400	320
26	PLTD PULAU TERONG	400	325
27	PLTD PECONG	200	160
28	PLTD TANJUNG BATU	14.600	10.300
29	PLTD PULAU JANG	350	180
30	PLTD KEBAN	200	180
31	PLTD SENAYANG	300	270
32	PLTD REJAI	200	180
33	PLTD TEMIANG	160	130
34	PLTD TANJUNG PELANDUK	100	90
35	PLTD SEDANAU	1.556	1.400
36	PLTD TAMBELAN	1.340	975
37	PLTD LETUNG	1.556	1.400
38	PLTD PULAU ABANG	200	160
39	PLTD SUBI	1.056	1.000
	SUB TOTAL	**23.418**	**17.710**
	BANGKA BELITUNG		
40	PLTD PONGOK	1.000	1.000
41	PLTD CELAGEN	300	300
42	PLTD NANGKA	200	200
43	PLTD PULAU TINGGI	40	35
44	PLTD PULAU PANJANG	40	35
45	PLTD PULAU KELAPAN	40	35
46	PLTD SELAT NASIK	2.170	1.550
47	PLTD PULAU SELIU	400	385
48	PLTD PULAU GERSIK	400	400
49	PLTD PULAU BUKU LIMAU	400	400
50	PLTD PULAU KUIL	200	160
51	PLTD PULAU SUMEDANG	300	300
52	PLTD PULAU BUNTAR	40	35
53	PLTD PULAU LONG	40	35
	SUB TOTAL	**5.570**	**4.870**

NO	NAMA PLTD	DAYA TERPASANG ±PLTD (kW)	DAYA MAMPU ±NETTO PLTD (kW)
BENGKULU			
54	PLTD ENGGANO	1.000	550
	SUB TOTAL	**1.000**	**550**
LAMPUNG			
55	PLTD PULAU TABUAN	125	100
56	PLTD PULAU LEGUNDI	250	200
	SUB TOTAL	**375**	**300**
KALIMANTAN BARAT			
57	PLTD TANJUNG SATAI	820	580
58	PLTD PULAU LIMBUNG	440	197
59	PLTD JONGKONG	1.390	885
60	PLTD UJUNG SAID	496	270
61	PLTD KEMANGAI	216	130
62	PLTD BUNUT	570	480
63	PLTD PIASAK	222	155
64	PLTD PADANG TIKAR	5.305	3.545
65	PLTD TEPUAI	3.990	3.392
66	PLTD TEMAJUK	625	320
67	PLTD SEMITAU	5.472	3.822
68	PLTD LEMUKUTAN	412	240
69	PLTD NANGA MERAKAI	610	519
70	PLTD TONTANG	216	184
71	PLTD AIR HITAM	1.050	500
72	PLTD JASA	306	204
73	PLTD TEBIDAH	610	519
74	PLTD BELIKAI	200	170
75	PLTD NIBUNG	80	60
76	PLTD TANJUNG SALEH	770	628
77	PLTD SEPUK LAUT	500	380
	SUB TOTAL	**24.300**	**17.180**
KALIMANTAN SELATAN			
78	PLTD MARABATUAN	300	230
79	PLTD KERASIAN	448	325
80	PLTD KERAYAAN	612	400
81	PLTD KERUMPUTAN	495	300
	SUB TOTAL	**1.855**	**1.255**
KALIMANTAN TENGAH			
82	PLTD BENANGIN	460	371
83	PLTD RANGGA ILUNG	500	445
84	PLTD TELAGA	248	180
85	PLTD TELAGA PULANG	348	276
86	PLTD TUMBANG HIRAN	532	359
87	PLTD TUMBANG SENAMANG	716	491
88	PLTD TUMBANG MANJUL	528	450
	SUB TOTAL	**3.332**	**2.572**

NO	NAMA PLTD	DAYA TERPASANG ±PLTD (kW)	DAYA MAMPU ±NETTO PLTD (kW)
KALIMANTAN TIMUR			
89	PLTD TANJUNG ARU	834	350
90	PLTD LONG BAGUN	2.114	1.340
91	PLTD LONG PAHANGAI	600	540
92	PLTD DATAH BILANG	1.400	867
93	PLTD MUARA PANTUAN	460	304
94	PLTD KARANGAN DALAM	980	810
95	PLTD LONG APARI	600	540
96	PLTD DILANG PUTIH	320	112
97	PLTD SEDULANG	540	368
	SUB TOTAL	**7.848**	**5.231**
KALIMANTAN UTARA			
98	PLTD SEI MENGGARIS	600	540
99	PLTD LONG PESO	443	280
100	PLTD KAYAN HULU	1.250	1.000
101	PLTD LONG LAYU	100	80
102	PLTD KRAYAN	1.050	530
103	PLTD LUMBI-LUMBIA	550	440
104	PLTD PA UPAN	50	40
	SUB TOTAL	**4.043**	**2.910**
BANTEN			
105	PLTD PULAU PANJANG	1.020	758
	SUB TOTAL	**1.020**	**758**
JAWA TIMUR			
106	PLTD GILIGENTING	1.968	1.350
107	PLTD KETAPANG	1.312	1.000
108	PLTD SAPEKEN	1.968	1.500
109	PLTD GILI IYANG	656	500
110	PLTD RA'AS	1.090	700
111	PLTD KANGEAN	5.904	3.600
112	PLTD MANDANGIN	1.968	1.500
113	PLTD SAPUDI	3.280	2.250
114	PLTD BAWEAN	5.675	3.280
	SUB TOTAL	**23.821**	**15.680**
SULAWESI UTARA			
115	PLTD BIARO	550	375
116	PLTD MARAMPIT	220	150
117	PLTD MARORE	300	220
118	PLTD TAGULANDANG	4.280	2.350
119	PLTD LIRUNG	3.636	1.934
120	PLTD MANGARAN	2.800	1.755
121	PLTD KARAKELANG / BEO	10.972	7.940
122	PLTD NANEDAKELE	440	325
123	PLTD NAIN	490	330
124	PLTD GANGGA	530	320

NO	NAMA PLTD	DAYA TERPASANG ±PLTD (kW)	DAYA MAMPU ±NETTO PLTD (kW)
125	PLTD MANTEHAGE	240	195
	SUB TOTAL	**24.458**	**15.894**
SULAWESI TENGAH			
126	PLTD SIMATANG	156	136
127	PLTD PASOKAN	236	150
128	PLTD BOMBA	268	220
129	PLTD DOLONG	420	198
130	PLTD SALAKAN / SAMBIUT	6.774	4.370
131	PLTD BALANTAK	1.370	740
132	PLTD BULUNGKOBIT	308	234
133	PLTD LIPULALONGO	781	386
134	PLTD BULAGI	3.050	1.025
135	PLTD LELANG / BANGGAI	6.490	3.715
136	PLTD LUMBI-LUMBIA	780	475
137	PLTD PATUKUKI	610	418
138	PLTD TATABA	850	440
139	PLTD BANGKURUNG	400	200
140	PLTD BOKAN	400	200
	SUB TOTAL	**22.893**	**12.907**
SULAWESI SELATAN			
141	PLTD KAMBUNO	240	215
142	PLTD KEMBANG RAGI	2.530	1.780
	SUB TOTAL	**2.770**	**1.995**
SULAWESI TENGGARA			
143	PLTD TALAGA	700	530
144	PLTD KADATUA	840	571
145	PLTD BINONGKO	2.530	1.598
146	PLTD LANGARA IWAWO	4.580	3.495
147	PLTD WAHATOMIA	3.580	2.505
148	PLTD AMBEUA	3.252	1.485
	SUB TOTAL	**15.482**	**10.184**
MALUKU			
149	PLTD WONRELI	2.850	960
150	PLTD SERWARU	1.250	410
151	PLTD AIR BUAYA	1.212	970
152	PLTD TAHALUPU	220	150
153	PLTD LARAT	1.500	880
154	PLTD SEIRA	790	260
155	PLTD GESER	722	365
156	PLTD SAPARUA	3.650	2.930
157	PLTD BUANO	720	345
158	PLTD KESUI	448	200
159	PLTD TANIWEL	2.211	1.000
160	PLTD NUSALAUT	1.107	620
161	PLTD BANDA	3.017	1.974

NO	NAMA PLTD	DAYA TERPASANG ±PLTD (kW)	DAYA MAMPU ±NETTO PLTD (kW)
162	PLTD HARUKU	2.450	1.930
163	PLTD KUR	520	240
164	PLTD ONDOR	1.806	850
165	PLTD LONTHOIR	1.390	940
166	PLTD JEROL	280	250
167	PLTD ELAT	2.570	830
168	PLTD Adaut	1.200	520
	SUB TOTAL	**29.913**	**16.624**
MALUKU UTARA			
169	PLTD HIRI	300	210
170	PLTD MAKIAN	1.700	1.080
171	PLTD MOTI	600	280
172	PLTD KAYOA	1.150	760
173	PLTD POSI-POSI	500	400
174	PLTD TOLONUO	153	100
175	PLTD DAMA	250	200
176	PLTD BERE-BERE	500	320
177	PLTD SOPI	500	320
178	PLTD KOLORAI	60	50
179	PLTD GALO-GALO	100	80
180	PLTD DAGASULI	200	180
181	PLTD MADOPOLO	1.064	820
182	PLTD JIKO	550	250
183	PLTD LAIWUI	2.655	1.510
	SUB TOTAL	**10.282**	**6.560**
NUSA TENGGARA BARAT			
184	PLTD SEBOTOK	388	239
185	PLTD LUNYUK	4.400	2.825
186	PLTD LAB. AJI	288	185
	SUB TOTAL	**5.076**	**3.249**
NUSA TENGGARA TIMUR			
187	PLTD WAIWERANG	8.350	5.000
188	PLTD NDORIWOY	2.044	710
189	PLTD PEMANA	850	480
190	PLTD SABU	3.506	2.930
191	PLTD SEMAU	1.895	1.160
192	PLTD RINCA	250	190
193	PLTD KOMODO	485	215
194	PLTD NDAO	775	560
	SUB TOTAL	**18.155**	**11.245**
NUSA TENGGARA TIMUR			
195	PLTD MANGGARI/MIOS MANGGUANDI	20	16
196	PLTD ARGUNI	20	18
197	PLTD RURUMO	40	30

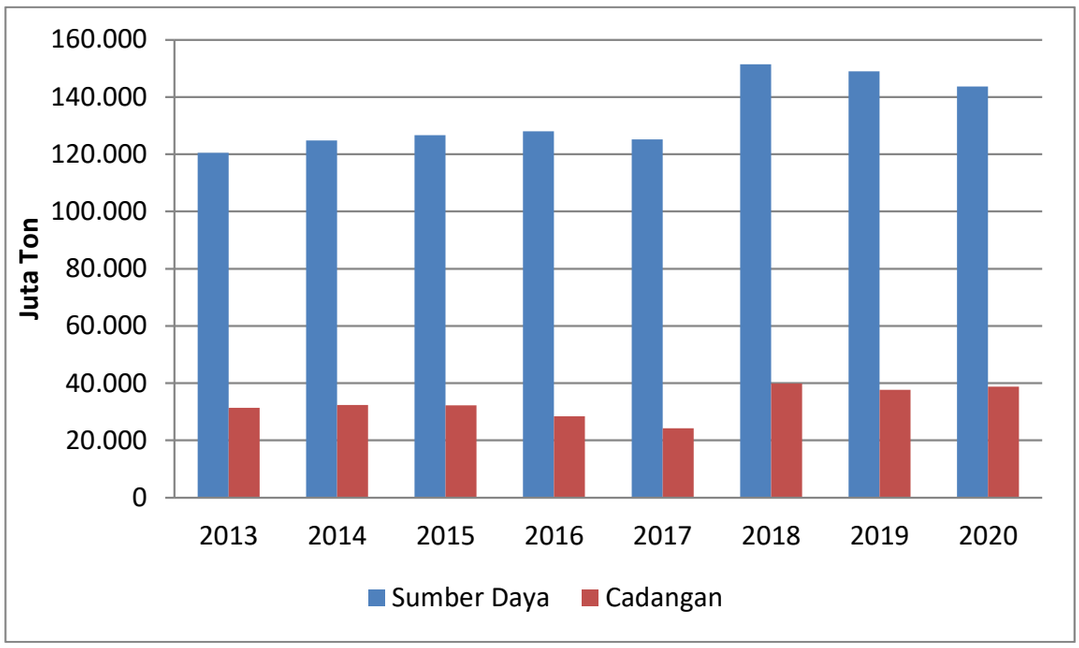
NO	NAMA PLTD	DAYA TERPASANG ±PLTD (kW)	DAYA MAMPU ±NETTO PLTD (kW)
198	PLTD SIBORU	20	18
199	PLTD TETAR/PATIPI	100	90
200	PLTD WAIGAMA	80	64
	SUB TOTAL	**280**	**236**
	TOTAL TAHAP I	**255.787**	**169.391**

Lokasi proyek dan COD dapat ditinjau kembali dan disesuaikan dengan *workability* dan faktor-faktor lain yang berpengaruh.

3.3 SUMBER ENERGI TAK TERBARUKAN

3.3.1. Batubara

Sesuai data dari Badan Geologi Kementerian ESDM dalam *Executive Summary Pemutakhiran Data Dan Neraca Sumber Daya Mineral Dan Batubara Status 2020*, *database* batubara terdiri dari 1.517 lokasi yang tersebar di pulau Sumatera, pulau Jawa, pulau Kalimantan, pulau Sulawesi, pulau Maluku dan pulau Papua. Hingga tahun 2020 sumber data neraca sumber daya dan cadangan batubara terdiri dari dari 67 Perjanjian Karya Pengusahaan Pertambangan Batubara/PKP2B (100% dari jumlah total PKP2B), 69 Izin Usaha Pertambangan Penanaman Modal Asing/IUP PMA (100% dari jumlah total IUP PMA), 858 Izin Usaha Pertambangan Penanaman Modal Dalam Negeri/IUP PMDN status *Clean and Clear*/CnC (81% dari jumlah total IUP PMDN CnC), 333 IUP non CnC dan 190 lokasi hasil penyelidikan Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi/PSDMBP Badan Geologi. Hasil rekapitulasi dan pemutakhiran menunjukkan bahwa sampai bulan Desember tahun 2019 terdapat sumber daya sebesar 143,73 miliar ton, sedangkan cadangan batubara Indonesia adalah sebesar 38,80 miliar ton. Apabila dibandingkan dengan neraca tahun 2019, terdapat penurunan sumber daya batubara sebesar 5.278,69 juta ton, sedangkan cadangan batubara mengalami peningkatan sebanyak 1.200,82 juta ton (Gambar 3.7).



Gambar 3.7 Grafik Perubahan Nilai Sumber Daya dan Cadangan Batubara Tahun 2013 – 2020

Berdasarkan *Executive Summary Pemutakhiran Data Dan Neraca Sumber Daya Mineral dan Batubara Status 2020*, sumber daya dan cadangan batubara per provinsi di Indonesia tahun 2020 adalah seperti terdapat Tabel 3.12 berikut.

Tabel 3.12 Sumber Daya dan Cadangan Batubara Per Provinsi Tahun 2020

No	Pulau	Provinsi	Sumber Daya (Juta Ton)						Cadangan (Juta Ton)			
			Hipotetik	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total	Total (terverifikasi)	Terkira	Terbukti	Total	Total (terverifikasi)
1	JAWA	Banten	5,470	32,920	12,755	6,504	57,649	12,340	4,62	2,61	7,229	-
2		Jawa Tengah	-	0,820	-	-	0,820	0,820	-	-	-	-
3		Jawa Timur	-	0,080	-	-	0,080	0,080	-	-	-	-
4	SUMATERA	Aceh	1,155	296,383	445,652	379,309	1.122,499	1.121,249	345,60	202,88	548,480	-
5		Sumatera Utara	-	7,000	1,838	5,780	14,618	-	-	-	-	548,480
6		Riau	3,860	590,319	873,560	535,937	2.003,676	752,199	151,783	376,14	527,924	294,800
7		Sumatera Barat	1,194	186,555	116,619	191,015	495,384	169,539	41,212	61,25	102,465	21,640
8		Jambi	140,307	2.197,338	1.820,026	2.656,996	6.814,667	2.872,020	838,006	1.296,93	2.134,935	913,868
9		Bengkulu	-	194,602	202,940	232,746	630,288	62,408	52,928	81,37	134,297	25,670
10		Sumatera Selatan	3.112,830	14.042,721	13.630,483	13.066,807	43.852,841	33.941,059	5.148,593	4.358,52	9.507,111	8.547,879
11		Lampung	-	122,949	19,950	9,000	151,899	106,950	-	-	-	-
12	KALIMANTAN	Kalimantan Barat	2,257	385,780	59,397	18,265	465,699	371,007	-	-	-	-
13		Kalimantan Tengah	22,540	4.678,895	3.306,903	3.242,408	11.250,746	3.789,973	2.259,460	1.652,11	3.911,569	928,107
14		Kalimantan Selatan	-	3.555,434	3.243,305	6.421,508	13.220,247	9.992,635	1.608,319	2.602,18	4.210,502	3.022,311
15		Kalimantan Timur	872,986	15.239,534	20.228,608	23.350,023	59.691,150	36.922,570	6.397,58	9.677,91	16.075,485	10.951,367
16		Kalimantan Utara	25,790	1.183,111	1.007,769	1.486,777	3.703,446	1.809,296	743,611	897,96	1.641,569	573,222
17	SULAWESI	Sulawesi Selatan	10,662	17,861	10,319	3,862	42,704	24,562	1,164	-	1,164	-
18		Sulawesi Barat	11,463	15,999	0,780	0,165	28,407	13,112	1,800	-	1,800	-
19		Sulawesi Tengah	0,524	1,980	-	-	2,504	2,504	-	-	-	-
20		Sulawesi Tenggara	0,636	-	-	-	0,636	0,636	-	-	-	-
21	MALUKU	Maluku Utara	8,217	-	-	-	8,217	8,217	-	-	-	-
22	PAPUA	Papua Barat	93,663	40,505	-	-	134,168	95,573	-	-	-	-
23		Papua	7,197	31,362	-	-	38,559	9,357	-	0,947	0,947	
TOTAL INDONESIA			4.320,75	42.822,15	44.980,90	51.607,10	143.730,90	92.078,11	17.594,66	21.210,81	38.805,48	25.827,34

Catatan tabel neraca tahun 2020:

- Sumber data dari 67 PKP2B (100% dari jumlah total PKP2B), 69 IUP PMA (100% dari jumlah total IUP PMA), 858 IUP PMDN status CnC (81% dari jumlah total IUP PMDN CnC), 333 IUP non CNC dan 190 lokasi hasil penyelidikan PSDMBP Badan Geologi.
- Total 1.517 titik, terdiri dari 184 titik yang telah di verifikasi oleh PSDMBP, 57 titik telah diverifikasi oleh *Competent Person* Perusahaan PKP2B, 35

titik telah diverifikasi oleh *Competent Person* Perusahaan IUP PMA dan 216 titik telah diverifikasi oleh *Competen Person* Perusahaan IUP PMDN.

- Perhitungan sumber daya dan cadangan yang belum terverifikasi Competent Person telah sesuai dengan SNI 13-5012-1998.
- Cadangan yang tercatat adalah bagian dari sumber daya.

Berdasarkan pemutakhiran data tersebut, batubara dimasukkan ke dalam 4 (empat) kualitas klasifikasi, yaitu:

- Batubara kalori rendah (< 5100 kal/gr, adb)
- Batubara kalori sedang (5100-6100 kal/gr, adb)
- Batubara kalori tinggi (6100-7100 kal/gr, adb)
- Batubara kalori sangat tinggi (> 7100 kal/gr, adb)

Berdasarkan tahapan penyelidikannya sumber daya batubara Indonesia dapat dibagi menjadi 4 (empat) kategori, yaitu hipotetik, tereka, tertunjuk dan terukur. Total sumber daya dan cadangan batubara Indonesia tahun 2020 dapat dilihat pada table 3.13 di bawah ini , dinyatakan dalam *ash dried basis* (*adb*)[30].

Tabel 3.13 Sumber Daya dan Cadangan Batubara Tahun 2020

Kualitas	Sumber Daya (Juta Ton)						Cadangan (Juta Ton)			
	Hipotetik	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total	Total Terverifikasi	Terkira	Terbukti	Total	Total Terverifikasi
Kalori Rendah	416,53	15.692,40	15.326,18	16.267,55	47.702,65	22.942,93	7.247,44	6.140,09	13.387,53	8.914,00
Kalori Sedang	3.265,43	20.885,87	23.955,70	28.137,97	76.244,97	55.435,17	8.818,10	13.068,72	21.886,82	14.761,21
Kalori Tinggi	636,73	4.618,95	4.466,64	6.099,42	15.821,74	11.250,32	1.170,56	1.542,67	2.713,23	1.593,88
Kalori Sangat Tinggi	2,06	1.624,94	1.232,38	1.102,17	3.961,54	2.449,70	358,56	459,34	817,90	558,25
JUMLAH	**4.320,75**	**42.822,15**	**44.980,90**	**51.607,10**	**143.730,90**	**92.078,11**	**17.594,67**	**21.210,81**	**38.805,48**	**25.827,34**

Catatan :

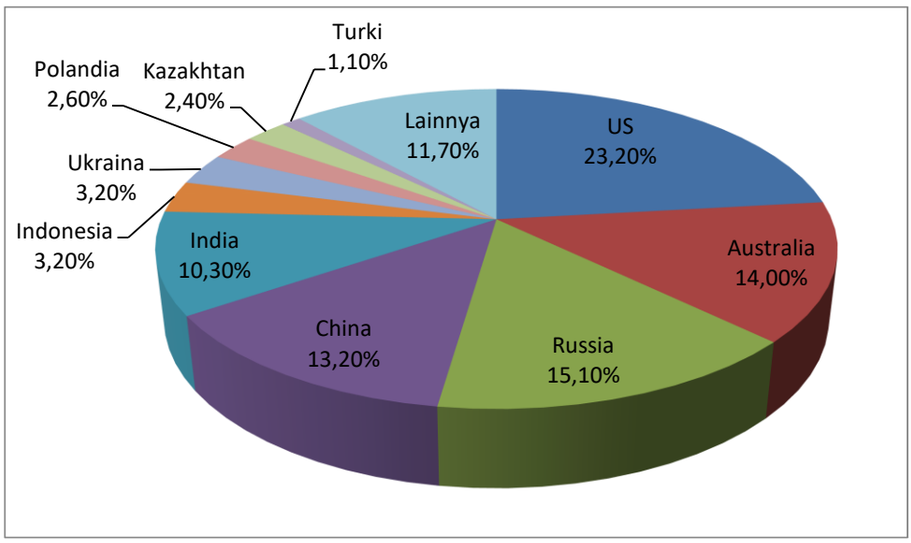
Kualitas Batubara berdasarkan kelas nilai kalori
No. 13 Tahun 2000 diperbaharui dengan PP No. 45 Tahun 2003)
a. Kalori Rendah < 5100 kal/gr
b. Kalori Sedang 5100 - 6100 kal/gr
c. Kalori Tinggi 6100 - 7100 kal/gr
d. Kalori Sangat > 7100 kal/gr

2 Kelas Sumberdaya batubara
a. Hipotetik — Hasil Survey Tinjau
b. Tereka — Hasil Prospeksi
c. Tertunjuk — Hasil Eksplorasi Pendahuluan
d. Terukur — Hasil Eksplorasi Rinci

3 Kelas Cadangan
Terkira
Terbukti

Pembagian kualitas batubara berdasarkan kelas nilai kalori tersebut sesuai dengan Keputusan Presiden Nomor 13 Tahun 2000 yang diperbarui dengan Peraturan Pemerintah Nomor 45 Tahun 2003 tentang Tarif Atas Jenis Penerimaan Negara Bukan Pajak yang Berlaku pada Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral.

[30] Angka *calorific value* yang sering dipakai oleh PLN dalam rangka desain PLTU adalah menggunakan standar GAR (*gross as received*). Perbedaan antara *adb* dan GAR dapat dihitung sesuai dengan nilai TM (*total moisture*).



Gambar 3.8 Persentase Cadangan Batubara Dunia Tahun 2020

Berdasarkan *BP Statistical Review of World Energy 2021 70th Edition* menunjukkan bahwa cadangan batubara Indonesia sebesar 3,2% dari cadangan batubara dunia. Untuk menjamin pasokan kebutuhan domestik yang terus meningkat, Pemerintah telah menerapkan kebijakan *Domestic Market Obligation* (DMO) sesuai Peraturan Menteri ESDM No. 34 tahun 2009 tentang Pengutamaan Pemasokan Kebutuhan Mineral dan Batubara untuk Kepentingan Dalam Negeri yang mewajibkan badan usaha pertambangan mineral dan batubara untuk mengutamakan pasokan mineral dan batubara untuk kepentingan dalam negeri.

Produksi batubara didominasi oleh dua pulau utama, yaitu di Kalimantan dan Sumatera, sehingga pasokan batubara untuk memenuhi kebutuhan PLTU seluruh Indonesia memerlukan infrastruktur berupa pelabuhan, penyimpanan batubara (*stockpile*) dan sarana pengangkutan melalui darat terutama kereta api. Sementara pengguna batubara dalam negeri terbesar adalah pembangkit listrik sebesar 79,5%[31], sedangkan sebagian kecil untuk industri semen, tekstil, pupuk, *pulp* dan metalurgi yang lokasi penggunanya paling banyak terdapat di Jawa.

PLN pada saat ini telah dapat mengelola pasokan batubara dengan lebih baik dari aspek kecukupan dan kualitas. Strategi yang digunakan oleh PLN untuk menurunkan BPP dalam penyediaan batubara mengacu pada konsep pembangunan PLTU batubara yaitu:

[31] *Handbook of Energy Economic Statistic of Indonesia 2020 (Final Edition),* Pusdatin Kementerian ESDM

a. Pembangunan PLTU batubara di Sumatera dan Kalimantan menganut prinsip *resources base*, dimana PLTU ditempatkan lebih banyak di dekat sumber energi (Sumatera Selatan, Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Timur yang memiliki cadangan batubara sangat besar). Sehingga PLTU yang dikembangkan di Sumatera dan Kalimantan diusahakan berjenis PLTU mulut tambang, yang diharapkan dapat menurunkan biaya pokok penyediaan dari pembangkit.
b. Pembangunan PLTU batubara di luar Sumatera dan Kalimantan didasarkan pada prinsip *regional balance*, dimana PLTU dibangun mendekati pusat beban. Karena tidak ada sumber energi yang cukup untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listriknya, maka batubara dikirim dari sumbernya di Kalimantan atau Sumatera dengan mempertimbangkan *least cost*. Sehingga pembangunan PLTU di luar Sumatera dan Kalimantan berjenis PLTU non mulut tambang.

Dalam RUPTL 2021-2030 ini terdapat rencana pengembangan beberapa PLTU mulut tambang di Sumatera dan Kalimantan. Pemanfaatan batubara, baik mulut tambang maupun non mulut tambang, untuk pembangkit listrik diatur melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 19 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Batubara untuk Pembangkit Listrik dan Pembelian Kelebihan Tenaga Listrik (*Excess Power*). Definisi PLTU mulut tambang sesuai peraturan tersebut adalah pembangkit listrik tenaga uap dan pembangkit listrik tenaga gas batubara, yang menggunakan bahan bakar batubara, yang dijamin ketersediaan batubaranya oleh perusahaan tambang sesuai kesepakatan jual beli batubara. PLTU batubara yang berlokasi di dekat tambang batubara tersebut tidak mempunyai infrastruktur transportasi yang memungkinkan batubara diangkut ke pasar secara besar-besaran, sehingga batubara di tambang tersebut pada dasarnya menjadi tidak *tradable*. Sesuai Peraturan Menteri ESDM Nomor 9 Tahun 2016, Pembangkit Listrik Mulut Tambang, pada prinsipnya didasarkan pada:

a. Penggunaan batubara yang secara ekonomis lebih layak dipakai untuk pembangkit tenaga listrik mulut tambang;
b. Ketersediaan batubara yang dijamin oleh perusahaan tambang selama masa operasi;
c. Lokasi pembangkit berjarak paling jauh 20 (dua puluh) kilometer dari Wilayah IUP, IUPK, atau PKP2B; dan
d. Tidak memperhitungkan biaya transportasi batubara kecuali biaya transportasi dari lokasi tambang sampai lokasi fasilitas penyimpanan (*stockpile*) pembangkit listrik mulut tambang.

PLTU batubara dirancang untuk memikul beban dasar sejalan dengan harga batubara yang relatif rendah dibandingkan harga bahan bakar fosil lainnya. Penggunaan teknologi batubara bersih (*clean coal technology*) seperti *ultra-supercritical* pada PLTU menjadi perhatian PLN dalam merencanakan PLTU skala besar di Pulau Jawa dan Sumatera karena lebih ramah lingkungan.

Untuk menjamin keandalan pasokan batubara dan efisiensi biaya, PLN mempunyai strategi untuk mampu mengelola mitra pemasok batubara serta jasa angkutan batubara ke seluruh PLTU. Untuk PLTU skala kecil yang lokasinya jauh dari sumber batubara, dibuatkan pola logistik tersendiri yang bertujuan memastikan ketersampaian batubara ke lokasi PLTU tersebut.

Strategi yang dilakukan oleh PLN dalam penyediaan batubara untuk pembangkit PLN dalam rangka efisiensi Biaya Pokok Penyediaan adalah:

1. Menyelaraskan perencanaan penyediaan batubara dengan kebutuhan pembangkit sesuai dengan lokasi, spesifikasi dan volume.
2. Memetakan sumber-sumber batubara di Kalimantan dan Sumatera yang akan menjadi masukan dalam RUPTL, baik untuk PLTU mulut tambang di Sumatera dan Kalimantan, maupun di luar Sumatera dan Kalimantan.
3. Mengoptimalkan pasokan batubara bagi pembangkit *existing* dengan mengefisienkan biaya transportasi (*least cost*).
4. Melakukan kontrak batubara jangka panjang dengan perusahaan tambang besar, serta kontrak jangka pendek dan menengah (1 – 5 tahun) untuk memastikan kecukupan dan fleksibilitas pasokan secara optimum.
5. Menyempurnakan infrastruktur penerimaan batubara di pembangkit agar lebih efisien dan andal.
6. Memperkuat peran dan posisi PLN beserta anak perusahaan untuk menjamin:
    a. *Security of supply* batubara jangka pendek dan jangka panjang.
    b. Menjamin biaya penyediaan batubara yang murah.
    c. Efisiensi biaya pengangkutan batubara.
7. Mengusulkan kepada Pemerintah untuk melanjutkan kebijakan DMO yang dapat menjamin pasokan batubara baik dari sisi volume maupun kualitas sesuai kebutuhan PLN.
8. Mengusulkan kepada pemerintah untuk persetujuan RKAB tambang diselaraskan dengan kebutuhan batubara untuk ketenagalistrikan dalam negeri (Kebutuhan PLTU PLN dan IPP).

9. Untuk mengoptimalkan penggunaan batubara lokal, saat ini sedang dikembangkan teknologi pengering batubara/*coal upgrading* guna meningkatkan efisiensi serta kualitas batubara yang diterima pembangkit.

Strategi jangka panjang PLN untuk meningkatkan jaminan keandalan pasokan batubara ke PLTU PLN dan PLTU IPP dan memastikan rantai pasok batubara berjalan lancar baik secara kualitas, kuantitas dan tepat waktu dengan biaya penyediaan yang efisien adalah sebagai berikut :

1. Optimalisasi pola logistik batubara.

   Optimalisasi jarak angkut dan sarana logistik batubara mulai dari *loading port* sampai dengan PLTU (alat angkut, *unloading facility*) untuk efisiensi harga transportasi batubara. Pembentuk harga transportasi batubara terdiri dari 3 faktor, yaitu:

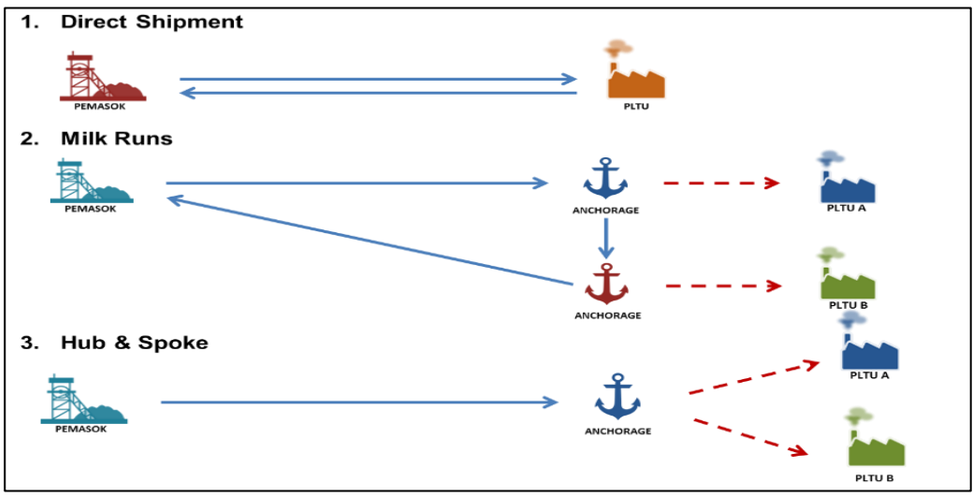
   a. Jarak angkut batubara dari tambang batubara ke PLTU
   b. Waktu tunggu dan waktu bongkar batubara di PLTU
   c. Moda transportasi batubara

   Jarak angkut batubara merupakan salah satu faktor penting dalam perhitungan harga batubara. Semakin dekat jarak tambang batubara dengan PLTU maka biaya transportasi batubara semakin murah. Sebaliknya, dengan semakin jauhnya jarak tambang batubara ke PLTU maka biaya transportasi batubara akan semakin mahal sehingga pemilihan tambang terdekat menjadi salah satu dasar untuk efisiensi harga transportasi batubara. Begitu juga dengan waktu tunggu dan waktu bongkar batubara, semakin cepat proses pembongkaran batubara di PLTU maka biaya transportasi batubara semakin efisien.

   Demikian pula untuk moda transportasi batubara, semakin besar kapasitas tongkang/kapal maka biaya transportasi batubara akan semakin murah. Sebaliknya, semakin kecil kapasitas tongkang/kapal, biaya transportasi batubara akan semakin mahal. Akan tetapi hal ini juga dipengaruhi oleh usia & kondisi kapal serta jarak optimal penggunaan jenis moda transportasi. Penggunaan *vessel* untuk jarak yang jauh, lebih efisien dibandingkan dengan menggunakan *barge* atau tongkang sekaligus menjaga kualitas batubara tetap terjamin. Begitu juga sebaliknya, penggunaan *barge* atau tongkang lebih efisien untuk jarak yang pendek dibandingkan dengan penggunaan *vessel*. Selain itu, untuk meningkatkan keandalan pasokan batubara terutama pada daerah-daerah yang memiliki

cuaca ekstrim, seperti di Jawa bagian Selatan, maka perlu dibuat kajian terhadap pasokan batubara dengan menggunakan moda transportasi kereta api.

Terdapat beberapa model sistem pengiriman yang dapat dipilih untuk optimalisasi transportasi sesuai kondisi geografis PLTU yaitu metode *direct shipment, milk run* dan *hub & spoke* seperti yang dapat dilihat pada Gambar 3.9 dibawah ini.



Gambar 3.9 Sistem Transportasi Batubara

2. Menyiapkan sarana *Coal Processing Plant.*

   Dengan pertimbangan selain untuk jaminan pasokan dan kualitas, juga dapat mengoptimalkan pemanfaatan batubara yang lebih besar. *Coal Processing Plant* (CPP) direncanakan akan dilengkapi dengan fasilitas *jetty*, peralatan bongkar muat, *material handling equipment*, *blending facilities*, *stockpiling* yang memadai serta *receiving* dan *delivery*, sehingga dengan adanya *Coal Processing Plant* (CPP) diperoleh beberapa keuntungan sebagai berikut:

   a. Mengoptimalkan jenis transportasi batubara dari sumber ke PLTU dengan menggunakan moda transportasi yang paling efisien, sehingga bisa memperoleh benefit dari kecepatan dan ketepatan waktu, harga angkut dan kualitas batubara yang terjaga.
   b. *Security of supply* dengan adanya CPP yang berfungsi juga sebagai *emergency coal storage*, terlebih lagi mengantisipasi terhadap permasalahan kendala cuaca pada periode tertentu.
   c. Transportasi dengan menggunakan *vessel* dapat mencegah penurunan *quality of supply* yang disebabkan lamanya pengangkutan batubara dengan *barge* dan kontaminasi air laut.

d. Melakukan *blending* batubara sesuai kebutuhan PLTU dan hanya di satu tempat, sehingga dapat menghemat biaya investasi peralatan *blending*.

Diperlukannya *blending facilities* untuk memperbaiki dan menyatukan sifat dan kualitas batubara dari berbagai daerah asal atau dengan jenis yang berbeda, sehingga menghasilkan batubara dengan spesifikasi sesuai persyaratan yang dibutuhkan PLTU. Pada umumnya *blending* dilakukan antara batubara peringkat rendah dan peringkat tinggi, kadar abu tinggi dan abu rendah, kadar sulfur tinggi dan sulfur rendah. Dalam suatu PLTU, sistem *blending* dapat memberikan banyak keuntungan antara lain:

a. Meningkatkan fleksibilitas sumber tambang dan memperluas rentang spesifikasi batubara yang dapat digunakan pada pembangkit.
b. Mengoptimalkan pemanfaatan potensi batubara di seluruh Indonesia.

3. Melakukan sinergi antara BUMN dengan PT Bukit Asam dan PT Kereta Api Indonesia untuk pemenuhan pasokan batubara ke PLTU PLN, sehingga jaminan pasokan atau *security of supply* batubara ke PLTU PLN menjadi lebih terjamin.

Untuk memastikan kontinyuitas pasokan batubara berjalan lancar dilakukan mitigasi risiko sesuai tabel 3.14 berikut ini :

Tabel 3.14 Mitigasi Risiko Kontinuitas Pasokan Batubara

No	Deskripsi Risiko	Mitigasi Risiko
1	Kendala produksi tambang batubara	**Pencegahan :** 1.Berkontrak dengan multi pemasok 2.Membangun sistem informasi rantai pasok batubara terintegrasi mulai dari proses penambangan, pengangkutan sampai dengan penerimaan termasuk prakiraan cuaca secara *real time*; **Pemulihan :** 1.Mengalihkan pasokan dari sumber tambang lain 2. Melakukan *blending* batubara 3. Melaksanakan kontrak spot batubara 4. Memastikan ketersediaan pasokan Gas dan BBM untuk operasional pembangkit cadangan;

No	Deskripsi Risiko	Mitigasi Risiko
2	Kendala pengangkutan batubara	**Pencegahan :** 1.Menggunakan skema kontrak CIF (batubara diterima di *unloading port*); 2. Berkontrak dengan multi pemasok; 3. Membangun sistem informasi rantai pasok batubara terintegrasi mulai dari proses penambangan, pengangkutan sampai penerimaan termasuk prakiraan cuaca secara *real time;* 4. Memantau perubahan cuaca secara *real time.* **Pemulihan :** 1.Mengalihkan pasokan dari sumber tambang lain 2. Melakukan *blending* batubara 3. Melaksanakan kontrak spot batubara 4. Memastikan ketersediaan pasokan Gas dan BBM untuk operasional pembangkit cadangan.
3	Kendala pengelolaan batubara di PLTU (Pengelolaan batubara di pembangkit kurang optimal)	**Pencegahan :** 1.Mengimplementasikan manajemen aset sebagai standard pengelolaan aset *coal handling system* sesuai *best practice* 2.Melakukan pengembangan *coal terminal (coal processing plant*) untuk memperluas rentang kalori batubara yang dapat dimanfaatkan melalui proses *blending* sehingga memberikan peluang fleksibilitas ketersediaan pasokan ke PLTU 3. Melakukan penyempurnaan *coal handling system* sesuai standard/*best practices*. **Pemulihan :** 1. Melakukan blending batubara 2. Melakukan penyesuaian pola operasi
4	Rendahnya komitmen pemasok	**Pencegahan :** 1. Adanya kebijakan ESDM untuk melakukan pelarangan ekspor bagi sumber tambang yang belum memenuhi kewajiban DMO atau kewajiban kontrak dalam negerinya; 2. Mengusulkan agar Rencana Kerja dan Anggaran Belanja (RKAB) tambang diselaraskan dengan kebutuhan batubara PLTU PLN dan PLTU IPP; 3. Meminta dukungan pemerintah dalam upaya memastikan pasokan batubara ke PLN; 4. Menerapkan klausul minimum pasokan dalam Perjanjian Jual Beli Batubara/PJBB dengan pemasok; 5. Melakukan *stakeholder management* 6. Membangun sistem IT untuk administrasi dokumen pembayaran pemasok sehingga progres setiap tahapan proses dapat ditelusuri untuk mempercepat durasi pembayaran kepada pemasok (setiap tahapan proses ditetapkan *Service Level Agreement*); 7. Memberikan pinalti yang proporsional kepada pemasok yang tidak memenuhi minimum pasokan dalam PJBB; 8. Membangun integrasi sistem IT PLN dengan

No	Deskripsi Risiko	Mitigasi Risiko
		sistem IT ESDM *(Minerba Online Monitoring System)* untuk memastikan pemenuhan kewajiban DMO dari para pemasok dalam rangka mendukung kebutuhan batubara kelistrikan nasional; **Pemulihan :** 1. Melakukan *blending* batubara 2. Melaksanakan kontrak *spot* batubara 3.Memastikan ketersediaan pasokan Gas dan BBM untuk operasional pembangkit cadangan;
5	Harga pasar batubara lebih tinggi daripada harga term PLN	**Pencegahan :** 1. Melakukan *stakeholder management;* 2. Meminta dukungan pemerintah dalam upaya memastikan pasokan batubara ke PLN; 3. Menerapkan klausul minimum pasokan dalam PJBB dengan pemasok; 4. Memberikan pinalti yang proporsional kepada pemasok yang tidak memenuhi minimum pasokan dalam PJBB; 5. Membangun sistem informasi rantai pasok batubara terintegrasi mulai dari proses penambangan, pengangkutan sampai penerimaan termasuk prakiraan cuaca secara real time; **Pemulihan :** 1. Melaksanakan kontrak *spot* batubara 2. Memastikan ketersediaan pasokan Gas dan BBM untuk operasional pembangkit cadangan;

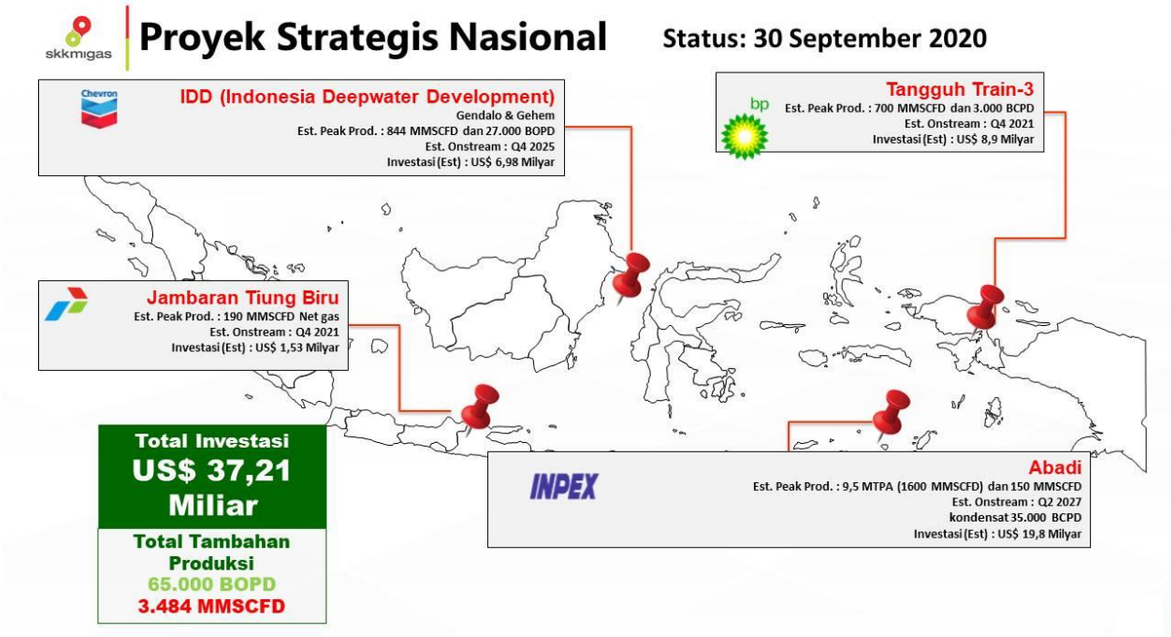
3.3.2. Gas Bumi

Indonesia memiliki cadangan gas bumi sebesar 77,29 *Billion Barrels*[32] (per Januari 2019) dengan rincian cadangan terbukti sebesar 49,74 *Billion Barrels* dan cadangan potensial sebesar 27,55 *Billion Barrels* yang tersebar terutama di kepulauan Natuna, Sumatera Tengah & Selatan, Kalimantan Timur, Masela di Maluku serta Tangguh di Papua Barat. Produksi rata-rata gas bumi nasional adalah sebesar 2,08 TSCF per tahun. Beberapa lapangan gas baru telah ditemukan antara lain Lapangan Sakakemang di Sumatera Selatan, Lapangan Bronang di Natuna dan Wolai di Sulawesi Tengah.

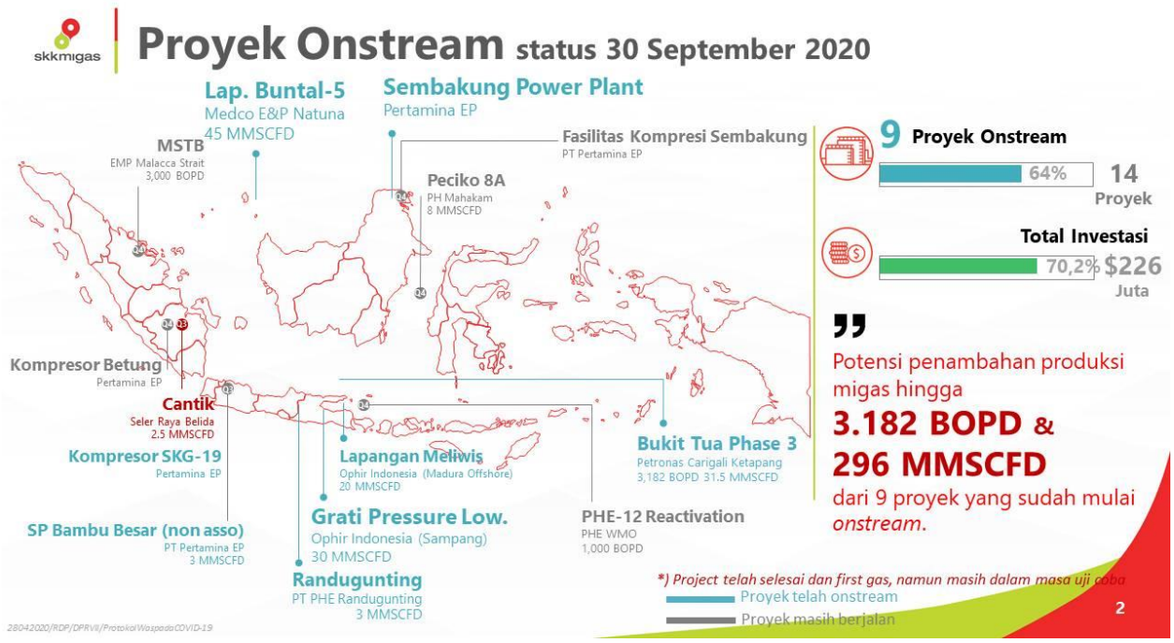
Berdasarkan Press Conference Progress Hulu Migas yang dikeluarkan oleh SKK Migas dengan status progress sampai dengan 30 September 2020, peta

[32] *Handbook Of Energy & Economic Statistics Of Indonesia 2019, Pusdatin Kementerian ESDM*

pengembangan hulu gas yang termasuk dalam Proyek Strategis Nasional (PSN) (Gambar 3.10) maupun Non PSN (Gambar 3.11).



Gambar 3.10 Proyek Hulu Migas PSN (Status 30 September 2020)

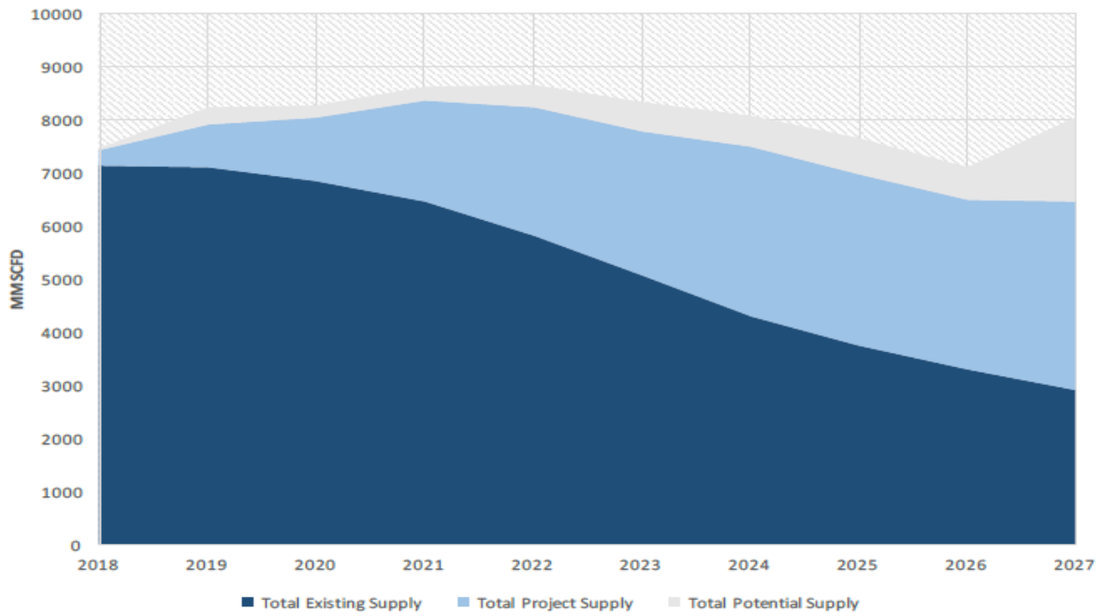


Gambar 3.11 Proyek Hulu Migas Non PSN (Status 30 September 2020)

Berdasarkan status pengembangan proyek hulu gas tersebut, PLN dapat mempertimbangkan sumber-sumber pasokan gas untuk memenuhi kebutuhan pembangkit PLN.

Berdasarkan neraca gas bumi Indonesia 2018-2027 yang diterbitkan oleh Ditjen Migas seperti ditunjukkan oleh Gambar 3.12, rata-rata produksi gas bumi Indonesia selama 5 tahun terakhir sebesar 7,997 MMSCFD. *Trend* produksi

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



Gambar 3.12 Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027.

Di dalam buku Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027 dipaparkan 3 skenario neraca gas bumi dengan memperhitungkan seluruh potensi pasokan gas bumi Indonesia dan memperhatikan metodologi pada *demand* sebagai berikut:

1. Skenario I

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

2. Skenario II

Neraca Gas Nasional akan mengalami surplus gas dari tahun 2018-2024 dan akan mengalami defisit gas pada tahun 2025-2027.

Kondisi ini terjadi dengan asumsi:

a. Pemanfaatan gas dari kontrak *existing* terealisasi 100%,
b. Pemanfaatan gas untuk sektor kelistrikan sesuai dengan RUPTL 2018-2027,

c. Asumsi pertumbuhan gas bumi sesuai dengan pertumbuhan ekonomi yaitu 5,5% untuk sektor industri *retail*,
d. Pelaksanaan *Refinery Development Master Plan* (RDMP) sesuai jadwal,
e. Pelaksanaan pembangunan pabrik-pabrik baru petrokimia dan pupuk sesuai jadwal.

3. Skenario III

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

a. Pemanfaatan gas dari kontrak *existing* terealisasi 100%,
b. Pemanfaatan gas untuk sektor kelistrikan sesuai dengan RUPTL 2018-2027,
c. Sektor industri retail memanfaatkan gas pada kapasitas maksimum pabrik serta penambahan *demand* dari pertumbuhan ekonomi dengan asumsi 5,5%,
d. Pelaksanaan *Refinery Development Master Plan* (RDMP) sesuai jadwal,
e. Pelaksanaan pembangunan pabrik-pabrik baru petrokimia dan pupuk sesuai jadwal.

Dalam rangka memenuhi kebutuhan gas untuk tenaga listrik, Pemerintah telah menerbitkan kebijakan-kebijakan strategis untuk memastikan keberlangsungan pasokan listrik melalui pembangkit berbahan bakar gas. Dalam memberikan kepastian pasokan gas, Menteri ESDM melalui Keputusan Menteri Nomor 34 K/16/MEM/2020 tanggal 3 Februari 2020 tentang Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi untuk Penyediaan Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) telah memberikan kepastian alokasi gas untuk seluruh pembangkit berbahan bakar gas sesuai dengan RUPTL 2019-2028. Dengan adanya Keputusan Menteri tersebut, PLN mendapatkan kepastian alokasi gas di suatu lapangan gas yang masih memiliki cadangan gas meskipun Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) *existing* telah selesai kontraknya dan digantikan KKKS yang baru. Di sisi lain, Pemerintah juga mendukung PLN untuk mendapatkan harga gas yang wajar dengan diterbitkannya Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 10 Tahun 2020 tanggal 6 April 2020 yang merupakan perubahan dari Peraturan Menteri ESDM Nomor 45 Tahun

2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Tenaga Listrik. Peraturan Menteri ESDM tersebut mengatur harga gas di pembangkit tenaga listrik (*plant gate*) PLN, dengan mempertimbangkan harga minyak mentah sekaligus memberikan batasan harga gas yang wajar untuk menekan biaya energi primer dalam produksi tenaga listrik. Disamping itu dalam pengembangan infrastruktur gas, untuk menjaga keekonomian pengembangan infrastruktur termasuk memberikan kepastian biaya *midstream*, telah diterbitkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 58 Tahun 2017 tentang Harga Jual Gas Bumi melalui Pipa pada Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi di mana ditetapkan biaya niaga maksimal sebesar 7 % dari harga gas bumi dan IRR maksimal sebesar 11% dan 12% untuk *pioneering* sebagaimana diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 14 Tahun 2019 tanggal 16 September 2019.

Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional telah mengamanatkan bahwa “Pemerintah mewujudkan pasar tenaga listrik paling sedikit melalui pengaturan harga Energi Primer tertentu seperti batubara, gas, air, dan panas bumi untuk pembangkit listrik”. Keputusan Menteri ESDM Nomor 91K/12/MEM/2020 tentang Harga Gas Bumi di Pembangkit Tenaga Listrik *(plant gate)* diterbitkan untuk melaksanakan Pasal 5 dan Pasal 8 Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 45 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Tenaga Listrik, sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 10 Tahun 2020 tentang Perubahan atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 45 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Tenaga Listrik, serta berdasarkan hasil Rapat Terbatas tentang penyesuaian harga gas untuk industri dan bahan bakar minyak non subsidi tanggal 18 Maret 2020. Keputusan Menteri tersebut menetapkan harga gas bumi di pembangkit tenaga listrik (*plant gate*) yang merupakan perhitungan penyesuaian terhadap komponen harga gas bumi dari kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi serta biaya penyaluran yang terdiri atas biaya transportasi dan biaya *midstream* gas bumi. Penurunan harga gas tersebut diterapkan untuk sektor kelistrikan dalam rangka menyediakan listrik yang terjangkau bagi masyarakat dan mendukung pertumbuhan industri. Penurunan harga gas untuk industri termasuk pupuk dan PLN tidak menambah beban keuangan negara.

Pemenuhan gas untuk operasional pembangkit PLN dipenuhi dengan sumber pasokan melalui gas pipa dan dengan LNG. Dalam rangka mengantisipasi

cadangan gas pipa *existing* yang sewaktu-waktu dapat mengalami penurunan pasokan (*depletion)* lebih cepat dan lokasi pembangkit berbahan bakar gas yang tersebar, PLN juga telah mengadakan sumber pasokan gas dalam bentuk LNG.

PLN saat ini telah memiliki kontrak pasokan LNG jangka panjang hingga mencapai 60 kargo per tahun yang akan berakhir pada tahun 2034, dimana kandungan energi 1 kargo setara dengan 2.650-3.100 BBTU tergantung volume LNG yang di bawa LNGC menyesuaikan kapasitas terminal penerima. Kontrak pasokan LNG yang berasal dari Lapangan Tangguh dengan klausul multi destinasi tersebut akan memasok LNG ke fasilitas regasifikasi di Arun untuk kebutuhan gas untuk pembangkit-pembangkit PLN di wilayah Sumatera Utara dan Aceh, dikirim ke FSRU Jawa Barat dan FSRU Lampung untuk memasok gas ke pembangkit gas di Muara Karang, Muara Tawar dan Tanjung Priok, di kirim ke FSRU Jawa 1 untuk memasok gas ke PLTGU Jawa 1, serta ke destinasi lainnya di seluruh Indonesia sesuai kebutuhan PLN.

Dengan mempertimbangkan beberapa sumber pasokan gas pipa yang mengalami *early decline* (Kepodang, Saka, WMO, dll) dan sedang berjalannya proses penyiapan beberapa infrastruktur LNG baru untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik yang tidak memiliki akses gas pipa, kemungkinan PLN masih membutuhkan tambahan pasokan LNG di luar *volume* LNG yang telah terkontrak di atas. Tambahan pasokan LNG tersebut diharapkan dapat dipenuhi dari sumber-sumber pasokan LNG domestik, termasuk dari sumber-sumber LNG baru seperti Blok Masela dan lapangan gas lainnya.

Berikut ini situasi pasokan gas pembangkit utama PLN di sistem Jawa Bali:

a. <u>Cilegon</u>

Pasokan gas untuk pusat listrik Cilegon berasal dari Wilayah Kerja/WK *Southeast* Sumatra dan dari PGN. Kebutuhan gas maksimum setara 120 BBTUD, namun saat ini hanya tersedia gas sekitar 45 BBTUD dengan operasi *flat*.

Penurunan pasokan gas dari WK *Southeast* Sumatera mulai tahun 2019 dapat diimbangi dengan penambahan pasokan gas dari PGN sehingga tidak mengurangi kemampuan operasional pembangkit. Pasokan gas dari PGN dapat ditingkatkan sampai dengan 60 BBTUD namun memerlukan tambahan fasilitas kompresor mengingat keterbatasan tekanan pipa distribusi PGN. Secara jangka panjang, perlu dipertimbangkan pemanfaatan LNG untuk menggantikan sumber gas pipa yang semakin menurun tersebut.

b. Muara Karang dan Priok

Mengingat peran Muara Karang dan Priok sangat strategis dalam memasok kebutuhan listrik untuk kota Jakarta, maka kedua pembangkit tersebut harus senantiasa dioperasikan dengan *output* dan keandalan yang tinggi. Penurunan pengoperasian pembangkit Muara Karang dan Priok akan terjadi ketika semakin andalnya infrastruktur transmisi di sistem tenaga listrik Jawa-Bali. Pengoperasian kedua pusat pembangkit tersebut sebagian besar dipasok dari FSRU Jawa Barat yang saat ini dimiliki oleh PT Nusantara Regas (NR), PGN dan dari WK *Offshore Northwest Java*/ONWJ di lepas pantai utara Jawa Bagian Barat. Namun dengan semakin berkurangnya kemampuan produksi dari WK ONWJ yang tersedia saat ini, akan menyebabkan kebutuhan alokasi LNG bagi kedua pusat listrik ini menjadi semakin meningkat. Mengingat kontrak kerjasama untuk FSRU Jawa Barat antara PLN dengan NR akan berkahir pada akhir 2022 dan untuk memenuhi kebutuhan pasokan gas serta mempertimbangkan keterbatasan pasokan gas pipa, maka masih diperlukan adanya FSRU untuk memasok gas ke pembangkit Muara Karang dan pembangkit Tanjung Priok, dimana kapasitas FSRU yang baru harus ditingkatkan (lebih besar dari kapasitas saat ini) untuk memenuhi kebutuhan operasional normal, beban puncak dan pasokan insidentil ketika terjadi gangguan sistem kelistrikan di Jawa Bagian Barat. Skema penyediaan Terminal LNG Jawa Barat dapat dilakukan oleh PLN sendiri, atau melalui anak perusahaan PLN, atau melalui kerjasama dengan BUMN/badan usaha migas, sesuai dengan ketentuan perundang-undangan yang berlaku.

c. Muara Tawar

Berdasarkan kondisi sistem ketenagalistrikan Jawa Bali terkini, dimana pembangkit Muara Tawar terhubung ke jaringan 500 kV, maka pengoperasian pembangkit bersifat *load follower* dan *peaker* yang membutuhkan fluktuasi pembebanan cukup tinggi, sehingga harus didukung oleh infrastruktur gas yang andal. Saat ini pasokan gas ke pembangkit Muara Tawar berasal dari WK Pertamina EP, PGN (melalui gas pipa dan FSRU Lampung) serta FSRU Jawa Barat yang saat ini dimiliki oleh PT Nusantara Regas (NR). Meskipun pusat listrik Muara Tawar telah dilengkapi fasilitas *CNG Storage*, namun belum sepenuhnya mampu mengakomodasi fluktuasi pembebanan termasuk mengatasi kondisi insidentil ketika terjadi gangguan sistem kelistrikan di Jawa Bagian Barat

mengingat keterbatasan pasokan gas pipa yang bisa digunakan untuk CNG, sehingga perlu didukung pemanfaatan pasokan gas dari fasilitas terminal LNG FSRU Jawa Barat dan gas ditransportasikan melalui pipa transmisi gas ruas Muara Karang-Muara Tawar milik Pertagas. Kedepannya, peran Muara Tawar akan menjadi pemikul beban puncak, seiring dengan akan beroperasinya pembangkit-pembangkit baru yang lebih ekonomis di Jawa Bali. Mengingat peran pembangkit Muara Tawar ini sangat penting sebagai unit pendukung keandalan dan *fast response* di sistem kelistrikan Jamali dengan mempertimbangkan keterbatasan pasokan gas pipa, maka pembangkit Muara Tawar ini perlu didukung dengan pasokan LNG yang membutuhkan terminal LNG dan regasifikasi, dan kebutuhan ini dapat dijadikan satu klaster pasokan LNG dengan pembangkit Muara Karang dan pembangkit Tanjung Priok.

d. Tambak Lorok

Pusat listrik Tambak Lorok saat ini berfungsi sebagai pemikul beban puncak mengingat kondisi sistem Jawa Bali yang aman dengan cadangan daya yang cukup dari pembangkit berbahan bakar batubara. Pasokan gas untuk kebutuhan pembangkit di Tambak Lorok saat ini dipenuhi dari WK PEP Gundih melalui kerjasama antara PT Indonesia Power dan PT Sumber Petrindo Perkasa (SPP). Untuk itu dibutuhkan tambahan pasokan gas yang akan didapatkan dari Lapangan Unitisasi Jambaran Tiung Biru (sudah terkontrak) dengan memanfaatkan pipa gas transmisi Gresik – Semarang (Gresem) untuk pasokan jangka panjang dan potensi lain dari reaktivasi Lapangan Kepodang. Dengan adanya pipa gas Gresem, pasokan gas ke pembangkit Tambak Lorok juga dapat dilakukan penambahan pasokan gas dari rencana Terminal LNG Jawa Timur untuk menjamin ketersediaan dan keandalan pasokan gas jangka panjang. Pusat Listrik Tambak Lorok juga telah dilengkapi dengan fasilitas *CNG Storage* sehingga mampu mengakomodasi fluktuasi kebutuhan pasokan gas menyesuaikan dengan kebutuhan pembebanan pembangkit.

e. Gresik dan Grati

Pasokan gas untuk pusat listrik di Gresik dan Grati saat ini dipasok dari beberapa lapangan gas di Jawa Timur, antara lain dari WK Pangkah, Lapangan Terang Sirasun Batur, WK *West Madura Offshore*, WK Ketapang, Lapangan Peluang, Lapangan Oyong dan Lapangan Wortel. Namun pasokan gas tersebut akan semakin menurun dan akan habis secara bertahap mulai

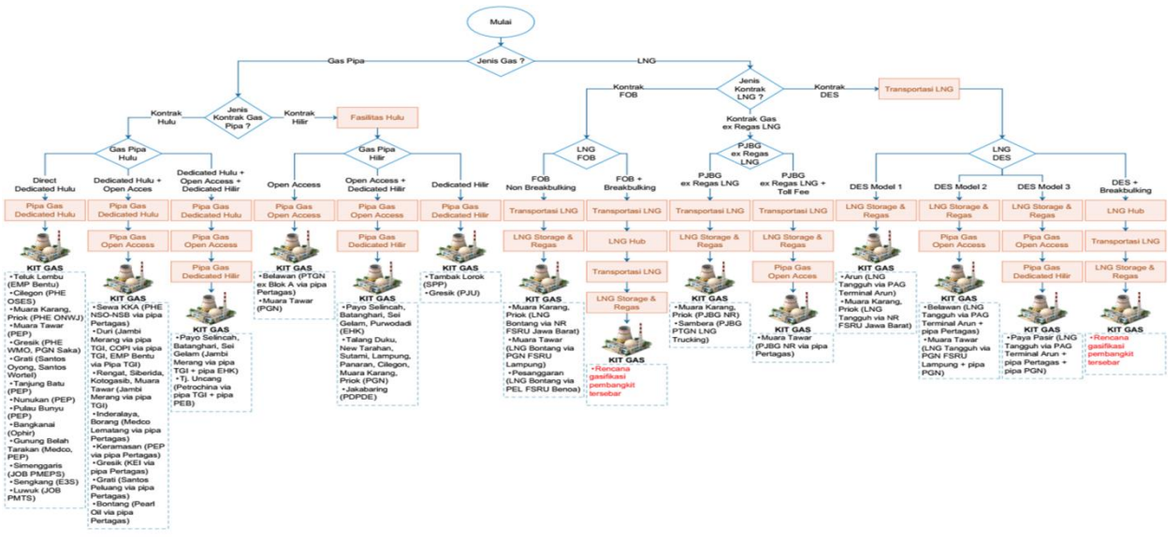
tahun 2020. Walaupun terdapat potensi pasokan gas baru seperti dari Lapangan Unitisasi Jambaran Tiung Biru, Lapangan 3M (MDA, MBH, MDK), Lapangan Paus Biru dan perpanjangan pasokan gas dari lapangan *existing* sesuai dengan kebijakan Pemerintah, namun jika masih belum dapat mencukupi kebutuhan gas pusat listrik di Gresik dan Grati, maka diperlukan tambahan pasokan gas dari LNG. Untuk hal ini, rencana pengembangan terminal LNG Jawa Timur (fasilitas *storage* dan regasifikasi) akan dipersiapkan guna memenuhi kebutuhan gas untuk kedua pusat listrik tersebut. Fasilitas terminal LNG Jawa Timur selain untuk memenuhi pasokan gas di Gresik dan Grati, dapat juga untuk memenuhi pasokan gas di Tambak Lorok melalui pipa transmisi gas Gresik-Semarang, sehingga penyediaan terminal LNG Jawa Timur perlu mempertimbangkan kapasitas yang mencukupi untuk pasokan gas ketiga lokasi pembangkit tersebut. Skema penyediaan Terminal LNG Jawa Timur dapat dilakukan oleh PLN sendiri, atau melalui anak perusahaan PLN, atau melalui kerjasama dengan BUMN/badan usaha migas, sesuai dengan ketentuan perundang-undangan yang berlaku.

Untuk daerah dengan potensi gas yang besar, direncanakan pengembangan pembangkit listrik berbahan bakar gas di dekat fasilitas produksi hulu gas bumi, atau disebut juga mulut sumur gas (*wellhead*). Gas mulut sumur tersebut dapat juga ditransportasikan melalui pipa gas ke pembangkit. Pemanfaatan gas mulut sumur tersebut diatur dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 45 Tahun 2017 dan perubahannya Peraturan Menteri ESDM Nomor 10 Tahun 2020 tentang Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Tenaga Listrik, baik terkait alokasinya, pembelian tenaga listriknya serta harga gasnya. Pengembangan pembangkit gas mulut sumur akan layak apabila cadangan gas dapat memenuhi kebutuhan gas hingga akhir masa operasi pembangkit (20-25 tahun). Namun salah satu tantangan dalam pemanfaatan gas mulut sumur adalah jangka waktu ketersediaan cadangan gas yang biasanya lebih singkat (sekitar 10 tahun) dibandingkan umur pembangkit dan adanya potensi *depletion* yang lebih cepat. Hal ini dapat diantisipasi dengan mengkombinasikan pasokan dari sumur-sumur gas lain di dekatnya sehingga pembangkit mulut sumur harus ditempatkan di dekat dengan pipa transmisi gas.

Beberapa potensi pemanfaatan gas mulut sumur antara lain di Aceh, Jambi, Sumatera Barat, Sumatera Selatan, Kalimantan Timur, Kalimantan Utara dan Sulawesi (Luwuk dan Sengkang).

Dengan semakin banyaknya rencana pembangunan pembangkit gas dengan skala kapasitas bervariasi dari kecil sampai besar dan tersebar di seluruh Indonesia, maka pengembangan pembangkit berbahan bakar gas dipenuhi melalui pola pasokan gas pipa dan LNG. Pasokan gas ke pembangkit dilakukan melalui gas pipa untuk lokasi yang tersedia infrastruktur pipa gas, sedangkan pasokan gas ke pembangkit dapat dilakukan melalui moda LNG untuk lokasi yang tidak tersedia infrastruktur pipa gas. Mengingat pasokan gas melalui LNG membutuhkan infrastruktur logistik dan terminal LNG di masing-masing lokasi pembangkit, maka diperlukan kebutuhan gas yang pasti untuk menentukan pola logistik dan proses desain infrastruktur LNG yang paling memungkinkan serta perlu kepastian *accessibility* untuk transpotasi LNG ke lokasi pembangkit.

Untuk menjamin pasokan gas (*security of supply*), fleksibilitas pasokan (*flexibility of supply*) dan efisiensi biaya (*cost efficiency*), PLN merencanakan pola logistik energi primer berbahan bakar gas yang akan selalu disesuaikan dengan proyeksi *demand-supply* dan model logistik yang efisien, sebagaimana ditunjukkan oleh Gambar 3.13.



Gambar 3.13 Jenis – Jenis Rantai Pasok Gas PLN

Pada tanggal 10 Januari 2020, Pemerintah menerbitkan Keputusan Menteri ESDM No. 13.K/13/MEM/2020 (“KEPMEN 13”) tentang Penugasan Pelaksanaan Penyediaan Pasokan dan Pembangunan Infrastruktur *Liquified Natural Gas* (LNG), serta Konversi Penggunaan Bahan Bakar Minyak dengan *Liquified Natural Gas* (LNG) dalam Penyediaan Tenaga Listrik. Dalam hal ini Pemerintah menugaskan PT Pertamina (Persero) untuk menyediakan pasokan dan membangun infrastruktur LNG untuk 52 lokasi pembangkit (1.697 MW) dengan indikasi volume sekitar 148 BBTUD yang tersebar khususnya di Indonesia

Timur. PT Pertamina (Persero) wajib menyediakan harga gas hasil regasifikasi LNG di *plant gate* yang akan menghasilkan BPP tenaga listrik lebih rendah dibandingkan menggunakan BBM (HSD). Implementasi KEPMEN 13 ini, PLN dengan Pertamina telah menandatangani Pokok-Pokok Perjanjian (HoA) pada tanggal 27 Februari 2020. Untuk melaksanakan KEPMEN 13, Pertamina menunjuk PGN dimana antara PLN dan PGN telah menandatangani Perjanjian Induk (*Master Agreement*) pada tanggal 5 Oktober 2020 sebagai pedoman operasional HoA.

3.3.2.1. LNG (*Liquefied Natural Gas*) dan Mini-LNG

Untuk mengatasi tantangan dalam mentransportasikan gas bumi ke lokasi pembangkit yang tersebar, dan tidak tersedianya jaringan pipa gas, maka gas bumi perlu diubah dalam bentuk LNG agar lebih mudah ditransportasikan dan tetap ekonomis untuk menjangkau lokasi-lokasi pembangkit yang jauh dari sumber gas. LNG mempunyai kepadatan energi yang besar seperti bahan bakar turunan minyak bumi, dan cukup layak secara ekonomi untuk melakukan pengangkutan ke area yang tersebar.

Pemanfaatan LNG membutuhkan infrastruktur untuk mengubah gas bumi menjadi bentuk cair, mentransportasi, menyimpan dan me-regasifikasi/ mengubah kembali ke bentuk gas sebelum dapat dimanfaatkan oleh pembangkit listrik. Dampak rantai proses yang relatif panjang tersebut maka pada umumnya harga gas di *plant gate* dari LNG lebih tinggi dari harga gas pipa. Di sistem tenaga listrik yang sudah mapan dengan pembangkit murah yang mampu melayani beban dasar seperti di Jawa-Bali dan Sumatera, gas eks LNG ini hanya ekonomis untuk dipakai di pembangkit listrik yang memikul beban puncak (*peaker*). PLN merencanakan pemanfaatan LNG untuk pembangkit beban puncak dan pembangkit yang bersifat *must-run* di sistem tenaga listrik Jawa-Bali dan Sumatera, serta untuk memenuhi kebutuhan pembangkit berbahan bakar gas di Indonesia Timur yang tidak tersedia pasokan gas pipa.

Dalam mengantisipasi penurunan pasokan gas pipa di Sumatera dan Jawa sekaligus menangkap potensi tersedianya LNG di pasar yang cukup banyak dan semakin murah, PLN akan memanfaatkan LNG untuk memenuhi kebutuhan gas pembangkit. Sebagai upaya pengamanan pasokan gas di sistem kelistrikan Jawa-Bali, PLN akan membangun terminal LNG ukuran sedang sampai besar di Jawa Barat, Jawa Timur dan FSRU Jawa-1. Selanjutnya akan dikembangkan pula terminal LNG Hub dengan sistem logistik LNG yang terintegrasi dan akan

dibangun terminal penerima LNG dan regasifikasi (mini LNG) untuk pasokan gas di pembangkit tersebar di beberapa lokasi di luar Jawa, khususnya di Indonesia Timur.

Sumber pasokan LNG PLN saat ini berasal dari domestik yaitu Kilang LNG Bontang dan Kilang LNG Tangguh, serta secara *spot* dari Kilang LNG Donggi Senoro. Beberapa tahun ke depan sumber pasokan LNG di Indonesia akan bertambah dengan beroperasinya LNG Wasambo dan LNG Masela. Solusi impor LNG tidak dapat dikesampingkan baik untuk mendapatkan harga yang lebih murah dari harga LNG domestik maupun untuk mencukupi kebutuhan pasokan LNG jangka panjang PLN.

Berdasarkan LNG *Plant* dan tujuan pasokan, maka pasokan LNG untuk PLN adalah sebagai berikut:

- LNG Plant : Bontang
  Tujuan Pasokan :
  - FSRU Jawa Barat, untuk pasokan gas ke Pembangkit Muara Karang, Priok, Muara Tawar
  - FSRU Benoa untuk pasokan gas ke Pembangkit Pesanggaran
  - LNG Trucking Isotank untuk Pembangkit Sambera
  - Pembangkit di Sulawesi (Sulawesi Bagian Utara, Tengah, Tenggara dan Selatan)*
  - Terminal LNG Jawa Timur**

- LNG Plant : Tangguh (sudah terkontrak)
  Tujuan Pasokan :
  - FSRU Jawa Barat, untuk pasokan gas ke Pembangkit Muara Karang, Priok, Muara Tawar
  - Terminal Regasifikasi Arun untuk pembangkit di Aceh dan Sumatera Utara
  - FSRU Lampung untuk pembangkit Muara Tawar
  - FSRU Jawa 1*
  - Klaster LNG tersebar di Indonesia Timur*
  - Terminal LNG Jawa Timur**

- LNG Plant : Masela***

  Proyek LNG Masela (Abadi) diperkirakan baru akan beroperasi pada tahun 2027, dan akan dimanfaatkan untuk memasok gas ke pembangkit di Jawa Timur yang pasokan gas pipanya semakin menurun, serta untuk pembangkit gas tersebar di Indonesia Tengah/Timur. Produsen LNG Hulu harus menyiapkan fasilitas *filling station small scale* LNG untuk distribusi LNG ke Pembangkit Listrik PLN yang tersebar (ISO *Tank* dan/atau *mini scale* LNGC).

  Tujuan Pasokan : - Klaster LNG tersebar di Indonesia Tengah/ Timur*
  - Terminal LNG Jawa Timur untuk pembangkit Gresik, Grati, Tambak Lorok**

*) dalam tahap pengadaan
**) dalam tahap persiapan
***) dalam tahap diskusi awal

Beberapa rencana pemanfaatan LNG untuk pembangkit di Sumatera adalah sebagai berikut:

- Fasilitas regasifikasi Arun telah beroperasi untuk memasok gas ke beberapa pembangkit gas *existing* dan baru di Aceh dan Sumatera Utara. Pembangkit *existing* di Arun yang sudah dipasok adalah PLTMG Arun sebesar 184 MW. Pembangkit baru yang direncanakan akan menggunakan gas dari fasilitas Regasifikasi Arun adalah PLTGU Sumbagut-2 *Peaker* sebesar 240 MW. Selain itu gas dari fasilitas Arun ini juga disalurkan ke Belawan melalui pipa transmisi gas Arun – Belawan sepanjang sekitar 340 km untuk memasok gas ke PLTGU Belawan dan beberapa pembangkit gas di Paya Pasir.
- Sementara itu pasokan gas ke pusat listrik di klaster Kepulauan Riau sedang dilakukan studi untuk mendapatkan keekonomian logistik LNG yang akan dikembangkan. Alternatif pasokan LNG yang dapat digunakan untuk klaster Kepri dapat menggunakan fasilitas *break bulking* di Arun atau melalui FSRU Lampung atau FSRU Jawa 1 atau memanfaatkan pasokan LNG mini PLN Batam melalui penugasan ke anak perusahaan.
- Rencana pemanfaatan LNG untuk pembangkit di sistem Jawa Bali meliputi klaster Jawa Bagian Barat yang meliputi pembangkit di Muara Karang-Priok-Muara Tawar yang dipasok melalui gas pipa dan FSRU Jawa Barat dan klaster Jawa Bagian Timur meliputi pembangkit di Grati-Gresik-

Tambak Lorok yang dipasok melalui gas pipa dan rencana LNG Jawa Timur.

- Di Indonesia bagian tengah dan timur, PLN merencanakan pemanfaatan mini-LNG untuk pembangkit pemikul beban puncak pada sistem-sistem besar di Kalimantan, Sulawesi, Nusa Tenggara, Maluku dan Papua. Namun demikian, tidak menutup kemungkinan mini-LNG juga akan dimanfaatkan untuk pembangkit beban dasar sekaligus beban puncak pada sistem-sistem kecil tersebar. Hal ini dimaksudkan untuk meningkatkan keandalan operasional unit-unit pembangkit. Untuk memenuhi kebutuhan LNG tersebut, telah diterbitkan Keputusan Menteri ESDM Nomor 13K/13/MEM/2020 tentang Penugasan Pelaksanaan Penyediaan Pasokan dan Pembangunan Infrastruktur *Liquefied Natural Gas* (LNG), serta Konversi Penggunaan Bahan Bakar Minyak dengan *Liquefied Natural Gas* (LNG) dalam Penyediaan Tenaga Listrik. Pemerintah memberikan penugasan kepada PT Pertamina (Persero) untuk melaksanakan penyediaan pasokan dan pembangunan infrastruktur LNG dalam penyediaan tenaga listrik oleh PLN. Sedangkan PLN ditugaskan untuk melaksanakan kegiatan gasifikasi pembangkit tenaga listrik dan pembelian LNG dari Pertamina dalam rangka konversi penggunaan BBM jenis *high speed diesel* (HSD) dengan LNG. Dalam lampiran Keputusan Menteri ESDM tersebut, terdapat 52 pembangkit gas yang tersebar di seluruh Indonesia dengan total kapasitas 1.697 MW, dan indikatif volume gas sebesar 148 BBTUD. Kebutuhan gas ini akan disesuaikan dengan kebutuhan gas dalam RUPTL baru.

Dalam melaksanakan penugasan penyediaan pasokan dan pembangunan infrastruktur LNG untuk penyediaan tenaga listrik tersebut, Pertamina mempunyai kewajiban:

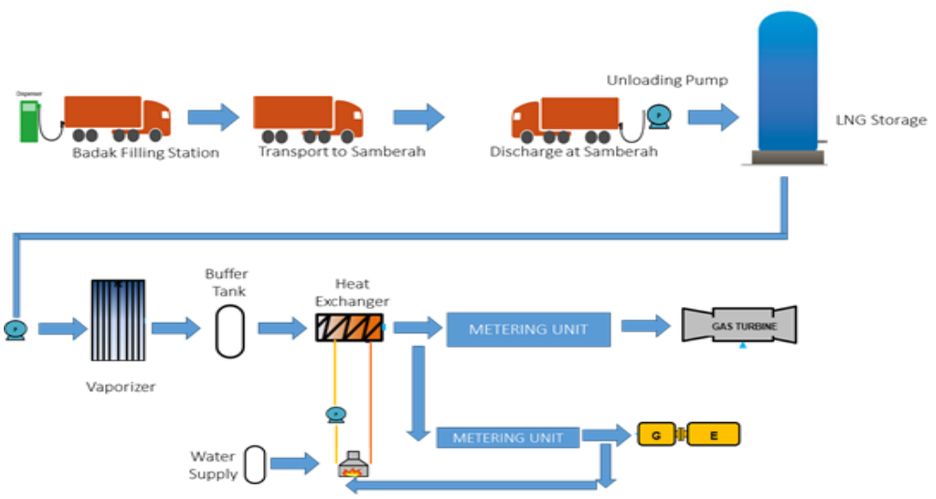
a. Menyediakan harga gas hasil regasifikasi LNG di *plant gate* yang akan menghasilkan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) tenaga listrik lebih rendah dibandingkan menggunakan HSD.
b. Menyediakan gas hasil regasifikasi LNG di *plant gate* dengan volume sebagaimana tercantum dalam lampiran Keputusan Menteri tersebut.
c. Menyampaikan laporan berkala perkembangan penyelesaian infrastruktur LNG setiap 6 (enam) bulan kepada Menteri ESDM melalui Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi dengan tembusan Direktur Jenderal Ketenagalistrikan

Dalam perkembangannya KEPMEN 13 ini dalam implementasinya perlu disesuaikan dengan kebutuhan pembangkit baik jumlah pembangkit maupun kebutuhan gasnya.

Adapun rencana pemanfaatan LNG/mini-LNG di Indonesia bagian tengah dan timur adalah sebagai berikut:

- Pasokan Gas ke Bali, untuk mendukung program Bali Energi Bersih dan Bali Mandiri Energi, pasokan gas ke pembangkit di Pesanggaran baik yang sudah ada maupun pengembangannya akan dipenuhi dengan LNG dari Bontang sampai dengan adanya fasilitas *break bulking* yang dapat digunakan untuk *break bulking* LNG Tangguh milik PLN. Salah satu potensi fasilitas *break bulking* yang bisa digunakan yaitu di FSRU Jawa 1, dengan ini pasokan LNG ke Pesanggaran menggunakan LNG Tangguh melalui FSRU Jawa 1.
- Untuk pemenuhan pasokan gas ke Nusa Tenggara dilakukan melalui kerjasama dengan PGN sebagai implementasi KEPMEN 13 dengan mengutamakan pemanfaatan LNG Tangguh melalui fasilitas *break bulking* FSRU Jawa 1. Kerjasama ini dapat dikembangkan tidak hanya untuk gasifikasi pembangkit yang sudah terdaftar dalam KEPMEN 13 namun bisa diperluas dengan pembangkit tambahan untuk mendapatkan biaya gasifikasi yang lebih murah, antara lain ; pembangkit Lombok *Peaker*, Kupang 2, Bima 2, Sumbawa 2, dll.

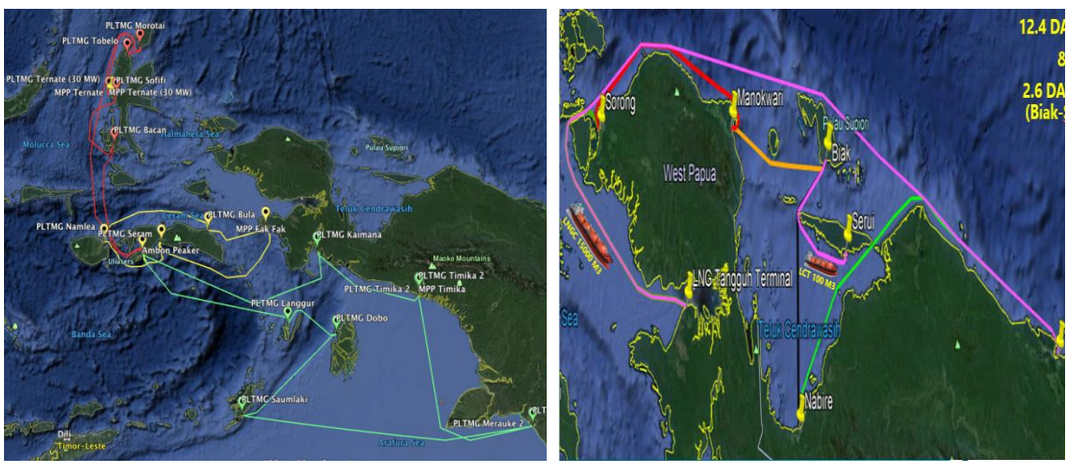
  LNG *Trucking* Sambera telah beroperasi sejak 1 November 2018 untuk memasok gas ke PLTG Sambera. Skema proses LNG *Trucking* Sambera dapat dilihat pada Gambar 3.14 dibawah ini. LNG dari kilang LNG Bontang dibawa dengan truk *Isotank*, ketika sampai di pembangkit LNG di-regasifikasi kembali ke wujud gas untuk kemudian digunakan oleh mesin-mesin pembangkit.



Gambar 3.14 Skema Proses LNG *Trucking* Sambera

- Untuk memasok gas ke pembangkit berbahan bakar gas di Kalbar-Kalteng-Kalsel, PLN saat ini sedang berusaha mendapatkan rencana pola logistik klaster LNG Kalimantan yang ekonomis. Khusus untuk pasokan gas ke Kalbar akan dilakukan melalui kerjasama dengan PGN sebagai implementasi KEPMEN 13 mengingat pembangkit sudah terdaftar dalam KEPMEN 13. Sumber LNG yang saat ini tersedia berasal dari kilang LNG Bontang atau menggunakan LNG Tangguh melalui fasilitas breakbulking. Sedangkan untuk pembangkit di Kalteng dan Kalsel dapat menggunakan fasilitas CNG marine dengan pasokan gas dari Gresik maupun sumber gas pipa dilokasi lainnya atau kerjasama dengan PGN sebagai perluasan implementasi KEPMEN 13.
- Penyediaan infrastruktur gas untuk memenuhi pasokan pembangkit gas di Sulawesi, saat ini PLN melalui PT PLN Gas dan Geothermal (PLNGG) yang merupakan anak perusahaan PLN (PLN Group) sudah melakukan gasifikasi untuk pembangkit *Leasing Marine Vessel Power Plant* (LMVPP) Amurang dengan FSRU Sulawesi. Setelah selesainya kontrak LMVPP Amurang, FSRU Sulawesi tersebut akan digunakan di pembangkit PLTG Gorontalo (100MW) sampai dengan beroperasinya pembangkit Minahasa Peaker. Penugasan kepada PLNGG meliputi antara lain pengadaan kapal LNG, penyediaan fasilitas penerimaan LNG di pembangkit dan O&M infrastruktur gas. Selain itu pasokan gas ke pembangkit Kendari dan Bau-bau akan dilakukan kerjasama dengan PGN sebagai implementasi KEPMEN 13 dan kerjasama ini dapat diperluas untuk gasifikasi pembangkit di Selayar maupun gasifikasi pembangkit di Tahuna. Sementara itu untuk gasifikasi pembangkit di Kolaka dapat dikembangkan kerjasama logistik dengan PGN, mengingat fasilitas midstream LNG di Kolaka akan disiapkan oleh pelanggan listrik (*smelter* CNI).
- Sedangkan untuk kawasan Maluku dan Papua, pasokan gas diutamakan menggunakan sumber setempat. Pasokan Gas ke pembangkit Sorong mengutamakan penggunaan gas pipa yang ada di Sorong dan bila hal ini belum mencukupi maka dapat dilakukan tambahan pasokan melalui LNG Tangguh atau dari Lapangan gas Salawati. Untuk pemanfaatan LNG Tangguh, telah dilakukan studi logistik dimana logistik yang optimal terbagi menjadi tiga klaster yaitu; Papua bagian utara, Maluku bagian utara dan Maluku-Papua bagian selatan. Desain logistik untuk ketiga klaster ini perlu didiskusikan dan disepakati dengan PGN mengingat

sebagain besar pembangkit gas di kawasan ini tercantum dalam daftar KEPMEN 13. Mengingat keterbatasan fasilitas filling station di Tangguh, maka diperlukan *hub* LNG untuk mendistribusikan LNG Tangguh tersebut ke pembangkit tersebar di Maluku-Papua. Berdasarkan kajian yang telah dilakukan PLN saat ini, lokasi *hub* direncanakan di Ambon sekaligus sebagai fasilitas pemenuhan gas untuk pembangkit Ambon. Selain itu, terdapat potensi gas baru di Lofin, Pulau Seram yang dapat digunakan untuk pembangkit-pembangkit di sekitar Maluku dan Maluku Utara. Potensi gas di Lofin tersebut perlu dikaji lebih lanjut baik sisi teknis maupun keekonomian. Untuk klaster Papua bagian utara akan dipasok dengan LNG alokasi Perusda setempat berdasarkan KEPMEN ESDM No. 34 tahun 2020 dan didistribusikan dengan menggunakan LNG *vessel* skala kecil dari Tangguh ke lokasi Manokwari-Nabire-Biak-Jayapura dan ke Serui. Ilustrasi skema logistik klaster LNG Maluku Papua ditunjukkan oleh Gambar 3.15.



Gambar 3.15 Skema Logistik Klaster LNG Maluku Papua

3.3.2.2. CNG (*Compressed Natural Gas*)

CNG pada mulanya dimaksudkan untuk memanfaatkan potensi sumur-sumur gas dengan kapasitas relatif kecil maupun sumur gas *marginal* yaitu dengan mengumpulkan terlebih dahulu gas dengan volume kecil tersebut ke dalam suatu penyimpanan, lalu digunakan hanya pada periode singkat. Namun kemudian PLN juga memutuskan untuk menggunakan CNG skala besar untuk pembangkit di Jawa guna mengatasi ketidakmampuan pemasok gas mengikuti pola pembebanan yang lebih fluktuatif akibat perubahan peran pembangkit gas dari *base loader* menjadi *load follower* atau *peaker*. PLN telah memanfaatkan CNG untuk pembangkit beban puncak di Sumatera, Kalimantan dan Jawa. Khusus untuk pasokan gas pembangkit di Lombok dilakukan menggunakan

CNG *vessel*/CNG *marine* dengan memanfaatkan gas milik PLN di Gresik dan dikompresikan ke CNG *vessel* untuk dibawa ke pembangkit Lombok *Peaker*. Mengingat pembangkit Lombok *Peaker* ini kapasitasnya cukup besar (134 MW) dan efisiensinya sangat baik, maka operasionalnya dapat dimaksimalkan sehingga membutuhkan pasokan gas lebih banyak sementara kapasitas CNG *marine* sekitar 20 mmscf (cocok untuk pembangkit *peaker*/CF rendah). Untuk itu gasifikasi pembangkit Lombok *Peaker* dengan CNG *marine* ini bersifat sementara sampai dengan selesainya penyiapan infrastruktur LNG jangka panjang. Selanjutnya CNG *marine* dapat dipindahkan untuk gasifikasi pembangkit *peaker* di lokasi lain, antara lain untuk pembangkit di Kalteng, pembangkit di Kalsel, dll.

Untuk pulau Jawa, Fasilitas *CNG storage* yang dibangun antara lain:

(i) CNG Grati kapasitas 15 MMSCF untuk mengoperasikan PLTG *peaker existing* dan PLTGU Grati.

(ii) CNG Tambak Lorok sebesar 17 MMSCF untuk mengoperasikan sebagian dari PLTGU sebagai pembangkit *peaker*.

(iii) CNG Gresik sebesar 20 MMSCF untuk mengoperasikan pembangkit *peaker* dan sebagian CNG untuk dikirim ke Lombok.

(iv) CNG Muara Tawar sebesar 20 MMSCF untuk memenuhi kebutuhan operasi pembangkit *peaker*.

(v) CNG untuk pembangkit di Pulau Bawean sebesar 2 MMSCF yang dibawa melalui transportasi laut dalam bentuk CNG dari Gresik.

(vi) Lokasi pembangkit yang jauh dari sumber gas dan keterbatasan fasilitas LNG skala kecil, memberikan tantangan tersendiri bagi PLN dalam menyusun rencana pasokan gas yang optimal. Untuk itu, perlu kebijakan Peemerintah untuk mendorong tersedianya fasilitas LNG skala kecil baik yang disiapkan oleh penyedia LNG dari sektor hulu migas atau oleh badan usaha migas. Mengingat penyiapan infrastruktur LNG ini membutuhkan waktu yang cukup lama (sampai dengan 36 bulan), maka teknologi pembangkit dapat dipilih dengan teknologi *dual fuel* yaitu pembangkit dapat dioperasikan dengan minyak untuk sementara dan menggunakan gas setelah infrastruktur gas tersedia untuk operasi jangka panjang.

3.3.3. Bahan Bakar Minyak (BBM)

Sesuai dengan RUKN 2019-2038, penggunaan PLTD BBM dan pembangkit lain yang berbahan bakar minyak harus dikendalikan dan dibatasi secara ketat, yaitu terbatas untuk:

a. Menyediakan pasokan tenaga listrik yang bersifat mendesak dan sementara, seperti penanggulangan jangka pendek daerah krisis penyediaan tenaga listrik.
b. *Blackstart*.
c. Cadangan untuk kondisi *emergency*.

Dalam rangka untuk menjamin keberlanjutan dan keamanan pasokan tenaga listrik, maka penggunaan pembangkit tenaga listrik yang bersifat sementara dengan kontrak jangka pendek (1 sampai dengan 5 tahun) juga harus dibatasi dan dikendalikan secara ketat.

Sementara itu untuk mengurangi ketergantungan pada impor BBM sekaligus meningkatkan pemanfaatan sumber energi terbarukan maka Pemerintah terus mendorong penggunaan Bahan Bakar Nabati (BBN) sebagai substitusi BBM pada pembangkit tenaga listrik. Penggunaan BBM untuk pembangkit harus diminimalkan dan terus dibatasi penggunaannya, kecuali daerah 3T (daerah terdepan, terluar dan tertinggal) dan untuk mengatasi daerah krisis penyediaan tenaga listrik jangka pendek. Penurunan penggunaan BBM untuk pembangkit tenaga listrik sejalan dengan KEN, dimana ditetapkan bahwa pemanfaatan minyak bumi hanya untuk transportasi dan komersial yang belum bisa digantikan dengan energi atau sumber energi lainnya.

BAB IV

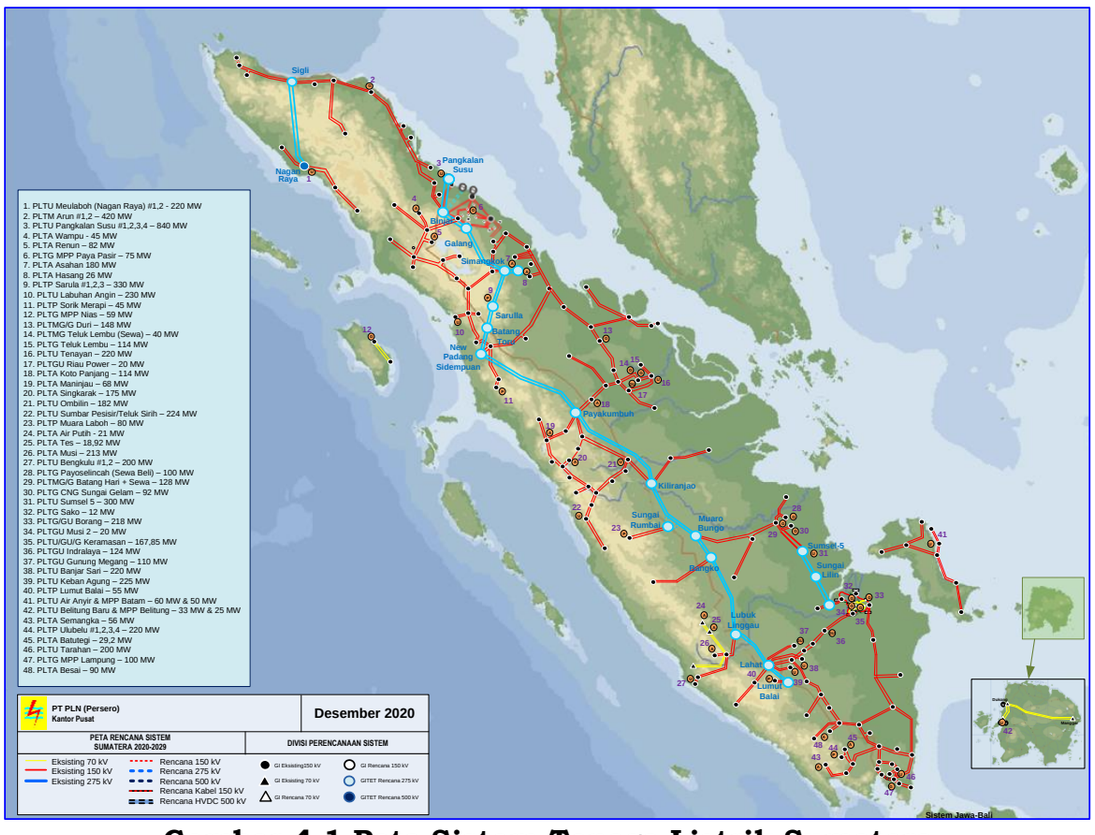
KONDISI USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK

4.1 GAMBARAN UMUM KONDISI SISTEM TENAGA LISTRIK

Kapasitas terpasang pembangkit, transmisi dan gardu induk PT PLN (Persero) pada tahun 2020 adalah sebagai berikut :

a. Kapasitas terpasang pembangkit sebesar 61,13 GW, yang terdiri dari PLN 42,56 GW, Sewa 1,83 GW dan IPP 16,74 GW dengan komposisi PLTU 30,98 GW, PLTD 4,91 GW, PLTG 4,32 GW, PLTGU 11,37 GW, PLTMG 1,73 GW, PLTA 4,98 GW, PLTP 2,44 GW, dan PLT EBT Lainnya 0,37 GW.
b. Panjang transmisi adalah 58.859 kms, yang terdiri dari 500 kV sebesar 5.250 kms, 275 kV sebesar 3.648 kms, 150 kV sebesar 44.564 kms dan 70 kV sebesar 5.397 kms.
c. Kapasitas trafo gardu induk adalah 144.378 MVA, yang terdiri dari 500 kV/ 275 kV/ 150 kV sebesar 36.348 MVA, 275 kV/ 150 kV sebesar 9.748 MVA, 150 kV/ 70 kV/ 20 kV sebesar 92.383 MVA, dan 70 kV/ 20 kV sebesar 5.899 MVA.

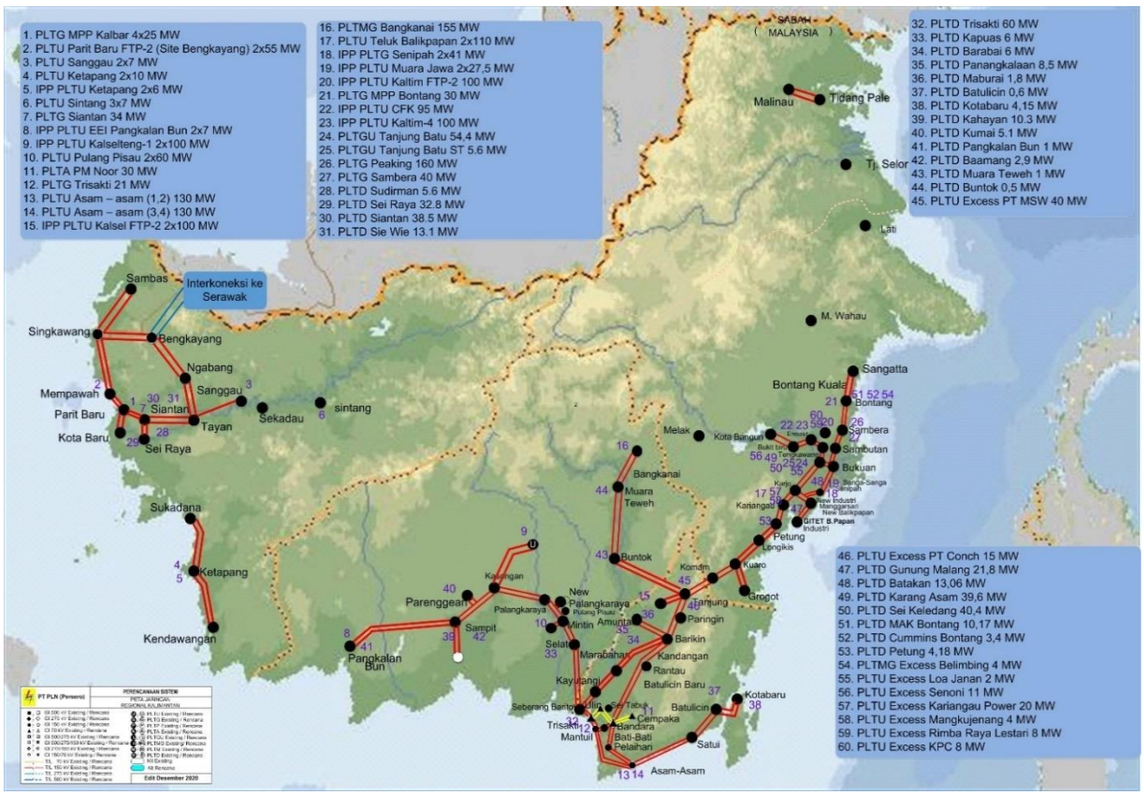
Peta sistem tenaga listrik yang menunjukkan kondisi kelistrikan pada beberapa pulau di Indonesia ditunjukkan pada gambar 4.1 sampai gambar 4.10.



Gambar 4.1 Peta Sistem Tenaga Listrik Sumatera



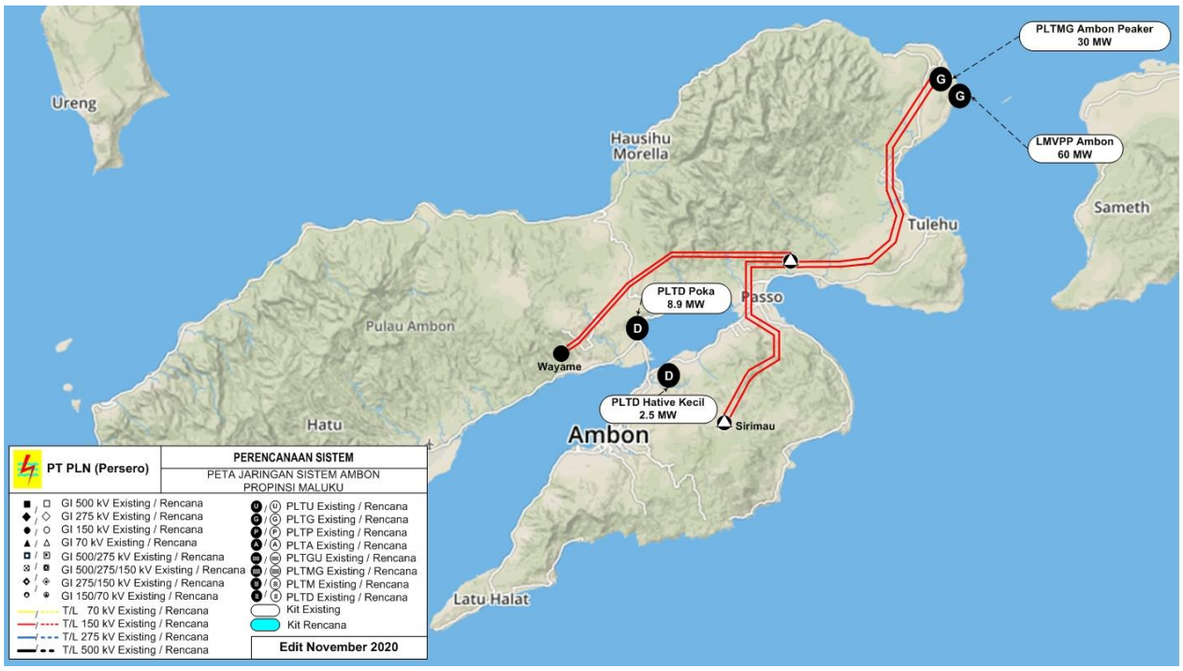
Gambar 4.2 Peta Sistem Tenaga Listrik Jawa – Bali



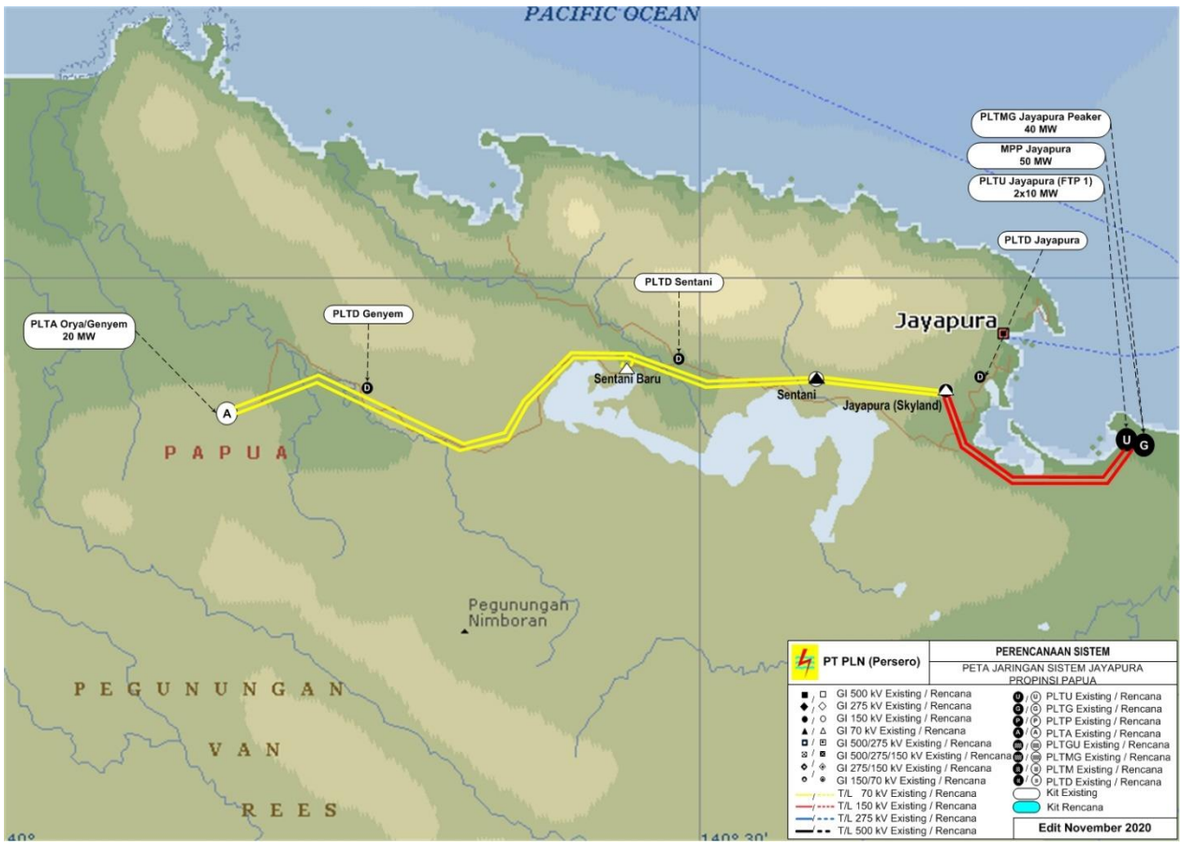
Gambar 4.3 Peta Sistem Tenaga Listrik Kalimantan



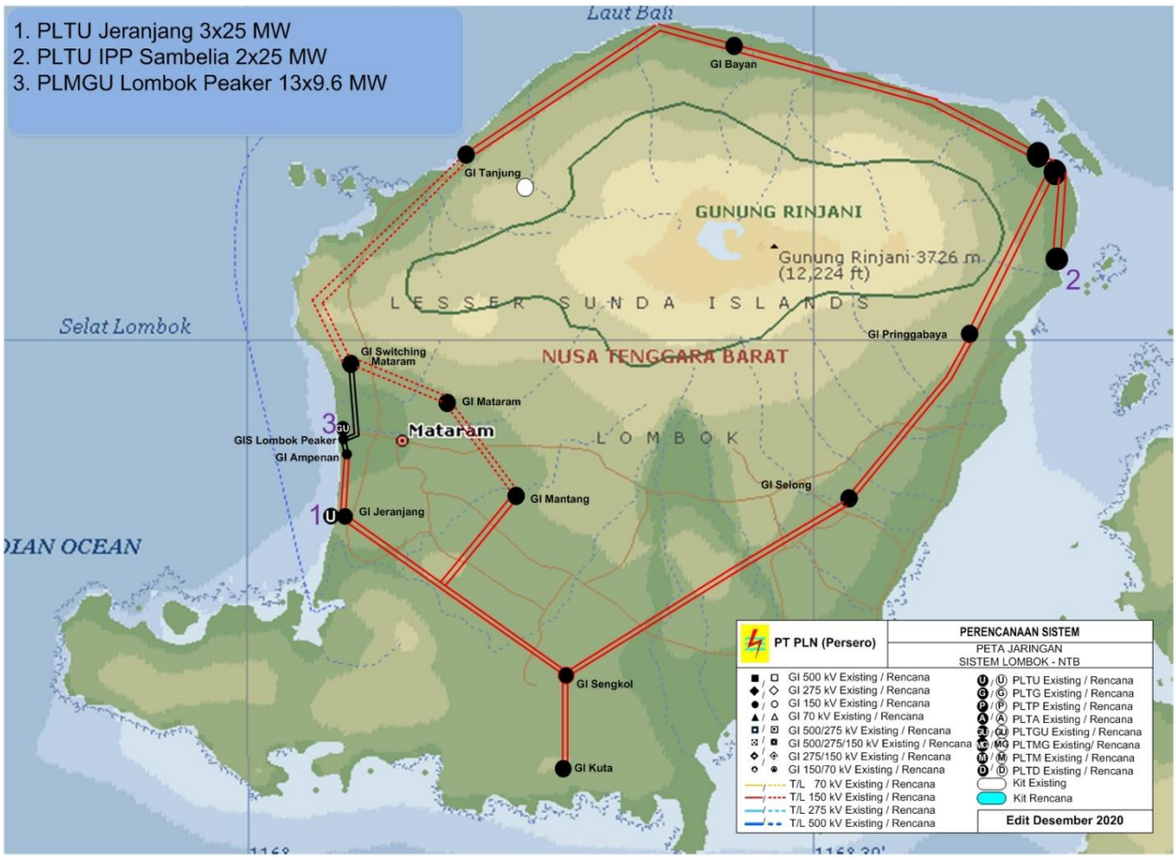
Gambar 4.4 Peta Sistem Tenaga Listrik Sulawesi



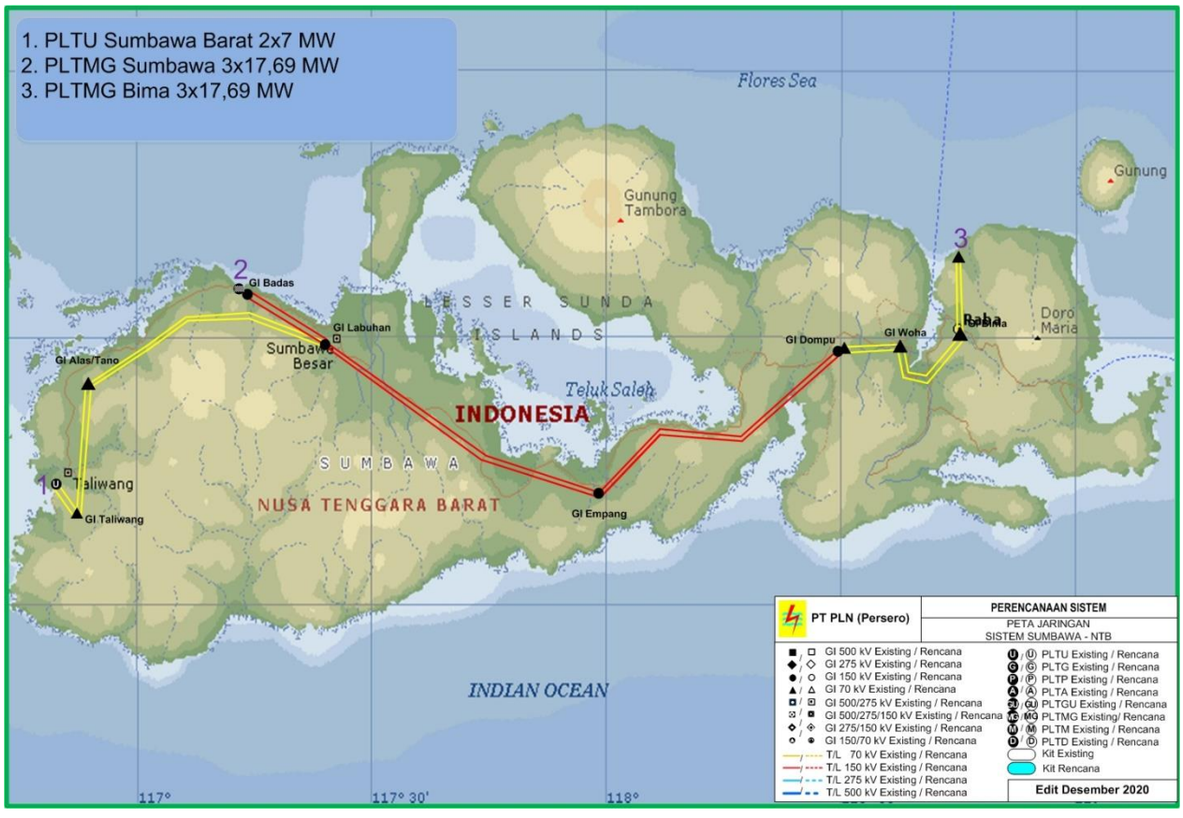
Gambar 4.5 Peta Sistem Tenaga Listrik Ambon



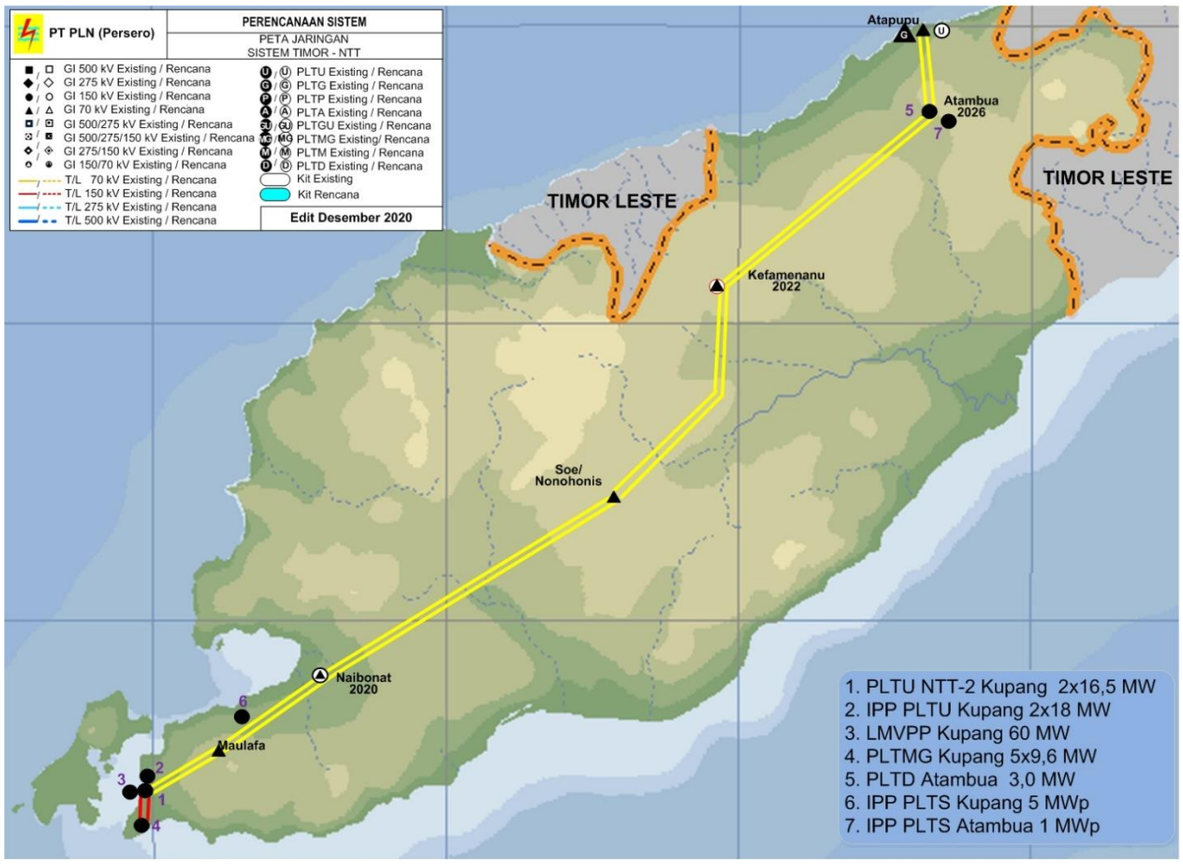
Gambar 4.6 Peta Sistem Tenaga Listrik Jayapura



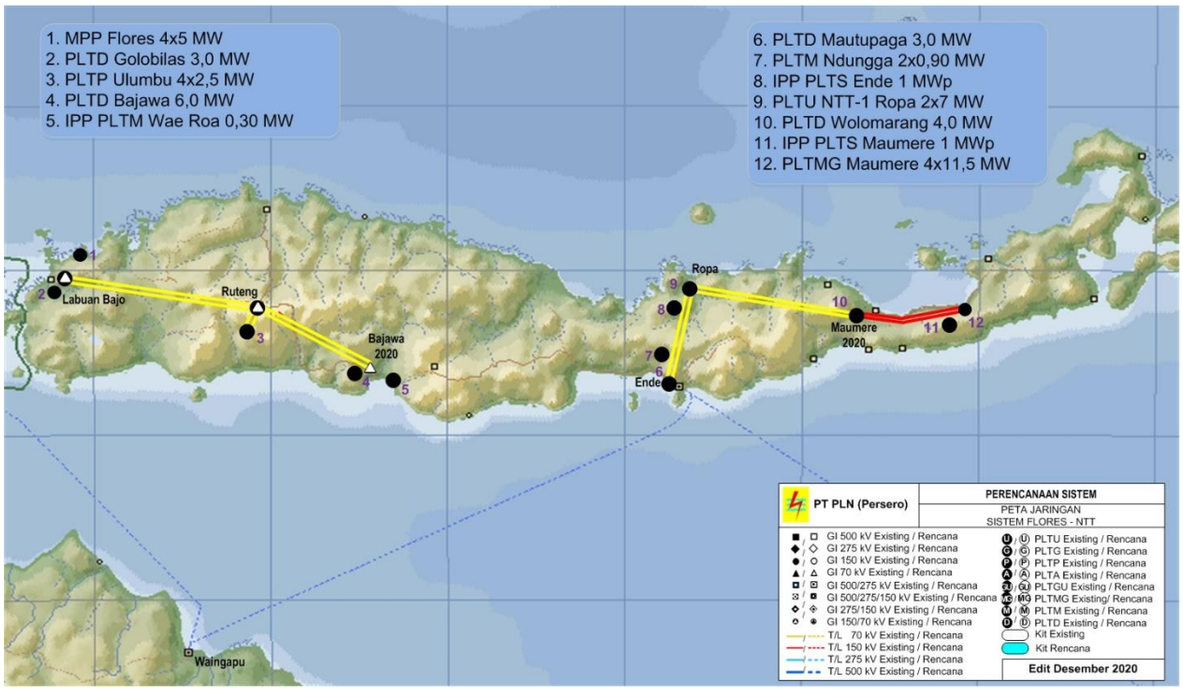
Gambar 4.7 Peta Sistem Tenaga Listrik Lombok



Gambar 4.8 Peta Sistem Tenaga Listrik Sumbawa



Gambar 4.9 Peta Sistem Tenaga Listrik Timor



Gambar 4.10 Peta Sistem Tenaga Listrik Flores

4.2 KONDISI PENJUALAN TENAGA LISTRIK

4.2.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

Penjualan tenaga listrik selama enam tahun (2015-2020) terakhir PLN (*Holding*) tumbuh rata-rata 3,5% per tahun. Pada tahun 2015, pertumbuhan penjualan PLN turun drastis yaitu hanya sekitar 2,1%, namun di sisi lain jumlah pelanggan tetap bertambah signifikan, yaitu sebesar 3,7 juta pelanggan. Pertumbuhan penjualan di sektor industri turun drastis, dimana beberapa industri besar mengurangi pemakaian atau keluar dari pelanggan PLN. Pada tahun 2016, PLN dapat meningkatkan penjualan menjadi 6,4%. Pertumbuhan penjualan ini turun kembali menjadi 3,6% pada tahun 2017. Pada tahun 2018, terjadi kenaikan penjualan hampir di semua sektor pelanggan. PLN dapat meningkatkan penjualan sebesar 5,14%. Porsi pelanggan terbesar masih di sektor pelanggan rumah tangga, disusul oleh pelanggan industri, bisnis dan publik. Estimasi realisasi penjualan memperlihatkan penurunan penjualan yang cukup signifikan pada sektor pelanggan industri. Sektor ini hanya tumbuh sebesar 2,2% dibandingkan tahun 2018. Tahun 2019, penjualan *Holding* tumbuh lebih rendah dibanding tahun sebelumnya yaitu 4,57%.

Di tahun 2020, terjadinya pandemi COVID-19 mulai berdampak pada penjualan di bulan Mei 2020 hingga Desember 2020. Penjualan turun drastis ke -0,79% (penjualan tahunan terendah yang pernah dialami PLN). Sektor pelanggan bisnis dan industri terdampak signifikan. Penunan penjualan disektor tersebut berturut-turut turun ke -8,7% dan -7,3%.

Tabel 4.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh)

Uraian	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
Sosial	3.959	4.405	4.793	5.400	5.889	6.573	7.046	7.726	8.554	8.037
Gedung Kantor Pemerintah	2.750	3.018	3.220	3.440	3.669	3.969	4.083	4.363	4.709	4.597
Penerangan Jalan Umum	3.049	3.123	3.233	3.375	3.429	3.478	3.512	3.612	3.618	3.620
Jumlah	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%

*) Tarakan dimasukkan mulai 2017
**) Statistik PLN 2020 *(unaudited)*

Umumnya, diluar pengaruh pandemi COVID-19, Pertumbuhan penjualan sektor industri secara signifikan dipengaruhi oleh turunnya penjualan di sektor industri dominan yaitu industri tekstil, besi & baja, kimia, semen dan otomotif. Beberapa hal yang disinyalir menjadi penyebab penurunan penjualan di sektor industri dominan tersebut antara lain:

Industri Baja

- Keterbatasan kemampuan produksi dalam negeri dan kurangnya ketersediaan bijih besi dalam negeri. *Demand* industri besi dan baja sebesar 15 juta ton/tahun, sementara kemampuan produksi dalam negeri sebesar 7 juta ton/tahun. Selain itu, sebagian besar *billet* diperoleh dari impor, bukan produksi lokal. Meskipun telah dikeluarkan Permendag No 110/2018 yang berlaku pada tanggal 20 Januari 2019 untuk meningkatkan penggunaan produk dalam negeri, namun dikarenakan persediaan besi baja masih cukup banyak, *demand* baja masih belum dapat dipenuhi dari produksi dalam negeri.
- Kebijakan impor *billet*[33] mengakibatkan pemakaian listrik PLN turun drastis. Proses pembuatan *billet* menyerap 70% total kebutuhan listrik dari proses produksi baja.
- Peraturan Kementerian Perdagangan memudahkan arus impor besi baja sehingga membuat industri besi baja dalam negeri sulit bersaing dengan kompetitor.
- Terdapatnya teknologi baru yang lebih hemat energi. Beberapa industri mengganti mesin lama dengan mesin baru yang lebih efisien (mesin produksi baru jenis *blast furnace*) dan diperkirakan dapat menghemat konsumsi listrik sebesar 30%.

Industri Semen

- Produksi semen mengalami penurunan dikarenakan turunnya *demand* dan persediaan semen yang tinggi (*over supply*). Hal ini menyebabkan beberapa pabrik semen berhenti berproduksi. Secara keseluruhan penjualan listrik untuk sektor industri semen turun sebesar 66 GWh dibanding tahun 2018.
- Dengan rendahnya *demand* semen, perusahaan lebih banyak melakukan ekspor klinker ke negara lain, padahal pemakaian listrik terbesar terjadi pada proses pengolahan klinker menjadi semen. Selain itu kesempatan produksi yang rendah tersebut dimanfaatkan untuk melakukan *overhaul* mesin.

---

[33] baja batangan yang dibuat dari hasil pengecoran biji besi (*pig iron*) maupun besi bekas yang dilebur dengan temperatur tertentu serta dituang dalam cetakan ukuran tertentu

Industri Tekstil

- Industri hulu tekstil (*polyester* dan kapas) banyak dipasok dari impor
- Kontribusi terbesar dari produk garmen untuk segmen menengah ke bawah banyak dipasok dari impor.
- Permintaan barang terutama sisi ekspor menurun tajam. Secara keseluruhan industri tekstil turun sebesar 44 GWh dibanding tahun 2018.

Selain peningkatan di sektor industri, penjualan di sektor bisnis 5 tahun sebelum pandemi COVID-19 (2015-2019) juga meningkat, yaitu rata-rata tumbuh 6,5% per tahun. Upaya pemerintah meningkatkan pariwisata di berbagai daerah dapat meningkatkan penjualan di sektor pariwisata seperti perhotelan, mall, restoran, tempat-tempat wisata, kereta listrik dan lain-lain. Namun dengan terjadinya pandemi COVID-19 di awal tahun 2020, penjualan pada sektor-sektor tersebut menurun drastis. Upaya *recovery* belum dapat dilakukan secara maksimal mengingat belum adanya titik terang kapan berakhirnya pandemi.

Penjualan tenaga listrik di Sumatera pada 5 tahun terakhir sebelum pandemi COVID-19 (2015-2019) tumbuh lebih tinggi dibanding penjualan *Holding*, yaitu rata-rata 5,9% per tahun. Pada tahun 2018, Regional Sumatera tumbuh sebesar 6,03%, tren pertumbuhan yang terus meningkat dari tahun 2019. Penjualan tumbuh di semua sektor pelanggan secara signifikan.
Pada tahun 2020, dampak pandemi COVID-19 menurunkan penjualan ke 3,34%. Sektor pelanggan yang terdampak signifikan adalah sektor bisnis dengan penurunan penjualan ke -3,2% dan sektor sosial dengan penurunan penjualan ke -4,7%. Sementara sektor rumah tangga tidak terlalu terdampak (masih tumbuh sebesar 6,4%) dan sektor industri masih tumbuh walaupun hanya 3.3%.

Realisasi penjualan Regional Sumatera ditunjukkan pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Rumah Tangga	11.717	13.612	14.476	15.850	16.889	17.902	18.271	18.923	20.102	21.386
Industri	3.992	4.390	4.645	4.767	4.902	5.119	5.905	6.606	6.837	7.062
Bisnis	3.858	4.089	4.358	4.569	4.778	5.147	5.431	5.886	6.330	6.127
Sosial	646	751	827	916	1.038	1.161	1.268	1.396	1.573	1.500
Gedung Kantor Pemerintah	385	438	479	523	570	620	639	686	753	756
Penerangan Jalan Umum	892	924	952	986	991	1.028	1.046	1.115	1.104	1.093
Jumlah	21.489	24.203	25.739	27.611	29.167	30.978	32.559	34.612	36.698	37.924
Pertumbuhan (%)		12,63%	6,34%	7,27%	5,64%	6,21%	5,10%	6,31%	6,03%	3,34%

*) Statistik PLN 2020 *(unaudited)*

Untuk Regional Jawa, Madura, dan Bali (JMB), rata-rata pertumbuhan lima tahun terakhir sebelum COVID-19 (2015-2019) adalah sebesar 4,2%, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.3. Pertumbuhan ini relatif lebih rendah dibandingkan

dengan pertumbuhan rata-rata di Regional Sumatera, Kalimantan dan Sulawesi, serta Maluku Papua dan Nusa Tenggara. Penurunan penjualan pada tahun 2015 terlihat drastis pada sektor industri. Sektor ini turun hingga -3,4% dibandingkan tahun sebelumnya. Pada tahun 2016 sektor ini mulai pulih dan tumbuh sebesar 6,4%. Penjualan Regional Jawa Madura Bali pun naik menjadi 6,2%. Namun pada 2017, penjualan di regional ini kembali mengalami penurunan penjualan menjadi 2,2%. Penjualan di semua sektor pelanggan turun dan sektor pelanggan residensial mengalami penurunan yang paling drastis. Pada tahun 2018 penjualan di JMB mengalami peningkatan menjadi 5,5%. Sektor penjualan publik tumbuh lebih besar dibandingkan sektor lainnya. Terdapat peningkatan penjualan di sektor industri dibanding tahun sebelumnya yaitu sebesar 6,4%. Namun penjualan pada sektor ini turun pada akhir 2019 menjadi 0.2%.

Regional Jawa, Madura dan Bali adalah regional yang paling terdampak penjualannya akibat pandemi COVID-19. Pada tahun 2020, selain sektor rumah tangga, seluruh sektor pelanggan mengalami pertumbuhan penjualan negatif. Penjualan pada sektor rumah tangga meningkat menjadi 8,1%, lebih tinggi dari rata-rata tahun-tahun sebelumnya yang hanya pada kisaran $\pm$ 4%. Kebijakan pemerintah untuk bekerja dari rumah merupakan salah satu faktor yang meningkatkan penjualan pada sektor ini. Sementara itu pada sektor bisnis, industri dan sosial, pertumbuhan penjualan masing-masing jatuh ke -10,4%, -9,0% dan -7,4%. Sektor bisnis merupakan sektor yang paling terdampak pandemic COVID-19 dengan perkiraan pemulihan penjualan yang paling lama juga.

Tabel 4.3 memperlihatkan realisasi penjualan tenaga listrik untuk Jawa, Madura, dan Bali untuk masing-masing sektor pelanggan.

Tabel 4.3 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (GWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Rumah Tangga	44.646	48.500	51.558	55.814	58.626	61.586	61.724	63.748	67.308	72.765
Industri	49.000	53.874	57.710	58.991	56.980	60.654	63.728	67.293	67.433	61.395
Bisnis	20.744	22.444	24.419	26.689	26.947	29.003	30.318	31.847	33.935	30.396
Sosial	2.831	3.103	3.329	3.776	4.065	4.525	4.809	5.241	5.755	5.331
Gedung Kantor Pemerintah	1.884	2.038	2.134	2.242	2.359	2.521	2.566	2.732	2.931	2.807
Penerangan Jalan Umum	1.712	1.741	1.797	1.894	1.922	1.915	1.915	1.927	1.937	1.947
Jumlah	120.817	131.700	140.946	149.406	150.898	160.205	165.061	172.788	179.299	174.641
Pertumbuhan (%)		9,01%	7,02%	6,00%	1,00%	6,17%	3,03%	4,68%	3,77%	-2,60%

*) Statistik PLN 2020 *(unaudited)*

Penjualan tenaga listrik di Kalimantan tumbuh rata-rata 6,7 % per tahun dari tahun 2015-2019 (sebelum pandemi COVID-19), seperti ditunjukkan pada Tabel 4.4. Porsi penjualan tenaga listrik masih didominasi oleh sektor rumah tangga. Sektor bisnis cukup berkembang di Kalimantan. Kegiatan di sektor industri pun nampak mulai didorong sehingga bertahap penjualan di sektor ini makin

meningkat. Pada tahun 2017 dan 2018, penjualan di sektor industri meningkat lebih dari 20%. Pada tahun 2019, sektor industri tidak tumbuh sebesar tahun-tahun sebelumnya, namun masih tumbuh cukup baik di angka 16%.

Pandemi COVID-19 tidak di Regional Kalimantan terlihat signifikan dampaknya hanya pada sektor bisnis dan publik khususnya sektor sosial, gedung pemerintahan. Sementara sektor rumah tangga pertumbuhannya meningkat ke 8,2% dan sektor industri masih tumbuh 13,3%, walaupun tidak tumbuh seperti rata-rata tahun-tahun sebelumnya yaitu sekitar $\pm$ 16 % (dalam 5 tahun terakhir sebelum pandemi COVID-19).

Penjualan tenaga listrik untuk Kalimantan ditunjukkan pada Tabel 4.4, sedangkan untuk Sulawesi ditunjukkan pada Tabel 4.5.

Tabel 4.4 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*	2018	2019	2020**
Rumah Tangga	3.481	4.012	4.437	4.958	5.238	5.545	5.658	5.862	6.310	6.826
Industri	380	410	431	464	493	523	654	811	945	1.071
Bisnis	1.272	1.383	1.488	1.630	1.760	1.910	2.032	2.232	2.413	2.358
Sosial	182	205	237	265	295	329	363	410	466	450
Gedung Kantor Pemerintah	180	208	233	257	282	304	317	345	387	384
Penerangan Jalan Umum	157	161	164	167	166	167	172	175	182	183
Jumlah	5.651	6.379	6.988	7.741	8.233	8.779	9.197	9.836	10.703	11.272
Pertumbuhan (%)		12,87%	9,56%	10,77%	6,36%	6,63%	4,76%	6,95%	8,82%	5,31%

*) Tarakan dimasukkan mulai tahun 2017
**) Statistik PLN 2020 *(unaudited)*

Penjualan tenaga listrik di Sulawesi tumbuh rata-rata 6,9% per tahun dari tahun 2015-2019 (sebelum pandemi COVID-19). Cukup tingginya realisasi pertumbuhan penjualan ini dan masih banyaknya daftar tunggu pelanggan besar menyebabkan perlunya proyek-proyek infrastruktur ketenagalistrikan untuk beroperasi tepat waktu serta penambahan unit-unit pembangkit. Untuk pelanggan besar yang membutuhkan listrik dalam waktu dekat yang belum dapat dilayani dari rencana pengembangan pembangkit ke depan akan dilayani dengan sewa ataupun *Mobile Power Plant* (MPP).

Pandemi COVID-19 berdampak signifikan pada sektor bisnis dan industri di Sulawesi. Kedua sektor ini mengalami penurunan pertumbuhan penjualan ke -6,4% dan 0,07%. Sementara sektor rumah tangga naik di atas rata-rata pertumbuhan di tahun-tahun sebelumnya ke 10,0%.

Tabel 4.5 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (GWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Rumah Tangga	3.091	3.507	3.940	4.335	4.604	5.049	5.218	5.447	5.797	6.377
Industri	819	905	913	965	1.023	1.146	1.281	1.456	1.715	1.716
Bisnis	1.154	1.377	1.726	1.664	1.634	1.801	1.931	2.043	2.135	1.999
Sosial	193	224	267	296	326	368	395	441	493	467
Gedung Kantor Pemerintah	169	188	211	232	259	294	308	330	356	355
Penerangan Jalan Umum	210	210	208	228	245	258	278	289	287	286
Jumlah	5.637	6.412	7.265	7.721	8.092	8.915	9.410	10.007	10.784	11.200
Pertumbuhan (%)		13,75%	13,31%	6,27%	4,81%	10,17%	5,55%	6,35%	7,76%	3,86%

*) Statistik PLN 2020 *(unaudited)*

Penjualan tenaga listrik di Regional Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara tumbuh rata-rata 7,2% per tahun dari tahun 2015-2019 (sebelum pandemi COVID-19). Hal yang sama seperti Sulawesi terjadi di Wilayah Maluku Papua yaitu cukup tingginya realisasi pertumbuhan penjualan dan masih banyaknya daftar tunggu pelanggan besar menyebabkan perlunya proyek-proyek infrastruktur ketenagalistrikan untuk beroperasi tepat waktu serta penambahan unit-unit pembangkit. Untuk pelanggan besar yang membutuhkan listrik dalam waktu dekat yang belum dapat dilayani dari rencana pengembangan pembangkit ke depan akan dilayani dengan sewa ataupun MPP.

Pandemi COVID-19 pada tahun 2020 berdampak ke turunnya penjualan yang signifikan di sektor bisnis ke -4,4% namun penjualan di sektor pelanggan lainnya masih tumbuh walaupun tidak sebesar tahun-tahun sebelumnya, kecuali untuk sektor rumah tangga. Kebijakan pemerintah untuk bekerja dari rumah dan pembatasan kegiatan masyarakat berdampak positif pada penggunaan listrik pada sektor rumah tangga.

Penjualan tenaga listrik untuk Regional Maluku, Papua dan Nusa Tenggara ditunjukkan pada Tabel 4.6.

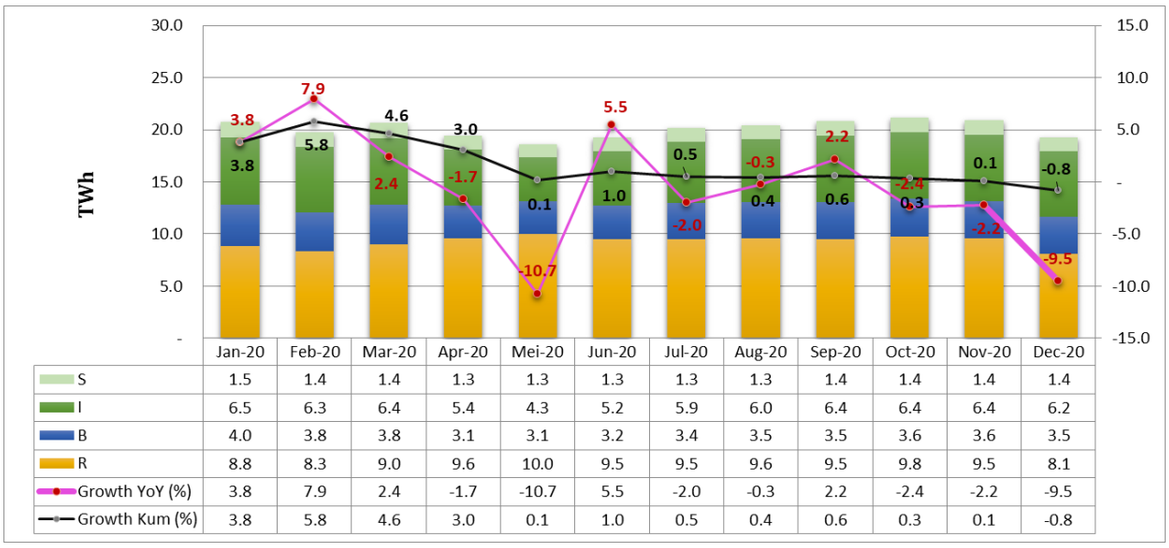
Tabel 4.6 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (GWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Rumah Tangga	1.646	1.924	2.168	2.444	2.615	2.803	2.965	3.162	3.400	3.926
Industri	41	56	75	108	135	144	148	178	213	235
Bisnis	689	791	895	954	989	1.101	1.162	1.236	1.304	1.247
Sosial	108	122	134	148	166	190	210	237	267	289
Gedung Kantor Pemerintah	131	146	163	186	199	229	253	270	281	295
Penerangan Jalan Umum	77	86	112	100	106	110	101	107	108	110
Jumlah	2.693	3.124	3.546	3.939	4.210	4.578	4.839	5.189	5.574	6.102
Pertumbuhan (%)		16,01%	13,49%	11,08%	6,89%	8,75%	5,70%	7,23%	7,42%	9,48%

*) Statistik PLN 2020 *(unaudited)*

Realiasi Penjualan Tahun 2020 Terdampak COVID-19

Pandemi COVID-19 memberikan dampak yang signifikan terhadap penurunan penjualan listrik. Dampak ini mulai terasa pada penjualan bulan April 2020 dan puncaknya pada bulan Mei 2020. Bulan Juni-Desember penjualan mulai meningkat. Walaupun belum sepenuhnya pulih, namun penjualan sampai dengan Desember tahun 2020 mulai menuju normal kembali. Gambar di bawah ini memperlihatkan realisasi pertumbuhan penjualan hingga akhir tahun 2020 untuk setiap sektor pelanggan.



	Jan-20	Feb-20	Mar-20	Apr-20	Mei-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20
S	1.5	1.4	1.4	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
I	6.5	6.3	6.4	5.4	4.3	5.2	5.9	6.0	6.4	6.4	6.4	6.2
B	4.0	3.8	3.8	3.1	3.1	3.2	3.4	3.5	3.5	3.6	3.6	3.5
R	8.8	8.3	9.0	9.6	10.0	9.5	9.5	9.6	9.5	9.8	9.5	8.1
Growth YoY (%)	3.8	7.9	2.4	-1.7	-10.7	5.5	-2.0	-0.3	2.2	-2.4	-2.2	-9.5
Growth Kum (%)	3.8	5.8	4.6	3.0	0.1	1.0	0.5	0.4	0.6	0.3	0.1	-0.8

Gambar 4.11 Realisasi Penjualan (TWh) dan Pertumbuhan (%) per bulan Tahun 2020

Realisasi penjualan akhir tahun 2020 241 TWh dengan pertumbuhan penjualan -0,79%. Sektor Bisnis dan Industri merupakan sektor yang paling terdampak dan mengalami pertumbuhan negatif yang menyebabkan secara keseluruhan pertumbuhan penjualan menjadi negatif. Pertumbuhan negatif ini adalah yang pertama kali terjadi selama 30 tahun terakhir (dari 1990). Pertumbuhan terendah sebelumnya terjadi di tahun 1998 sebesar 1,5% yaitu ketika terjadinya krisis ekonomi melanda Indonesia. Setelah itu, pertumbuhan terendah terjadi pada tahun 2015 sebesar 2,14% ketika pertumbuhan ekonomi sektor industri di Indonesia negatif.

Penjualan tenaga listrik PLN sangat dipengaruhi oleh pertumbuhan penjualan di Jawa-Bali, karena lebih dari 70% penjualan PLN untuk kebutuhan pelanggan di Jawa-Bali. Penjualan di Jawa-Bali untuk akhir tahun 2020 tumbuh negatif pada -2,6%. Selain di Jawa-Bali, dampak COVID-19 tidak menyebabkan pertumbuhan penjualan menjadi negatif. Untuk Sumatera penjualan pada akhir 2020 tumbuh 3,34%, Kalimantan 5,31%, Sulawesi 3,86%, dan Maluku Papua Nusa Tenggara 9,48%.

4.2.2 Realisasi Jumlah Pelanggan

Realisasi jumlah pelanggan selama tahun 2011–2020 mengalami peningkatan dari 45,6 juta menjadi 78,7 juta atau bertambah rata-rata 3,7 juta tiap tahunnya. Penambahan pelanggan terbesar masih terjadi pada sektor rumah tangga, yaitu rata-rata 3,3 juta per tahun, diikuti sektor bisnis dengan rata-rata 215 ribu pelanggan per tahun, sektor publik rata-rata 116 ribu pelanggan per

tahun, dan terakhir sektor industri rata-rata 9 ribu pelanggan per tahun. Tabel 4.7 menunjukkan perkembangan jumlah pelanggan PLN menurut sektor pelanggan dalam beberapa tahun terakhir.

Tabel 4.7 Realisasi Jumlah Pelanggan Indonesia (ribu pelanggan)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*	2018	2019	2020**
Rumah Tangga	42.348	45.991	49.887	53.081	56.374	59.004	62.340	65.798	69.340	72.321
Industri	50	52	55	58	63	69	76	88	105	130
Bisnis	2.019	2.175	2.359	2.549	2.801	3.139	3.479	3.709	3.786	3.957
Sosial	961	1.030	1.108	1.179	1.259	1.351	1.458	1.557	1.659	1.742
Gedung Kantor Pemerintah	120	128	137	146	156	169	182	198	212	218
Penerangan Jalan Umum	133	142	157	170	185	205	224	248	275	295
Jumlah	45.631	49.519	53.703	57.183	60.838	63.937	67.760	71.597	75.377	78.663
Pertumbuhan (%)		8,52%	8,45%	6,48%	6,39%	5,09%	5,98%	5,66%	5,28%	4,36%

*) Tarakan dimasukkan tahun 2017
**) Statistik PLN 2020 *(unaudited)*

Jumlah pelanggan di Sumatera sekitar 20% dari keseluruhan pelanggan PLN, dimana sebagian besar merupakan pelanggan rumah tangga, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.8.

Tabel 4.8 Realisasi Jumlah Pelanggan Sumatera (ribu pelanggan)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Rumah Tangga	8.211	8.958	9.724	10.361	10.972	11.561	12.308	13.051	13.785	14.427
Industri	6	6	7	7	8	9	10	11	11	13
Bisnis	430	462	496	526	560	619	684	734	772	825
Sosial	177	191	205	218	233	251	275	296	317	337
Gedung Kantor Pemerintah	31	33	36	38	42	46	49	54	58	60
Penerangan Jalan Umum	24	25	27	29	31	33	35	37	41	43
Jumlah	8.879	9.674	10.495	11.180	11.845	12.520	13.361	14.183	14.984	15.705
Pertumbuhan (%)		8,96%	8,48%	6,53%	5,95%	5,70%	6,72%	6,15%	5,65%	4,81%

*) Statistik PLN 2020 (*unaudited)*

Jumlah pelanggan di Jawa, Madura, dan Bali sekitar 63% dari keseluruhan pelanggan PLN, dimana sebagian besar merupakan pelanggan rumah tangga. Pelanggan sektor industri memang merupakan porsi terkecil, namun secara energi jual sektor ini menempati urutan kedua setelah sektor rumah tangga. Realisasi jumlah pelanggan Jawa, Madura dan Bali seperti ditunjukkan pada Tabel 4.9.

Tabel 4.9 Realisasi Jumlah Pelanggan Jawa, Madura, dan Bali (ribu pelanggan)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2,019	2020*
Rumah Tangga	28.066	30.204	32.512	34.468	36.643	38.161	39.981	41.878	43.826	45.383
Industri	41	42	45	47	51	56	61	71	87	111
Bisnis	1.250	1.341	1.444	1.566	1.743	1.983	2.219	2.379	2.414	2.512
Sosial	642	686	735	782	835	892	955	1.013	1.062	1.106
Gedung Kantor Pemerintah	50	53	55	58	61	65	70	76	81	82
Penerangan Jalan Umum	96	104	114	125	136	152	169	189	211	226
Jumlah	30.146	32.429	34.905	37.045	39.470	41.309	43.455	45.607	47.681	49.418
Pertumbuhan (%)		7,57%	7,64%	6,13%	6,55%	4,66%	5,19%	4,95%	4,55%	3,64%

*) Statistik PLN 2020 (*unaudited)*

Porsi jumlah pelanggan di Kalimantan adalah 6% dari keseluruhan pelanggan PLN. Sebagian besar pelanggan PLN di Kalimantan merupakan pelanggan rumah tangga, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.10 untuk realisasi jumlah pelanggan Kalimantan.

Tabel 4.10 Realisasi Jumlah Pelanggan Kalimantan (ribu pelanggan)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*	2018	2019	2020**
Rumah Tangga	2.081	2.323	2.581	2.776	2.946	3.121	3.386	3.640	3.882	4.117
Industri	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Bisnis	137	154	174	188	205	221	242	251	256	266
Sosial	51	55	60	64	68	74	82	90	98	105
Gedung Kantor Pemerintah	12	13	14	15	16	18	19	20	22	22
Penerangan Jalan Umum	5	6	6	7	8	8	9	10	11	12
Jumlah	2.288	2.553	2.836	3.052	3.245	3.445	3.740	4.013	4.270	4.524
Pertumbuhan (%)		11,55%	11,12%	7,58%	6,33%	6,16%	8,57%	7,30%	6,41%	5,95%

*) Tarakan dimasukkan tahun 2017
**) Statistik PLN 2020 *(unaudited)*

Porsi pelanggan di Sulawesi merupakan 6% dari keseluruhan total pelanggan PLN. Pada Tabel 4.11 diperlihatkan realisasi jumlah pelanggan Sulawesi. Porsi pelanggan terbesar merupakan pelanggan rumah tangga, kemudian disusul oleh pelanggan bisnis, publik (sosial, gedung kantor pemerintah dan penerangan jalan umum) dan pelanggan industri.

Tabel 4.11 Realisasi Jumlah Pelanggan Sulawesi (ribu pelanggan)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Rumah Tangga	2.510	2.710	2.990	3.207	3.398	3.608	3.914	4.201	4.493	4.766
Industri	2	2	2	2	2	3	3	3	4	4
Bisnis	108	118	131	144	156	169	182	192	192	201
Sosial	52	57	62	66	70	76	83	89	108	114
Gedung Kantor Pemerintah	13	15	17	18	19	22	24	26	27	29
Penerangan Jalan Umum	4	5	5	5	5	6	6	7	7	8
Jumlah	2.690	2.907	3.207	3.443	3.652	3.883	4.212	4.519	4.831	5.122
Pertumbuhan (%)		8,04%	10,35%	7,34%	6,06%	6,35%	8,46%	7,29%	6,92%	6,01%

*) Statistik PLN 2020 (*unaudited)*

Jumlah pelanggan di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara hanya sekitar 5% dari keseluruhan pelanggan PLN, dimana sebagian besar merupakan pelanggan rumah tangga, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.12.

Tabel 4.12 Realisasi Jumlah Pelanggan Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (ribu pelanggan)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Rumah Tangga	1.480	1.796	2.080	2.268	2.416	2.552	2.751	3.027	3.354	3.628
Industri	0,4	0,4	0,5	1	1	1	1	1	1	1
Bisnis	93	101	114	126	137	146	152	153	152	154
Sosial	39	42	46	49	52	58	63	68	75	80
Gedung Kantor Pemerintah	13	14	15	16	17	19	20	22	23	25
Penerangan Jalan Umum	3	4	4	4	4	5	5	5	6	6
Jumlah	1.628	1.957	2.260	2.464	2.627	2.780	2.992	3.277	3.611	3.894
Pertumbuhan (%)		20,19%	15,48%	9,03%	6,62%	5,81%	7,65%	9,50%	10,19%	7,85%

*) Statistik PLN 2020 (*unaudited)*

4.2.3 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik (Triliun Rp)

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik meningkat hampir 2 kali lipat dalam lima tahun terakhir. Walaupun jumlah pelanggan industri hanya 0,1% dari keseluruhan jumlah pelanggan PLN, namun antara tahun 2011-2016 pendapatan penjualan industri hampir sama dengan pendapatan penjualan dari rumah tangga yang mencapai 90% dari jumlah pelanggan PLN. Pada tahun 2017

dan 2018 pendapatan dari penyambungan dan penjualan pada sektor rumah tangga meningkat lebih tinggi dari sektor pelanggan industri. Realisasi pendapatan penjualan ditunjukkan pada Tabel 4.13.

Tabel 4.13 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik (Rp. T)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Rumah Tangga	39,11	45,82	53,43	63,30	73,75	78,59	99,04	107,15	112,84	110,00
Industri	38,56	42,93	50,99	64,10	73,11	71,66	78,10	83,14	84,78	77,86
Bisnis	26,53	29,70	37,96	44,94	46,37	46,88	50,77	53,86	57,98	51,95
Sosial	2,62	3,04	3,74	4,38	4,79	5,38	5,78	6,37	7,09	6,44
Gedung Kantor Pemerintah	2,65	2,93	3,52	4,31	4,84	4,89	5,20	5,59	6,06	5,95
Penerangan Jalan Umum	2,50	2,55	2,97	3,71	5,14	4,87	5,13	5,28	5,28	5,27
Jumlah	111,96	126,97	152,61	184,74	208,00	212,26	244,03	261,39	274,03	257,47
Pertumbuhan (%)		13,40%	20,20%	21,05%	12,59%	2,05%	14,96%	7,12%	4,83%	-6,04%

*) Statistik PLN 2020 (*unaudited)*

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Sumatera sekitar 16% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.14. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yang mencapai 53% dari keseluruhan pendapatan penjualan di Sumatera.

Tabel 4.14 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (Rp. T)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Rumah Tangga	7,07	8,44	9,63	11,35	13,22	14,30	19,12	20,81	21,99	21,13
Industri	2,85	3,18	3,67	4,61	5,61	5,44	6,45	7,24	7,59	7,76
Bisnis	3,61	3,98	4,85	5,72	6,07	6,20	6,76	7,40	7,96	7,52
Sosial	0,42	0,49	0,60	0,71	0,80	0,91	1,00	1,11	1,27	1,16
Gedung Kantor Pemerintah	0,40	0,46	0,56	0,69	0,78	0,80	0,86	0,92	1,02	1,02
Penerangan Jalan Umum	0,73	0,75	0,87	1,09	1,49	1,43	1,51	1,62	1,60	1,59
Jumlah	15,07	17,30	20,19	24,16	27,96	29,08	35,70	39,11	41,42	40,17
Pertumbuhan (%)		14,76%	16,70%	19,70%	15,72%	4,00%	22,77%	9,55%	5,90%	-3,00%

*) Statistik PLN 2020 (*unaudited)*

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Jawa, Madura dan Bali pada tahun 2020 sekitar 73% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.15. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yaitu sekitar 38% dari total keseluruhan pendapatan Jawa, Madura dan Bali. Disusul oleh pelanggan sektor industri dan pelanggan sektor bisnis.

Tabel 4.15 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (Rp. T)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Rumah Tangga	27,20	31,57	36,75	43,43	50,61	53,36	65,39	70,32	73,74	71,78
Industri	34,81	38,73	46,13	57,96	65,64	64,29	69,36	73,21	74,00	66,78
Bisnis	19,96	22,21	28,39	33,87	34,67	34,80	37,54	39,46	42,48	37,42
Sosial	1,93	2,19	2,68	3,12	3,38	3,77	4,01	4,38	4,83	4,33
Gedung Kantor Pemerintah	1,75	1,91	2,26	2,73	3,05	3,02	3,19	3,40	3,67	3,54
Penerangan Jalan Umum	1,41	1,43	1,66	2,07	2,88	2,69	2,81	2,83	2,84	2,85
Jumlah	87,05	98,04	117,86	143,19	160,23	161,94	182,29	193,60	201,57	186,70
Pertumbuhan (%)		12,61%	20,22%	21,49%	11,90%	1,07%	12,57%	6,21%	4,12%	-7,38%

*) Statistik PLN 2020 (*unaudited)*

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Kalimantan dan Sulawesi berturut-turut sebesar 5% dan 5% dari keseluruhan pendapatan pada tahun 2020, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.16 dan Tabel 4.17. Pendapatan tersebut sebagian besar didominasi oleh pelanggan rumah tangga.

Tabel 4.16 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (Rp. T)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Rumah Tangga	2,04	2,44	2,93	3,55	4,14	4,49	6,08	6,69	7,19	7,24
Industri	0,29	0,32	0,37	0,47	0,57	0,57	0,74	0,93	1,09	1,21
Bisnis	1,18	1,35	1,69	2,05	2,22	2,30	2,54	2,82	3,12	2,93
Sosial	0,10	0,13	0,17	0,20	0,23	0,26	0,29	0,33	0,37	0,35
Gedung Kantor Pemerintah	0,18	0,21	0,27	0,34	0,38	0,39	0,42	0,46	0,52	0,51
Penerangan Jalan Umum	0,13	0,13	0,15	0,19	0,25	0,23	0,25	0,26	0,27	0,27
Jumlah	3,93	4,58	5,58	6,80	7,79	8,24	10,31	7,75	12,55	12,51
Pertumbuhan (%)		16,61%	21,68%	21,85%	14,63%	5,72%	25,16%	-24,80%	61,87%	-0,30%

*) Statistik PLN 2020 (*unaudited)*

Tabel 4.17 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (Rp. T)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Rumah Tangga	1,81	2,14	2,59	3,07	3,54	3,96	5,33	5,84	6,19	6,07
Industri	0,57	0,65	0,74	0,95	1,14	1,20	1,38	1,57	1,86	1,85
Bisnis	1,10	1,36	2,00	2,09	2,13	2,21	2,45	2,60	2,73	2,51
Sosial	0,10	0,15	0,20	0,23	0,26	0,30	0,32	0,36	0,40	0,37
Gedung Kantor Pemerintah	0,18	0,20	0,25	0,31	0,36	0,38	0,41	0,44	0,48	0,47
Penerangan Jalan Umum	0,17	0,17	0,19	0,25	0,37	0,36	0,41	0,42	0,41	0,41
Jumlah	3,94	4,53	5,98	6,12	6,69	8,42	10,30	11,23	12,07	11,68
Pertumbuhan (%)		15,03%	32,05%	2,40%	9,34%	25,75%	22,31%	9,09%	7,45%	-3,26%

*) Statistik PLN 2020 (*unaudited)*

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara pada tahun 2020 sekitar 2% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.18. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yang mencapai 43% dari keseluruhan pendapatan penjualan di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Tabel 4.18 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (Rp. T)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Rumah Tangga	0,99	1,23	1,53	1,89	2,24	2,48	3,14	3,49	3,74	3,78
Industri	0,03	0,05	0,07	0,11	0,16	0,16	0,17	0,20	0,24	0,26
Bisnis	0,67	0,80	1,03	1,22	1,28	1,36	1,49	1,59	1,69	1,58
Sosial	0,07	0,08	0,10	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,22	0,23
Gedung Kantor Pemerintah	0,14	0,16	0,19	0,25	0,27	0,30	0,33	0,36	0,38	0,40
Penerangan Jalan Umum	0,06	0,07	0,09	0,11	0,16	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16
Jumlah	1,97	2,38	3,01	3,70	4,24	4,60	5,43	5,98	6,42	6,41
Pertumbuhan (%)		21,18%	26,41%	22,71%	14,60%	8,49%	18,25%	10,08%	7,38%	-0,24%

*) Statistik PLN 2020 (*unaudited)*

4.3 KONDISI SISTEM PEMBANGKITAN

4.3.1 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit

Hingga Desember 2020, total kapasitas terpasang pembangkit di Indonesia adalah 62.449,20 MW yang terdiri atas pembangkit PLN 43.688,48 MW, swasta 17.319,60 MW dan sewa 1.441,12 MW, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.19. Sebagian besar pembangkit tersebut berupa PLTU 51%, disusul

PLTG/PLTGU/PLTMG sekitar 29%, PLTD sekitar 7%, PLTA/PLTM sekitar 8%, PLTP sekitar 5% dan sisanya EBT lain.

Tabel 4.19 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit (MW)

Uraian*	2011			2012			2013		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.512,00	-	405,00	3.516,00	-	421,00	3.520,00	-	566,00
PLTA Pumped Storage									
PLTP	435,00		712,00	548,00		712,00	568,00		712,00
PLTBiomas	-		-	-		-	-		-
PLTSa									
PLTS	1,00			6,00			8,00		
PLTBioFuel		-			-			-	
PLT EBT Lain			1,00			-			2,00
PLTG	2.853,00	268,00		2.961,00	487,00		2.882,00	722,00	
PLTGU	9.330,00		520,00	10.310,00		687,00	10.310,00		805,00
PLTMG									
PLTD	2.488,00	2.493,00	73,00	2.477,00	3.002,00	64,00	2.703,00	3.306,00	67,00
PLTGB									
PLTU Batubara	10.215,00	15,00	4.589,00	12.648,00	18,00	4.820,00	13.769,00	20,00	4.868,00
PLTU Minyak/Gas	1.798,00			1.798,00			1.785,00		
Impor									
Subtotal	30.632,00	2.776,00	6.300,00	34.264,00	3.507,00	6.704,00	35.545,00	4.048,00	7.020,00
TOTAL			39.708,00			44.475,00			46.613,00

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian*	2014			2015			2016		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.527,00	-	629,00	3.566,00	1,00	722,00	3.566,00	1,00	833,96
PLTA Pumped Storage									
PLTP	573,00		767,00	551,00		797,00	551,00	-	892,00
PLTBiomas	-		26,00	1,00		43,00	1,00	-	43,00
PLTSa							-	-	-
PLTS	9,00			9,00			9,00	-	2,00
PLTBioFuel		220,00			76,00		-	76,00	2,00
PLT EBT Lain			-			1,00	-	-	1,00
PLTG	3.000,00	730,00		2.969,00	748,00		2.969,00	928,00	275,00
PLTGU	10.382,00		711,00	10.450,00		897,00	10.450,00	-	897,00
PLTMG							236,22	-	50,00
PLTD	2.647,00	3.146,00	70,00	2.844,00	2.500,00	114,00	2.844,00	2.500,00	118,00
PLTGB									
PLTU Batubara	15.447,00	30,00	5.065,00	15.979,00	30,00	5.068,00	17.674,50	30,00	6.132,00
PLTU Minyak/Gas	1.760,00			1.760,00			1.760,00	-	-
Impor									
Subtotal	37.345,00	4.126,00	7.268,00	38.129,00	3.355,00	7.642,00	40.060,72	3.535,00	9.245,96
TOTAL			48.739,00			49.126,00			52.841,68

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian*	2017			2018			2019		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.583,15	0,12	1.276,85	3.582,98	0,24	1.355,26	3.583,98	-	1.397,16
PLTA Pumped Storage									
PLTP	550,89		1.645,80	579,50		1.344,80	579,50	-	1.859,80
PLTBiomas	0,50		145,49	0,50		171,04	0,50	-	171,24
PLTSa									
PLTS	7,98	1,35	11,06	12,07	0,56	12,56	12,44	0,75	51,56
PLTBioFuel									
PLT EBT Lain	0,38		0,60	0,47		70,60	0,47	-	130,60
PLTG	3.075,83	669,63	795,13	3.133,61	959,08	544,13	3.095,50	262,66	969,13
PLTGU	9.022,54	60,00	933,80	10.152,11	60,00	933,80	10.351,76	30,00	993,80
PLTMG	30,32	46,50	21,00	-			1.193,83	397,39	141,46
PLTD	3.849,71	2.172,64	525,80	4.383,42	1.380,68	520,00	3.581,31	1.049,07	284,10
PLTGB									
PLTU Batubara	17.770,50	45,00	7.873,20	17.990,00	90,00	8.398,50	18.576,50	90,00	10.736,50
PLTU Minyak/Gas	1.560,00	9,00	41,20	1.585,00		41,20	1.585,00		-
Impor									
Subtotal	39.451,80	3.004,24	13.269,94	41.419,66	2.490,56	13.391,89	42.560,79	1.829,87	16.735,35
TOTAL			55.725,97			57.302,11			61.126,01

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian*	2020**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.584,07	-	1.589,97
PLTA Pumped Storage			
PLTP	579,26	-	1.863,42
PLTBiomas	0,50	-	119,12
PLTSa			
PLTS	16,71	0,75	61,56
PLTBioFuel			
PLT EBT Lain	0,47		130,60
PLTG	2.842,67	187,76	922,50
PLTGU	11.190,31		863,63
PLTMG	1.903,97	433,55	30,30
PLTD	3.369,89	729,06	284,00
PLTGB			
PLTU Batubara	18.615,63	90,00	11.454,50
PLTU Minyak/Gas	1.585,00		-
Impor			
Subtotal	43.688,48	1.441,12	17.319,60
TOTAL			62.449,20

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan
**) Realisasi sampai dengan Desember 2020

4.3.2 Realisasi Daya Mampu Neto (DMN) Pembangkit

Hingga Desember 2020, total daya mampu neto pembangkit di Indonesia adalah 51.568,73 MW, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.20.

Tabel 4.20 Realisasi DMN Pembangkit (MW)

Uraian*	2011			2012			2013		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.430,00		218,00	3.436,00		234,00	3.221,00		379,00
PLTA Pumped Storage									
PLTP	434,00		712,00	507,00		712,00	547,00		712,00
PLTBiomas			-			-			-
PLTSa									
PLTS	1,00			5,00			7,00		
PLTBioFuel	-	-		-	-		-	-	
PLT EBT Lain			-			-			-
PLTG	2.357,00	253,00		2.315,00	350,00		2.536,00	613,00	
PLTGU	6.818,00		520,00	7.288,00		687,00	7.301,00		805,00
PLTMG									
PLTD	1.471,00	2.069,00	71,00	1.492,00	2.418,00	63,00	1.502,00	2.889,00	64,00
PLTGB									
PLTU Batubara	9.452,00	5,00	4.589,00	11.596,00	15,00	4.820,00	12.453,00	16,00	4.868,00
PLTU Minyak/Gas	1.392,00			1.315,00			1.111,00		
Impor									
Subtotal	25.355,00	2.327,00	6.110,00	27.954,00	2.783,00	6.516,00	28.678,00	3.518,00	6.828,00
TOTAL			33.792,00			37.253,00			39.024,00

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian*	2014			2015			2016		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.444,00		409,00	3.473,00		511,00	3.376,00	-	612,74
PLTA Pumped Storage									
PLTP	549,00		767,00	516,00		797,00	498,00	-	876,06
PLTBiomas			12,00			17,00	-	-	17,00
PLTSa							-	-	-
PLTS	8,00			7,00			7,00	-	2,00
PLTBioFuel	96,00	199,00		62,00	76,00		62,00	45,00	2,00
PLT EBT Lain			-			1,00	-	-	1,00
PLTG	2.526,00	648,00		2.478,00	732,00		2.585,00	897,36	275,00
PLTGU	7.722,00		711,00	7.571,00		897,00	7.285,00	-	892,00
PLTMG							236,22	-	50,00
PLTD	1.260,00	2.776,00	66,00	1.313,00	2.281,00	105,00	1.226,00	2.108,00	299,00
PLTGB									
PLTU Batubara	14.311,00	21,00	5.065,00	14.399,00	30,00	5.068,00	15.806,52	15,00	6.030,64
PLTU Minyak/Gas	1.297,00			1.210,00			1.038,00	-	-
Impor									
Subtotal	31.213,00	3.644,00	7.030,00	31.029,00	3.119,00	7.396,00	32.119,74	3.065,36	9.057,44
TOTAL			41.887,00			41.544,00			44.242,54

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian*	2017			2018			2019		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.470,88	0,08	1.158,63	3.471,04	0,24	1.293,33	3.474,81	-	1.348,55
PLTA Pumped Storage									
PLTP	508,89	-	1.588,76	541,54		1.295,77	550,34	-	1.479,09
PLTBiomas	-	-	126,03	-		170,09	-	-	167,93
PLTSa									
PLTS	5,66	0,90	8,91	7,19	0,56	9,66	6,33	0,15	49,46
PLTBioFuel									
PLT EBT Lain	-	-	-	0,08		70,00	0,08	-	130,00
PLTG	2.608,89	661,13	608,93	2.605,46	892,03	544,13	2.630,59	238,26	931,33
PLTGU	7.698,57	60,00	933,80	8.937,52	60,00	933,80	9.145,52		993,80
PLTMG	29,60	46,50	31,00	-			1.057,34	353,39	106,20
PLTD	2.459,11	2.066,96	520,04	2.750,85	1.310,86	520,00	2.091,69	800,64	284,10
PLTGB									
PLTU Batubara	15.794,20	45,00	7.768,70	16.204,76	90,00	8.342,95	16.675,33	90,00	10.306,60
PLTU Minyak/Gas	1.136,00	13,00	41,20	934,00	-	41,20	1.004,00		-
Impor									
Subtotal	33.711,79	2.893,56	12.786,00	35.452,44	2.353,69	13.220,93	36.636,03	1.482,44	15.797,06
TOTAL			49.391,35			51.027,06			53.915,53

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian*	2020**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.511,37	-	1.337,75
PLTA Pumped Storage			
PLTP	550,34	-	648,46
PLTBiomas	-	-	116,39
PLTSa			
PLTS	11,73	0,15	58,66
PLTBioFuel			
PLT EBT Lain	0,08		130,00
PLTG	2.316,59	166,81	920,50
PLTGU	9.998,97		594,83
PLTMG	1.747,57	384,10	30,30
PLTD	1.952,16	653,07	284,00
PLTGB			
PLTU Batubara	16.663,00	90,00	8.404,90
PLTU Minyak/Gas	997,00		-
Impor			
Subtotal	37.748,81	1.294,13	12.525,79
TOTAL			51.568,73

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan

**) Realisasi sampai dengan Desember 2020

4.3.3 Ralisasi Jumlah Unit Pembangkit

Hingga Desember tahun 2020, terdapat 6.609 unit pembangkit di Indonesia yang terdiri atas 6.005 unit pembangkit PLN, 254 unit pembangkit swasta dan 350 unit pembangkit sewa, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.21.

Tabel 4.21 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit (MW)

Uraian*	2011			2012			2013		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	207	1	31	216	1	40	220	1	50
PLTA Pumped Storage									
PLTP	11		7	14		7	14		7
PLTBiomas	-		-	-		-	-		-
PLTSa									
PLTS	10		3	30		3	50		3
PLTBioFuel		-			-			-	
PLT EBT Lain			8			8			7
PLTG	72	11		74	21		75	31	
PLTGU	61		15	66		14	66		13
PLTMG									
PLTD	4.796	463	17	4.536	589	12	4.381	596	19
PLTGB									
PLTU Batubara	33	1	24	42	2	27	49	2	32
PLTU Minyak/Gas	24			24			22		
Impor									
Subtotal	5.214	476	105	5.002	613	111	4.877	630	131
TOTAL			5.795			5.726			5.638

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian*	2014			2015			2016		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	224	1	68	232	2	75	232	2	88
PLTA Pumped Storage							-	-	-
PLTP	15		7	15		7	15	-	10
PLTBiomas	1		15	2		26	2	-	26
PLTSa							-	-	-
PLTS	56		3	58		2	58	-	3
PLTBioFuel		71			38		-	38	-
PLT EBT Lain			6			7	-	-	7
PLTG	79	34		70	36		70	36	11
PLTGU	68		21	65		27	65	-	27
PLTMG							-	-	2
PLTD	4.430	556	17	4.620	617	16	4.620	617	18
PLTGB							-	-	-
PLTU Batubara	61	1	35	70	1	47	85	1	52
PLTU Minyak/Gas	25			24			24	-	-
Impor									
Subtotal	4.959	663	172	5.156	694	207	5.171	694	244
TOTAL			5.794			6.057			6.109

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian*	2017			2018			2019		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan
PLTA/PLTM	240	1	103	266	3	109	243	-	121
PLTA Pumped Storage									
PLTP	15	-	19	22		20	18	-	21
PLTBiomas	1	-	45	1		54	1	-	55
PLTSa									
PLTS	57	6	8	78	6	8	89	6	17
PLTBioFuel									
PLT EBT Lain	5	-	1	5		3	5	-	3
PLTG	97	29	32	98	52	32	66	263	969
PLTGU	69	1	7	74	1	7	72	30	994
PLTMG	6	4	2	-			116	397	141
PLTD	4.795	482	22	5.326	375	13	5.173	1.049	284
PLTGB									
PLTU Batubara	85	3	63	95	5	66	100	3	70
PLTU Minyak/Gas	17	2	2	15	-	2	9		-
Impor									
Subtotal	5.387	528	304	5.980	442	314	5.892	1.748	2.675
TOTAL			6.219			6.736			10.316

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian*	2020**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan
PLTA/PLTM	244	3	132
PLTA Pumped Storage			
PLTP	18	-	21
PLTBiomas	1	-	63
PLTSa			
PLTS	118	6	18
PLTBioFuel			
PLT EBT Lain	5		3
PLTG	64	7	19
PLTGU	77	2	9
PLTMG	164	23	6
PLTD	5.197	210	5
PLTGB			
PLTU Batubara	102	3	74
PLTU Minyak/Gas	15		-
Impor			
Subtotal	6.005	254	350
TOTAL			6.609

*) Pembangkit proyek tidak dimasukkan

**) Realisasi sampai dengan Desember 2020

4.3.4 Realisasi Produksi Tenaga Listrik

Realisasi bauran energi hingga Desember tahun 2020 masih didominasi oleh PLTU sebesar 67%. PLN telah berhasil menurunkan pemakaian BBM dari 23,7% pada tahun 2011 menjadi hanya 2,54% hingga Desember 2020, dengan beroperasinya beberapa PLTU batubara dan beberapa PLTU IPP. Selain itu PLN pemakaian bahan bakar gas menurun dari 20,5% pada tahun 2011 menjadi 16,8% di Desember tahun 2020. Sedangkan bauran energi dari energi baru dan terbarukan (EBT) mengalami sedikit peningkatan yaitu 12,2% pada tahun 2011 menjadi 13% di Desember tahun 2020. Realisasi produksi tenaga listrik ditunjukkan pada Tabel 4.22 dalam TWh dan Tabel 4.23 dalam %.

Tabel 4.22 Realisasi Produksi Tenaga Listrik (TWh)

Uraian*	2011			2012			2013		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
Air	10.316	-	2.103	10.525	-	2.276	13.010	4	3.909
Panas Bumi	3.487	-	5.884	3.558	-	5.859	4.345	-	5.065
Biodiesel/Biofuel	-	-	-	-	-	-	29	119	-
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Surya	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT Lain	-	-	0	-	-	0	-	-	0
Gas	30.290	1.182	5.079	37.669	2.110	5.499	41.141	3.152	5.964
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	22.450	9.583	121	11.449	11.986	96	9.635	12.455	108
MFO	7.166	2.505	316	3.046	3.036	253	1.655	2.814	10
IDO	45	-	-	4	-	-	14	-	-
Batubara	54.950	2	22.785	69.375	103	31.232	76.252	131	34.038
Impor									
Subtotal	128.704	13.272	36.289	135.625	17.235	45.214	146.080	18.675	49.094
TOTAL			178.266			198.074			213.849

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri

Uraian*	2014			2015			2016		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
Air	11.164	-	3.992	10.004	0	3.736	13.886	0	5.484
Panas Bumi	4.285	-	5.751	4.392	-	5.656	3.958	-	6.698
Biodiesel/Biofuel	135	583	-	133	520	-	344	865	3
Biomass	0	-	208	0	-	437	0	-	584
Surya	7	-	31	5	-	14	6	3	12
Bayu	-	-	-	-	-	-	-	-	6
EBT Lain	-	-	-	-	-	4	-	-	-
Gas	44.153	4.336	5.976	45.880	4.621	7.148	51.918	5.081	8.345
BBM :	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSD	8.051	13.508	175	4.819	10.581	17	3.445	8.051	38
MFO	1.422	2.728	9	942	2.635	210	1.225	2.394	900
IDO	16	-	-	9	-	-	4	-	-
Batubara	84.214	111	35.280	91.162	50	38.595	92.995	958	41.410
Impor									
Subtotal	153.448	21.266	51.422	157.346	18.407	55.815	167.780	17.352	63.479
TOTAL			226.136			231.568			248.611

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri

Uraian*	2017			2018			2019		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
Air	12.425	0	6.207	10.729	-	6.099	9.877	-	6.668
Panas Bumi	4.096	-	8.576	4.013	-	10.006	4.110	-	9.990
Biodiesel/Biofuel	239	766	2	468	618	2	965	600	7
Biomass	0	-	590	1	-	622	-	-	365
Surya	6	0	23	4	0,4	15	5	0,3	49
Bayu	-	-	-	-	-	-	-	-	482
EBT Lain	-	-	-	-	-	188	-	-	-
Gas	46.388	4.240	8.780	47.742	3.792	7.887	47.473	2.504	9.061
BBM :	-	-	-	-	-	-			
HSD	2.760	6.312	407	5.209	4.215	395	4.318	2.473	407
MFO	850	2.047	1.893	1.019	1.407	2.635	464	919	119
IDO	2	-	-	0,1	-	-	1,3	-	-
Batubara	101.468	82	46.499	109.694	472	49.854	119.385	550	53.840
Impor				-	-	-			
Subtotal	168.233	13.447	72.979	178.879	10.505	77.702	186.598	7.047	82.259
TOTAL			254.660			267.085			275.904

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri

Uraian*	2020**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP /Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
Air	11.949	-	5.953
Panas Bumi	4.186	-	11.377
Biodiesel/Biofuel	1.477	606	-
Biomass	11	-	314
Surya	6	0,1	120
Bayu	-	-	473
EBT Lain	-	-	-
Gas	37.139	2.004	6.526
BBM :			
HSD	4.209	1.671	340
MFO	391	280	9
IDO	0,1	-	-
Batubara	112.922	509	66.772
Impor			1.553
Subtotal	172.291	5.070	94.442
TOTAL			271.802

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Realisasi sampai dengan Desember 2020

Tabel 4.23 Realisasi *Energy Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik (%)

Uraian*	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Air	6,97%	6,46%	7,91%	6,70%	5,93%	7,79%	7,32%	6,30%	6,00%	6,59%
Panas Bumi	5,26%	4,75%	4,40%	4,44%	4,34%	4,29%	4,98%	5,25%	5,11%	5,73%
Biodiesel/Biofuel			0,07%	0,32%	0,28%	0,49%	0,40%	0,41%	0,57%	0,77%
Biomass				0,09%	0,19%	0,23%	0,23%	0,23%	0,13%	0,12%
Surya				0,02%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,02%	0,05%
Bayu						0,002%				0,17%
EBT Lain					0,002%			0,07%		
Gas	20,50%	22,86%	23,50%	24,09%	24,89%	26,28%	23,33%	22,25%	21,40%	16,80%
BBM :										
HSD	18,04%	11,88%	10,38%	9,61%	6,66%	4,64%	3,72%	3,68%	2,61%	2,29%
MFO	5,60%	3,20%	2,09%	1,84%	1,64%	1,82%	1,88%	1,89%	0,54%	0,25%
IDO	0,03%	0,002%	0,01%	0,01%	0,004%	0,002%	0,001%		0,0005%	0,00004%
Batubara	43,61%	50,84%	51,63%	52,89%	56,06%	54,45%	58,14%	59,91%	62,98%	66,30%
Impor										0,57%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

*) Termasuk produksi pembangkit proyek dimasukkan dalam milik sendiri
**) Realisasi sampai dengan Desember 2020

4.3.5 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer

PLN telah berhasil menurunkan pemakaian BBM dari 11,4 juta kiloliter pada tahun 2011 menjadi hanya 2,7 juta kiloliter di Desember tahun 2020, dengan beroperasinya beberapa PLTU batubara dan beberapa PLTU IPP. Dengan beroperasinya PLTU tersebut maka pemakaian batubara meningkat secara signifikan dari 25,8 juta ton pada tahun 2011 menjadi 66,2 juta ton di Desember tahun 2020. Selain itu juga terdapat peningkatan pemanfaatan bahan bakar gas/LNG dari 278,2 TBTU pada tahun 2011 menjadi 357,9 TBTU di Desember tahun 2020. Realisasi konsumsi sumber energi primer ditunjukkan pada Tabel 4.24.

Tabel 4.24 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer

Uraian	2011			2012			2013		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	25.800.788	1.611	325	33.237.397	88.111	10.576.319	37.128.355	540.118	14.970.922
Gas (MBTU)	261.174	17.112	-	321.614	27.770	43.859	364.798	41.745	38.123
BBM (kL) :									
HSD	6.393.710	2.539.488	730	3.367.549	3.214.670	2.241	2.903.500	3.359.449	-
MFO	1.900.238	590.057	-	851.838	718.520	-	496.530	683.060	-
IDO	13.923	-	-	2.513	-	-	3.221	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass (Ton)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	2014			2015			2016		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	43.360.765	501.646	17.183.449	47.573.323	552.617	18.097.282	49.843.376	713.070	19.620.083
Gas (MBTU)	396.972	49.356	46.386	400.345	52.599	45.270	453.396	51.729	47.935
BBM (kL) :									
HSD	2.439.629	3.619.931	3.139	1.519.044	2.847.190	2.561	1.179.555	2.157.072	7.988
MFO	433.888	662.440	-	263.211	639.292	21.167	364.397	582.630	49.837
IDO	3.849	-	-	2.244	-	-	913	2,1	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass (Ton)	0,3	-	-	0,8	-	-	-	-	-

Uraian	2017			2018			2019		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	54.619.615	92.232	25.409.523	60.027.449	453.311	27.242.930	65.970.299	515.689	32.190.248
Gas (MBTU)	401.945	45.127	33.200	416.154	42.055	31.530	407.111	24.343	30.943
BBM (kL) :									
HSD	860.611	1.718.512	48.264	1.541.891	1.127.855	111.227	1.210.292	666.728	132.744
MFO	231.328	487.134	95.722	253.931	339.333	353.251	116.074	222.333	28.017
IDO	579	0,6	-	28	-	-	329	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	268.167
Biomass (Ton)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	2020*		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	65.652.245	505.263	33.466
Gas (MBTU)	315.488	19.108	23.368
BBM (kL) :			
HSD	1.545.604	630.124	116.638
MFO	96.141	68.355	2.030
IDO	26	-	-
HFO	-	-	210.851
Biomass (Ton)	9.731,3	-	-

*) Realisasi sampai dengan Desember 2020

4.4 KONDISI SISTEM TRANSMISI

4.4.1 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi

Panjang jaringan transmisi meningkat dari 36.550 kms pada tahun 2011 menjadi 61.234 kms di Desember tahun 2020, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.25.

Tabel 4.25 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi (kms)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
500 kV	5.052	5.052	5.053	5.052	5.053	5.056	5.074	5.218	5.250	5.250
275 kV	1.028	1.420	1.766	1.766	2.085	1.856	2.889	3.312	3.648	3.648
150 kV	26.013	27.623	28.694	29.631	30.675	32.423	35.802	39.304	44.564	46.680
70 kV	4.457	4.228	4.125	4.114	4.279	4.669	5.035	5.342	5.397	5.656
Jumlah	36.550	38.323	39.638	40.563	42.092	44.005	48.800	53.176	58.859	61.234

*) Realisasi sampai dengan Desember 2020

4.4.2 Realisasi Susut Transmisi

Susut transmisi relatif berfluktuasi dengan nilai sebesar 2,31% pada tahun 2011 dan menurun menjadi 2,10% hingga Desember tahun 2020, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.26.

Tabel 4.26 Realisasi Susut Transmisi

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Susut Transmisi (GWh)	3.993	4.729	4.856	5.221	5.244	5.487	5.866	5.970	6.068	4.614
Susut Transmisi (%)	2,31	2,47	2,35	2,39	2,35	2,29	2,93	2,32	2,28	2,10

Data Susut Transmisi bukan terhadap yang disalurkan ke transmisi tetapi terhadap produksi netto
*) Realisasi sampai dengan Desember 2020

4.4.3 Realisasi Kapasitas Trafo GI

Kapasitas trafo GI meningkat dari 69.476 MVA pada tahun 2011 menjadi 150.008 MVA hingga Desember tahun 2020, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.27.

Tabel 4.27 Realisasi Kapasitas Trafo GI (MVA)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
500/275kV/150 kV	21.500	24.000	24.000	26.500	28.000	29.000	30.014	33.348	36.348	37.348
275/150 kV	410	590	590	770	910	2.160	6.248	8.748	9.748	9.998
150/70/20 kV	43.782	48.219	51.777	56.329	58.876	66.671	71.619	83.377	92.383	96.683
70/20 kV	3.784	3.782	3.950	4.165	4.265	4.715	5.070	5.660	5.899	5.979
Jumlah	69.476	76.591	80.317	87.764	92.051	102.546	112.951	131.133	144.378	150.008

*) Realisasi sampai dengan Desember 2020

Jumlah unit trafo GI meningkat dari 1.217 unit pada tahun 2011 menjadi 2.121 unit di TW III tahun 2020, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.28.

Tabel 4.28 Realisasi Jumlah Trafo GI (Unit)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
500/150 kV	47	49	49	52	57	59	61	69	75	77
275/150 kV	7	7	5	5	9	10	24	33	37	38
150/70/20 kV	967	1.040	1.120	1.165	1.216	1.355	1.400	1.604	1.748	1.822
70/20 kV	196	196	192	192	200	216	200	256	261	264
Jumlah	1.217	1.292	1.366	1.414	1.482	1.640	1.685	1.962	2.121	2.201

*) Realisasi sampai dengan Desember 2020

4.4.4 Realisasi Pemakaian Sendiri GI

Pemakaian sendiri GI relatif berfluktuasi dari tahun 2011 hingga Desember 2020, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.29.

Tabel 4.29 Realisasi Pemakaian Sendiri GI

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Pemakaian Sendiri GI (GWh)	97,80	93,59	112,87	104,93	114,70	111,67	113,11	103,81	137,86	125,16
Pemakaian Sendiri GI (%)	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,05	0,06

*) Realisasi sampai dengan Desember 2020

4.4.5 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik

Beban puncak meningkat dari 26.366 MW pada tahun 2011 dan realisasi sampai Desember 2020 sebesar 38.799 MW, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.30.

Tabel 4.30 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik (MW)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Beban Puncak	26.366	28.559	30.498	32.943	32.959	36.475	38.797	40.243	41.671	38.799

Beban Puncak Mesin

*) Realisasi sampai dengan Desember 2020

4.5 KONDISI SISTEM DISTRIBUSI

4.5.1 Realisasi Sistem Distribusi

Pada Tabel 4.31 dan 4.32 diberikan perbaikan susut jaringan dan keandalan sistem distribusi.

Tabel 4.31 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Panjang Jaringan Tegangan Menengah (kms)	287.423	311.740	328.151	338.085	345.406	359.747	401.959	387.301	401.422	414.800
Panjang Jaringan Tegangan Rendah (kms)	409.561	426.969	467.536	583.386	583.546	527.493	626.720	561.654	578.433	591.465
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	38.900	40.271	42.800	46.334	49.667	50.099	60.100	55.628	59.049	61.556
Jumlah trafo gardu distribusi (Unit)	317.186	343.045	361.783	388.197	404.344	433.511	471.765	481.445	508.039	527.544

*) Realisasi sampai dengan Desember 2020

Tabel 4.32 Realisasi Operasi Sistem Distribusi

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Susut Jaringan distribusi (GWh)	10.044	13.005	15.713	16.061	16.652	17.219	15.619	18.510	16.321	14.363
Susut Jaringan distribusi (%)	5,98	6,95	7,77	7,52	7,64	7,19	6,53	7,37	6,27	5,61
Pemakaian sendiri gardu distribusi (GWh)	245	279	433	475	413	539	547	611	741	707
Pemakaian sendiri gardu distribusi (%)	1,42	1,47	2,11	2,19	1,85	2,34	2,31	2,45	2,85	2,76

*) Realisasi sampai dengan Desember 2020

4.5.2 Realisasi SAIDI dan SAIFI

Realisasi keandalan pasokan listrik kepada konsumen yang diukur dengan indikator SAIDI dan SAIFI[34] jaringan PLN pada 10 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 4.32.

Tabel 4.33 Realisasi SAIDI dan SAIFI

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
SAIDI (jam/pelanggan)	4,71	3,85	5,76	5,81	5,31	25,53	19,33	15,97	18,95	12,71
SAIFI (kali/pelanggan)	4,90	4,22	7,26	5,58	5,97	15,09	12,65	9,9	11,51	9,25

*) Realisasi sampai dengan Desember 2020

[34] SAIDI adalah *System Average Interruption Duration Index*, SAIFI adalah *System Average Interruption Frequency Index*

BAB V

RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2021–2030

5.1. PERUBAHAN-PERUBAHAN TERHADAP RUPTL 2019-2028

Bab ini menjelaskan perubahan-perubahan yang terjadi dalam RUPTL 2021-2030 dibandingkan dengan RUPTL 2019-2028. Selain perubahan target COD proyek, ringkasan perubahan tersebut ditampilkan dalam Tabel 5.1.

Tabel 5.1 Ringkasan Perubahan RUPTL 2021 – 2030 terhadap RUPTL 2019 – 2028

Deskripsi	Satuan	Indonesia		Sumatera		Jawa-Bali	
		RUPTL 2019-2028	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2019-2028	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2019-2028	RUPTL 2021-2030
Pertumbuhan Listrik	%	6,4	4,9	7,9	6,6	5,7	4,0
Rasio Elektrifikasi	%	100	100	100	100	100	100
Pembangkit	MW	56.395	40.575	16.244	9.758	27.369	21.482
Transmisi	kms	57.293	47.723	16.190	12.350	17.422	12.716
Gardu Induk	MVA	124.341	76.662	29.020	17.570	79.268	45.010
Tambahan Pelanggan	juta	16,9	24,4	3,3	3,0	8,8	15,1

Deskripsi	Satuan	Kalimantan		Sulawesi		MPNT	
		RUPTL 2019-2028	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2019-2028	RUPTL 2021-2030	RUPTL 2019-2028	RUPTL 2021-2030
Pertumbuhan Listrik	%	8,3	7,8	9,0	6,9	8,4	8,5
Rasio Elektrifikasi	%	100	100	100	100	100	100
Pembangkit	MW	4.323	2.804	5.423	3.157	3.037	3.374
Transmisi	kms	10.232	11.027	8.043	7.193	5.405	4.437
Gardu Induk	MVA	3.600	6.310	8.393	4.702	4.060	3.070
Tambahan Pelanggan	juta	1,9	0,9	1,2	3,2	1,7	2,1

Dengan adanya penurunan proyeksi *demand* akibat pandemi COVID, kebutuhan pasokan listrikpun menurun. Jika dibandingkan dengan rata-rata pertumbuhan listrik pada RUPTL 2019-2028 yaitu 6,4% per tahun, pada RUPTL 2021-2030 rata-rata pertumbuhan turun signifikan ke angka 4,9% per tahun. Perbedaan

yang signifikan juga terlihat pada rata-rata proyeksi per tahun di RUKN 2019-2038 yaitu 6,9% per tahun (20 tahun kedepan) dan RPJMN 2020-2024 yaitu 6,4% per tahun (5 tahun kedepan).

Diakibatkan turunnya proyeksi *demand* pada RUPTL 2021-2030, beberapa COD pembangkit perlu disesuaikan. Tidak semua proyek pembangkit yang tertera dalam RPJMN 2020-2024 diakomodir pada RUPTL 2021-2030, mengingat sebagian besar proyek di RPJMN 2020-2024 merujuk pada RUPTL 2019-2028.

5.1.1 Perubahan untuk Sumatera

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Sumatera diperlihatkan pada Tabel 5.2, sedangkan proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2021-2030 diberikan pada Tabel 5.3 dan tambahan proyek baru pada Tabel 5.4.

Tabel 5.2 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera

No	RUPTL 2019-2028			RUPTL 2021 - 2030			Keterangan
	Nama Project	Kap (MW)	COD	Nama Project	Kap (MW)	COD	
1	PLTA Hidro Sumatera (kuota) tersebar	719,8	2025	PLTA Hidro Sumatera (kuota) tersebar	90	2025	Disesuaikan dengan kebutuhan sistem
					160	2028	
					400	2030	
		128,6	2026	PLTA Bendungan Merangin PUPR	107	2028	Program kerjasama PLN-PUPR
		62	2027	PLTA Tanjung Sakti	114	2029	Perubahan dari list kuota menjadi project
2	PLTM Minihidro Sumatera (kuota) tersebar	129,65	2024	PLTM Kanzy 3	5	2022	Perubahan dari list kuota menjadi project
		20	2026	PLTM Ketaun 3	9,99	2022	
		20	2027	PLTM Lae Ordi-1	10	2023	
		10	2028	PLTM Sidikalang-1	8,6	2024	
				PLTM Minihidro (Kuota) Tersebar	19	2023	Menyesuaikan potensi EBT serta kebutuhan sistem
					8,8	2024	
					12,4	2025	
3	Panas Bumi Sumatera (Kuota) Tersebar	195	2024	Panas Bumi Sumatera (Kuota) Tersebar	10	2024	Menyesuaikan project yang potensial COD di tahun 2025
		235	2025		30	2025	
4	PLT Bio Sinabang (Kuota) Tersebar	3	2021	PLT Bio Simeulue (Kuota) Tersebar	3	2023	Disesuaikan dengan kebutuhan sistem dan potensi yang dapat dikembangkan
		2	2024				
5	PLTBio Bangka (Kuota) Tersebar	4	2020	PLTBio Bangka (Kuota) tersebar	2	2021	Memanfaatkan potensi EBT
					2	2022	
					5	2023	
		4	2025		5	2025	
6	PLTBio Belitung (Kuota) Tersebar	2	2020	PLTBio Belitung (Kuota) Tersebar	12	2024	Disesuaikan dengan kebutuhan sistem dan potensi yang dapat dikembangkan
		3	2024				
		5	2028				

No	RUPTL 2019-2028			RUPTL 2021 - 2030			Keterangan
	Nama Project	Kap (MW)	COD	Nama Project	Kap (MW)	COD	
7	PLTBio (Kuota) Kepulauan Sumut	9,8	2023	PLTBio (Kuota) Kepulauan Sumut	3	2024	Menyesuaikan potensi EBT
8	PLTBio Kepri (kuota) Tersebar	6	2020	PLTBio (Kuota) Kepulauan Riau	4	2022	Menyesuaikan potensi EBT
					2,4	2024	
9	Surya Babel (kuota) Tersebar	0,3	2021	Surya Babel (kuota) Tersebar	10	2023	Disesuaikan dengan kebutuhan sistem dan potensi yang dapat dikembangkan
				Surya Belitung (Kuota Tersebar)	5	2023	
10	PLTG/MG Belitung 1	20	2020	PLTG/MG Belitung 1	21	2022	Disesuaikan dengan kebutuhan sistem
		10	2021				
		20	2023				
11	PLTU Belitung-2	15	2024	PLT EBT *Base* Belitung (Kuota) tersebar	30	2029	Dikembangkan menggunakan potensi EBT setempat
		15	2026				
12	PLTP Sungai Penuh (FTP2)	2x55	2025	PLTP Sungai Penuh (FTP2)	55	2028	Menyesuaikan potensi panas bumi yang dapat dikembangkan
13	PLTU Bintan	2x100	2023/ 2024	EBT *Base* Bintan	100 100	2029 2030	Dikembangkan menggunakan potensi EBT setempat
14	PLTP Danau Ranau (FPT2)	40	2026	Danau Ranau (FPT2)	20	2028	Menyesuaikan potensi panas bumi yang dapat dikembangkan
15	PLTMG Nias-2	20	2020	PLTMG Nias-2	20	2024	Disesuaikan dengan kebutuhan sistem
		10	2021				
16	PLTMG Nias-3	10	2025	PLTMG Nias-3	5	2027	Disesuaikan dengan kebutuhan sistem
		10	2026				
17	PLTGU Lampung Peaker	200	2027	PLT EBT Peaker / BESS Sumatera	150	2030	Mengoptimalkan penggunaan EBT
18	PLTGU Belawan #3	430	2022	PLT EBT Peaker / BESS Sumatera	150	2030	Mengoptimalkan penggunaan EBT

Tabel 5.3 Proyek yang Disesuaikan dalam RUPTL 2021-2030

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	PLTG MPP Banda Aceh	55	Dilayani dengan transmisi 275 kV
2	PLTG MPP Banda Aceh 2	110	Dilayani dengan transmisi 275 kV
3	PLTG Teluk Lembu	55	Menyesuaikan kebutuhan sistem
4	PLTS Sabang (Storage Sistem)	2	Menyesuaikan kebutuhan sistem
5	PLTU Bangka-1A	100	Digantikan dengan interkoneksi Sumatera-Bangka 2
6	PLTM Simpang	3,1	Project diterminasi atas aspek hukum sehingga status kembali menjadi potensi
7	PLTU Bengkulu	200	Menyesuaikan kebutuhan sistem
8	PLTM Klaai	2,6	Project diterminasi atas aspek hukum sehingga status kembali menjadi potensi
9	PLTG MPP Tj. Jabung Timur	33	Menyesuaikan kebutuhan sistem

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	Keterangan
10	PLTGU Payoselincah (ST)	35	Menyesuaikan kebutuhan sistem
11	PLTBm Mersam	3	Project diterminasi atas aspek hukum sehingga status kembali menjadi potensi
12	PLTMG Tanjung Balai Karimun	21	Memprioritaskan suplai melalui interkoneksi Sumatera-Tj. Balai Karimun
13	PLTG MPP Tanjung Pinang	33	Digantikan dengan PLTG relokasi
14	PLTU Lampung Ekstension	300	Menyesuaikan kebutuhan sistem
15	PLTMG MPP Muko-Muko/Siberida	33	Menyesuaikan kebutuhan sistem
16	PLTU MT Riau-1	600	Menyesuaikan kebutuhan sistem
17	PLTM Bukit Sileh	0,7	Project di terminasi atas aspek hukum sehingga status kembali menjadi potensi
18	PLTP Lumut Balai (FTP2) #3	55	Bergeser setelah 2029 menunggu kepastian uap dari pengembang
19	PLTP Lumut Balai (FTP2) #4	55	Bergeser setelah 2029 menunggu kepastian uap dari pengembang
20	PLTGU Borang (ST)	22	Menyesuaikan kebutuhan sistem
21	PLTU MT Banyuasin	240	Menyesuaikan kebutuhan sistem
22	PLTU MT Sumsel MT (Ekspansi)	350	Menyesuaikan kebutuhan sistem
23	PLTU MT Sumsel-6	300	Menyesuaikan kebutuhan sistem
24	PLTGU Sumbagselteng Wellhead (Kuota)	300	Menyesuaikan kebutuhan sistem
25	PLTGU Sumbagut Wellhead (Kuota)	800	Menyesuaikan kebutuhan sistem
26	PLTU Sumut-2	600	Menyesuaikan kebutuhan sistem

Tabel 5.4 Tambahan Proyek Baru di Sumatera

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTS EBT Lisdes	13,95	2021-2023	Memanfaatkan potensi EBT
2	PLTS Belinyu (PEMDA)	1	2021	Mengakomodir slot *project* pemerintah
3	PLTM Bendungan PU Batang hari	5	2024	Memanfaatkan potensi EBT
4	Pembangkit Bayu Sumatera	110	2024/2025	Memanfaatkan potensi EBT
5	PLT Surya Nias	26	2025-2029	Memanfaatkan potensi EBT

5.1.2 Perubahan untuk Jawa, Madura dan Bali

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Jawa, Madura, dan Bali diperlihatkan pada Tabel 5.5.

Tabel 5.5 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa, Madura dan Bali

No	RUPTL 2019-2028			RUPTL 2021-2030			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTP Tangkuban Perahu (FTP2)	60	2024-2025	PLTP Tangkuban Perahu (FTP2)	40	2026	Kapasitas sesuai dengan studi pre-FS dan/atau hasil studi *resource* terakhir dan mempertimbangkan kendala-kendala sosial dan lingkungan.
2	PLTP Cisolok-Cisukarame (FTP2)	50	2025	PLTP Cisolok-Cisukarame (FTP2)	20	2030	
3	PLTGU/BESS Madura	450	2024	PLTG/GU Bali (Relokasi dari Jawa)	300	2023-2025	Mendukung program Bali Mandiri Energi dan Bali Energi Bersih
4	PLTH Bawean	5	2020	PLTS Bawean	2	2022	Perubahan kapasitas dan jenis untuk menyesuaikan dengan kebutuhan sistem
5	PLTMG Bawean	3	2021	PLTS Bawean	3	2024-2030	
6	PLTS/H Tersebar Jawa Timur *(Isolated)*	8	2021	PLTS Tersebar Jawa Timur (Isolated)	29,09	2023-2024	Perubahan kapasitas untuk menyesuaikan dengan kebutuhan sistem, serta merupakan bagian dari program konversi PLTD *existing*
7	PLTH Nusa Penida	10	2020	PLTH Nusa Penida	3,5	2022	Perubahan kapasitas untuk menyesuaikan dengan kebutuhan sistem
8	PLTSa Surabaya	10	2022	PLTSa Benowo	9	2021	Kapasitas sesuai dengan studi potensi terakhir
9	PLTM Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	295,66	2020-2023	PLTM Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	309,56	2022-2026	
10	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	990	2025	PLTP Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	555	2025-2030	
11	PLTS/B Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	1085	2020-2025	PLTB Jawa Barat	60	2024	
				PLTS Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	2645	2023-2030	
12	PLTSa Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	154	2022	PLTSa Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	183	2024	

Proyek yang disesuaikan dalam RUPTL 2021-2030 diperlihatkan pada Tabel 5.6.

Tabel 5.6 Proyek yang Disesuaikan dalam RUPTL 2021 - 2030

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	PLTU Banten	660	Ditunda karena menyesuaikan dengan kebutuhan sistem
2	PLTU Jawa-5	1000	
3	PLTU Indramayu	1000	
4	PLTBg Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	5	Belum ada kejelasan terkait *feedstock*
5	PLTBm Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,9	
6	PLTM Cibalapulang-2	6,5	Terminasi kontrak
7	PLTM Cibalapulang-3	6	
8	PLTM Cisomang	4	
9	PLTSa Sumur Batu	9	Terkendala perijinan dari Pemerintah Kota
10	PLTA Karangkates	100	Terkendala keekonomian proyek.
11	PLTA Kesamben	37	
12	PLTGU Jawa-3	800	Ditunda karena menyesuaikan dengan kebutuhan sistem

Tambahan proyek baru di Jawa, Madura dan Bali yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 5.7.

Tabel 5.7 Tambahan Proyek Baru di Jawa, Madura dan Bali

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTA PS Tersebar Jawa Barat	760	2029	Diperlukan untuk meningkatkan pemanfaatan EBT
2	PLTM Jatimlerek	1,73	2023	Memanfaatkan bendung/bendungan milik kementerian PUPR
3	PLTM Titab	1,27	2022	
4	PLTS Karimunjawa	3,00	2024	Diperlukan untuk menurunkan BPP setempat
5	PLTS Lisdes	11,85	2021	Sesuai roadmap Lisdes 2021
6	PLTS Pulau Panjang	1,02	2023	Merupakan bagian dari program konversi PLTD *existing*
7	PLTS Gili Genting	3,43	2023	
8	PLTS Mandangin	4,01	2023	
9	PLTS Sapeken	3,17	2023	
10	PLTS Ketapang	1,98	2023	

5.1.3 Perubahan untuk Kalimantan

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Kalimantan diperlihatkan pada Tabel 5.8, sedangkan proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2021 - 2030 diberikan pada Tabel 5.9.

Tabel 5.8 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan

No	RUPTL 2019-2028			RUPTL 2021-2030			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTBio Ketapang (Kuota) Tersebar	10	2020	PLTBg Air Upas	2	2023	*Disburse* proyek
				PLTBg Sei Melayu	2,5	2023	*Disburse* proyek
				PLTBg Kendawangan	2,5	2023	*Disburse* proyek
				PLTBg Nanga Tayap	2,5	2023	*Disburse* proyek
2	PLTBio Nangah Pinoh (Kuota) Tersebar	10	2021	PLTBio Nangah Pinoh (Kuota) Tersebar	7	2023	Perubahan kapasitas sesuai hasil *survey*
3	PLTU Kalbar 3	2x100	2025/26	PLT EBT *Base* Kalbar	100	2027	Perubahan jenis dan kapasitas untuk memanfaatkan EBT

No	RUPTL 2019-2028			RUPTL 2021-2030			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
4	PLTU Kalbar 2	2x100	2022/23	PLTG/GU Kalbar/Pontianak (Relokasi)	*300	2022	Perubahan jenis pembangkit, relokasi mesin dari Jawa
5	PLTG/GU Kalbar/Pontianak *Peaker*	100	2022				
6	PLTG/MG/GU/MGU Kalsel	65	2023	PLTG/MG/GU/MGU Kalsel (Relokasi)	*65	2023	Relokasi mesin dari Jawa
7	PLTG/MG/GU/MGU Kalsel	135	2024	PLTG/MG/GU/MGU Kalsel (Relokasi)	*135	2024	Relokasi mesin dari Jawa
8	PLTG/MG Kalteng	100	2024	PLTG/MG Kalteng (Relokasi)	*100	2024	Relokasi mesin dari Jawa

Tabel 5.9 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2021 - 2030 di Kalimantan

No	Nama Proyek	Kap (MW)	Keterangan
1	PLTBio Ketapang (Kuota) Tersebar	10	Digantikan dengan EBT Lain
2	PLTU Kalbar-2	100	Digantikan dengan pembangkit lain
3	PLTU Kalbar-2	100	Digantikan dengan pembangkit lain
4	PLTMG Gunung Belah	18	Direncanakan pembangunan jaringan ke grid
5	PLTMG Gunung Belah	18	Direncanakan pembangunan jaringan ke grid
6	PLTS Tarakan (kuota) Tersebar	3	Dimundurkan terkait potensi
7	PLTBio Berau (Kuota) Tersebar	3	Dimundurkan terkait potensi
8	PLTS Mahakam (kuota) Tersebar	0,7	Dimundurkan terkait potensi
9	PLTM Kembayung 2	4,46	Dimundurkan terkait potensi
10	PLTM Banangar (Eks. Melanggar)	2,5	Dimundurkan terkait potensi
11	PLTM Jitan	3,4	Dimundurkan terkait potensi
12	PLTM Kalis	3	Dimundurkan terkait potensi
13	PLTM Kembayung 1	6,41	Dimundurkan terkait potensi
14	PLTM Mahap	1,3	Dimundurkan terkait potensi
15	PLTU Kalselteng 5	100	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
16	PLTBio Mantuil (Kuota) Tersebar	10	Dimundurkan terkait potensi
17	PLTD Lisdes Kalsel	0,9	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
18	PLTD Lisdes Kaltara	1,29	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
19	PLTD Lisdes Kaltara	1,2	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
20	PLTU Kalselteng 3	100	Dibatalkan sesuai surat Menteri ESDM No T-373/TL.03/MEM.L/2021
21	PLTU Kalselteng 3	100	Dibatalkan sesuai surat Menteri ESDM No T-373/TL.03/MEM.L/2021
22	PLTU Kalselteng 4	100	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
23	PLTU Kalselteng 4	100	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
24	PLTD Lisdes Kalteng	3,7	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
25	PLTD Lisdes Kalteng	0,1	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
26	PLTD Lisdes Kalteng	0,6	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain

No	Nama Proyek	Kap (MW)	Keterangan
27	PLTD Lisdes Kalteng	0,4	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
28	PLTS Lisdes Kalteng	0,5	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
29	PLTU Kaltim 3	100	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
30	PLTU Kaltim 3	100	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
31	PLTU Kaltim 5	100	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
32	PLTU Kaltim 5	100	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
33	PLTD Lisdes Kaltim	2,55	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
34	PLTD Lisdes Kaltim	1,7	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
35	PLTD Lisdes Kaltim	2,6	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
36	PLTD Lisdes Kaltim	5,1	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain
37	PLTD Lisdes Kaltim	1,35	Digantikan dengan pemanfaatan EBT Lain

Tabel 5.10 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTMG Bunyu	3	2022	Untuk meningkatkan keandalan pasokan
2	PLTS Lisdes Kaltara	1,4	2021	Pembangkit baru Lisdes dengan pemanfaatan potensi EBT setempat
3	PLTS Lisdes Kaltim	7,2	2021	Pembangkit baru Lisdes dengan pemanfaatan potensi EBT setempat
4	PLTS Kalsel (Kuota) Tersebar	0,9	2022	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
5	PLTS Lisdes Kalbar	13,6	2022	Pembangkit baru Lisdes dengan pemanfaatan potensi EBT setempat
6	PLTS Lisdes Kaltara	1,19	2022	Pembangkit baru Lisdes dengan pemanfaatan potensi EBT setempat
7	PLTS Lisdes Kaltim	5,5	2022	Pembangkit baru Lisdes dengan pemanfaatan potensi EBT setempat
8	PLTBg Air Upas	2	2023	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
9	PLTBg Kendawangan	2,5	2023	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
10	PLTBg Nanga Tayap	2,5	2023	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
11	PLTBg Sei Melayu	2,5	2023	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
12	PLTH Kaltim Peaker 2	1	2023	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
13	PLTS Dedieselisasi Kalbar	69,84	2023	Sebagai program dediselisasi sistem isolated
14	PLTS Dedieselisasi Kalsel	1,2	2023	Sebagai program dediselisasi sistem isolated
15	PLTS Dedieselisasi Kaltara	4,55	2023	Sebagai program dediselisasi sistem isolated
16	PLTS Dedieselisasi Kalteng	8,67	2023	Sebagai program dediselisasi sistem isolated
17	PLTS Dedieselisasi Kaltim	24,81	2023	Sebagai program dediselisasi sistem isolated
18	PLTS Lisdes Kalbar	22,5	2023	Pembangkit baru Lisdes dengan pemanfaatan potensi EBT setempat
19	PLTS Lisdes Kaltara	2,1	2023	Pembangkit baru Lisdes dengan pemanfaatan potensi EBT setempat
20	PLTS Lisdes Kaltim	4,1	2023	Pembangkit baru Lisdes dengan pemanfaatan potensi EBT setempat
21	PLTS Lisdes Kalbar	23,1	2024	Pembangkit baru Lisdes dengan pemanfaatan potensi EBT setempat
22	PLTS Lisdes Kaltara	1,01	2024	Pembangkit baru Lisdes dengan pemanfaatan potensi EBT setempat

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
23	PLTS Lisdes Kalteng	5,7	2024	Pembangkit baru Lisdes dengan pemanfaatan potensi EBT setempat
24	PLTS Lisdes Kaltim	3,2	2024	Pembangkit baru Lisdes dengan pemanfaatan potensi EBT setempat
25	PLTA Kaltimra Tersebar	200	2025	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
26	PLTA Lambakan	18,2	2025	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
27	PLTM Tepuai	2	2025	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
28	PLTS Kalbar (Kuota) Tersebar	30	2025	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
29	PLTS Kalseltengtimra	50	2025	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
30	PLTS Dedieselisasi Kalbar	10,5	2025	Sebagai program dediselisasi sistem isolated
31	PLTS Dedieselisasi Kalsel	2,0	2025	Sebagai program dediselisasi sistem isolated
32	PLTS Dedieselisasi Kalteng	9,83	2025	Sebagai program dediselisasi sistem isolated
33	PLTA Kaltimra Tersebar	100	2026	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
34	PLTA Kaltimra Tersebar	200	2027	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
35	PLT EBT *Base* Kalbar	100	2027	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan mengutamakan potensi EBT
36	PLTA Kalseltengtimra	200	2029	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
37	PLTA Nanga Pinoh	100	2029	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
38	PLTA Kalseltengtimra	100	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat

5.1.4 Perubahan untuk Sulawesi

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Sulawesi diperlihatkan pada Tabel 5.11 sedangkan proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2021-2030 diberikan pada Tabel 5.12.

Tabel 5.11 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi

No	RUPTL 2019-2028			RUPTL 2021-2030			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTU Sulbagut 3	100	2027/28	PLT EBT *Base* Sulbagut 3	200	2027/28	Perubahan kapasitas sesuai hasil kebutuhan sistem
2	Lisdes Sulawesi Utara Tersebar	3,27	2019-2023	Lisdes Sulawesi Utara Tersebar	1,373	2021	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei lisdes
3	Lisdes Sulawesi Tengah Tersebar	8,82	2019-2023	Lisdes Sulawesi Tengah Tersebar	10,49	2021-2024	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei lisdes

No	RUPTL 2019-2028			RUPTL 2021-2030			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
4	Lisdes Sulawesi Selatan Tersebar	1,38	2019-2023	Lisdes Sulawesi Selatan Tersebar	12,97	2021-2024	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei lisdes
5	Lisdes Sulawesi Tenggara Tersebar	6,3	2023	Lisdes Sulawesi Tenggara Tersebar	4,5	2021-2023	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei lisdes
6	PLTM Riorita	1	2023	PLTM Riorita	2,67	2025	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei
7	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar	20	2021	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar	8,3	2021	Perubahan kapasitas sesuai hasil lelang awal
8	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar	26	2021	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar	7,4	2024	Perubahan kapasitas sesuai hasil lelang awal
9	PLTM Lapai 1	4	2023	PLTM Lapai 1	5,31	2025	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei
10	PLTA Watunohu	15,8	2024	PLTA Watunohu	22	2026	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei
11	PLTA Poko	130	2024	PLTA Pokko	124,5	2026	Perubahan kapasitas sesuai hasil FS
12	PLTU Bau-Bau 2	30	2027/28	PLT EBT *Base* Bau-Bau 2	30	2027/28	Perubahan jenis untuk pemanfaatan EBT
13	PLTU Sulbagsel	400	2023/24	PLTGU Sulbagsel	*450	2023	Perubahan jenis sesuai arahan ESDM untuk menghilangkan PLTU belum tahap konstruksi. Relokasi mesin dari Jawa.
14	PLTU Bau-Bau	30	2023/24	PLTMG Bau-Bau 2	30	2023/24	Perubahan jenis sesuai arahan ESDM untuk menghilangkan PLTU belum tahap konstruksi
15	PLTA Sawangan	12	2024	PLTA Sawangan	16,6	2026	Perubahan kapasitas sesuai hasil FS
16	PLTG/GU Makassar	200	2023	PLTG/GU Makassar	*200	2023	Relokasi mesin dari Jawa.

Tabel 5.12 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2021 - 2030 di Sulawesi

No	Nama Proyek	Kap (MW)	Keterangan
1	PLTGU Sulbagut 1	150	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
2	PLTU Sulbagut 2	200	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
3	PLTGU Sulsel	450	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
4	PLTU Sulbagsel 2	400	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
5	MPP Sulteng	60	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
6	PLTGU Luwuk	150	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
7	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Sulteng	30	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
8	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Sulteng	20	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
9	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Sulteng	20	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
10	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Sulsel	20	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
11	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Sulsel	33,1	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
12	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Sulbar	10	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
13	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Sulbar	10	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
14	PLTM Sulbagsel (Kuota) Tersebar Sultra	10	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
15	MPP Bombana	10	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
16	MPP Kolaka Utara	5	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
17	Lisdes Gorontalo Tersebar	0,8	Dikeluarkan sesuai hasil survey lisdes
18	PLTU Tolitoli	50	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem

Tambahan proyek baru di Sulawesi yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 5.13.

Tabel 5.13 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTS Lisdes Sulbar	0,4	2021-23	PLTS *Isolated* Tersebar di Sulawesi Barat
2	PLTM Koro Yaentu	10	2023	PLTM baru sesuai PPA
3	PLTS Sangihe	1,3	2021	PLTS baru sebagai pemanfaatan potensi EBT setempat dan program kerjasama ADB
4	PLTS + Baterai Dedieselisasi Sulut	31,02	2023	Program dedieselisasi dengan EBT
5	PLTS + Baterai Dedieselisasi Sulteng	80,24	2023	Program dedieselisasi dengan EBT
6	PLTS Selayar	1,3	2021	PLTS baru sebagai pemanfaatan potensi EBT setempat dan program kerjasama ADB
7	PLTS + Baterai Dedieselisasi Sulsel	0,59	2023	Program dedieselisasi dengan EBT
8	PLTS + Baterai Dedieselisasi Sulsel	4,06	2025	Program dedieselisasi dengan EBT
9	PLTS + Baterai Dedieselisasi Sultra	9,84	2023	Program dedieselisasi dengan EBT

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
10	PLTS + Baterai Dedieselisasi Sultra	17,963	2025	Program dedieselisasi dengan EBT
11	PLTB Sulbagsel (Kuota) Tersebar	70	2026	Penambahan kuota PLTB *firming* (termasuk BESS sesuai fungsi *firming*) sesuai arahan ESDM dengan harga maksimal 7 cent USD/kWh

5.1.5 Perubahan untuk Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara diperlihatkan pada Tabel 5.14, sedangkan Tabel 5.15 memperlihatkan proyek yang dimundurkan di RUPTL 2021-2030. Penambahan pembangkit di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara diberikan pada Tabel 5.16.

Tabel 5.14 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

No	RUPTL 2019-2028			RUPTL 2021-2030			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTP Tulehu	7	2021-2022	PLTP Tulehu	20	2025-2026	Perubahan kapasitas sesuai nodin DIV EBT
2	PLTM Wae Mala	2	2024	PLTM Wae Mala	1,1	2026	Perubahan kapasitas sesuai nodin DIV EBT
3	Lisdes Maluku Tersebar	5,05	2019-2023	Lisdes Maluku Tersebar	30,44	2021-2023	Perubahan kapasitas sesuai hasil *survey* lisdes
4	PLTU Ambon	50	2021/22	PLT EBT *Base* Ambon	50	2030	Perubahan jenis untuk pemanfaatan EBT
5	PLTG/MG Ternate 2	30	2019/22	PLTMG Ternate 2	20	2022	Disesuaikan dengan kebutuhan sistem
6	Lisdes Maluku Utara Tersebar	2,34	2021-2023	Lisdes Maluku Utara Tersebar	19,37	2021-2023	Perubahan kapasitas sesuai hasil *survey* lisdes
7	PLTBio Sanana 2	5	2028	PLTBio Sanana 2	10	2024	Disesuaikan dengan kebutuhan sistem
8	PLTMG Merauke 3	20	2024	PLTBm Merauke 3	10	2024	Perubahan jenis pembangkit sebagai pemanfaatan potensi EBT setempat
9	PLTM Walesi Blok II	6	2024	PLTM Walesi Blok II	3,8	2026	Perubahan kapasitas sesuai nodin DIV EBT
10	PLTM Amai	1,4	2023	PLTM Amai	1,08	2028	Perubahan kapasitas sesuai nodin DIV EBT
11	PLTM Kalibumi I	2,6	2023	PLTM Kalibumi I	6,35	2025	Perubahan kapasitas sesuai nodin DIV EBT
12	PLTMG Biak 3	20	2024	PLTMG Biak 3	15	2024	Disesuaikan dengan kebutuhan sistem
13	PLTU Jayapura 2	50	2025	PLT EBT *Base* Jayapura 2	50	2029	Perubahan jenis untuk pemanfaatan EBT
14	Lisdes Papua Tersebar	39,89	2019-2023	Lisdes Papua Tersebar	24,16	2021-2030	Perubahan kapasitas sesuai hasil *survey* lisdes
15	Lisdes Papua Barat Tersebar	16,6	2019-2023	Lisdes Papua Barat Tersebar	3,19	2021-2027	Perubahan kapasitas sesuai hasil *survey* lisdes

No	RUPTL 2019-2028			RUPTL 2021-2030			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
16	PLTU Sorong 3	50	2024	PLT EBT *Base* Sorong 3	50	2029	Perubahan jenis untuk pemanfaatan EBT
17	PLTMGU Lombok Peaker	134	2019	PLTMGU Lombok Peaker	10	2021	Perubahan kapasitas sesuai realisasi COD
18	PLTU Lombok 2	50	2023	PLTMG Lombok 2	50	2024	Perubahan jenis untuk menurunkan penggunaan batu bara
19	PLTU Lombok 2	50	2024	PLTMG Lombok 2	50	2025	Perubahan jenis untuk menurunkan penggunaan batu bara sesuai arahan ESDM
20	PLTU Lombok 3	50	2025	PLT EBT *Base* Lombok 3	50	2026	Perubahan jenis untuk pemanfaatan EBT
21	PLTU Lombok 3	50	2026	PLT EBT *Base* Lombok 3	50	2027	Perubahan jenis untuk pemanfaatan EBT
22	PLTU Sumbawa 2	50	2023	PLTMG Sumbawa 3	50	2024	Perubahan Jenis untuk menurunkan penggunaan batu bara sesuai arahan ESDM
23	PLTU Sumbawa 2	50	2024	PLTMG Sumbawa 3	50	2025	Perubahan Jenis untuk menurunkan penggunaan batu bara
24	PLTS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	5	2021	PLTS Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	2023	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei
25	PLTM Lombok (Kuota) Tersebar	0,61	2021	PLTM Lombok (Kuota) Tersebar	0,58	2025	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei
26	PLTU Lombok 4	50	2027	PLT EBT *Base* Lombok 4	50	2028	Perubahan jenis untuk pemanfaatan EBT
27	PLTU Lombok 4	50	2028	PLT EBT *Base* Lombok 4	50	2029	Perubahan jenis untuk pemanfaatan EBT
28	PLTMG Kupang 2	50	2022	PLTMG Kupang 2	30	2024	Disesuaikan dengan kebutuhan sistem
29	PLTU Timor 2	50	2027	PLT EBT *Base* Timor 2	50	2026	Perubahan jenis untuk mengutamakan potensi EBT
30	PLTH Sumba	5	2023	PLTS Sumbawa	5	2023	Perubahan jenis untuk pemanfaatan EBT
31	PLTH Sumba	5	2025	PLTS Sumbawa	5	2024	Perubahan jenis untuk pemanfaatan EBT
32	PLTH Sumba	5	2027	PLTS Sumbawa	5	2024	Perubahan jenis untuk pemanfaatan EBT
33	PLTB Timor (Kuota) Tersebar	10	2022	PLTB Timor (Kuota) Tersebar	11	2024	Perubahan kapasitas sesuai hasil kajian
34	PLTB Timor (Kuota) Tersebar	10	2023	PLTB Timor (Kuota) Tersebar	11	2024	Perubahan kapasitas sesuai hasil kajian
35	PLTH Tersebar	1	2020	PLTS Lembata	3	2022	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei
36	PLTH Maubesi	1	2021	PLTB Maubesi	2	2022	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei
37	PLTH Sabu Raijua	1	2020	PLTS Sabu Raijua	0,6	2021	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei
38	PLTS REEP 1 Tersebar	7,5	2022	PLTS REEP 1 Tersebar	4,36	2022	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei

No	RUPTL 2019-2028			RUPTL 2021-2030			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
39	PLTS/H PLTS Lisdes NTT	5,77	2019	PLTS PLTS Lisdes NTT	2,37	2021	Perubahan kapasitas sesuai hasil survei

Tabel 5.15 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2021 - 2030 di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

No	Nama Proyek	Kap (MW)	Keterangan
1	PLTP Jailolo	10	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
2	PLTMG Nabire 2	10	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
3	PLTU Jayapura 3	50	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
4	PLTBio Bacan 2	10	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
5	PLTU Ambon/Waai	30	Tidak dilanjutkan sesuai hasil Radir
6	PLTMG Saparua	5	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
7	PLTMG Maba	10	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
8	PLTD Malifut	5	Sesuai dengan arahan ESDM untuk menghentikan pengadaan PLTD baru
9	PLTA Flores (Kuota) Tersebar	17	Dimundurkan terkait potensi
10	PLTMG Rote	5	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
11	PLTMG Lembata	5	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
12	PLTH Aesesa	0,7	Direncanakan pembangunan jaringan ke *grid*
13	PLTH Bajawa	1,3	Direncanakan pembangunan jaringan ke *grid*
14	PLTBm Alor	1	Dimundurkan sesuai kesiapan pasokan
15	PLTBm Alor	1	Dimundurkan sesuai kesiapan pasokan
16	PLTBm Rote	1	Dimundurkan sesuai kesiapan pasokan
17	PLTBm Rote	1	Dimundurkan sesuai kesiapan pasokan
18	PLTS Tersebar	3,79	Dimundurkan terkait potensi
19	PLTS/B/AL Flores (Kuota) Tersebar	7	Dimundurkan terkait teknologi dan potensi

Tabel 5.16 Tambahan Proyek Baru di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
1	PLTGU Haltim	*200	2024	Pemenuhan kebutuhan pelanggan *smelter* di Maluku Utara, dibangun jika sudah didapatkan kepastian *demand* dari pelanggan *smelter*. Relokasi mesin dari Jawa.
2	PLTMG Morotai 2	20	2023	Pemenuhan kebutuhan pelanggan besar di Maluku Utara
3	PLTM Cascade Walesi	6	2024	PLTM baru sebagai pemanfaatan potensi EBT setempat
4	PLTM Uwe	1,5	2024	PLTM baru sebagai pemanfaatan potensi EBT setempat
5	PLTBm Kaimana 2	10	2028	PLTBio baru tersebar di Papua Barat

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
6	PLTM Warnasi Warkapi	4,6	2025	PLTM baru sebagai pemanfaatan potensi EBT setempat
7	PLTU Sorong (Ex Timika)	28	2023	Relokasi PLTU (Ex Timika) dari Kalimantan ke Sorong sesuai hasil RADIR
8	PLTS + Baterai Saparua 2	5	2027	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan potensi EBT
9	PLTS + Baterai Bula	5	2030	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan potensi EBT
10	PLTS Bula	3	2022	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan potensi EBT
11	PLTS + Baterai Namlea	5	2023	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan potensi EBT
12	PLTS Tobelo	10	2022	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan potensi EBT
13	PLTS + Baterai Weda	5	2023	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan potensi EBT
14	PLTS + Baterai Morotai 3	10	2023	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan potensi EBT
15	PLTBio Weda	5	2028	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan potensi EBT
16	PLTS + Baterai Timika	10	2025	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan potensi EBT
17	PLTS + Baterai Serui	5	2026	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan potensi EBT
18	PLTS + Baterai Sarmi	5	2029	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan potensi EBT
19	PLTS + Baterai Manokwari	15	2029	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan potensi EBT
20	PLTP Buru (Kuota) Tersebar	10	2029	PLTP baru sebagai pemanfaatan potensi EBT setempat
21	PLTS + Baterai Dedieselisasi Maluku	548,07	2023	Program dedieselisasi dengan EBT
22	PLTS + Baterai Dedieselisasi Maluku Utara	22,43	2023	Program dedieselisasi dengan EBT
23	PLTS + Baterai Dedieselisasi Papua	113,85	2023/25	Program dedieselisasi dengan EBT
24	PLTS + Baterai Dedieselisasi Papua Barat	50,12	2023/25	Program dedieselisasi dengan EBT
25	PLTS Manokwari (Eks APBN)	2,00	2022	PLTS baru sebagai pemanfaatan potensi EBT setempat
26	PLTS Dedieselisasi NTB	8,474	2023	Sebagai program dediselisasi sistem isolated
27	PLTBm Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	2024	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan potensi EBT
28	PLTS Lunyuk (Kuota) Tersebar	2	2022	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
29	PLTS Lunyuk (Kuota) Tersebar	2	2024	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
30	PLTS Lunyuk (Kuota) Tersebar	2	2028	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
31	PLTS Medang	0,31	2022	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
32	PLTS Rote (Kuota) Tersebar	2	2022	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
33	PLTS Rote (Kuota) Tersebar	1	2028	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
34	PLTB Sumba (Kuota) Tersebar	3	2023	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
35	PLTS Adonara	4	2022	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
36	PLTS Lembata (Kuota) Tersebar	3	2023	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
37	PLTS Sumba	5	2026	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
38	PLTS Sumba	5	2026	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
39	PLTS Sumba	5	2028	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
40	PLTS Sumba	5	2028	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
41	PLTS Sumba	5	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
42	PLTS Sumba	5	2030	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
43	PLTS Flores (Labuhan Bajo dan lokasi lain)	30	2022	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
44	PLTS Dedieselisasi NTT	40,76	2023	Sebagai program dediselisasi sistem *isolated*
45	PLTS Dedieselisasi NTT	29,53	2023	Sebagai program dediselisasi sistem *isolated*
46	PLTS Dedieselisasi NTT	5	2025	Sebagai program dediselisasi sistem *isolated*
47	PLTS Timor (Kuota) Tersebar	5	2023	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
48	PLTS Timor (Kuota) Tersebar	5	2024	Pembangkit baru untuk pemanfaatan potensi EBT setempat
49	PLT EBT *Base* Timor 3	50	2028	Untuk meningkatkan keandalan pasokan dengan mengutamakan potensi EBT

5.2. PENANGGULANGAN PERMASALAHAN JANGKA PENDEK

Bagian ini menjelaskan upaya penanggulangan permasalahan ketenagalistrikan jangka pendek untuk seluruh wilayah usaha PLN.

5.2.1 Wilayah Sumatera

Wilayah Sumatera saat ini terdiri dari Sistem Interkoneksi Sumatera dan sistem-sistem *isolated*. Sebagian besar sistem *isolated* berada di kepulauan, dan sebagian lokasinya sangat jauh di Pulau Sumatera. Permasalahan jangka pendek yang perlu diselesaikan di sistem *isolated* secara umum adalah memenuhi kekurangan pasokan daya atau cadangan daya di beberapa sistem, menggantikan pembangkit eksisting yang tidak efisien, menaikkan rasio elektrifikasi dan meningkatkan kemampuan pasokan daya untuk daerah perbatasan serta pulau terluar. Upaya PLN dalam mengatasi permasalahan jangka pendek yang saat ini diprioritaskan pada upaya-upaya sebagai berikut :

1. Relokasi PLTD dari sistem *isolated* yang sudah terhubung ke sistem interkoneksi.
2. Pengurangan konsumsi BBM dilakukan dengan cara *hybrid* PLTD dengan PLTS dan Baterai.

3. Mengkoneksikan sistem-sistem *isolated* kepulauan dengan sistem interkoneksi ataupun sistem *isolated* terdekat, untuk meningkatkan keandalan serta mengoptimalkan operasional pembangkit.

Saat ini Sistem Sumatera sudah terinterkoneksi melalui *backbone* 275 kV. Dengan terkoneksinya jaringan 275 kV Sumatera tersebut, diharapkan selain dapat meningkatkan keandalan Sistem Sumatera, juga dapat mengoptimalkan pembangkit energi murah dari Sumatera Selatan dan Jambi.

Permasalahan yang terjadi di Sistem Sumatera saat ini adalah fleksibilitas operasi yang masih belum bisa optimum terutama saat kondisi luar waktu beban puncak (LWBP). Beberapa kontrak gas yang sedang berjalan saat ini masih dibatasi minimum penggunaan gas harian, sehingga fleksibilitas operasi pembangkit menjadi terbatas dan *merit order* sistem menjadi tidak optimum. Terkait hal tersebut maka sedang diupayakan untuk menyesuaikan kontrak gas menjadi *multi destination* (beberapa kontrak gas dengan supplier yang sama digabungkan) sehingga pengaturan minimum operasi pembangkit gas bisa lebih fleksibel. Selain masalah tersebut, terdapat masalah terkait tidak diaktifkannya fasilitas *free governor* pada beberapa pembangkit lama sehingga mengakibatkan pengaturan naik-turun pembangkit menjadi lambat. Untuk mengantisipasi hal tersebut, dalam waktu dekat akan dilakukan *assesment* terhadap *free governor* di pembangkit dan mengaktifkan kembali pada *mode automatic*.

Selain fleksibilitas operasi, saat ini juga terdapat permasalahan pasokan listrik di Subsistem Lampung. Pasokan Subsistem Lampung ini sangat bergantung pada kinerja PLTU Tarahan dan Sebalang, jika terjadi gangguan pada salah satu pembangkit tersebut, maka menyebabkan Subsistem Lampung *collapse* (akibat tidak adanya yang menyokong tegangan). Untuk mengantisipasi hal tersebut, maka telah di lakukan perkuatan sistem dengan penambahan jalur interkoneksi di sisi timur. Dengan beroperasinya jalur baru tersebut maka diharapkan sudah tidak ada lagi permasalahan di Subsistem Lampung.

Permasalahan lain yang saat ini masih terjadi di Sistem Interkoneksi Sumatera adalah tegangan yang cukup tinggi di sekitar GITET 275 kV Sistem Sumbagsel. Berdasarkan data realisasi operasi sampai dengan Bulan Oktober 2020, rata-rata tegangan di GITET 275 kV Sistem Sumbagsel adalah 287,3 kV dan tegangan tertinggi sebesar 294 kV. Sedangkan Batasan operasional tegangan tertinggi menurut Aturan Jaringan Sumatera adalah 288,75 kV. Realisasi rata-rata tegangan tersebut sudah mendekati batasan tertinggi operasional. Kondisi

tersebut akan menjadi lebih buruk saat LWBP atau saat beban rendah dimana tegangan akan menjadi lebih tinggi. Untuk mengatasi hal tersebut, saat ini sedang dilaksanakan pemasangan reaktor di GITET 275 kV Betung yang diharapkan dapat menurunkan level tegangan menuju nilai tegangan nominal.

5.2.2 Wilayah Jawa Bali

Realisasi operasi sistem tenaga listrik Jawa Bali s.d Desember tahun 2020 dengan produksi energi mencapai 187.726 GWh yang menurun 3,51 % dari tahun sebelumnya. Beban puncak tertinggi yang pernah dicapai hingga April tahun 2021 sebesar 27.973 MW dengan kondisi *reserve margin* 31%. *Reserve margin* pada akhir tahun 2019 cukup bagus karena beroperasinya PLTU Jawa 7 dan PLTU Jawa 8 yang dipercepat COD nya dari tahun 2020 menjadi tahun 2019.

Sejak diterapkannya Pembatasan Sosial Berskala Besar (PSBB) mulai Maret 2020, beban puncak sistem Jawa-Bali semakin menurun hingga mencapai titik terendahnya sebesar 23.136 MW pada Mei 2020. Selanjutnya dengan diterapkannya PSBB transisi, maka beban puncak berangsur-angsur meningkat hingga mencapai 27.335 MW pada Juni 2021.

Aliran daya Sistem Jawa Bali dari Jawa Bagian Timur ke Jawa Bagian Barat dimana kondisi pembebanan transmisi SUTET dan SUTT maupun IBT 500/150 kV sudah tidak memenuhi kriteria kontingensi N-1. Batas transfer tidak hanya dari sisi termal penghantar tapi juga dari stabilitas yang perlu menjadi perhatian utama jika terjadi gangguan bisa mengakibatkan gangguan meluas.

Selain itu juga terdapat permasalahan ekskursi tegangan di beberapa GITET di wilayah barat dan gardu induk di Sistem Jawa Bali terkait kecukupan daya reaktif. Saat ini di Sistem Jawa Bali sudah terpasang kompensator sebesar 2.725 MVar dengan komposisi yang beroperasi 1.100 MVar di UP2B Jakarta-Banten, 395 MVar di UP2B Jawa Barat, 350 MVar di UP2B Jawa Tengah-DIY, 605 MVar di UP2B Jawa Timur, 400 MVar di UP2B Bali.

Dari kondisi tersebut diatas penanggulangan dan penanganan jangka pendek yang perlu menjadi prioritas adalah sebagai berikut:

1. Beroperasinya SUTET Balaraja – Kembangan untuk meningkatkan batas stabilitas *outlet* pembangkit di Banten.

2. Beroperasinya IBT 500/150 kV GITET Duri Kosambi, IBT 500/150 kV GITET Deltamas, IBT 500/150 kV GITET Tambun, IBT #3 Grati, IBT #2 Gresik beserta *outlet*-nya.
3. Beroperasinya SUTET Tanjung Jati – Ungaran – Batang – Mandirancan – Indramayu – Deltamas untuk evakuasi daya pembangkit dan meningkatkan batas stabilitas transfer daya dari Jawa Bagian Tengah ke Jawa Bagian Barat.
4. Regasifikasi pembangkit di Subsistem Bali, untuk mengurangi pemakaian BBM di Bali.
5. Beberapa identifikasi kebutuhan reaktor baru sebagai berikut: GITET Batang, GITET Mandirancan, GITET Indramayu masing-masing 200 Mvar. Reaktor untuk pemulihan gangguan *blackout* di GITET Bekasi/Tambun 100 MVar, GITET Cilegon 100 MVar, GITET Durikosambi 50 MVar, GITET Deltamas 50 MVar, GITET Muaratawar 50 Mvar. Reaktor untuk periode beban rendah di GITET Bandung Selatan 200 MVar (perbaikan/ penggantian), GITET Tasikmalaya 100 MVar, GITET Kesugihan 100 MVar, GITET Paiton 100 MVar, GITET Krian 100 MVar (perbaikan/penggantian), GITET Ungaran 100 MVar (perbaikan/penggantian).
6. Identifikasi kebutuhan kapasitor baru 2020-2021 sebesar 2050 MVar (525 MVar di UP2B Jakarta Banten yaitu di Subsistem Cilegon 275 MVar, Subsistem Balaraja 150 MVar dan Subsistem Cibinong 100 MVar; 725MVar di UP2B Jawa Barat yaitu di Subsistem Cibatu 450 MVar, Subsistem Cirata 75 MVar dan Subsistem Mandirancan 200 Mvar; 375 MVar di UP2B Jawa Tengah & DIY yaitu di Subsistem Pedan 275 MVar, Subsistem Tanjung Jati 50 MVar dan Subsistem Ungaran 50 MVar; 425 MVar di UP2B Jawa Timur yaitu di Subsistem Krian 175 MVar, Subsistem Paiton – Grati 150 MVar dan Subsistem Kediri 100 MVar).

Terdapat 16 inisiatif strategi untuk mengantisipasi agar gangguan *partial Blackout* pada tanggal 04 Agustus 2019 tidak terjadi kembali, yaitu:

1. Melakukan pembaruan prosedur operasi dan pemeliharaan dengan melakukan manajemen risiko yang lebih ketat dalam pemeliharan jaringan serta melakukan eskalasi masalah kritikal.

2. Meningkatkan pengelolaan sistem proteksi diantaranya: *Relay Commisioning Test*, membuat jalur karir terdedikasi, dan meningkatkan kompetensi bagi ahli proteksi.
3. Memperkuat sistem pengelolaan tanaman untuk menjaga jarak aman di bawah saluran transmisi, termasuk kerangka peraturan dan implementasi *Backlog Clearance*.
4. Melakukan aktivasi *Free Governor* dan *Automatic Generation Control* pada pembangkit *existing*.
5. Memastikan ketersediaan *Spinning Reserve* yang memadai untuk mencakup 1 unit terbesar. Cadangan putar harus disiapkan sebesar 1 unit terbesar yang terdiri dari 10% (10 detik), 25% (30 detik), 50% (1 min) dan 100% (10 min) dengan komposisi pembangkit *fast response* seperti PLTG & PLTA sekitar 50% dari unit terbesar.
6. Meningkatkan manajemen *load shedding*, misalkan implementasi *dynamic load shedding* dan perlindungan kebutuhan kritikal.
7. Melakukan pembaharuan *Grid Code* yang mencakup syarat *spinning reserve, islanding, house load,* dan *black start.*
8. Memastikan kepatuhan penuh PPA/SLA terhadap *Grid Code* dengan penerapan insentif dan penalti yang tegas.
9. Melakukan tinjauan desain *islanding*.
10. Meningkatkan kapabilitas dan kapasitas *house loading.*
11. Melakukan tinjauan terhadap prosedur, desain, dan kapasitas *black start* untuk memastikan waktu *ramp up* yang lebih pendek.
12. Melakukan *upgrade* sistem cadangan di gardu induk untuk memastikan sistem otomasi yang andal.
13. Meninjau tata kelola dari pusat *dispatch* (prosedur darurat, struktur organisasi).
14. Melakukan pembaruan sistem komunikasi darurat PLN sehingga menjadi sistem terintegrasi dengan kemampuan *broadcasting* yang mumpuni.
15. Meningkatkan komunikasi dengan konsumen selama pemadaman.
16. Meningkatkan ketahanan Subsistem Jawa Bagian Barat dengan melihat opsi terbaik.

5.2.3 Wilayah Indonesia Timur

Kondisi kekurangan pasokan tenaga listrik di Wilayah Indonesia Timur pada dasarnya disebabkan oleh keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit tenaga listrik, baik proyek PLN maupun proyek yang dibangun oleh IPP.

Kondisi jangka pendek yang perlu diselesaikan adalah memenuhi kekurangan pasokan daya, menggantikan pembangkit BBM *existing* yang tidak efisien, menaikkan rasio elektrifikasi secara cepat pada daerah yang elektrifikasinya masih tertinggal dan meningkatkan kemampuan pasokan daya untuk daerah perbatasan serta pulau terluar.

Tindakan yang telah dilakukan oleh PLN untuk menanggulangi hal tersebut meliputi penambahan pembangkit baru yang bersifat *mobile* (*mobile power plant*/MPP), kerjasama operasi pembangkit dengan Pemda setempat, pembelian *excess power*, mempercepat penyelesaian pembangunan PLTU batubara, mempercepat penyelesaian pembangunan saluran transmisi, relokasi pembangkit dari sistem yang sudah *over supply,* mengamankan kontinuitas pasokan energi primer dan memasang beberapa PLTS *centralized* dan *solar home system* secara terbatas. Terkait dengan MPP, penggunaan jenis pembangkit ini adalah untuk kebutuhan mobilisasi pembangkit secara cepat ke tempat lain yang lebih membutuhkan serta dapat dioperasikan dengan bahan bakar gas/LNG. Selain itu, MPP tersebut diadakan untuk memenuhi kebutuhan sebagai berikut:

1. Memenuhi kekurangan pasokan listrik dalam waktu cepat dan bersifat sementara sebelum pembangkit utama non-BBM beroperasi.
2. Menggantikan pembangkit BBM sewa dan ekisting yang tidak efisien karena mempunyai *specific fuel consumption* (SFC) lebih baik.
3. Menaikkan rasio elektrifikasi secara cepat pada daerah yang elektrifikasi-nya tertinggal dan tidak tersedia sumber daya non-BBM lainnya.

Teknologi *mobile power plant* ini dapat berupa *barge mounted*, *truck mounted* atau *container*, bergantung pada kondisi dan situasi sistem setempat.

5.3. PROYEKSI PENJUALAN TENAGA LISTRIK

Merujuk pada Pasal 28 dan Pasal 29 Undang-Undang Nomor 30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan, PLN selaku Pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk kepentingan umum wajib menyediakan tenaga listrik secara terus-

menerus, dalam jumlah yang cukup dengan mutu dan keandalan yang baik. Dengan demikian PLN harus mampu melayani kebutuhan tenaga listrik saat ini maupun di masa yang akan datang agar PLN dapat memenuhi kewajiban yang diminta oleh Undang-Undang tersebut. Sebagai langkah awal PLN harus dapat memperkirakan kebutuhan tenaga listrik paling tidak hingga 10 tahun ke depan.

Kebutuhan tenaga listrik pada suatu daerah didorong oleh beberapa faktor utama, yaitu pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan penduduk, tarif listrik dan program elektrifikasi dan program pemerintah diantaranya membangun Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), Kawasan Industri (KI), Kawasan Strategis Pariwisata Nasional (KSPN) , Sentra Kelautan dan Perikanan Terpadu (SKPT) dan jaringan listrik Pos Lintas Batas Negara (PLBN) serta rencana pemindahan Ibu Kota Negara (IKN). PLN akan melistriki seluruh kasawan tersebut.

Pertumbuhan ekonomi dalam pengertian yang sederhana adalah proses meningkatkan *output* barang dan jasa. Proses tersebut memerlukan tenaga listrik sebagai salah satu input untuk menunjangnya, disamping input-input barang dan jasa lainnya. Disamping itu hasil dari pertumbuhan ekonomi adalah peningkatan pendapatan masyarakat yang mendorong peningkatan permintaan barang-barang/peralatan listrik seperti televisi, pendingin ruangan, lemari es dan lainnya. Akibatnya permintaan tenaga listrik akan meningkat.

Penyusunan prakiraan kebutuhan listrik dibuat dengan menggunakan sebuah aplikasi prakiraan beban yang disebut "*Simple-E*". Aplikasi ini menggunakan model regresi yang diperoleh dari data historis beberapa indikator seperti penjualan energi listrik, daya tersambung, jumlah pelanggan, pertumbuhan ekonomi, populasi dan tarif listrik untuk membentuk persamaan yang fit. Kebutuhan listrik ke depan diproyeksikan dengan menggunakan variabel bebas (indikator) yang mempunyai pengaruh besar (korelasi yang kuat) terhadap permintaan listrik. Variabel bebas yang umumnya mempunyai korelasi yang kuat dengan peningkatan/penurunan konsumsi listrik adalah pertumbuhan ekonomi dan populasi serta tarif listrik. Simple-E berbasis pada regresi sehingga tidak dapat mengakomodir *shocking demand* karena masuknya pelanggan besar pada suatu waktu tertentu. Oleh karena itu, hasil proyeksi *demand* dari *Simple-E* akan diinjeksi secara manual ketika *demand* pelanggan besar masuk. Pada *demand forecast* RUPTL, bagian yang diinjeksi adalah proyeksi penjualan (kWh), daya tersambung (MVA) dan jumlah pelanggan.

Injeksi beban atau intervensi langsung terhadap hasil simulasi *Simple-E* dapat dilakukan dalam hal terdapat daftar tunggu pelanggan besar yang sudah jelas besar daya dan waktu kebutuhannya. Hal ini dengan pertimbangan bahwa

pelanggan tersebut tidak dapat terefleksi dengan menggunakan metode regresi. Terkait volatilitas pemakaian listrik sektor industri yang di pada sebagian provinsi tidak bisa direfleksikan dari variabel-variabel atau *driver* regresi yang digunakan, maka dilakukan *expert judgement* untuk proyeksi *demand* pelanggan industri dengan tetap mempertimbangkan faktor-faktor kewajaran baik kewajaran pertumbuhan, penambahan daya tersambung maupun kewajaran jam nyala.

Aplikasi *Simple-E* dilengkapi dengan fasilitas untuk melihat tingkat ketelitian dan tingkat signifikansi pengaruh suatu variabel bebas terhadap variabel tidak bebas dengan analisa uji statistik. Dari model yang terbentuk juga didapat parameter korelasi serta beberapa uji statistik untuk menganalisa pemodelan yang digunakan.

Upaya melistriki KEK, KI dan Program Pemerintah lainnya

Program peningkatan rasio elektrifikasi dan program pemerintah untuk membangun KEK, KI, kawasan strategis pariwisata nasional, sentra kelautan dan perikanan terpadu dan PLBN juga signifikan mempengaruhi peningkatan permintaan listrik. Sebagai upaya PLN untuk mendukung program Pemerintah dalam meningkatkan rasio elektrifikasi maka PLN perlu melistriki semua masyarakat yang ada dalam wilayah usahanya. Hal ini secara langsung akan menjaga eksistensi wilayah usaha PLN dan sekaligus meningkatkan rasio elektrifikasi di Indonesia, khususnya pada daerah-daerah yang telah menjadi wilayah usaha PLN.

Seiring dengan program pemerintah untuk membangun KEK, PLN diharapkan dapat memenuhi kebutuhan listrik kawasan-kawasan yang telah dicanangkan pemerintah sebagai KEK. PLN dianggap mampu melistriki baik dengan melistriki langsung (pembangunan pembangkit atau jaringan ke kawasan) maupun dengan pengalihan *captive power*. Berdasarkan Undang – Undang Nomor 39 Tahun 2009 tentang Kawasan Ekonomi Khusus dan sesuai dengan Peraturan Pemerintah tentang Kawasan Ekonomi Khusus, maka beberapa KEK yang telah ditetapkan dan telah dipertimbangkan dalam perhitungan *demand forecast* diantaranya adalah sebagai berikut :

1. KEK Arun Lhokseumawe, di Provinsi Aceh
2. KEK Sei Mangkei, di Provinsi Sumatera Utara
3. KEK Tanjung Api-Api, di Provinsi Sumatera Selatan
4. KEK Galang Batang, di Provinsi Kepulauan Riau
5. KEK Tanjung Kelayang, di Provinsi Bangka Belitung
6. KEK Tanjung Lesung, di Provinsi Banten

7. KEK Kendal, di Provinsi Jawa Tengah
8. KEK Singhasari, di Provinsi Jawa Timur
9. KEK Mandalika, di Provinsi Nusa Tenggara Barat
10. KEK Maloy Batuta Trans Kalimantan, di Provinsi Kalimantan Timur
11. KEK Palu, di Provinsi Sulawesi Tengah
12. KEK Bitung, di Provinsi Sulawesi Utara
13. KEK Likupang, di Provinsi Sulawesi Utara
14. KEK Morotai, di Provinsi Maluku Utara
15. KEK Sorong, di Provinsi Papua Barat

PLN telah mengidentifikasi proyeksi kebutuhan listrik dengan menindaklanjuti setiap rencana program-program pemerintah dan potensi pelanggan serta mengevaluasi rencana pasokan listrik untuk calon-calon pelanggan tersebut. Rencana pasokan untuk beberapa KEK, KI, Destinasi Pariwisata Prioritas (DPP), Destinasi Pariwisata Super Prioritas (DPSP), Kawasan Strategis Pariwisata Nasional (KSPN), Sentra Kelautan dan Perikanan Terpadu (SKPT) dan pelanggan besar *smelter* diberikan pada lampiran E. Jadwal operasi infrastruktur untuk mendukung pasokan tersebut, akan menyesuaikan potensi *demand* dan jadwal implementasinya.

Rencana Penyediaan Listrik untuk Ibu Kota Negara Baru

Selain mendukung program pemerintah untuk pengembangan kawasan, PLN juga mendukung rencana pemindahan ibu kota negara (IKN) ke Pulau Kalimantan yang telah diumumkan oleh Presiden pada tahun 2019. Pemindahan ini mulai aktif dilaksanakan pada tahun 2024 dan diharapkan selesai pada tahun 2029. Inisiasi awal lokasi adalah di sebagian Kabupaten Penajam Paser Utara dan sebagian di Kabupaten Kutai Kartanegara. Hingga saat ini, penyusunan *Master Plan* Ibu Kota sedang dilaksanakan oleh Bappenas. Pemerintah menargetkan rencana induk *(masterplan)* pembangunan ibu kota baru di Kalimantan Timur akan selesai pada akhir 2020.

Untuk rancangan zonasi dan tahapan pembangunan ibu kota negara baru yang disampaikan oleh Bappenas dibagi menjadi 3 tahapan besar sebagai berikut :

- Tahapan pertama yaitu pembangunan kawasan inti pusat pemerintahan pada tahun 2021-2024.
- Tahapan kedua yaitu pembangunan kawasan ibu kota negara pada tahun 2025-2029.
- Tahapan ketiga yaitu pembangunan perluasan kawasan ibu kota negara pada tahun 2030-2045.

Estimasi kebutuhan listrik IKN adalah lebih kurang 900 MVA yang akan disiapkan secara bertahap oleh PLN. Untuk kebutuhan tersebut, akan dibangun tambahan insfrastruktur baik pembangkit, transmisi maupun GI yang memadai. Kebijakan pemerintah untuk memasok kebutuhan listrik IKN dari sumber energi baru terbarukan, mendorong pengembangan EBT khususnya PLTA di Provinsi Kalimantan Utara dan Kalimantan Timur. PLTA tersebut akan disalurkan melalui SUTET dan GITET 500 kV. Pembangunan SUTET dan GITET ini selaras dengan master plan Kelistrikan pulau Kalimantan, dimana seluruh provinsi di Pulau Kalimantan terinterkoneksi dengan *backbone* 500 kV.

Untuk mendukung kelancaran pengembangan PLTA, khususnya terkait pemanfaatan waduk *existing* dan pengembangan waduk baru, dilakukan kerja sama dengan Kementerian Pekerjaaan Umum dan Perumahan Rakyat (PUPR) yang saat ini masih dalam tahap perencanaan.

PLN mendukung penyediaan listrik yang cukup, andal dan ramah lingkungan untuk Ibu Kota Negara baru. Terkait dengan hal tersebut, maka beberapa konsep yang akan dilaksanakan adalah sebagai berikut :

- *Zero Down Time*
- *Circular configuration grid and smart grid*
- Penggunaan *under ground cable* (UGC) untuk jaringan ketenagalistrikan di dalam IKN
- Mengedepankan *Green Energy*

Penyediaan infrastruktur stasiun pengisian kendaraan listrik umum (SPKLU) untuk mendukung penggunaan kendaraan listrik.
Tahapan pasokan energi dari tahun 2024-2030 untuk IKN dapat dilihat dari tabel 5.17 di bawah.

Tabel 5.17 Rencana Pasokan untuk IKN

Uraian	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
MVA	191	249	434	509	640	652	652
GWh	382	499	868	1,017	1,280	1,303	1,303

5.3.1 Pertumbuhan Ekonomi

Pertumbuhan perekonomian Indonesia dinyatakan dalam produk domestik bruto (PDB). Dalam metode proyeksi dengan regresi, analisis hubungan historis di masa lalu antara pertumbuhan ekonomi dan penjualan tenaga listrik akan direfleksikan dalam formulasi matematis yang fit dan digunakan untuk memproyeksi penjualan di masa yang akan datang.

Analisis pertumbuhan ekonomi dalam hubungannya dengan penjualan biasanya dikaitkan dengan elastisitas penjualan terhadap pertumbuhan ekonomi. Elastisitas

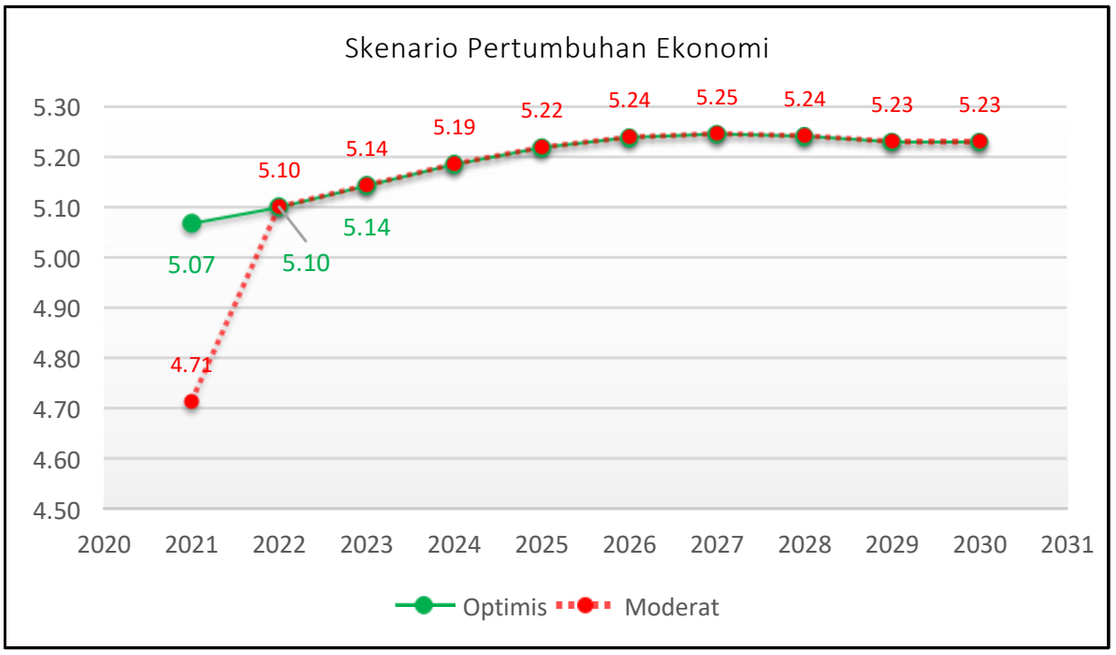
menggambarkan berapa besar signifikansi pertumbuhan ekonomi berdampak pada kenaikan penjualan tenaga listrik. Rata-rata elastisitas tahun 2004-2014 adalah 1,3. Elastistas ini menurun di 2015 yaitu 0,4, ketika pertumbuhan ekonomi 4,79 % dan penjualan hanya tumbuh sekitar 2,1%. Tahun 2016 elastisitas kembali tinggi yaitu 1,3 namun turun kembali di 2017 menjadi 0,7 ketika pertumbuhan ekonomi 5,2% tidak dapat mendongkrak konsumsi listrik yang hanya mencapai angka 3,6%. Menurunnya angka elastisitas tersebut diperkirakan salah satu penyebabnya adalah berkembangnya sektor usaha yang tidak banyak menggunakan listrik.

Jika dilihat dari historis pertumbuhan ekonomi, tahun 2009 ekonomi tumbuh relatif rendah (4,6%) disebabkan oleh krisis finansial global yang terjadi pada tahun 2008 dan berlanjut ke 2009. Perekonomian Indonesia kembali pulih pada tahun 2010 dengan pertumbuhan 6,2% dan menguat pada tahun 2011 sebesar 6,5% yang kemudian menurun kembali di tahun 2012 dan 2013 dengan pertumbuhan ekonomi berturut-turut 6,3% dan 5,7%. Pertumbuhan ekonomi tahun 2014 semakin menurun ke 5,1% diakibatkan masih belum membaiknya perekonomian global sehingga mempengaruhi permintaan akan produk ekspor indonesia. Pertumbuhan ekonomi mengalami penurunan pada tahun 2015, tumbuh hanya 4,79%. Pada tahun tersebut juga terjadi penurunan penjualan listrik yang cukup drastis terutama pada sektor industri. Pada tahun 2016, terjadi peningkatan penjualan ke angka 6,6% sementara pertumbuhan ekonomi naik sekitar 5,1%. Namun hingga akhir tahun 2019, elastisitas pertumbuhan penjualan terhadap pertumbuhan ekonomi masih dibawah 1. Perlu usaha ekstra untuk meningkatkan angka elastisitas ini, salah satunya dengan meningkatkan penjualan listrik ke sektor-sektor industri.

Proyeksi Pertumbuhan Ekonomi terdampak Pandemi COVID-19

Terjadinya pandemi COVID-19 yang dampaknya mulai terlihat dari penurunan penjualan tenaga listrik di bulan April 2020, menyebabkan proyeksi pertumbuhan ekonomi kondisi normal (sebelum pandemi) harus direvisi. Konsultan UGM dan PLN menyusun kembali skenario pertumbuhan ekonomi 2 (dua) skenario. Kedua skenario pertumbuhan ekonomi tersebut masih berada pada rentang *baseline* (rata-rata 4,5%) dan RPJMN (rata-rata 6%) dari proyeksi pertumbuhan ekonomi yang disusun oleh Bappenas. Rata-rata pertumbuhan ekonomi per tahun selama sepuluh tahun periode 2021-2030 untuk skenario optimis 5,19%, dan untuk skenario moderat 5,15%. Selain itu, angka proyeksi pertumbuhan ekonomi tersebut telah sesuai dengan kesimpulan rapat asumsi ekonomi makro yang diadakan Ditjen

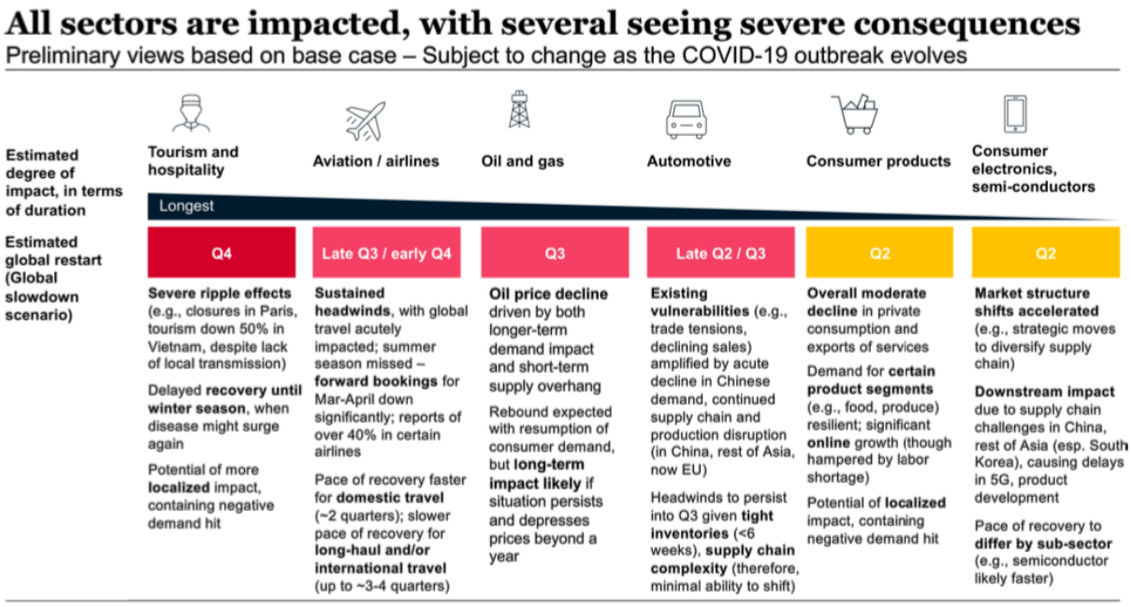
Gatrik tgl 4 Agustus 2020 yang dihadiri BKF, BI, Bappenas, Kemenperin dan UGM. Kedua skenario tersebut sebagaimana ditampilkan pada Gambar 5.1.



Gambar 5.1 Proyeksi Pertumbuhan Ekonomi Kedua Skenario

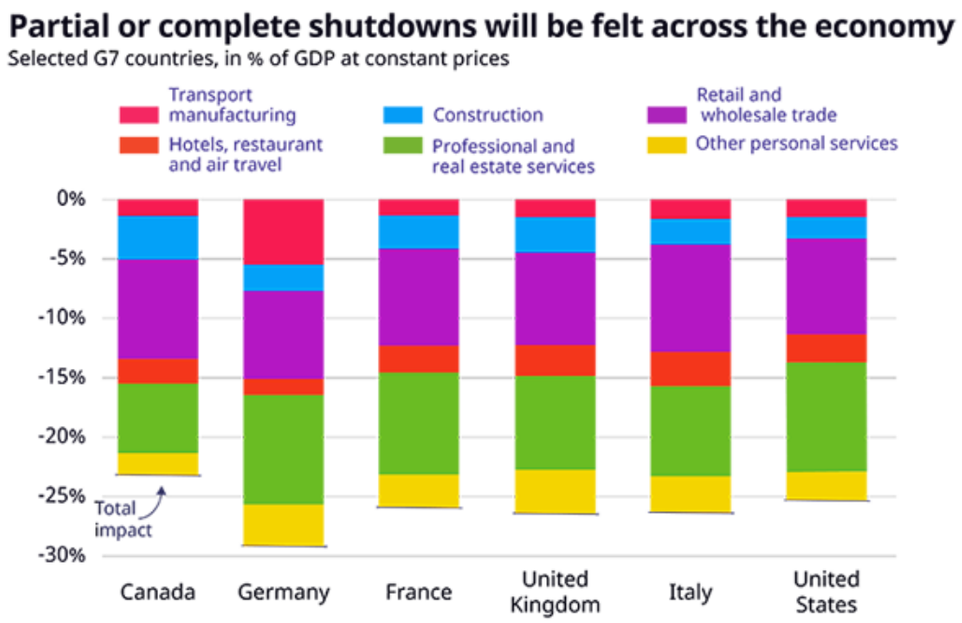
Kedua skenario tersebut disusun dengan memperhatikan dampak COVID-19 terhadap ke 17 (tujuh belas sektor lapangan usaha) penyusun pertumbuhan ekonomi. Setiap sektor dianalisa waktu pemulihannya. Secara presisi, sangat sulit untuk menentukan kapan kejadian ini akan berakhir dan normal kembali. Namun demikian, beberapa prediksi dapat dijadikan acuan awal bagaimana pandemi ini memberikan dampak bagi pertumbuhan ekonomi, khususnya dampak terhadap 17 sektor ekonomi dan kapan waktu pulih (*recovery time*) dari sektor ekonomi terdampak COVID-19.

McKinsey dalam *Global Report* 3 Maret 2020, memberikan gambaran prediksi *recovery time* beberapa sektor usaha seperti ditunjukkan pada Gambar 5.2. Gambar tersebut memperlihatkan bahwa sektor pariwisata dan penerbangan akan mengalami dampak paling lama, sedangkan industri elektronik dan produk konsumsi akan memiliki *recovery time* tercepat.



Gambar 5.2 Waktu Pulih Beberapa Sektor Usaha

OECD (*Organization for Economic Cooperation and Development*) dalam *G20 summit on outlook for global economy* 27 Maret 2020 menyusun prediksi dampak *partial* maupun *complete shutdown* pada enam negara anggota OECD seperti ditunjukkan pada Gambar 5.3. Berdasarkan hasil analisa tersebut, dapat diperkirakan rata-rata guncangan ekonomi pada negara-negara terdampak Covid-19 yang menerapkan pembatasan sosial di masing-masing sektor ekonomi. Dengan membandingkan proporsi dampak tersebut dengan besarnya guncangan ekonomi yang diterima masing-masing negara, dapat dilakukan prediksi pertumbuhan ekonomi terdampak Covid-19 untuk Indonesia, dimana dampak terhadap perekonomian Indonesia diprediksi tidak separah keenam negara OECD tersebut.



Gambar 5.3 Dampak *Shutdown* terhadap Sektor Ekonomi 6 Negara OECD

Dalam kajian "Prediksi Dampak Covid-19 terhadap Ekonomi Indonesia", dirangkum 2 skenario prediksi yang disusun oleh lembaga-lembaga yang secara umum menggolongkan skenario tersebut dalam hal yang sama yaitu berdampak moderat dan berdampak berat sesuai dengan Tabel 5.18

Tabel 5.18 Prediksi Skenario Beberapa Lembaga

Kajian	Kementerian Keuangan	ADB	Bank Dunia	Kriteria
Skenario 1	Skenario Berat	Skenario Guncangan Kecil	Skenario *Baseline*	Pembatasan Sosial Jangka Pendek (hingga Juni)
Skenario 2	Skenario Sangat Berat	Skenario Guncangan Besar	Skenario *Lower*	Pembatasan Sosial Jangka Panjang (hingga September)

Sumber: Studi UGM

Pada skenario 1, baik Kementerian Keuangan maupun ADB memberikan perkiraan pertumbuhan ekonomi yang tidak jauh berbeda pada 2020 yaitu 2,3% dan 2,5%. Sedangkan untuk skenario 2, pertumbuhan ekonomi kedua lembaga tersebut memberikan prediksi yang sama yaitu -0,4%.

Hasil konsensus internal PT PLN (Persero) untuk asumsi skenario pertumbuhan beban terdampak Covid-19 dibedakan menjadi 2 skenario yaitu optimis dan moderat. Pembeda terbesar kedua skenario adalah dari waktu pemulihan baik pertumbuhan ekonomi maupun penjualan listrik. Asumsi untuk skenario optimis, waktu pemulihan cepat sedangkan skenario moderat diasumsikan waktu pemulihannya lebih lambat.

5.3.2 Pertumbuhan Penduduk

Sumber data penduduk hanya tersedia secara periodik, yaitu Sensus Penduduk (SP) pada tahun-tahun yang berakhiran dengan angka 0 (nol) dan Survei Penduduk Antar Sensus (SUPAS) pada pertengahan dua sensus atau tahun-tahun yang berakhiran dengan angka 5 (lima). Jumlah penduduk Indonesia pada tahun 2010 adalah 238,6 juta orang dan jumlah rumah tangga 61,2 juta KK berdasar sensus penduduk tahun 2010. Sedangkan untuk memperkirakan jumlah penduduk hingga tahun 2029, PLN menggunakan laju pertumbuhan

penduduk dari Buku Proyeksi Penduduk Bappenas-BPS-UNFPA 2015-2045 hasil SUPAS tahun 2015.

5.3.3 Tarif Listrik

Indikator tarif listrik memberikan efek yang berbeda terhadap permintaan listrik dibandingkan dengan indikator pertumbuhan ekonomi dan pertumbuhan penduduk. Kecenderungannya, peningkatan tarif listrik akan menekan konsumsi listrik hingga suatu titik tertentu. Observasi dari data historis penjualan PLN memperlihatkan kecenderungan masyarakat (konsumen rumah tangga), industri dan bisnis untuk menekan atau mengurangi konsumsi listrik ketika harga listrik meningkat. Dengan memasukkan tarif listrik, sebagian efek penurunan pemakaian listrik dari program efesiensi energi ataupun program konservasi energi dapat digambarkan.

Agar dapat menjalankan kewajiban melakukan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum, PLN membutuhkan pembiayaan yang mencukupi disertai keuntungan yang wajar (*revenue requirement*) agar operasional perusahaan dapat berkesinambungan secara terus menerus. Sumber pembiayaan tersebut dapat bersumber dari penjualan tenaga listrik kepada konsumen dan pendapatan yang diperoleh dari pemerintah. Untuk memenuhi *revenue requirement* tersebut, pemerintah melalui Peraturan Menteri Keuangan Nomor 44/PMK.02/2017 menetapkan konsep *cost plus margin* sebagai dasar perhitungannya.

Berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 28 Tahun 2016, terdapat 38 golongan tarif konsumen yang dilayani oleh PLN. Seluruh golongan tarif tersebut dapat dikelompokkan menjadi 2, yaitu golongan tarif subsidi dan golongan tarif nonsubsidi. Terdapat 25 golongan tarif subsidi dan 13 golongan tarif nonsubsidi. Tarif subsidi ditetapkan oleh pemerintah dengan besaran yang lebih rendah dari biaya pokok produksi (BPP) tenaga listrik. Tarif nonsubsidi ditetapkan oleh pemerintah dengan besaran yang disesuaikan setiap 3 bulan berdasarkan perubahan makro ekonomi (kurs, ICP, inflasi) dan perubahan harga patokan batubara. Basis acuan besaran tarif nonsubsidi menggunakan nilai BPP ditambah margin 7%.

Kebijakan tarif juga terkait dengan upaya penyediaan pasokan listrik untuk memasok potensi pelanggan besar. Beberapa pelanggan besar dipasok dengan infrastruktur yang khusus diperuntukkan hanya untuk melayani pelanggan bersangkutan. Hal ini biasanya dilakukan pada pelanggan yang berlokasi relatif jauh dari grid *existing*. Untuk pelanggan tersebut, kebijakan pemberian tarif sesuai kesepakatan *business to business* diterapkan.

Salah satu hal penting mengenai kebijakan pemerintah mengenai tarif tenaga listrik adalah bahwa tarif tenaga listrik secara bertahap dan terencana diarahkan untuk mencapai nilai keekonomiannya. Proyeksi tarif listrik tahun-tahun ke depan pada RUPTL ini disesuaikan dengan proyeksi inflasi. Pada dasarnya dalam penentuan tarif listrik untuk jangka pendek (bulanan), PLN juga mempertimbangkan Harga Minyak Mentah Indonesia (*Indonesia Crude Price*/ICP) dan nilai Kurs. Namun mengingat kondisi saat ini dimana harga minyak mentah di pasar dunia terus mengalami fluktuasi yang relatif cepat, maka ICP tidak dimasukkan dalam proyeksi jangka panjang tarif listrik di RUPTL ini.

5.3.4 Rasio Elektrifikasi

Angka rasio elektrifikasi yang digunakan merujuk pada RUKN 2019-2038, dengan asumsi jumlah rumah tangga berdasarkan data BPS. Dalam proyeksi dengan aplikasi *Simple-E*, target rasio elektrifikasi digunakan untuk menghitung jumlah tambahan pelanggan rumah tangga. Sehingga ketika rasio elektrifikasi sudah mencapai 100%, maka tambahan pelanggan ke depan semestinya sebesar tambahan jumlah rumah tangga. Namun kasus di beberapa provinsi ditemukan bahwa ketika rasio elektrifikasi sudah mencapai 100%, pelanggan sektor rumah tangga masih bertambah secara signifikan dan melampaui asumsi tambahan jumlah rumah. Oleh karena itu, untuk provinsi-provinsi tertentu, digunakan asumsi jumlah rumah dan bukan jumlah rumah tangga.

5.3.5 Asumsi yang Digunakan untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan

Beberapa data yang digunakan untuk pemodelan proyeksi tenaga listrik Indonesia yang meliputi data-data historis sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 5.19. Sedangkan data pemodelan untuk wilayah operasi diperlihatkan pada Tabel 5.20 hingga Tabel 5.24.

Tabel 5.19 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Indonesia)

Uraian	Satuan	2011	2012	2013	2014	2015
Jumlah Penduduk	Juta	242,87	246,33	249,74	253,12	255,91
Pertumbuhan Penduduk	%	2,20	1,42	1,39	1,35	1,10
Inflasi	%	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Pertumbuhan PDRB	%	6,17	6,03	5,56	5,01	4,88
PDRB Bisnis	%	8,09	8,32	7,08	6,50	6,04
PDRB Publik	%	8,76	6,04	4,81	6,45	6,72
PDRB Industri	%	4,47	4,42	4,89	3,75	3,71
Penjualan Tenaga Listrik :						
a. Rumah Tangga	GWh	64.656	71.637	76.670	83.503	88.077
b. Bisnis	GWh	27.770	30.077	32.852	35.517	36.155
c. Publik	GWh	9.778	10.609	11.342	12.271	13.014
d. Industri	GWh	54.262	59.662	63.801	65.326	63.561
Pelanggan :						
a. Rumah Tangga		42.380.997	46.024.288	49.918.358	53.113.888	56.411.524
b. Bisnis		2.022.520	2.178.848	2.362.873	2.552.790	2.805.098
c. Publik		1.214.906	1.302.399	1.408.030	1.499.765	1.604.090
d. Industri		50.077	52.360	55.220	58.016	62.971
Pendapatan* :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	39.109.218	45.820.136	53.427.746	63.296.514	73.746.761
b. Bisnis	Juta Rp	26.527.273	29.699.385	37.960.959	44.940.154	46.369.927
c. Publik	Juta Rp	7.761.928	8.518.249	10.233.794	12.398.942	14.772.264
d. Industri	Juta Rp	38.564.581	42.929.222	50.985.611	64.103.824	73.112.373
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	605	640	697	758	837
b. Bisnis	Rp/kWh	955	987	1.156	1.265	1.283
c. Publik	Rp/kWh	794	803	902	1.010	1.135
d. Industri	Rp/kWh	711	720	799	981	1.150
Rasio Pelanggan Rumah Tangga**	%	68,32	73,08	77,83	82,00	86,13
Rasio Elektrifikasi**	%	70,80	75,65	80,20	84,20	88,27

Data historis penjualan dan pelanggan listrik Tarakan dimasukkan dari awal

* Sumber Data SILM, untuk pendapatan tahun 2011 - 2020

** Realisasi rasio pelanggan rumah tangga dan rasio elektrifikasi sampai Desember 2020

Uraian	Satuan	2016	2017	2018	2019	2020
Jumlah Penduduk	Juta	258,82	261,67	264,47	267,21	268,35
Pertumbuhan Penduduk	%	1,14	1,10	1,07	1,04	0,43
Inflasi	%	3,8	3,8	3,8	3,8	4,0
Pertumbuhan PDRB	%	5,03	5,07	5,17	5,09	-0,40
PDRB Bisnis	%	6,39	6,62	5,74	6,36	0,87
PDRB Publik	%	5,84	5,02	4,10	4,83	-0,53
PDRB Industri	%	3,91	4,08	2,31	3,82	-1,64
Penjualan Tenaga Listrik :						
a. Rumah Tangga	GWh	92.996	93.837	97.142	102.917	112.848
b. Bisnis	GWh	38.994	40.873	43.243	46.118	42.858
c. Publik	GWh	14.047	14.641	15.703	16.881	15.820
d. Industri	GWh	67.634	71.716	76.345	77.142	70.588
Pelanggan :						
a. Rumah Tangga		59.046.537	62.339.485	65.773.617	69.340.198	72.073.578
b. Bisnis		3.142.153	3.479.157	3.692.905	3.786.141	3.925.039
c. Publik		1.727.664	1.865.042	1.987.943	2.146.196	2.243.732
d. Industri		69.273	76.475	87.926	104.565	122.741
Pendapatan* :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	78.592.957	99.044.089	107.148.740	112.838.590	109.999.224
b. Bisnis	Juta Rp	46.878.064	50.773.102	53.861.876	57.976.989	51.952.905
c. Publik	Juta Rp	15.135.944	16.113.137	17.239.560	18.433.781	17.663.068
d. Industri	Juta Rp	71.658.029	78.095.834	83.144.468	84.780.743	77.856.125
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	845	1.055	1.103	1.096	975
b. Bisnis	Rp/kWh	1.202	1.242	1.246	1.257	1.212
c. Publik	Rp/kWh	1.077	1.101	1.098	1.092	1.116
d. Industri	Rp/kWh	1.059	1.089	1.089	1.099	1.103
Rasio Pelanggan Rumah Tangga**	%	89,16	93,12	95,27	95,75	96,71
Rasio Elektrifikasi**	%	91,17	94,35	98,30	98,89	99,20

Data historis penjualan dan pelanggan listrik Tarakan dimasukkan dari awal

* Sumber Data SILM, untuk pendapatan tahun 2011 - 2020

** Realisasi rasio pelanggan rumah tangga dan rasio elektrifikasi sampai Desember 2020

Tabel 5.20 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sumatera)

Uraian	Satuan	2011	2012	2013	2014	2015
Jumlah Penduduk	Juta	51,09	51,97	52,84	53,70	54,63
Pertumbuhan Penduduk	%	2,20	1,71	1,68	1,63	1,72
Inflasi	%	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Pertumbuhan PDRB	%	6,12	5,68	4,85	4,48	3,38
PDRB Bisnis	%	8,22	8,50	7,06	6,71	5,03
PDRB Publik	%	6,97	5,46	5,33	7,42	7,14
PDRB Industri	%	5,59	4,30	3,36	2,03	1,61
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :						
a. Rumah Tangga	GWh	11.717	13.612	14.476	15.850	16.889
b. Bisnis	GWh	3.858	4.052	4.283	4.536	4.778
c. Publik	GWh	1.923	2.150	2.335	2.458	2.598
d. Industri	GWh	3.992	4.390	4.645	4.767	4.902
Pelanggan :						
a. Rumah Tangga		8.211.395	8.958.122	9.724.032	10.361.378	10.971.567
b. Bisnis		430.205	461.503	495.764	525.615	559.921
c. Publik		230.962	248.081	268.119	285.677	305.628
d. Industri		6.069	6.337	6.704	7.299	7.950
Pendapatan* :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	7.072.632	8.439.297	9.633.193	11.351.420	13.215.414
b. Bisnis	Juta Rp	3.609.830	3.980.488	4.853.941	5.715.336	6.070.114
c. Publik	Juta Rp	1.542.438	1.695.391	2.029.477	2.488.306	3.064.870
d. Industri	Juta Rp	2.849.685	3.184.168	3.670.860	4.608.596	5.610.844
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	604	620	665	716	782
b. Bisnis	Rp/kWh	936	982	1.133	1.260	1.270
c. Publik	Rp/kWh	802	789	869	1.012	1.180
d. Industri	Rp/kWh	714	725	790	967	1.145
Rasio Pelanggan Rumah Tangga**	%	66,52	71,25	75,62	79,60	82,83
Rasio Elektrifikasi**	%	72,06	77,41	81,56	85,15	88,21

* Sumber Data SILM, untuk pendapatan tahun 2011 - 2020

** Realisasi rasio pelanggan rumah tangga dan rasio elektrifikasi sampai Desember 2020

Uraian	Satuan	2016	2017	2018	2019	2020
Jumlah Penduduk	Juta	55,40	56,15	56,88	57,60	57,95
Pertumbuhan Penduduk	%	1,42	1,35	1,30	1,26	0,60
Inflasi	%	3,8	3,8	3,8	3,8	4,0
Pertumbuhan PDRB	%	4,24	4,39	3,41	4,48	-0,86
PDRB Bisnis	%	6,28	6,44	5,09	6,03	0,52
PDRB Publik	%	4,88	5,39	4,20	5,19	-0,39
PDRB Industri	%	2,62	2,21	2,00	3,36	-2,02
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :						
a. Rumah Tangga	GWh	17.902	18.271	18.922	20.102	21.747
b. Bisnis	GWh	5.129	5.431	5.886	6.330	5.972
c. Publik	GWh	2.811	2.953	3.198	3.430	3.476
d. Industri	GWh	5.136	5.905	6.606	6.837	6.916
Pelanggan :						
a. Rumah Tangga		11.561.395	12.307.982	13.092.200	13.785.308	14.353.277
b. Bisnis		619.406	683.818	736.181	772.070	812.104
c. Publik		330.328	359.932	389.060	415.474	437.541
d. Industri		8.811	9.745	11.040	11.429	12.168
Pendapatan* :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	14.296.797	19.120.990	20.812.115	21.988.021	21.127.273
b. Bisnis	Juta Rp	6.203.632	6.757.533	7.400.371	7.958.749	7.521.909
c. Publik	Juta Rp	3.141.380	3.369.946	3.660.944	3.884.553	3.770.057
d. Industri	Juta Rp	5.436.663	6.450.351	7.235.580	7.586.549	7.755.342
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	799	1.047	1.100	1.094	971
b. Bisnis	Rp/kWh	1.210	1.244	1.257	1.257	1.260
c. Publik	Rp/kWh	1.118	1.141	1.145	1.132	1.085
d. Industri	Rp/kWh	1.059	1.092	1.095	1.110	1.121
Rasio Pelanggan Rumah Tangga**	%	86,08	90,41	95,10	96,26	97,38
Rasio Elektrifikasi**	%	90,46	94,74	98,80	99,26	99,69

* Sumber Data SILM, untuk pendapatan tahun 2011 - 2020

** Realisasi rasio pelanggan rumah tangga dan rasio elektrifikasi sampai Desember 2020

Tabel 5.21 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Jawa-Madura-Bali)

Uraian	Satuan	2011	2012	2013	2014	2015
Jumlah Penduduk	Juta	142,67	144,37	146,04	147,68	149,28
Pertumbuhan Penduduk	%	1,18	1,19	1,16	1,12	1,08
Inflasi	%	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Pertumbuhan PDRB	%	6,49	6,38	6,03	5,60	5,49
PDRB Bisnis	%	7,90	8,14	6,91	6,25	6,16
PDRB Publik	%	9,61	5,91	4,24	5,78	6,31
PDRB Industri	%	4,59	4,69	5,93	5,58	4,70
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :						
a. Rumah Tangga	GWh	44.646	48.500	51.558	55.814	58.626
b. Bisnis	GWh	20.744	22.444	24.419	26.689	26.947
c. Publik	GWh	6.427	6.882	7.259	7.912	8.345
d. Industri	GWh	49.000	53.874	57.710	58.991	56.980
Pelanggan :						
a. Rumah Tangga		28.066.341	30.203.537	32.511.666	34.467.687	36.643.172
b. Bisnis		1.250.133	1.340.634	1.444.120	1.565.895	1.743.298
c. Publik		788.775	842.309	904.966	964.499	1.032.852
d. Industri		40.561	42.387	44.646	46.564	50.626
Pendapatan* :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	27.199.659	31.574.882	36.746.484	43.431.212	50.609.136
b. Bisnis	Juta Rp	19.956.955	22.205.955	28.388.541	33.872.826	34.672.944
c. Publik	Juta Rp	5.083.257	5.521.794	6.592.760	7.920.391	9.307.840
d. Industri	Juta Rp	34.814.210	38.732.562	46.133.139	57.960.862	65.637.536
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	609	651	713	778	863
b. Bisnis	Rp/kWh	962	989	1.163	1.269	1.287
c. Publik	Rp/kWh	791	802	908	1.001	1.115
d. Industri	Rp/kWh	710	719	799	983	1.152
Rasio Pelanggan Rumah Tangga**	%	73,44	78,05	82,74	86,92	91,43
Rasio Elektrifikasi**	%	73,81	78,42	83,11	87,28	91,78

* Sumber Data SILM, untuk pendapatan tahun 2011 - 2020

** Realisasi rasio pelanggan rumah tangga dan rasio elektrifikasi sampai Desember 2020

Uraian	Satuan	2016	2017	2018	2019	2020
Jumlah Penduduk	Juta	150,70	152,08	153,44	154,77	156,06
Pertumbuhan Penduduk	%	0,95	0,92	0,89	0,87	0,84
Inflasi	%	3,8	3,8	3,8	3,8	4,0
Pertumbuhan PDRB	%	5,62	5,62	4,41	5,30	-0,13
PDRB Bisnis	%	6,41	6,60	5,79	6,41	1,02
PDRB Publik	%	6,25	4,74	3,63	4,42	-0,72
PDRB Industri	%	4,68	5,21	2,99	4,41	-1,27
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :						
a. Rumah Tangga	GWh	61.586	61.724	63.748	67.308	73.701
b. Bisnis	GWh	29.003	30.318	31.847	33.935	31.186
c. Publik	GWh	8.961	9.291	9.900	10.623	9.483
d. Industri	GWh	60.654	63.728	67.293	67.433	60.665
Pelanggan :						
a. Rumah Tangga		38.161.143	39.981.280	41.862.708	43.826.186	45.156.496
b. Bisnis		1.983.251	2.219.063	2.356.995	2.414.352	2.492.417
c. Publik		1.109.118	1.193.189	1.272.937	1.353.758	1.408.220
d. Industri		55.730	61.312	70.861	86.732	103.659
Pendapatan* :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	53.362.112	65.386.200	70.316.484	73.736.093	71.777.530
b. Bisnis	Juta Rp	34.801.976	37.538.172	39.459.693	42.482.664	37.423.705
c. Publik	Juta Rp	9.480.411	10.003.688	10.613.000	11.347.434	10.723.694
d. Industri	Juta Rp	64.291.649	69.359.217	73.209.737	74.004.105	66.776.445
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	866	1.059	1.103	1.096	974
b. Bisnis	Rp/kWh	1.200	1.238	1.239	1.252	1.200
c. Publik	Rp/kWh	1.058	1.077	1.072	1.068	1.131
d. Industri	Rp/kWh	1.060	1.088	1.088	1.097	1.101
Rasio Pelanggan Rumah Tangga**	%	94,33	97,93	97,98	98,29	98,96
Rasio Elektrifikasi**	%	94,68	98,28	98,67	99,36	99,60

* Sumber Data SILM, untuk pendapatan tahun 2011 - 2020

** Realisasi rasio pelanggan rumah tangga dan rasio elektrifikasi sampai Desember 2020

Tabel 5.22 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Kalimantan)

Uraian	Satuan	2011	2012	2013	2014	2015
Jumlah Penduduk	Juta	14,70	15,03	15,35	15,67	15,36
Pertumbuhan Penduduk	%	5,57	2,19	2,14	2,09	(1,98)
Inflasi	%	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Pertumbuhan PDRB	%	6,45	5,72	3,95	3,37	1,38
PDRB Bisnis	%	7,42	7,47	6,71	6,85	4,84
PDRB Publik	%	7,02	6,79	6,12	7,74	7,47
PDRB Industri	%	6,52	5,03	2,32	0,91	-1,63
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :						
a. Rumah Tangga	GWh	3.556	4.096	4.529	5.059	5.344
b. Bisnis	GWh	1.326	1.421	1.529	1.674	1.807
c. Publik	GWh	537	594	653	711	768
d. Industri	GWh	410	436	458	496	521
Pelanggan :						
a. Rumah Tangga		2.113.628	2.357.032	2.612.959	2.810.289	2.984.245
b. Bisnis		140.756	157.379	177.280	191.253	208.888
c. Publik		70.097	75.974	85.947	90.339	95.595
d. Industri		1.194	1.257	1.309	1.370	1.427
Pendapatan* :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	2.042.722	2.438.865	2.925.385	3.553.736	4.141.760
b. Bisnis	Juta Rp	1.183.462	1.350.422	1.689.752	2.046.110	2.223.822
c. Publik	Juta Rp	413.889	477.634	588.609	725.202	857.274
d. Industri	Juta Rp	291.664	317.860	374.884	472.545	569.267
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	574	595	646	702	775
b. Bisnis	Rp/kWh	892	951	1.105	1.222	1.231
c. Publik	Rp/kWh	770	804	902	1.019	1.116
d. Industri	Rp/kWh	712	728	819	953	1.093
Rasio Pelanggan Rumah Tangga**	%	58,15	63,48	68,68	72,27	77,99
Rasio Elektrifikasi**	%	58,39	71,11	74,50	78,28	84,10

Data historis penjualan dan pelanggan listrik Tarakan dimasukkan dari awal

* Sumber Data SILM, untuk pendapatan tahun 2011 - 2020

** Realisasi rasio pelanggan rumah tangga dan rasio elektrifikasi sampai Desember 2020

Uraian	Satuan	2016	2017	2018	2019	2020
Jumlah Penduduk	Juta	15,58	15,80	16,02	16,23	16,43
Pertumbuhan Penduduk	%	1,47	1,41	1,36	1,31	1,27
Inflasi	%	3,8	3,8	3,8	3,8	4,0
Pertumbuhan PDRB	%	2,02	4,33	2,79	3,33	-2,10
PDRB Bisnis	%	4,08	6,67	4,59	5,29	-0,22
PDRB Publik	%	4,45	4,43	4,89	5,01	-0,43
PDRB Industri	%	0,41	2,87	1,52	1,94	-3,51
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :						
a. Rumah Tangga	GWh	5.657	5.658	5.862	6.310	6.897
b. Bisnis	GWh	1.961	2.032	2.232	2.413	2.384
c. Publik	GWh	828	853	931	1.035	1.037
d. Industri	GWh	554	654	811	945	1.034
Pelanggan :						
a. Rumah Tangga		3.164.119	3.385.823	3.640.099	3.881.968	4.149.977
b. Bisnis		225.203	241.676	251.076	256.072	263.356
c. Publik		102.664	110.568	115.742	130.057	138.647
d. Industri		1.512	1.702	1.869	1.906	1.986
Pendapatan* :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	4.493.196	6.076.089	6.686.823	7.188.999	7.244.890
b. Bisnis	Juta Rp	2.303.860	2.539.135	2.818.704	3.119.042	2.925.895
c. Publik	Juta Rp	874.491	958.832	1.040.633	1.156.178	1.128.372
d. Industri	Juta Rp	566.525	736.673	927.468	1.086.382	1.213.784
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	794	1.074	1.141	1.139	1.050
b. Bisnis	Rp/kWh	1.175	1.250	1.263	1.292	1.227
c. Publik	Rp/kWh	1.056	1.124	1.118	1.117	1.088
d. Industri	Rp/kWh	1.023	1.126	1.143	1.150	1.174
Rasio Pelanggan Rumah Tangga**	%	81,49	85,96	91,00	92,29	94,07
Rasio Elektrifikasi**	%	87,72	92,10	97,32	98,34	98,86

Data historis penjualan dan pelanggan listrik Tarakan dimasukkan dari awal

* Sumber Data SILM, untuk pendapatan tahun 2011 - 2020

** Realisasi rasio pelanggan rumah tangga dan rasio elektrifikasi sampai Desember 2020

Tabel 5.23 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sulawesi)

Uraian	Satuan	2011	2012	2013	2014	2015
Jumlah Penduduk	Juta	17,70	17,96	18,22	18,47	18,73
Pertumbuhan Penduduk	%	1,89	1,47	1,43	1,40	1,38
Inflasi	%	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Pertumbuhan PDRB	%	8,54	9,04	7,69	6,87	8,18
PDRB Bisnis	%	10,17	10,64	8,85	7,95	8,36
PDRB Publik	%	8,25	7,22	6,15	7,05	7,70
PDRB Industri	%	10,41	12,18	9,13	3,21	12,82
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :						
a. Rumah Tangga	GWh	3.091	3.507	3.940	4.335	4.604
b. Bisnis	GWh	1.154	1.377	1.726	1.664	1.634
c. Publik	GWh	573	623	686	756	830
d. Industri	GWh	819	905	913	965	1.023
Pelanggan :						
a. Rumah Tangga		2.510.172	2.709.811	2.990.232	3.207.266	3.397.755
b. Bisnis		108.317	118.221	131.370	144.001	156.241
c. Publik		69.975	76.527	83.586	89.255	95.127
d. Industri		1.861	1.951	2.104	2.276	2.426
Pendapatan* :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	1.806.447	2.136.365	2.594.111	3.068.837	3.540.323
b. Bisnis	Juta Rp	1.103.696	1.362.690	1.999.285	2.089.034	2.126.374
c. Publik	Juta Rp	451.459	518.218	640.209	790.091	979.233
d. Industri	Juta Rp	574.896	647.873	735.699	949.073	1.139.109
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	584	609	658	708	769
b. Bisnis	Rp/kWh	956	990	1.158	1.255	1.301
c. Publik	Rp/kWh	788	832	933	1.045	1.180
d. Industri	Rp/kWh	702	716	806	984	1.113
Rasio Pelanggan Rumah Tangga**	%	60,95	64,77	70,16	74,41	77,76
Rasio Elektrifikasi**	%	63,78	69,41	74,32	78,40	82,16

* Sumber Data SILM, untuk pendapatan tahun 2011 - 2020

** Realisasi rasio pelanggan rumah tangga dan rasio elektrifikasi sampai Desember 2020

Uraian	Satuan	2016	2017	2018	2019	2020
Jumlah Penduduk	Juta	18,94	19,15	19,35	19,56	19,75
Pertumbuhan Penduduk	%	1,14	1,10	1,07	1,04	1,00
Inflasi	%	3,8	3,8	3,8	3,8	4,0
Pertumbuhan PDRB	%	7,42	6,99	5,98	6,38	0,65
PDRB Bisnis	%	8,12	7,37	6,57	6,90	1,07
PDRB Publik	%	5,44	6,67	5,06	5,53	-0,16
PDRB Industri	%	9,06	8,18	5,00	6,41	0,60
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :						
a. Rumah Tangga	GWh	5.049	5.218	5.447	5.797	6.555
b. Bisnis	GWh	1.800	1.931	2.043	2.135	2.015
c. Publik	GWh	916	980	1.060	1.136	1.124
d. Industri	GWh	1.146	1.281	1.456	1.715	1.729
Pelanggan :						
a. Rumah Tangga		3.608.112	3.913.671	4.196.643	4.493.135	4.783.301
b. Bisnis		169.191	182.317	192.122	191.611	202.199
c. Publik		103.308	112.635	113.571	142.874	150.591
d. Industri		2.630	2.999	3.338	3.625	3.874
Pendapatan* :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	3.962.441	5.325.718	5.844.810	6.187.909	6.066.781
b. Bisnis	Juta Rp	2.211.571	2.451.113	2.597.618	2.727.194	2.506.181
c. Publik	Juta Rp	1.038.280	1.135.649	1.220.626	1.293.466	1.254.871
d. Industri	Juta Rp	1.204.943	1.383.050	1.568.667	1.860.086	1.847.196
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	785	1.021	1.073	1.067	925
b. Bisnis	Rp/kWh	1.229	1.269	1.271	1.277	1.244
c. Publik	Rp/kWh	1.133	1.158	1.151	1.138	1.117
d. Industri	Rp/kWh	1.052	1.080	1.077	1.085	1.069
Rasio Pelanggan Rumah Tangga**	%	81,65	87,60	92,94	93,81	95,35
Rasio Elektrifikasi**	%	85,49	90,58	95,95	98,80	99,23

* Sumber Data SILM, untuk pendapatan tahun 2011 - 2020

** Realisasi rasio pelanggan rumah tangga dan rasio elektrifikasi sampai Desember 2020

Tabel 5.24 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Maluku, Papua dan Nusa Tenggara)

Uraian	Satuan	2011	2012	2013	2014	2015
Jumlah Penduduk	Juta	15,71	15,99	16,27	16,55	16,86
Pertumbuhan Penduduk	%	2,29	1,78	1,75	1,71	1,89
Inflasi	%	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Pertumbuhan PDRB	%	(0,4)	2,5	6,8	4,8	9,4
PDRB Bisnis	%	9,61	8,93	8,75	7,76	7,29
PDRB Publik	%	7,71	6,56	5,88	8,16	7,44
PDRB Industri	%	-12,36	-6,60	6,81	-0,21	16,11
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :						
a. Rumah Tangga	GWh	1.647	1.922	2.167	2.443	2.614
b. Bisnis	GWh	687	783	895	954	989
c. Publik	GWh	318	361	409	434	472
d. Industri	GWh	41	57	75	108	135
Pelanggan :						
a. Rumah Tangga		1.479.461	1.795.786	2.079.469	2.267.268	2.414.785
b. Bisnis		93.109	101.111	114.339	126.026	136.750
c. Publik		55.097	59.508	65.412	69.995	74.888
d. Industri		392	428	457	507	542
Pendapatan* :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	987.758	1.230.727	1.528.573	1.891.310	2.240.127
b. Bisnis	Juta Rp	673.331	799.830	1.029.440	1.216.848	1.276.673
c. Publik	Juta Rp	270.884	305.212	382.740	474.951	563.047
d. Industri	Juta Rp	34.125	46.759	71.028	112.748	155.617
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	600	640	705	774	857
b. Bisnis	Rp/kWh	980	1.021	1.150	1.276	1.291
c. Publik	Rp/kWh	851	845	936	1.094	1.192
d. Industri	Rp/kWh	826	827	951	1.044	1.157
Rasio Pelanggan Rumah Tangga**	%	39,82	47,13	53,06	58,10	60,75
Rasio Elektrifikasi**	%	45,38	52,88	59,11	63,63	66,75

* Sumber Data SILM, untuk pendapatan tahun 2011 - 2020

** Realisasi rasio pelanggan rumah tangga dan rasio elektrifikasi sampai Desember 2020

Uraian	Satuan	2016	2017	2018	2019	2020
Jumlah Penduduk	Juta	17,13	17,39	17,65	17,90	18,16
Pertumbuhan Penduduk	%	1,57	1,53	1,49	1,45	1,41
Inflasi	%	3,8	3,8	3,8	3,8	4,0
Pertumbuhan PDRB	%	6,7	3,8	3,0	5,2	-0,02
PDRB Bisnis	%	7,51	6,65	8,45	7,70	0,98
PDRB Publik	%	6,43	5,23	5,97	6,40	0,16
PDRB Industri	%	8,29	-1,01	-5,89	1,46	-0,98
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :						
a. Rumah Tangga	GWh	2.802	2.965	3.162	3.400	3.947
b. Bisnis	GWh	1.101	1.162	1.235	1.304	1.301
c. Publik	GWh	531	564	613	657	700
d. Industri	GWh	144	148	178	213	244
Pelanggan :						
a. Rumah Tangga		2.551.768	2.750.729	2.981.967	3.353.601	3.630.526
b. Bisnis		145.102	152.283	156.530	152.036	154.963
c. Publik		82.246	88.718	96.633	104.033	108.733
d. Industri		590	717	818	873	1.054
Pendapatan* :						
a. Rumah Tangga	Juta Rp	2.478.412	3.135.092	3.488.509	3.737.567	3.782.750
b. Bisnis	Juta Rp	1.357.025	1.487.149	1.585.490	1.689.340	1.575.214
c. Publik	Juta Rp	601.382	645.021	704.357	752.151	786.074
d. Industri	Juta Rp	158.248	166.544	203.017	243.621	263.358
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata :						
a. Rumah Tangga	Rp/kWh	885	1.057	1.103	1.099	958
b. Bisnis	Rp/kWh	1.232	1.280	1.284	1.295	1.211
c. Publik	Rp/kWh	1.133	1.144	1.148	1.146	1.122
d. Industri	Rp/kWh	1.097	1.124	1.141	1.145	1.081
Rasio Pelanggan Rumah Tangga**	%	63,19	67,09	71,66	74,22	76,63
Rasio Elektrifikasi**	%	69,20	74,62	80,84	93,60	94,13

* Sumber Data SILM, untuk pendapatan tahun 2011 - 2020

** Realisasi rasio pelanggan rumah tangga dan rasio elektrifikasi sampai Desember 2020

Asumsi dan target yang digunakan dalam pemodelan proyeksi diambil dari beberapa sumber. Pertumbuhan ekonomi menggunakan skenario rendah dari Bappenas. Asumsi ini juga telah dievaluasi oleh konsultan independen dari Universitas Gajah Mada (UGM) dengan pertimbangan pengaruh pandemi COVID-19 terhadap sektor-sektor ekonomi terdampak. Proyeksi kebutuhan listrik dalam RUPTL lebih rendah dari pada proyeksi kebutuhan listrik dalam RUKN 2019-2038.

Selain disebabkan oleh penggunaan asumsi ekonomi yang lebih rendah, hal ini juga dikarenakan RUKN memperhitungkan seluruh penyediaan listrik di Indonesia baik yang dipenuhi oleh PLN maupun oleh entitas lain[35].

Untuk angka pertumbuhan dan jumlah penduduk digunakan data dokumen Proyeksi Penduduk Indonesia 2015-2045 dari BPS-Bappenas-UNFP Hasil SUPAS 2015. Untuk target rasio elektrifikasi, digunakan acuan angka target rasio elektrifikasi pada RUKN 2019-2038. Angka rasio elektrifikasi yang ditargetkan dalam RUKN merupakan target rasio elektrifikasi total yang menggambarkan rumah tangga yang dilistriki baik oleh PLN maupun non-PLN. Asumsi pada RUPTL ini juga memunculkan rasio pelanggan rumah tangga, yang merupakan rasio rumah tangga yang dilistriki hanya oleh PLN. Angka awal jumlah pelanggan rumah tangga non-PLN didapat dari Laporan Rasio Elektrifikasi per Juli 2020 Dirjen Ketenagalistrikan. Untuk beberapa daerah, angka jumlah pelanggan non-PLN ditahun-tahun ke depan akan semakin berkurang karena diasumsikan PLN akan mengambil alih melistriki pelanggan-pelanggan tersebut. Umumnya hal tersebut terjadi pada listrik perdesaan non-PLN.

Sebagai basis data historis untuk *demand forecasting* menggunakan aplikasi *simple-E* yaitu data penjualan, jumlah pelanggan dan daya tersambung khusus untuk tahun 2020 digunakan estimasi pencapaian akhir tahun 2020. Hal ini dilakukan karena proses penyusunan *demand forecast* (proses awal penyusunan RUPTL) dilaksanakan pada bulan Oktober 2020 (belum ada data realisasi tahun 2020).

Untuk angka inflasi, digunakan angka inflasi pada RUKN 2019-2038. Tabel 5.25 hingga Tabel 5.30 memperlihatkan asumsi dan target yang digunakan dalam pemodelan proyeksi penjualan listrik untuk masing-masing regional.

---

[35] Entitas lain tersebut misalnya wilayah usaha selain PLN, sektor industri yang mempunyai pembangkit sendiri, atau sebuah pembangkit swasta yang memasok suatu kawasan industri eksklusif.

Tabel 5.25 Asumsi/Target (Indonesia)

Uraian	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Jumlah Penduduk	Juta	270,95	273,52	276,04	278,53	280,97	283,36	285,7	287,98	290,20	292,37
Pertumbuhan Penduduk	%	0,97	0,95	0,92	0,90	0,88	0,85	0,83	0,80	0,77	0,75
Jumlah Rumah Tangga	Juta	73,86	74,55	75,24	75,91	76,57	77,22	77,85	78,47	79,07	79,75
Pelanggan Rumah Tangga	Juta	73,96	76,01	78,04	80,03	82,02	83,89	85,77	87,60	89,45	91,29
Rasio Pelanggan Rumah Tangga	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Inflasi	%	4,0	4,0	4,0	4,0	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PDRB perkapita*	Juta perkapita	42,15	43,88	45,72	47,66	49,71	51,87	54,14	56,53	59,03	61,66
Pertumbuhan PDRB											
- Skenario Optimis	%	5,07	5,10	5,14	5,19	5,22	5,24	5,25	5,24	5,23	5,23
- Skenario Moderat	%	4,71	5,10	5,14	5,19	5,22	5,24	5,25	5,24	5,23	5,23
PDRB Bisnis	%	6,00	6,33	6,30	6,33	6,33	6,32	6,32	6,28	6,26	6,25
PDRB Publik	%	4,52	5,00	5,22	5,37	5,35	5,30	5,21	5,16	5,15	5,13
PDRB Industri	%	3,47	3,86	3,89	3,88	3,96	4,02	4,06	4,08	4,03	4,02
Rasio Elektrifikasi	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

*PDRB dengan Harga Berlaku tahun 2010

Pada tahun 2020 rasio elektrifikasi nasional sudah mencapai 99,20%, dimana terdapat 1 provinsi yaitu Bali dengan RE telah mencapai 100%, 32 provinsi dengan RE antara 90-99% dan 1 provinsi yaitu Nusa Tenggara Timur dengan RE masih di bawah 90%. Rasio elektrifikasi dihitung dengan membagi jumlah pelanggan rumah tangga PLN dan non PLN dengan asumsi jumlah rumah tangga. Untuk beberapa provinsi yang jumlah pelanggan rumah tangganya sudah melebihi asumsi jumlah rumah tangga maka dengan menggunakan formula ini secara perhitungan matematis rasio elektrifikasi akan menghasilkan rasio elektrifikasi diatas 100%.

Pada tahun 2022, seluruh provinsi di Indonesia telah diproyeksi memiliki rasio elektrifikasi 100%.

Tabel 5.26 Asumsi/Target (Sumatera)

Uraian	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Jumlah Penduduk	Juta	58,63	59,31	59,98	60,64	61,29	61,93	62,56	63,18	63,79	64,39
Pertumbuhan Penduduk	%	1,18	1,16	1,13	1,10	1,07	1,05	1,02	0,99	0,96	0,94
Jumlah Rumah Tangga	Juta	14,70	14,87	15,04	15,20	15,37	15,53	15,69	15,84	15,99	16,24
Pelanggan Rumah Tangga	Juta	14,65	14,91	15,16	15,40	15,64	15,87	16,10	16,28	16,45	16,62
Rasio Pelanggan Rumah Tangga	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Inflasi	%	4,0	4,0	4,0	4,0	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PDRB perkapita*	Juta perkapita	40,99	42,36	43,77	45,22	46,74	48,32	49,98	51,73	53,57	55,49
Pertumbuhan PDRB											
- Skenario Optimis	%	4,57	4,53	4,49	4,47	4,46	4,47	4,50	4,53	4,56	4,55
- Skenario Moderat	%	4,22	4,53	4,49	4,47	4,46	4,47	4,50	4,53	4,56	4,55
PDRB Bisnis	%	5,58	5,90	5,86	5,83	5,77	5,73	5,69	5,61	5,55	5,54
PDRB Publik	%	4,69	5,12	5,14	5,15	5,18	5,21	5,25	5,32	5,38	5,40
PDRB Industri	%	3,08	3,37	3,34	3,29	3,30	3,32	3,41	3,55	3,69	3,68
Rasio Elektrifikasi	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

*PDRB dengan Harga Berlaku tahun 2010

Tabel 5.27 Asumsi/Target (Jawa, Madura dan Bali)

Uraian	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Jumlah Penduduk	Juta	157,33	158,58	159,81	161,01	162,19	163,33	164,45	165,53	166,57	167,57
Pertumbuhan Penduduk	%	0,81	0,79	0,77	0,75	0,73	0,71	0,68	0,66	0,63	0,60
Jumlah Rumah Tangga	Juta	45,33	45,70	46,06	46,41	46,75	47,09	47,41	47,73	48,03	48,33
Pelanggan Rumah Tangga	Juta	46,03	47,28	48,52	49,76	50,99	52,09	53,19	54,28	55,36	56,44
Rasio Pelanggan Rumah Tangga	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Inflasi	%	4,0	4,0	4,0	4,0	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PDRB perkapita*	Juta perkapita	44,0	46,0	48,2	50,6	53,0	55,7	58,5	61,4	64,5	67,8
Pertumbuhan PDRB											
- Skenario Optimis	%	5,39	5,47	5,55	5,63	5,69	5,72	5,73	5,73	5,71	5,71
- Skenario Moderat	%	5,03	5,47	5,55	5,63	5,69	5,72	5,73	5,73	5,71	5,71
PDRB Bisnis	%	6,23	6,55	6,46	6,50	6,55	6,61	6,65	6,63	6,60	6,59
PDRB Publik	%	4,43	4,94	5,21	5,41	5,46	5,46	5,38	5,30	5,25	5,23
PDRB Industri	%	3,78	4,31	4,59	4,68	4,71	4,67	4,62	4,62	4,60	4,57
Rasio Elektrifikasi	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

*PDRB dengan Harga Berlaku tahun 2010

Tabel 5.28 Asumsi/Target (Kalimantan)

Uraian	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Jumlah Penduduk	Juta	16,64	16,84	17,03	17,23	17,42	17,61	17,80	17,98	18,16	18,33
Pertumbuhan Penduduk	%	1,23	1,20	1,17	1,15	1,12	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97
Jumlah Rumah Tangga	Juta	4,31	4,36	4,41	4,47	4,51	4,56	4,61	4,66	4,71	4,75
Pelanggan Rumah Tangga	Juta	4,32	4,42	4,49	4,56	4,62	4,67	4,73	4,78	4,83	4,88
Rasio Pelanggan Rumah Tangga	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Inflasi	%	4,0	4,0	4,0	4,0	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PDRB perkapita*	Juta perkapita	54,20	55,24	56,33	57,45	58,62	59,81	61,04	62,28	63,54	64,86
Pertumbuhan PDRB											
- Skenario Optimis	%	3,19	3,15	3,16	3,17	3,17	3,15	3,12	3,08	3,04	3,05
- Skenario Moderat	%	2,84	3,15	3,16	3,17	3,17	3,15	3,12	3,08	3,04	3,05
PDRB Bisnis	%	4,81	5,11	5,08	5,04	5,00	4,94	4,87	4,79	4,71	4,70
PDRB Publik	%	4,63	4,96	4,95	4,94	4,91	4,87	4,80	4,73	4,65	4,64
PDRB Industri	%	1,31	1,59	1,58	1,58	1,58	1,58	1,56	1,54	1,52	1,51
Rasio Elektrifikasi	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

*PDRB dengan Harga Berlaku tahun 2010

Tabel 5.29 Asumsi/Target (Sulawesi)

Uraian	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Jumlah Penduduk	Juta	19,94	20,13	20,32	20,50	20,69	20,86	21,04	21,21	21,37	21,54
Pertumbuhan Penduduk	%	0,98	0,95	0,93	0,91	0,88	0,86	0,83	0,81	0,78	0,76
Jumlah Rumah Tangga	Juta	4,87	4,91	4,96	5,00	5,05	5,09	5,13	5,17	5,21	5,25
Pelanggan Rumah Tangga	Juta	5,06	5,31	5,57	5,84	6,12	6,42	6,73	7,06	7,40	7,76
Rasio Pelanggan Rumah Tangga	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Inflasi	%	4,0	4,0	4,0	4,0	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PDRB perkapita*	Juta perkapita	36,26	38,01	39,81	41,67	43,59	45,55	47,56	49,60	51,69	53,86
Pertumbuhan PDRB											
- Skenario Optimis	%	5,97	5,83	5,72	5,62	5,52	5,40	5,28	5,15	5,02	5,00
- Skenario Moderat	%	5,61	5,83	5,72	5,62	5,52	5,40	5,28	5,15	5,02	5,00
PDRB Bisnis	%	5,99	6,14	5,97	5,83	5,69	5,54	5,39	5,24	5,10	5,11
PDRB Publik	%	4,75	4,93	4,80	4,67	4,53	4,38	4,22	4,06	3,89	3,87
PDRB Industri	%	5,53	5,73	5,63	5,53	5,44	5,32	5,20	5,07	4,93	4,90
Rasio Elektrifikasi	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

*PDRB dengan Harga Berlaku tahun 2010

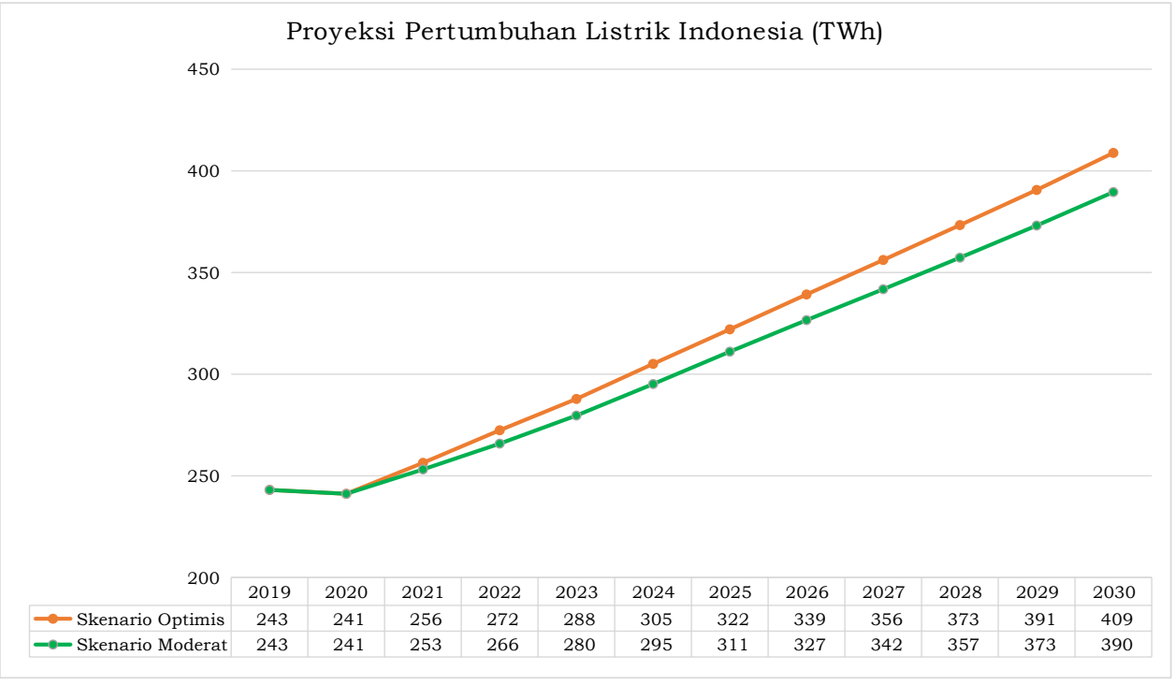
Tabel 5.30 Asumsi/Target (Maluku, Papua & Nusa Tenggara)

Uraian	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Jumlah Penduduk	Juta	18,41	18,66	18,90	19,15	19,39	19,62	19,86	20,09	20,32	20,54
Pertumbuhan Penduduk	%	1,38	1,35	1,32	1,29	1,25	1,22	1,19	1,16	1,13	1,10
Jumlah Rumah Tangga	Juta	4,65	4,71	4,77	4,83	4,89	4,95	5,01	5,07	5,13	5,19
Pelanggan Rumah Tangga	Juta	3,89	4,09	4,30	4,48	4,66	4,84	5,02	5,21	5,40	5,60
Rasio Pelanggan Rumah Tangga	%	83,78	86,94	90,09	92,61	95,13	97,68	100,00	100,00	100,00	100,00
Inflasi	%	4,0	4,0	4,0	4,0	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PDRB perkapita*	Juta perkapita	25,51	26,49	27,52	28,60	29,74	30,93	32,17	33,45	34,78	36,17
Pertumbuhan PDRB											
- Skenario Optimis	%	5,32	5,25	5,17	5,14	5,06	4,99	4,89	4,79	4,68	4,67
- Skenario Moderat	%	4,96	5,25	5,17	5,14	5,06	4,99	4,89	4,79	4,68	4,67
PDRB Bisnis	%	5,18	6,13	7,47	8,00	7,37	6,62	6,07	6,08	6,62	6,57
PDRB Publik	%	4,57	5,34	6,29	6,66	6,17	5,64	5,25	5,26	5,59	5,55
PDRB Industri	%	6,29	5,12	1,53	0,00	1,42	3,49	4,94	4,66	2,70	2,71
Rasio Elektrifikasi	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

*PDRB dengan Harga Berlaku tahun 2010

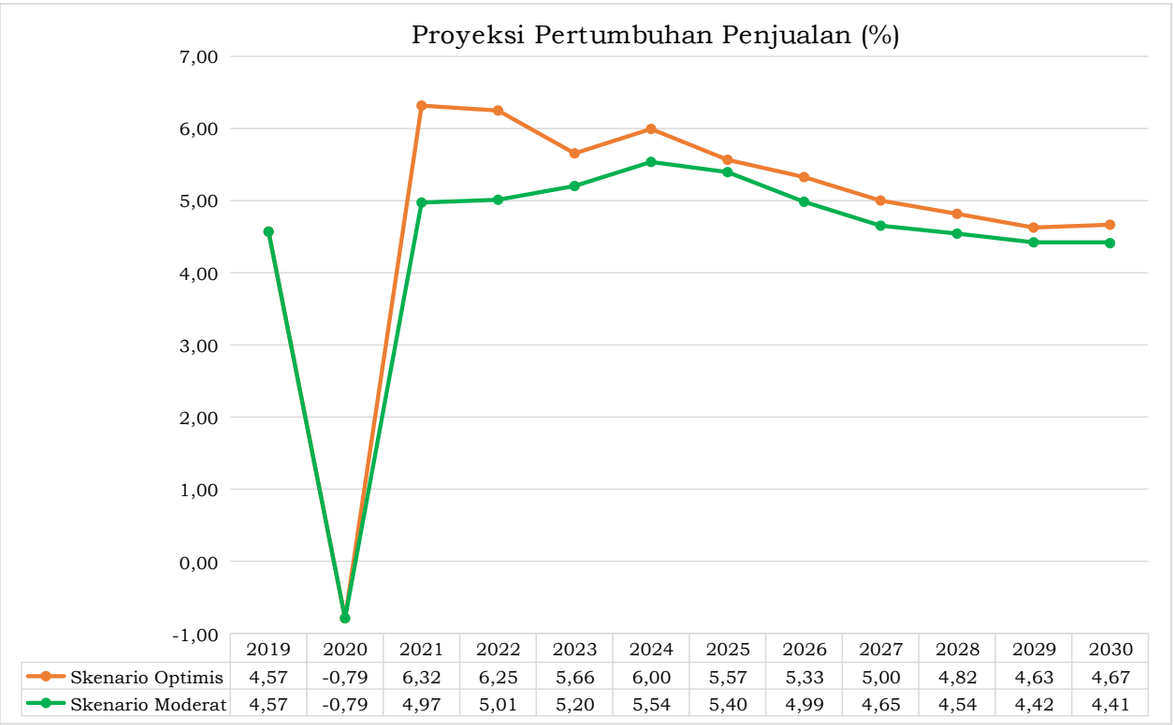
5.3.6 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik

Berdasarkan asumsi-asumsi yang telah ditetapkan, penjualan serta pertumbuhan penjualan diberikan pada Gambar 5.4 dan 5.5 berikut :



	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Skenario Optimis	243	241	256	272	288	305	322	339	356	373	391	409
Skenario Moderat	243	241	253	266	280	295	311	327	342	357	373	390

Gambar 5.4 Proyeksi Penjualan (TWh)



	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Skenario Optimis	4,57	-0,79	6,32	6,25	5,66	6,00	5,57	5,33	5,00	4,82	4,63	4,67
Skenario Moderat	4,57	-0,79	4,97	5,01	5,20	5,54	5,40	4,99	4,65	4,54	4,42	4,41

Gambar 5.5 Proyeksi Pertumbuhan Penjualan (%)

Pada tahun 2021, skenario optimis memproyeksikan penjualan tumbuh 6,29% sementara pada skenario moderat hanya 4,97%. Pada skenario optimis diproyeksikan pertumbuhan ekonomi di sektor-sektor padat energi yang

terdampak pandemi COVID-19 akan pulih lebih cepat. Penjualan di sektor pelanggan industri dan bisnis diproyeksikan meningkat signifikan, baik dari peningkatan pemakaian pelanggan eksisting maupun dari penambahan pelanggan-pelanggan potensial. Pada skenario moderat peningkatan penjualan tidak setinggi optimis dan skenario ini yang diasumsikan lebih realistis (*most likely to happen*). Penjualan di sektor-sektor terdampak meningkat, namun pemulihan tidak secepat skenario optimis. Sektor pelanggan industri dan bisnis pada skenario ini diasumsikan pulih mulai tahun 2022.

Optimisime pemulihan ekonomi terdampak COVID-19 pada tahun 2021 di sektor pelanggan bisnis dan industri kentara pada asumsi masuknya potensi-potensi pelanggan besar dikedua kelompok pelanggan tersebut. Jika pemulihan ekonomi di tahun 2021 tidak seoptimis yang diharapkan dan potensi-potensi pelanggan tersebut tidak masuk sesuai yang direncanakan maka penjualan pesimis di 2021 diproyeksikan 247 TWh atau tumbuh hanya 2,3%.

Selanjutnya kebutuhan tenaga listrik per golongan pelanggan diproyeksikan dan hasilnya diberikan pada Tabel 5.31 hingga Tabel 5.42, sedangkan beban puncak non-coincident diberikan pada Tabel 5.43.

Tabel 5.31 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh)

Skenario Optimis

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	117.742	122.626	127.603	132.697	137.967	143.121	148.456	153.956	159.527	165.374
Bisnis	46.172	49.962	53.653	57.606	61.842	66.270	70.780	75.562	80.623	85.941
Publik	16.822	17.795	18.840	19.950	21.106	22.306	23.544	24.824	26.139	27.514
Industri	75.641	82.018	87.712	94.810	101.130	107.507	113.389	118.988	124.318	130.007
Total	256.376	272.401	287.808	305.062	322.045	339.203	356.170	373.330	390.607	408.836
Pertumbuhan (%)	6,3	6,3	5,7	6,0	5,6	5,3	5,0	4,8	4,6	4,7
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	946	996	1.043	1.095	1.146	1.197	1.247	1.296	1.346	1.398
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	43.289	45.962	48.592	51.366	54.096	56.786	59.452	62.182	64.930	67.984

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.32 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh)

Skenario Moderat

Uraian	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
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
Industri	73.547	77.735	82.420	88.028	93.983	99.406	104.223	108.965	113.796	118.904
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 tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	934	972	1.013	1.060	1.107	1.153	1.196	1.241	1.286	1.332
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	42.575	44.734	47.160	49.636	52.176	54.591	56.951	59.392	61.892	64.695

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.33 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh)

Skenario Optimis

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	23.362	24.923	26.516	28.160	29.899	31.726	33.647	35.667	37.716	39.929
Bisnis	6.628	7.358	7.978	8.592	9.186	9.832	10.547	11.331	12.217	13.173
Publik	3.815	4.090	4.371	4.659	4.961	5.274	5.603	5.947	6.297	6.669
Industri	8.810	10.186	11.006	12.498	13.776	14.470	15.493	16.343	17.151	17.985
Total	42.615	46.558	49.871	53.908	57.822	61.302	65.290	69.288	73.382	77.756
Pertumbuhan (%)	12,4	9,3	7,1	8,1	7,3	6,0	6,5	6,1	5,9	6,0
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	727	785	831	889	943	990	1.044	1.097	1.150	1.208
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	7.536	8.184	8.898	9.569	10.235	10.798	11.478	12.141	12.827	13.715

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.34 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh)

Skenario Moderat

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	23.190	24.678	26.191	27.741	29.372	31.074	32.855	34.718	36.590	38.604
Bisnis	6.394	6.843	7.348	7.863	8.385	8.933	9.513	10.145	10.787	11.457
Publik	3.803	4.055	4.312	4.577	4.857	5.150	5.455	5.773	6.091	6.428
Industri	7.453	8.161	8.874	10.304	11.603	12.297	12.971	13.697	14.406	15.053
Total	40.840	43.736	46.725	50.485	54.217	57.454	60.795	64.333	67.874	71.541
Pertumbuhan (%)	7,7	7,1	6,8	8,0	7,4	6,0	5,8	5,8	5,5	5,4
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	697	737	779	833	885	928	972	1.018	1.064	1.111
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	7.037	7.648	8.291	8.909	9.540	10.058	10.623	11.203	11.790	12.653

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.35 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura Bali (GWh)

Skenario Optimis

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	75.660	77.602	79.535	81.466	83.390	85.026	86.665	88.307	89.957	91.619
Bisnis	33.366	35.924	38.400	40.975	43.932	46.926	50.047	53.276	56.766	60.428
Publik	9.950	10.454	11.016	11.627	12.261	12.921	13.599	14.296	15.021	15.774
Industri	62.941	65.860	69.493	73.870	77.829	82.220	85.999	89.569	93.212	97.231
Total	181.918	189.841	198.444	207.938	217.412	227.093	236.309	245.449	254.956	265.051
Pertumbuhan (%)	4,2	4,4	4,5	4,8	4,6	4,5	4,1	3,9	3,9	4,0
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	1.156	1.197	1.242	1.291	1.341	1.390	1.437	1.483	1.531	1.582
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	29.680	30.903	32.185	33.609	35.026	36.469	37.811	39.190	40.630	42.165

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.36 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Jawa, Madura, Bali (GWh)

Skenario Moderat

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	75.414	77.633	79.836	82.032	84.217	86.110	88.001	89.893	91.790	93.646
Bisnis	33.187	34.966	37.134	39.708	42.271	44.919	47.762	50.737	53.879	57.140
Publik	9.895	10.382	10.924	11.514	12.126	12.763	13.418	14.091	14.790	15.509
Industri	62.356	64.422	67.464	70.691	74.586	78.280	81.708	85.017	88.500	92.404
Total	180.852	187.403	195.358	203.945	213.201	222.072	230.888	239.738	248.959	258.699
Pertumbuhan (%)	3,6	3,6	4,2	4,4	4,5	4,2	4,0	3,8	3,8	3,9
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	1.149	1.182	1.222	1.267	1.315	1.360	1.404	1.448	1.495	1.544
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	29.533	30.543	31.726	33.012	34.398	35.718	37.003	38.339	39.740	41.171

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.37 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh)

Skenario Optimis

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	7.288	7.710	8.146	8.599	9.069	9.554	10.053	10.540	10.983	11.434
Bisnis	2.575	2.769	3.026	3.432	3.740	4.159	4.484	4.879	5.170	5.470
Publik	1.100	1.170	1.243	1.322	1.404	1.491	1.580	1.672	1.767	1.865
Industri	1.184	1.529	1.970	2.549	3.038	3.683	4.230	4.753	5.223	5.582
Total	12.147	13.178	14.386	15.902	17.251	18.886	20.347	21.844	23.143	24.351
Pertumbuhan (%)	7,8	8,5	9,2	10,5	8,5	9,5	7,7	7,4	5,9	5,2
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	730	783	845	923	990	1.073	1.143	1.215	1.275	1.328
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	2.213	2.392	2.606	2.868	3.101	3.379	3.626	3.878	4.098	4.301

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.38 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh)

Skenario Moderat

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	7.317	7.698	8.085	8.480	8.884	9.294	9.712	10.113	10.472	10.830
Bisnis	2.563	2.770	3.046	3.477	3.814	4.268	4.633	5.074	5.416	5.775
Publik	1.073	1.139	1.209	1.284	1.362	1.444	1.530	1.617	1.707	1.801
Industri	1.141	1.486	1.937	2.501	2.972	3.596	4.116	4.606	5.038	5.368
Total	12.093	13.093	14.278	15.741	17.032	18.603	19.990	21.411	22.634	23.773
Pertumbuhan (%)	7,3	8,3	9,1	10,3	8,2	9,2	7,5	7,1	5,7	5,0
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	727	778	838	914	978	1.056	1.123	1.191	1.247	1.297
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	2.223	2.396	2.602	2.856	3.079	3.346	3.581	3.820	4.027	4.219

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.39 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (GWh)

Skenario Optimis

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	7.040	7.550	8.093	8.669	9.285	9.940	10.632	11.364	12.137	12.971
Bisnis	2.190	2.394	2.622	2.853	3.108	3.343	3.562	3.789	4.025	4.276
Publik	1.194	1.271	1.353	1.437	1.524	1.612	1.702	1.794	1.886	1.982
Industri	2.403	3.708	4.388	4.828	5.283	5.714	6.221	6.853	7.238	7.692
Total	12.827	14.923	16.455	17.786	19.200	20.609	22.117	23.799	25.287	26.921
Pertumbuhan (%)	14,5	16,3	10,3	8,1	7,9	7,3	7,3	7,6	6,2	6,5
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	643	741	810	867	928	988	1.051	1.122	1.183	1.250
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	2.473	2.888	3.170	3.400	3.650	3.874	4.123	4.402	4.638	4.897

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.40 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (GWh)

Skenario Moderat

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	6.968	7.418	7.891	8.383	8.897	9.431	9.985	10.559	11.152	11.819
Bisnis	2.130	2.269	2.398	2.533	2.691	2.849	3.002	3.136	3.314	3.458
Publik	1.187	1.258	1.332	1.408	1.485	1.563	1.642	1.722	1.802	1.891
Industri	2.295	2.941	3.307	3.496	3.650	3.846	4.017	4.209	4.393	4.596
Total	12.581	13.885	14.927	15.819	16.722	17.689	18.646	19.626	20.661	21.763
Pertumbuhan (%)	12,3	10,4	7,5	6,0	5,7	5,8	5,4	5,3	5,3	5,3
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	631	690	735	771	808	848	886	925	967	1.011
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	2.428	2.681	2.869	3.020	3.174	3.319	3.466	3.615	3.774	3.944

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.41 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (GWh) Skenario Optimis

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	4.392	4.840	5.313	5.804	6.323	6.875	7.459	8.078	8.733	9.421
Bisnis	1.413	1.517	1.627	1.754	1.877	2.010	2.141	2.287	2.443	2.594
Publik	763	809	857	906	956	1.008	1.060	1.114	1.169	1.224
Industri	302	735	855	1.066	1.204	1.421	1.445	1.470	1.494	1.519
Total	6.869	7.901	8.651	9.529	10.361	11.313	12.106	12.949	13.838	14.758
Pertumbuhan (%)	12,6	15,0	9,5	10,1	8,7	9,2	7,0	7,0	6,9	6,6
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	373	424	458	498	534	577	610	645	681	719
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	1.380	1.590	1.733	1.919	2.085	2.267	2.415	2.572	2.737	2.906

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.42 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (GWh) Skenario Moderat

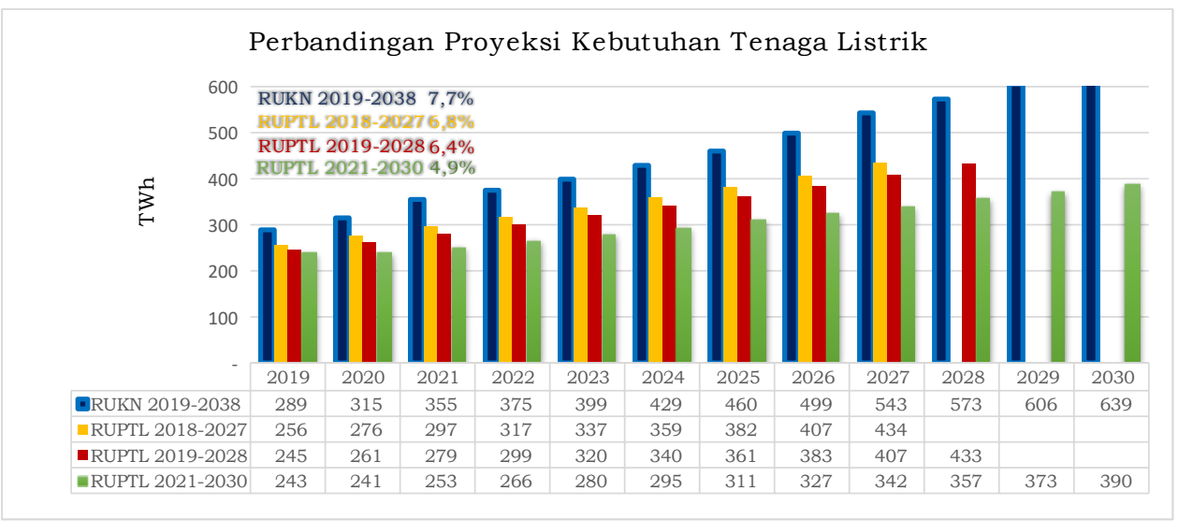
Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	4.305	4.676	5.070	5.481	5.918	6.383	6.875	7.395	7.943	8.519
Bisnis	1.401	1.499	1.606	1.732	1.854	1.985	2.113	2.255	2.410	2.563
Publik	760	806	853	902	952	1.004	1.057	1.111	1.166	1.223
Industri	301	726	838	1.036	1.173	1.386	1.411	1.436	1.459	1.484
Total	6.767	7.707	8.368	9.151	9.897	10.758	11.455	12.196	12.979	13.788
Pertumbuhan (%)	10,9	13,9	8,6	9,4	8,1	8,7	6,5	6,5	6,4	6,2
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)*	368	413	443	478	511	548	577	607	639	671
Beban Puncak *Non-Coincident* (MW)	1.354	1.546	1.672	1.838	1.986	2.150	2.279	2.416	2.560	2.708

*) kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.43 Proyeksi Beban Puncak *Non-coincident*

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sumatera	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, Papua, Nusa Tenggara	1.354	1.546	1.672	1.838	1.986	2.150	2.279	2.416	2.560	2.708
Holding	42.575	44.734	47.160	49.636	52.176	54.591	56.951	59.392	61.892	64.695

Proyeksi penjualan RUPTL 2021 - 2030 lebih rendah dibanding proyeksi penjualan di RUPTL 2018-2027, RUPTL 2019-2028 dan RUKN 2019-2038. Gambar 5.6 berikut memperlihatkan perbandingan proyeksi penjualan dari ketiga sumber tersebut.



Gambar 5.6 Perbandingan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik

Rata-rata pertumbuhan penjualan sepuluh tahun kedepan RUKN 2019-2038 sebesar 7,7% pertahun. Angka ini jauh lebih tinggi dari proyeksi pertumbuhan rata-rata pada RUPTL 2019-2028 yaitu 6,4% per tahun dan RUPTL 2021 - 2030 yaitu 4,91% per tahun.

5.4. PROYEKSI JUMLAH PELANGGAN

Hasil proyeksi pelanggan per golongan dapat dilihat pada Tabel 5.44 hingga Tabel 5.49.

Tabel 5.44 Proyeksi Jumlah Pelanggan Indonesia (ribu pelanggan)

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	74.436	76.434	78.507	80.540	82.576	84.517	86.470	88.387	90.317	92.260
Bisnis	4.162	4.404	4.657	4.926	5.216	5.527	5.860	6.211	6.584	6.972
Publik	2.343	2.455	2.579	2.713	2.855	3.004	3.156	3.314	3.478	3.649
Industri	131	133	138	144	149	155	161	167	173	180
Total	81.071	83.426	85.881	88.324	90.797	93.203	95.647	98.079	100.551	103.061
Pertumbuhan (%)	3,1	2,9	2,9	2,8	2,8	2,6	2,6	2,5	2,5	2,5

Tabel 5.45 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sumatera (ribu pelanggan)

Uraian	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	14.427	14.737	14.993	15.243	15.484	15.721	15.954	16.184	16.362	16.536	16.706
Bisnis	825	868	912	959	1.007	1.056	1.108	1.160	1.214	1.269	1.326
Publik	440	461	485	508	532	555	579	604	628	654	680
Industri	13	13	14	15	15	16	16	17	17	18	18
Total	15.705	16.079	16.403	16.725	17.037	17.348	17.657	17.965	18.221	18.476	18.729
Pertumbuhan (%)		2,4	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,4	1,4	1,4

Tabel 5.46 Proyeksi Jumlah Pelanggan Jawa, Madura dan Bali (ribu pelanggan)

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	46.452	47.649	48.932	50.212	51.491	52.666	53.839	55.009	56.178	57.354
Bisnis	2.643	2.810	2.983	3.170	3.373	3.595	3.835	4.091	4.366	4.650
Publik	1.468	1.539	1.622	1.714	1.814	1.920	2.029	2.143	2.262	2.387
Industri	111	111	115	120	124	129	134	139	144	149
Total	50.673	52.109	53.652	55.216	56.803	58.310	59.836	61.382	62.950	64.540
Pertumbuhan (%)	2,5	2,8	3,0	2,9	2,9	2,7	2,6	2,6	2,6	2,5

Tabel 5.47 Proyeksi Jumlah Pelanggan Kalimantan (ribu pelanggan)

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	4.293	4.390	4.461	4.527	4.586	4.640	4.694	4.748	4.801	4.848
Bisnis	276	288	302	317	332	348	365	382	400	419
Publik	143	149	154	160	165	170	175	181	186	192
Industri	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3
Total	4.714	4.829	4.920	5.006	5.085	5.161	5.237	5.313	5.390	5.461
Pertumbuhan (%)	4,2	2,4	1,9	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3

Tabel 5.48 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sulawesi (ribu pelanggan)

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	5.061	5.309	5.573	5.842	6.123	6.418	6.728	7.055	7.399	7.755
Bisnis	212	222	233	244	255	266	278	290	302	315
Publik	158	165	173	181	189	198	206	214	222	232
Industri	4	4	5	5	5	6	6	7	7	8
Total	5.435	5.701	5.984	6.272	6.573	6.888	7.219	7.566	7.931	8.310
Pertumbuhan (%)	6,1	4,9	5,0	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8

Tabel 5.49 Proyeksi Jumlah Pelanggan Maluku, Papua, Nusa Tenggara (ribu pelanggan)

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rumah Tangga	3.893	4.094	4.298	4.476	4.656	4.839	5.024	5.212	5.403	5.597
Bisnis	164	171	180	190	200	211	223	235	248	262
Publik	113	117	122	127	131	136	142	147	153	159
Industri	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Total	4.170	4.384	4.602	4.793	4.988	5.188	5.390	5.596	5.805	6.020
Pertumbuhan (%)	7,1	5,1	5,0	4,2	4,1	4,0	3,9	3,8	3,7	3,7

5.5. PERENCANAAN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK

5.5.1 Kategorisasi Kandidat Pembangkit

5.5.1.1 Wilayah Sumatera

Kandidat pembangkit yang digunakan pada simulasi penambahan pembangkit di sistem Sumatera cukup bervariasi, yaitu kandidat PLTU batubara dengan kelas kapasitas 300 MW dan 600 MW menggunakan teknologi *supercritical/ ultra-supercritical*. PLTG/MG/GU pemikul beban puncak dan beban menengah (*load follower*) dengan kapasitas antara 100 sampai dengan 400 MW. Sumatera adalah pulau yang memiliki cadangan batubara dan gas yang besar, sehingga kandidat pembangkit ditambahkan juga dengan kategorisasi pembangkit batubara mulut tambang. Untuk pembangkit EBT tidak diperlakukan sebagai kandidat pembangkit, namun diperlakukan sebagai *fixed project*, meskipun pada penambahan pembangkitnya tetap memperhatikan kebutuhan sistem, kemampuan eksekusi proyek dan keekonomian.

5.5.1.2 Wilayah Jawa-Bali

Pada sistem Jawa-Bali, kandidat pembangkit yang dipertimbangkan untuk rencana pengembangan adalah PLTU batubara *ultra-supercritical* (USC) kelas 1.000 MW dan 600 MW, PLTGU LNG/gas alam 800 MW, PLTG/GU LNG/CNG

pemikul beban puncak 400-500 MW dan PLTA *Pumped Storage* 250 MW[36]. Selain itu terdapat beberapa PLTP kelas 55 MW dan 110 MW, serta PLTA. PLTN jenis *Pressurised Water Reactor* (PWR) kelas 1.000 MW juga disertakan sebagai kandidat dalam model optimasi perencanaan pembangkitan.

Pemilihan ukuran unit PLTU batubara untuk sistem Jawa-Bali sebesar 1.000 MW per unit didasarkan pada pertimbangan efisiensi dan kesesuaian dengan ukuran sistem tenaga listrik Jawa-Bali yang beban puncaknya sekitar 28.000 MW dan akan menjadi 40.000 MW mulai tahun 2030, serta pertimbangan optimasi pemanfaatan lahan mengingat sudah tidak mudah memperoleh lahan luas di Jawa yang cocok untuk dibangun PLTU.

5.5.1.3 Wilayah Indonesia Timur

Kandidat pembangkit yang digunakan pada simulasi penambahan pembangkit di Wilayah Indonesia Timur cukup bervariasi tergantung kepada kapasitas sistem yaitu kandidat PLTU batubara adalah 50 MW, 100 MW, dan 200 MW serta kandidat PLTG/GU pemikul beban puncak kelas 50-200 MW. Sistem lainnya menggunakan kandidat pembangkit yang lebih kecil.

Dalam melakukan optimasi pengembangan pembangkit dan produksi energi, digunakan asumsi harga bahan bakar jangka panjang seperti pada Tabel 5.50.

Tabel 5.50 Asumsi Harga Bahan Bakar

Jenis Energi Primer	Harga	Nilai Kalor
Batubara – Kalori Tinggi *)	USD 70/Ton	6.322 kcal/kg
Batubara – Kalori Medium *)	USD 52/Ton	4.700 kcal/kg
Batubara – Kalori Tinggi (Mulut Tambang) **)	Cost + Margin	≤3.800 kcal/kg
Gas alam	USD 6-8/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
LNG ***)	USD 10-13 /MMBTU	252.000 kcal/Mscf
HSD ***)	USD 0,45/Liter	9.100 kcal/l
MFO ***)	USD 0,35/Liter	9.700 kcal/l

*) menggunakan asumsi harga sesuai HBA. Harga FOB Vessel, menggunakan asumsi HBA dari rata-rata HBA tahun 2018 sebesar USD 98,88/MT

**) Harga mengacu Kepmen ESDM No. 7424.K/30/MEM/2016 tentang Patokan Besaran Komponen Biaya Produksi untuk Perhitungan Harga Dasar Batubara untuk Pembangkit Listrik Mulut Tambang

***) Harga tersebut adalah untuk harga crude oil US$45/barrel

5.5.2 Program Pembangunan Ketenagalistrikan 35.000 MW

Program pembangunan ketenagalistrikan 35.000 MW (Program 35.000 MW) meliputi pengembangan pembangkit, jaringan transmisi dan GI serta jaringan distribusi. Program tersebut merupakan bagian dari RUPTL ini yang diharapkan

[36]Mengacu pada desain PLTA *Pumped Storage Upper Cisokan*

agar semua proses pengadaan sudah tuntas pada tahun 2019, namun hingga saat ini ada pembangkit 0,7 GW yang masih dalam tahap perencanaan.

Program 35.000 MW didukung oleh Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 dan telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 14 Tahun 2017 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan.

Sesuai kebijakan pemerintah untuk mewujudkan program 35.000 MW, diharapkan peran swasta dalam pembangunan pembangkit lebih besar dibandingkan dengan yang akan dibangun oleh PLN.

Setelah dilakukannya revaluasi aset, kemampuan keuangan PLN telah meningkat sekitar 65% dari sebelum dilakukannya revaluasi aset. Kemampuan keuangan tersebut telah memberikan keyakinan bagi PLN untuk dapat membangun pembangkit tenaga listrik sebesar 29% dari total kapasitas 35.000 MW, dengan tetap melaksanakan kebijakan prioritas yang telah diamanatkan kepada PLN sesuai Peraturan Presiden tersebut di atas, yaitu:

1. Pelaksanaan program listrik perdesaan.
2. Pembangunan dan perkuatan jaringan transmisi dan distribusi tenaga listrik.
3. Pembangunan dan perkuatan gardu induk.
4. Pembangunan pembangkit *peaker*.
5. Pembangunan pembangkit tenaga listrik di daerah *remote*.

Hingga Juni tahun 2021, program 35.000 MW yang telah beroperasi sebesar 10,6 GW, konstruksi 17,7 GW, telah kontrak/PPA namun belum konstruksi 6,1 GW, pengadaan 0,8 GW dan masih dalam perencanaan 0,7 GW. Dengan memperhatikan realisasi kebutuhan listrik yang lebih rendah, maka rencana COD pembangkit tersebut akan disesuaikan dengan kebutuhan sistem.

5.5.3 Partisipasi Pengembang Pembangkit Listrik (IPP)

Partisipasi listrik swasta dalam bidang ketenagalistrikan masih sangat diperlukan dalam RUPTL selama 10 tahun mendatang.

Permasalahan dalam pengembangan listrik swasta antara lain adalah masalah pembebasan lahan, mundurnya *financial close* dan lain sebagainya. Oleh karena itu, dalam pengembangan listrik swasta dibutuhkan para pengembang listrik swasta yang betul-betul mampu melaksanakan proyek dengan baik. Secara umum porsi pengembangan listrik swasta terbuka lebar bersama-sama dengan

PLN dalam pengembangan ketenagalistrikan di Indonesia. Hal ini tercermin dalam tabel-tabel neraca daya maupun uraian per provinsi pada lampiran.

Mengacu pada Peraturan Menteri ESDM Nomor 10 Tahun 2017 tentang Pokok-Pokok dalam Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik yang telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 49 Tahun 2017 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 10 Tahun 2018, apabila IPP terlambat mencapai COD maka akan dikenakan denda keterlambatan, dan apabila IPP dapat mencapai COD lebih cepat sesuai permintaan PLN maka IPP tersebut berhak mendapatkan insentif.

5.5.4 Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015.

Pembangunan infrastruktur diperlukan untuk mempercepat pertumbuhan ekonomi, meningkatkan kesejahteraan masyarakat, dan mewujudkan tersedianya pelayanan publik yang lebih baik. Keterlibatan pihak swasta sebagai inovasi dalam pembangunan infrastruktur akan menciptakan pelayanan publik yang lebih baik. Terkait hal tersebut, Pemerintah Indonesia memperkenalkan skema Kerja Sama Pemerintah dengan Badan Usaha (KPBU) dalam penyediaan infrastruktur untuk memberikan ruang bagi pemerintah untuk bekerjasama dengan swasta berdasarkan prinsip alokasi risiko yang proporsional. Implementasi skema ini, diatur dalam Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015.

Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur sebelumnya disebut Program Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) atau *Public Private Partnerships* (PPP) berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 67 Tahun 2005, Peraturan Presiden Nomor 13 Tahun 2010 dan Peraturan Presiden Nomor 56 Tahun 2011. Pada saat ini dalam PPP Book 2020 terdapat 1 proyek tenaga listrik yang termasuk proyek Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) yaitu PLTU Jawa Tengah (2x950 MW) yang saat ini dalam tahap konstruksi dan direncanakan beroperasi pada tahun 2021.

Selain proyek tersebut, saat ini sedang dilakukan juga proses kerjasama pembangunan Bendungan dan PLTA, dengan skema KPBU dimana yang proyek ini merupakan kerjasama antara PUPR dan PLN. PLTA tersebut direncanakan akan beroperasi pada tahun 2028 dengan kapasitas 107 MW.

5.5.5 Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang

Dalam RUPTL ini terdapat rencana pembangunan PLTU mulut tambang sebesar 3,3 GW yang berlokasi di dekat tambang batubara di wilayah Sumatera dan Kalimantan. Keekonomian PLTU batubara mulut tambang diharapkan dapat menurunkan biaya pokok penyediaan (BPP) pembangkitan, mengingat adanya perbedaan yang signifikan antara harga batubara kalori rendah yang dipakai PLTU mulut tambang dan harga batubara yang digunakan PLTU non mulut tambang. Perbedaan harga batubara tersebut sangat diperlukan mengingat biaya proyek PLTU mulut tambang lebih tinggi daripada biaya proyek PLTU non mulut tambang dan diperlukan investasi transmisi untuk menyalurkan listrik dari PLTU mulut tambang ke pusat beban.

Untuk mendorong pengembangan PLTU mulut tambang, Pemerintah telah menerbitkan Peraturan Menteri ESDM Nomor. 19 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Batubara untuk Pembangkit Listrik dan Pembelian Kelebihan Tenaga Listrik *(Excess Power)*. Dalam peraturan tersebut, disebutkan bahwa harga pembelian tenaga listrik dari pembangkit listrik mulut tambang ditetapkan dengan ketentuan sebagai berikut:

a. Dalam hal BPP pembangkitan di sistem ketenagalistrikan setempat sama atau di bawah rata-rata BPP pembangkitan nasional, harga patokan tertinggi sebesar 75% (tujuh puluh lima persen) dari BPP pembangkitan di sistem ketenagalistrikan setempat.

b. Dalam hal BPP pembangkitan di sistem ketenagalistrikan setempat di atas rata-rata BPP pembangkitan nasional, harga patokan tertinggi sebesar 75% (tujuh puluh lima persen) dari rata-rata BPP pembangkitan nasional.

5.5.6 Rencana Relokasi PLTGU ke Sistem di Luar Jawa

Salah satu upaya mengoptimalkan *reserve margin* (menghindari *over supply*) di Sistem Kelistrikan Jawa-Bali adalah dengan merelokasi pembangkit *existing* yang utilisasinya rendah ke sistem lain yang lebih membutuhkan. Hal ini juga dilakukan guna mengurangi biaya investasi penambahan pembangkit baru. Untuk sistem-sistem kelistrikan diluar Jawa-Bali sendiri, relokasi ini selain untuk mengurangi biaya investasi juga bermanfaat sebagai mitigasi dari keterlambatan proyek-proyek strategis. Kemunduran dari jadwal dapat menyebabkan dampak yang signifikan terhadap kemampuan sistem untuk memasok pelanggan dan keandalan sistem. Selain itu, relokasi juga dilakukan

untuk mengantisapasi *demand* pelanggan-pelanggan besar yang belum teridentifikasi sebelumnya dan akan masuk dalam waktu yang relatif dekat.

Waktu pelaksanaan relokasi umumnya lebih pendek dibanding pengadaan baru. Oleh karena itu, waktu COD pembangkit tambahan memiliki risiko keterlambatan yang lebih kecil.

Terkait dengan kebutuhan gas dari PLTGU yang direlokasi ke luar Jawa dan PLTGU/MG yang diubah dari jenis PLTU, akan dikaji lebih lanjut dan diidentifikasi harga yang paling efisien dan skema logistik yang paling memungkinkan untuk dilaksanakan. Untuk mengakomodir kebutuhan gas beserta infrastrukturnya, diperlukan revisi Keputusan Menteri ESDM Nomor 13 K/13/MEM/2020 tentang Penugasan Pelaksanaan Penyediaan Pasokan dan Pembangunan Infrastruktur *Liquefied Natural Gas* (LNG), serta Konversi Penggunaan Bahan Bakar Minyak dengan *Liquefied Natural Gas* (LNG) dalam Penyediaan Tenaga Listrik.

Beberapa pembangkit yang direncanakan akan mendapatkan relokasi PLTGU dari Sistem Jawa-Bali adalah sebagai berikut :

Tabel 5.51 Rencana Kebutuhan Relokasi PLTG/GU (MW)

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	PLTGU Riau-2/Sumbagselteng	250	
2	PLTG/GU Bali	300	
3	PLTG/GU Kalsel	200	
4	PLTG/GU Kalteng	100	
5	PLTG/GU Kalbar/Pontianak	300	Mitigasi keterlambatan PLTU
6	PLTG/GU Makasar	200	
7	PLTG/GU Sulbasel*	450	Pengganti PLTU Sulbagsel 2x200 MW
8	PLTG/GU Haltim**	200	Pengganti PLTU Haltim 4x50 MW.
9	PLTG/GU Vale ***	450-750	Rencana *dedicated* untuk *smelter* Vale, dalam tahap studi oleh anak perusahaan. Menunggu kepastian pelanggan.

Untuk kebutuhan PLTG/GU tersebut, direncanakan relokasi beberapa PLTGU di Sistem Jawa sebagai berikut :

Tabel 5.52 Rencana Kandidat PLTG/GU (MW) yang akan Direlokasi

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	PLTGU Muara Tawar Blok 5	214	GT 1x143 + ST 71 MW COD 2011 (10 tahun)
2	PLTGU Grati Blok 1	456	GT 3x100 + ST 155 MW COD 1997 (24 tahun)
3	PLTGU Tambak Lorok Blok 1	405	GT 3x93 + ST 126 MW COD 1997 (24 tahun)
4	PLTGU Muara Tawar Blok 1	615	GT 3x137 + ST 204 MW COD 1997 (24 tahun)

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Keterangan
5	PLTGU Priok Blok 1	548	GT 3x125 + ST 173 MW COD 1994 (27 tahun)
6	PLTGU Gresik Blok 1	475	GT 3x100 + ST 175 MW COD 1992 (29 tahun)

Kajian teknis dan finansial akan dilakukan untuk mengidentifikasi serta menganalisis kebutuhan dan kesesuaian antara PLTG/GU yang dibutuhkan di sistem luar Jawa dengan kandidat PLTGU yang akan direlokasi.

Rencana relokasi masuk dalam daftar pembangunan pembangkit, namun tidak diperhitungkan sebagai penambahan kapasitas pembangkit karena sifatnya hanya berupa relokasi pembangkit.

5.5.7 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia

Rencana penambahan kapasitas pembangkit gabungan seluruh Indonesia ditunjukkan pada Tabel 5.53 sebagai berikut.

Tabel 5.53 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW)

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	488	306	228	50	231	-	24	-	20	-	1.347
PLTP	-	-	-	5	155	120	25	195	15	-	515
PLTGU	350	1.279	-	-	-	80	-	-	-	100	1.809
PLTG/MG	260	543	316	240	370	60	95	-	10	70	1.964
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	-	-	-	13	35	22	-	2	11	-	83
PLTA	110	43	132	87	258	177	44	201	568	100	1.720
PS	-	-	-	-	1.040	-	-	943	250	1.250	3.483
PLTS	59	126	237	266	773	17	8	25	32	157	1.701
PLT Lain	-	2	-	165	155	-	-	10	-	300	632
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	100	265	215	280	150	1.010
Jumlah	**1.267**	**2.304**	**913**	**826**	**3.017**	**576**	**461**	**1.591**	**1.187**	**2.127**	**14.269**
IPP											
PLTU	4.200	938	414	-	1.660	1.660	-	-	-	-	8.872
PLTU MT	-	1.200	600	300	-	600	600	-	-	-	3.300
PLTP	136	108	190	136	715	170	98	255	225	808	2.840
PLTGU	2.035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.035
PLTG/MG	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	20
PLTM	144	154	277	276	154	22	-	-	2	6	1.036
PLTA	290	10	-	-	1.180	150	412	467	200	600	3.309
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	760	-	760
PLTS	1	162	1.070	358	858	110	140	140	140	-	2.979
PLT Lain	12	43	121	363	221	90	-	5	-	-	855
Jumlah	**6.818**	**2.615**	**2.672**	**1.434**	**4.788**	**2.822**	**1.250**	**867**	**1.327**	**1.413**	**26.006**
Kerja Sama Antar Wilus											
PLTU	-	-	300	-	-	-	-	-	-	-	300
Jumlah	**-**	**-**	**300**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**300**

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
Total											
PLTU	4.688	1.244	942	50	1.891	1.660	24	-	20	-	10.519
PLTU MT	-	1.200	600	300	-	600	600	-	-	-	3.300
PLTP	136	108	190	141	870	290	123	450	240	808	3.355
PLTGU	2.385	1.279	-	-	-	80	-	-	-	100	3.844
PLTG/MG	260	543	316	240	370	80	95	-	10	70	1.984
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	144	154	277	289	189	43	-	2	13	6	1.118
PLTA	400	53	132	87	1.438	327	456	668	768	700	5.029
PS	-	-	-	-	1.040	-	-	943	1.010	1.250	4.243
PLTS	60	287	1.308	624	1.631	127	148	165	172	157	4.680
PLT Lain	12	45	121	528	376	90	-	15	-	300	1.487
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	100	265	215	280	150	1.010
Jumlah	**8.085**	**4.919**	**3.886**	**2.260**	**7.805**	**3.398**	**1.710**	**2.458**	**2.514**	**3.540**	**40.575**

Tabel 5.53 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit selama 10 tahun mendatang (periode tahun 2021–2030) untuk seluruh Indonesia adalah 40,6 GW atau pertambahan kapasitas rata-rata mencapai 4 GW per tahun.
- Penambahan pembangkit EBT akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun sebesar 20,9 GW atau 51,6% terdiri dari PLTA/PLTM sebesar 10,4 GW atau 25,6% dari kapasitas total, disusul oleh PLTS sebesar 4,7 GW atau 11,5%, PLTP sebesar 3,4 GW atau 8,3%, EBT lainnya sebesar 1,5 GW atau 3,7% berupa PLTB (0,6 GW), PLTSa, PLTBg, PLTBn dan PLTBm (0,6 GW). Pengembangan PLTU batubara lebih kecil dari RUPTL 2019 – 2028 yaitu sebesar 13,8 GW atau 34,1% (terdiri dari PLTU MT sebesar 3,3 GW dan PLTU Non-MT 10,5 GW). PLTGU akan dibangun dengan kapasitas sebesar 3,8 GW atau 9,5% dan PLTG/MG sebesar 1,9 GW atau 4,9%.
- Selain itu juga terdapat rencana PLT EBT *base*, yang merupakan kombinasi antara pembangkit EBT setempat (PLTP/PLTA/PLTS/PLTB/PLTbio/dll.) dengan pembangkit gas dimana karakteristik dan nilai keekonomiannya dapat bersaing dengan PLTU dengan syarat bahwa pembangkit tersebut dapat dioperasikan secara kontinyu selama 24 jam sebagai pemikul beban dasar (dapat juga dilengkapi dengan *energy storage*). Total rencana kapasitas PLT EBT *base* ini sampai tahun 2030 adalah 1.010 MW (2,5%).
- Rencana pengembangan PLTS pada Tabel 5.53 sudah termasuk PLTS Lisdes, PLTS Dedieselisasi dan PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem).

5.5.8 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Sumatera

Sistem tenaga listrik di Sumatera terdiri dari 1 sistem interkoneksi, yaitu: Sistem Sumatera, dan 3 sistem *isolated* yang cukup besar dengan beban puncak di atas 50 MW, yaitu Bangka, Belitung dan Tanjung Pinang, serta beberapa sistem *isolated*. Pada Tabel 5.54 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2021 - 2030 untuk Sumatera.

Tabel 5.54 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Sumatera (MW)

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTP	-	-	-	-	110	-	-	185	-	-	295
PLTG/MG	-	-	21	20	200	-	5	-	-	-	246
PLTA	-	43	132	87	45	-	44	-	204	-	555
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	250	250	500
PLTS	2	6	6	-	6	-	-	10	10	-	40
PLT Lain	-	-	-	55	55	-	-	-	-	300	410
PLT EBT *Base*	-	-	-	-	-	-	-	-	130	100	230
Jumlah	**2**	**49**	**159**	**162**	**416**	**-**	**49**	**195**	**594**	**650**	**2.276**
IPP											
PLTU	-	-	400	-	-	-	-	-	-	-	400
PLTU MT	-	1.200	600	300	-	600	600	-	-	-	3.300
PLTP	131	105	55	60	354	-	3	65	110	3	885
PLTGU	275	-	-	-	-	-	-	-	-	-	275
PLTM	75	86	115	128	21	-	-	-	-	-	426
PLTA	-	10	-	-	950	-	-	267	-	400	1.627
PLTS	1	-	68	3	81	-	-	-	-	-	153
PLT Lain	2	33	31	42	8	-	-	-	-	-	117
Jumlah	**484**	**1.435**	**1.269**	**534**	**1.414**	**600**	**603**	**332**	**110**	**403**	**7.182**
Kerja Sama Antar Wilus											
PLTU	-	-	300	-	-	-	-	-	-	-	300
Jumlah	**-**	**-**	**300**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**300**
Total											
PLTU	-	-	700	-	-	-	-	-	-	-	700
PLTU MT	-	1.200	600	300	-	600	600	-	-	-	3.300
PLTP	131	105	55	60	464	-	3	250	110	3	1.180
PLTGU	275	-	-	-	-	-	-	-	-	-	275
PLTG/MG	-	-	21	20	200	-	5	-	-	-	246
PLTM	75	86	115	128	21	-	-	-	-	-	426
PLTA	-	53	132	87	995	-	44	267	204	400	2.182
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	250	250	500
PLTS	3	6	73	3	87	-	-	10	10	-	193
PLT Lain	2	33	31	97	63	-	-	-	-	300	527
PLT EBT *Base*	-	-	-	-	-	-	-	-	130	100	230
Jumlah	**486**	**1.484**	**1.727**	**696**	**1.830**	**600**	**652**	**527**	**704**	**1.053**	**9.758**

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2021-2030 adalah 9,8 GW (atau penambahan kapasitas rata-rata 0,98 GW per tahun) yang terdiri dari sistem interkoneksi Sumatera 9,3 GW dan luar sistem interkoneksi Sumatera 0,5 GW.
- Penambahan pembangkit EBT akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun sebesar 5,2 GW atau 53,7% terdiri dari PLTA/ PLTM/*pumped storage* sebesar 3,1 GW (31,8%), panas bumi sebesar 1,2 GW (12,1%), EBT lainnya yaitu PLTS 0,2 GW (2,0%), PLTB 0,1 GW (1,1%), PLTSa/PLTBg/PLTBm/PLTBn 0,1 GW (1,2%) dan rencana PLT EBT *base* di Sumatera adalah sebesar 230 MW (2,4%) dan PLT EBT *peaker* sebesar 300 MW (3,1%). Pengembangan PLTU batubara lebih kecil dari RUPTL 2019 – 2028 yaitu sebesar 4 GW (41,0%). PLTGU akan dibangun dengan kapasitas sebesar 0,3 GW (2,8%) dan PLTG/MG 0,2 GW (2,5%).
- Rencana pengembangan PLTS pada tabel 5.54 sudah termasuk PLTS Lisdes, PLTS Dedieselisasi dan PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem).
- Dalam rencana pengembangan pembangkit sepuluh tahun kedepan terdapat beberapa pembangkit IPP seperti di Sumsel dan Jambi yang akan berakhir kontraknya. Perpanjangan kontrak tersebut dapat dipertimbangkan menggunakan kuota EBT *Peaker* yang tercantum di Neracadaya selama ke-Ekonomiannya memenuhi dan secara operasional dibutuhkan. Skema perpanjangan PPA tersebut dapat menggunan skema kontrak yang sama ataupun skema berbeda.

5.5.8.1. Neraca Daya

Neraca daya Sistem Sumatera dapat dilihat pada Tabel 5.55 dan 5.56. Pada tahun 2022 direncanakan interkoneksi Sistem Bangka dengan Sistem Sumatera, sehingga setelah tahun 2022, neraca daya yang ditampilkan adalah neraca daya Sistem Sumatera-Bangka.

Tabel 5.55 Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2021

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	36.835									
b. Pertumbuhan demand	%	6,4									
c. Produksi	GWh	44.127									
d. Faktor Beban	%	76,0									
e. Beban Puncak (Bruto)	MW	6.629									
f. Beban Puncak Neto	MW	6.330									
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	4,2									

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	9.874									
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	8.053									
1) PLN	MW	4.624									
PLTA	MW	835									
PLTP	MW	104									
PLTG	MW	760									
PLTGU	MW	746									
PLTD	MW	54									
PLTU	MW	2.127									
2) IPP	MW	3.188									
PLTA	MW	406									
PLTM	MW	98									
PLTP	MW	609									
PLTBio	MW	9									
PLTG	MW	590									
PLTGU	MW	260									
PLTD	MW	3									
PLTU	MW	1.213									
3) Sewa	MW	240									
PLTG	MW	240									
4) Pembelian *Excess Power*	MW	-									
6) *Retired* dan *Mothballed*	MW	-									
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going and Committed*		**481**									
1) PLN	**MW**	**-**									
2) IPP	**MW**	**481**									
Sorik Marapi (FTP2)	PLTP	45									
Rantau Dedap (FTP2)	PLTP	86									
Riau	PLTGU	275									
Pembangkit MiniHydro (PPA Tersebar)	PLTMH	75,03									
3) Kerjasama antar Wilayah Usaha	**MW**	**-**									
Jumlah *On Going and Committed*	**MW**	**481**									
b. Rencana Tambahan		**-**									
1) PLN	**MW**	**-**									

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
2) IPP	**MW**	**-**									
3) *Unallocated*	**MW**	**-**									
4) Impor/Ekspor	**MW**	**-**									
Jumlah Rencana Tambahan	**MW**	**-**									
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	8.053									
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	481.0									
c. Total DMN Sistem	MW	8.534									
d. *Reserve Margin*	MW	2.204									
e. *Reserve Margin*	%	34,8									

Tabel 5.56 Neraca Daya Sistem Sumatera-Bangka Tahun 2022-2030

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh		40.906	44.196	47.808	51.364	54.401	57.537	60.866	64.188	68.700
b. Pertumbuhan demand	%		11,1	8,0	8,2	7,4	5,9	5,8	5,8	5,5	7,0
c. Produksi	GWh		48.633	52.175	56.035	59.957	63.133	66.672	70.366	74.053	78.559
d. Faktor Beban	%		76,0	74,3	74,2	74,2	74,1	74,1	74,2	74,2	73,2
e. Beban Puncak (Bruto)	MW		7.305	8.015	8.616	9.228	9.727	10.272	10.832	11.399	12.243
f. Beban Puncak Neto	MW		7.100	7.823	8.428	9.035	9.541	10.061	10.529	11.004	11.661
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%		12,2	10,2	7,7	7,2	5,6	5,4	4,7	4,5	6,0
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW		10.010	9.730	9.580	9.580	9.542	9.508	9.386	9.386	9.376
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW		8.071	7.791	7.641	7.641	7.603	7.569	7.447	7.447	7.437
1) PLN	MW		4.601	4.581	4.581	4.581	4.581	4.547	4.547	4.547	4.547
PLTA	MW		835	835	835	835	835	835	835	835	835
PLTP	MW		104	104	104	104	104	104	104	104	104
PLTG	MW		760	740	740	740	740	706	706	706	706
PLTGU	MW		746	746	746	746	746	746	746	746	746
PLTD	MW		15	15	15	15	15	15	15	15	15
PLTU	MW		2.142	2.142	2.142	2.142	2.142	2.142	2.142	2.142	2.142
2) IPP	MW		3.230	3.210	3.060	3.060	3.022	3.022	2.900	2.900	2.890
PLTA	MW		406	406	406	406	406	406	406	406	406
PLTM	MW		98	98	98	98	98	98	98	98	88
PLTP	MW		609	609	609	609	609	609	609	609	609
PLTBio	MW		19	19	19	19	19	19	19	19	19
PLTG	MW		625	605	605	605	566	566	555	555	555
PLTGU	MW		260	260	110	110	110	110	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PLTU	MW		-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Sewa	MW		240	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	MW		240	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*	MW										
6) *Retired* dan *Mothballed*	MW		105	40	150	-	38	34	122	-	-
PLTU	MW		35	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	MW		15	40	-	-	38	34	12	-	-
PLTGU	MW		-	-	150	-	-	-	110	-	-
PLTD	MW		55	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going and Committed*			**1.461**	**1.591**	**556**	**1.548**	**600**	**644**	**120**	**110**	**-**
1) PLN	**MW**		**43**	**132**	**87**	**355**	**-**	**44**	**55**	**-**	**-**
Peusangan 1-2	PLTA		43	45	-	-	-	-	-	-	-
Kumbih-3	PLTA		-	-	-	45	-	-	-	-	-
Masang-2 (FTP2)	PLTA		-	-	-	-	-	44	-	-	-
Asahan III (FTP2)	PLTA		-	87	87	-	-	-	-	-	-
Hululais (FTP2)	PLTP		-	-	-	110	-	-	-	-	-
Sungai Penuh (FTP2)	PLTP		-	-	-	-	-	-	55	-	-
Riau Peaker	PLTMG		-	-	-	200	-	-	-	-	-
2) IPP	**MW**		**1.418**	**1.159**	**469**	**1.193**	**600**	**600**	**65**	**110**	**-**
Batang Toru (Tapsel)	PLTA		-	-	-	510	-	-	**-**	**-**	**-**
Merangin	PLTA		-	-	-	350	-	-	**-**	**-**	**-**
Lumut Balai (FTP2)	PLTP		55	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**
Sorik Marapi (FTP2)	PLTP		50	50	50	-	-	-	**-**	**-**	**-**
Muara Laboh (FTP2)	PLTP		-	-	-	80	-	-	65	-	**-**
Rantau Dedap (FTP2)	PLTP		-	-	-	134	-	-	-	-	**-**
Rajabasa (FTP2)	PLTP		-	-	-	110	-	-	-	110	**-**
Riau	PLTGU		-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Meulaboh (Nagan Raya) #3,4*	PLTU		-	400	-	-	-	-	-	-	**-**
Sumsel-1	PLTU MT		-	600	-	-	-	-	-	-	**-**
Jambi-1	PLTU MT		-	-	-	-	-	600	-	-	**-**
Jambi-2	PLTU MT		-	-	-	-	600	-	-	-	
Sumsel-8	PLTU MT		1.200	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Sumbagsel-1	PLTU MT		-	-	300	-	-	-	-	-	**-**
Pembangkit MiniHydro (PPA Tersebar)	PLTMH		86,28	95,90	119,10	9,00	-	-	-	-	**-**
Pembangkit Bio (PPA Tersebar)	PLTBio		26,80	12,90	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerjasama antar Wilayah Usaha	**MW**		**-**	**300**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	-
Sumut-1	PLTU		-	300	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Jumlah *On Going and Committed*	**MW**		**1.461**	**1.591**	**556**	**1.548**	**600**	**644**	**120**	**110**	**0**
b. Rencana Tambahan			**12**	**274**	**44**	**140**	**-**	**-**	**397**	**454**	**(50)**
1) PLN	**MW**		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**130**	**454**	**550**
Sumatera Pump Storage 1 (Toba)	PLTA		-	-	-	-	-	-	-	250	250
Tanjung Sakti	PLTA		-	-	-	-	-	-	-	114	-
Simonggo 2	PLTA		-	-	-	-	-	-	-	90	-
Danau Ranau (FTP II)	PLTP		-	-	-	-	-	-	20	-	-
Kepahiang	PLTP		-	-	-	-	-	-	110	-	-
PLT EBT Peaker	PLT EBT		-	-	-	-	-	-	-	-	300
Pembangkit Bayu	PLTB		-	-	55*	55*	-	-	-	-	-
2) IPP	**MW**		**12**	**274**	**44**	**140**	**-**	**-**	**267**	**-**	**-**
Pembangkit Sampah (Kuota) tersebar	PLTSa		-	-	25	-	-	-	-	-	-
Pembangkit MiniHydro (Kuota) Tersebar	PLTMH		-	19,05	8,80	12,40	-	-	-	-	-
Pembangkit Hydro (Kuota)	PLTA		10	-	-	90	-	-	160	-	400
Pembangkit Bio (Kuota) tersebar	PLTBio		2	5	-	8	-	-	-	-	-
Riau-2/Sumbagselteng (Relokasi)	PLTGU		-	250	-	-	-	-	-	-	-
Pembangkit Panas Bumi (Kuota) tersebar	PLTP		-	-	10	30	-	-	-	-	-
Pembangkit Surya (Kuota) tersebar	PLTS		-	*10	-	50*	-	-	-	-	-
Bendungan Merangin PUPR	PLTA		-	-	-	-	-	-	107	-	-
3) *Unallocated*	**MW**		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
4) Impor/Ekspor	**MW**		-	-	-	-	-	-	-	-	**(600)**
Transfer ke Sistem Peninsular	MW		-	-	-	-	-	-	-	-	(600)
Jumlah Rencana Tambahan	**MW**		**12**	**274**	**44**	**140**	**-**	**-**	**397**	**454**	**(50)**
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW		8.071	7.791	7.641	7.641	7.603	7.569	7.447	7.447	7.437
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW		1.473,1	1.864,9	599,9	1.688,4	600,0	644,0	517,0	564,0	350
c. Total DMN Sistem	MW		10.027	11.612	12.062	13.750	14.312	14.922	15.317	15.881	16.221
d. *Reserve Margin*	MW		2.927	3.790	3.634	4.716	4.771	4.861	4.789	4.877	4.561
e. *Reserve Margin*	%		41,2	48,4	43,1	52,2	50,0	48,3	45,5	44,3	39,1

Sistem Interkoneksi Sumatera adalah sistem tenaga listrik yang menghubungkan sistem kelistrikan dari Provinsi Aceh sampai Provinsi Lampung, melalui saluran transmisi tegangan 150kV, 275kV, serta rencana 500 kV. Dalam neraca daya Sistem Sumatera sudah dipertimbangkan kondisi EFOR dan *derating* pembangkit eksisting, yang disebabkan oleh kondisi-kondisi tertentu seperti umur pembangkit. Neraca daya ini selain memperhitungkan *supply-demand* Sistem Sumatera eksisting, juga mempertimbangkan rencana interkoneksi sistem-sitem *isolated* (di pulau sumatera ataupun diluar pulau Sumatera), interkoneksi Sistem Bangka, serta potensi interkoneksi antara negara seperti ke Malaysia dan Singapore.

Rencana penambahan pembangkit EBT yang belum memasuki tahap PPA dinyatakan dalam rencana pembangkit sebagai kuota kapasitas sistem. Kuota kapasitas tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi atau potensi lain yang belum tertulis pada daftar potensi pembangkit Sumatera.

Di Sumatera juga terdapat sistem-sistem *isolated* tersebar baik di kepulauan ataupun di pulau Sumatera. Ke depannya sistem-sistem *isolated* tersebut akan dihubungkan ke sistem interkoneksi Sumatera, jika aspek teknis dan ekonomis sudah terpenuhi.

Dalam pengembangan pembangkit di Provinsi Riau terdapat rencana pembangunan PLTMG Riau Peaker 200 MW yang saat ini statusnya sudah efektif kontrak dan berdasarkan progres dapat dioperasikan di tahun 2023. Namun dengan adanya penurunan demand yang signifikan di Sistem Sumatera (dibanding RUPTL 2019-2028), maka sesuai hasil kajian simulasi sistem baik secara teknis maupun finansial, PLTMG ini akan optimal jika mulai dioperasikan pada tahun 2025. Terkait dengan hal tersebut perlu kajian lebih lanjut baik untuk optimalisasi sistem maupun evaluasi dampak secara kontraktual perlu dilakukan. Pada RUPTL ini, COD pembangkit tersebut untuk Sistem Sumatera tetap disesuaikan dengan hasil kajian kebutuhan sistem sampai semua kajian dan evalusi yang dibutuhkan selesai.

5.5.8.2 Proyek-Proyek Strategis

Beberapa proyek pembangkit strategis di Sumatera antara lain:

- PLTA Peusangan 1-2 serta PLTA Asahan III, merupakan pembangkit-pembangkit yang sangat strategis karena selain proyek-proyek ini akan

dapat memasok kebutuhan beban, sekaligus juga akan memperbaiki BPP sistem Sumatera dan meningkatkan pemanfaatan EBT.

- PLTU MT di Sumatera total sekitar 3.300 MW merupakan proyek strategis untuk memenuhi kebutuhan Sistem Sumatera dan sekaligus menurunkan BPP.
- Pembangkit terbesar yang direncanakan beroperasi di Sistem Sumatera adalah PLTU Sumsel-8 MT (2x600 MW) dengan target COD tahun 2022. Dengan masuknya PLTU MT kelas 600 MW tepat waktu di Sistem Sumatera, maka BPP Sistem Sumatera akan turun. Namun di sisi lain dikarenakan mundurnya COD beberapa pembangkit kelas 300 MW, terdapat potensi stabilitas Sistem jika PLTU Sumsel-8 mengalami gangguan.
- Dalam pengembangan sistem pembangkitan, dimasukkan juga kuota pembangkit *intermittent* (surya dan angin) di sistem interkoneksi dan sistem *isolated*. Besarnya kuota kapasitas pembangkit *intermittent* tersebut didasarkan melalui kajian teknis ataupun ekonomis yang dapat diakomodir di setiap sistem, serta mempertimbangan kan juga penyerapan teknologi terkini.
- Pengembangan pembangkit *intermittent* di Sistem Sumatera merupakan langkah strategis yang diambil PLN agar terjadi transfer *knowledge* dan *experience* tentang pembangkit *intermittent* yang perkembangannya di dunia saat ini sangat cepat. Selain itu juga tedapat *multiple effect* dapat menurunkan biaya investasi PLTS jika penggunaannya sudah banyak.
- Rencana interkoneksi Sumatera-Malaysia, merupakan salah satu potensi proyek strategis yang dapat meningkatkan keandalan pasokan serta meningkatkan utilitas pembangkit, mengingat terdapat perbedaan WBP di kedua sistem. Dalam perhitungan neraca daya Interkoneksi tersebut sudah diperhitungkan pada tahun 2030.
- Terdapat juga potensi interkoneksi Sistem Sumatera ke Sistem Singapur. Dengan rencana tambahan pembangkit EBT di Sistem Sumatera sebesar 49% serta potensi pembangkit EBT sampai 10 GW EBT, maka transfer energi ke Singapura dapat di klaim sampai dengan 100% EBT jika memang dibutuhkan.
- Di sistem-sistem kepulauan yang terpisah dari Sistem Sumatera, penambahan pembangkit diutamakan menggunakan pembangkit EBT setempat, namun untuk menjaga keandalan serta mendapatkan nilai keekonomian direncanakan juga *hybrid* dengan Baterai dan Diesel.

- Pada Sistem Bintan dan Belitung pada tahun 2029-2030 direncanakan PLT EBT *base,* dimana pengembangan pembangkit ini merupakan kombinasi antara pembangkit EBT maupun *energy storage* dengan pola operasi, keandalan dan harga yang diharapkan dapat bersaing dengan PLTU setempat.
- Dalam rangka pemanfaatan potensi energi setempat dan meningkatkan nilai tambah, PT Bukit Asam sebagai perusahaan BUMN telah mendapatkan penugasan dari Pemerintah untuk melaksanakan hilirisasi produk batubara. Dalam hal badan usaha tersebut akan membangun pembangkit tenaga listrik, maka dimungkinkan dengan skema *take and pay* dengan PLN. sehingga pembangkit tersebut tidak akan membebani operasi PLN dalam mengembangkan sistem ketenagalistrikan.
- Dalam RUPTL 2021-2030 direncanakan beberapa PLTS dan PLTB baru yang akan dibangun oleh PLN di Sistem Sumatera-Bangka sebesar 173 MW. Strategi ini merupakan bentuk komitmen PLN untuk menjadikan pembangkit EBT sebagai *basic* bisnis PLN kedepannya.
- Selain skema pembangunan pembangkit oleh swasta, saat ini PLN dan PUPR juga sedang melakukan skema kerjasama pembangunan PLTA bersama, dimana *recovery* investasinya akan ditanggung oleh PUPR dan PLN.
- Pada tahun 2021 ini PLN sudah berkomitmen dengan Pertamina Hulu Rokan (PHR) untuk mensuplai sistem Block Rokan. Dalam rangka melayani kebutuhan listrik di PHR tersebut, PLN telah mengakuisisi MCTN (Mandau Cipta Tenaga Nusantara) sebagai pembangkit yang mensuplai sistem PHR. Pembangkit yang dimiliki MCTN ini adalah PLTG *Cogeneration* 3x100 MW yang dapat mensuplai listrik dan uap ke sistem PHR. Sistem PHR ini merupakan sistem 60 Hz (frekuensi PLN 50 Hz) yang akan dioperasikan terpisah dengan sistem Sumatera sampai dengan tahun 2024. Untuk memperkuat pasokan ke PHR direncanakan akan diinterkoneksikan Sistem Sumatera mengunakan *converter* frekuensi (Konverter HVDC *Back to Back*) 50/60 Hz pada tahun 2024. Dengan terinterkoneksinya sistem PHR dan Sistem Sumatera ini, maka operasi di kedua Sistem dapat dioptimalkan sesuai kebutuhan (Eksport/Import). Selain itu juga pasokan ke sistem PHR akan lebih handal, karena tidak bergantung pada satu pembangkit saja.
- Berdasarkan analisa dengan kondisi beban seperti yang tercantum di neraca daya Sistem Sumatera, diindikasikan terdapat potensi *oversupply*

energi *base* sampai tahun 2030. Penyebab potensi *oversupply* tersebut adalah banyaknya pembangkit *baseload* yang sudah *committed*, sehingga pada saat luar beban puncak terjadi kelebihan pembangkit. Untuk memperkecil resiko tersebut maka direncanakan akan dikembangkan PLTA *Pump storage* 4x250 MW (2029-2032) dan BESS Sumatera 300 MW (2030). Dengan adanya *storage* tersebut maka kelebihan daya saat kondisi luar beban puncak dapat disimpan untuk digunakan di saat beban puncak.

Selain antisipasi di sisi pembangkit tersebut, di sisi *demand* juga perlu dilakukan langkah-langkah untuk meningkatkan pertumbuhan dan menggali potensi-potensi *demand* baru (seperti interkoneksi antar negara, kerjasama wilayah usaha, atau kerjasama dengan industri-industri program Pemerintah), untuk hal ini diperlukan peran Pemerintah untuk mengkoordinasikan berbagai sektor agar tercapai ke-sinergian yang berorientasi B to B (*Business to Business*).

5.5.9 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Jawa, Madura dan Bali

5.5.9.1. Penambahan Pembangkit Jawa, Madura dan Bali

Pada Tabel 5.57 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2021-2030 untuk Jawa, Madura, dan Bali.

Tabel 5.57 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2021-2030 adalah 21,5 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 2,1 GW per tahun.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 8,5 GW atau 39,4%, disusul oleh PLTGU dengan kapasitas 3,4 GW atau 15,8%. Sementara untuk energi terbarukan diantaranya berupa PLTA/PLTM/pumped storage sebesar 4,3 GW atau 20,1%, PLTP sebesar 1,9 GW atau 8,9%, serta pembangkit EBT lainnya sebesar 3,4 GW atau 16,9% yang berupa PLTS (2,9 GW), PLTB (0,3 GW), dan PLTBio (0,2 GW).
- Rencana pengembangan PLTS pada tabel 5.57 sudah termasuk PLTS Lisdes, PLTS Dedieselisasi dan PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem).

Tabel 5.57 Rencana Penambahan Pembangkit Jawa, Madura dan Bali (MW)

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	315	-	-	-	-	-	-	-	-	-	315
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	95	-	-	-	-	95
PLTGU	350	1.279	-	-	-	-	-	-	-	-	1.629
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	110	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110
PS	-	-	-	-	1.040	-	-	943	-	1.000	2.983
PLTS	12	4	186	208	725	-	1	-	-	140	1.275
PLT Lain	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-	200
Jumlah	**787**	**1.283**	**186**	**308**	**1.865**	**95**	**1**	**943**	**-**	**1.140**	**6.607**
IPP											-
PLTU	3.900	924	-	-	1.660	1.660	-	-	-	-	8.144
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	130	65	330	170	55	190	75	805	1.820
PLTGU	1.760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.760
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	45	39	145	102	76	12	-	-	-	-	418
PLTA	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-	50
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	760	-	-
PLTS	-	145	91	350	515	110	140	140	140	-	1.631
PLT Lain	9	5	-	95	183	-	-	-	-	-	292
Jumlah	**5.714**	**1.113**	**366**	**612**	**2.764**	**2.002**	**195**	**330**	**975**	**805**	**14.875**
Total											-
PLTU	4.215	924	-	-	1.660	1.660	-	-	-	-	8.459
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	130	65	330	265	55	190	75	805	1.915
PLTGU	2.110	1.279	-	-	-	-	-	-	-	-	3.389
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	45	39	145	102	76	12	-	-	-	-	418
PLTA	110	-	-	-	-	50	-	-	-	-	160
PS	-	-	-	-	1.040	-	-	943	760	1.000	3.743
PLTS	12	149	277	558	1.240	110	141	140	140	140	2.906
PLT Lain	9	5	-	195	283	-	-	-	-	-	492
Jumlah	**6.501**	**2.395**	**552**	**920**	**4.629**	**2.097**	**196**	**1.273**	**975**	**1.945**	**21.482**

5.5.9.2. Neraca Daya Sistem Jawa Bali

Dari neraca daya sistem Jawa Bali (Tabel 5.58), diperoleh *reserve margin* (RM) daya mampu neto bervariasi antara 36-59%, dengan cadangan paling tinggi terjadi pada tahun 2021 sebagai akibat dari penurunan beban akibat pandemi Covid-19, sedangkan banyak pembangkit yang sudah konstruksi dan akan segera beroperasi. Jadwal COD pembangkit IPP yang dicantumkan dalam neraca daya tersebut adalah sesuai dengan PPA, namun saat ini masih dalam pembahasan dengan pengembang untuk memperoleh kesepakatan jadwal COD terdampak Covid-19.

Mitigasi yang dilakukan untuk menjaga *reserve margin* tetap optimal antara lain:

- Lebih agresif dalam mencari potensi pelanggan baru untuk meningkatkan penjualan listrik.
- Melakukan penjadwalan ulang pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem.
- Melakukan relokasi pembangkit yang utilisasinya rendah dari Jawa ke luar Jawa, sekaligus untuk mengurangi investasi pembangkit baru.

Mempertimbangkan revaluasi aset yang dilakukan oleh PLN pada tahun 2015, maka pembangkit yang umur teknisnya sudah tua menjadi lebih panjang 15-20 tahun dan masih diperhitungkan sebagai aset sehingga tidak dilakukan *retirement* hingga umur akuntansinya habis. PLN akan melakukan *assessment* terhadap pembangkit yang umur teknisnya sudah tua agar dapat beroperasi hingga 10-20 tahun lagi melalui *refurbishment*, *retrofit* atau *life extension*.

Tabel 5.58 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2021-2030

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	180.852	187.403	195.358	203.945	213.201	222.072	230.888	239.738	248.959	258.699
b. Pertumbuhan Penjualan	%	3,6%	3,6%	4,2%	4,4%	4,5%	4,2%	4,0%	3,8%	3,8%	3,9%
c. Produksi	GWh	205.398	212.406	220.898	229.843	240.729	251.152	260.414	270.677	281.732	292.081
d. Faktor Beban	%	79,5%	79,5%	79,6%	79,6%	80,0%	80,4%	80,5%	80,7%	81,1%	81,1%
e. Beban Puncak Bruto	MW	29.513	30.521	31.702	32.987	34.371	35.689	36.972	38.306	39.704	41.133
f. Beban Puncak Neto	MW	28.333	29.341	30.524	31.803	33.054	34.204	35.488	36.692	37.924	39.354
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	6,0%	3,6%	4,0%	4,2%	3,9%	3,5%	3,8%	3,4%	3,4%	3,8%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	41.293	40.145	38.597	38.597	38.597	38.597	38.597	38.597	38.597	37.397
b. Total Daya Mampu Netto (DMN):	MW	38.696	37.232	36.148	36.148	36.148	36.148	36.148	36.148	36.148	35.221

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1) Milik Sendiri:	MW	28.099	26.636	25.551	25.551	25.551	25.551	25.551	25.551	25.551	24.624
PLTA	MW	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381
PLTM	MW	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
PLTP	MW	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357
PLTG	MW	1.467	1.467	1.467	1.467	1.467	1.467	1.467	1.467	1.467	1.467
PLTGU	MW	9.208	7.745	6.660	6.660	6.660	6.660	6.660	6.660	6.660	6.660
PLTMG	MW	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
PLTD	MW	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
PLTU Batubara	MW	13.420	13.420	13.420	13.420	13.420	13.420	13.420	13.420	13.420	13.420
PLTU BBM/Gas	MW	927	927	927	927	927	927	927	927	927	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	10.593	10.593	10.593	10.593	10.593	10.593	10.593	10.593	10.593	10.593
PLTA	MW	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234
PLTP	MW	868	868	868	868	868	868	868	868	868	868
PLTG	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	MW	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269
PLTU Batubara	MW	9.059	9.059	9.059	9.059	9.059	9.059	9.059	9.059	9.059	9.059
PLTM	MW	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146
PLTBm	MW	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PLTSa	MW	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
PLTS	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
PLTBm	MW	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired/ Mothballed*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	- 927
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going dan Committed:	MW	6.486	2.246	141	100	2.920	1.865	55	190	75	-
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	775	1.279	-	-	1.040	95	-	-	-	-
Jatigede (FTP2)	PLTA	110	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali 1 (Tambaklorok)	PLTGU	-	779	-	-	-	-	-	-	-	-
Muara Karang B3	PLTGU	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Muara Tawar Add-on B2	PLTGU	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Muara Tawar Add-on B3	PLTGU	-	250	-	-	-	-	-	-	-	-
Muara Tawar Add-on B4	PLTGU	-	250	-	-	-	-	-	-	-	-
Lontar Exp #4	PLTU	315	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Upper Cisokan PS (FTP2)	PLTA PS	-	-	-	-	1.040	-	-	-	-	-
Tangkuban Perahu (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	40	-	-	-	-
Ungaran (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	55	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	5.711	967	141	100	1.880	1.770	55	190	75	-
Tersebar	PLTM	42	38	11	-	-	-	-	-	-	-
Jawa Tengah (PPP) - Batang #1-2	PLTU	1.900	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-1 (FTP2) - Cirebon #2	PLTU	-	924	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-3 (FTP2) - Tanjung Jati A #1-2	PLTU	-	-	-	-	660	660	-	-	-	-
Jawa-4 (FTP2) - Tanjung Jati B #5-6	PLTU	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-9 & 10 - Suralaya #9-10	PLTU	-	-	-	-	1.000	1.000	-	-	-	-
Jawa-1 - Cilamaya B1-2	PLTGU	1.760	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baturaden (FTP2) #1-2	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	110	75	-
Bedugul	PLTP	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-
Cibuni (FTP2)	PLTP	-	-	-	10	-	-	-	-	-	-
Dieng (FTP2) #2-4	PLTP	-	-	55	-	110	-	-	-	-	-
Dieng Small Scale	PLTP	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-
Dieng Small Scale Binary	PLTP	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-
Gunung Salak 7	PLTP	-	-	-	-	55	-	-	-	-	-
Gunung Salak Small Scale Binary	PLTP	-	-	-	-	15	-	-	-	-	-
Ijen (FTP2) #1-2	PLTP	-	-	-	55	-	55	-	-	-	-
Patuha (FTP2) #2-3	PLTP	-	-	55	-	-	55	-	-	-	-
Rawadano (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	30	-	-	80	-	-
Telaga Ngebel (FTP2) #1-3	PLTP	-	-	-	-	-	-	55	-	-	-
Bali Barat	PLTS	-	-	25*)	-	-	-	-	-	-	-
Bali Timur	PLTS	-	-	25*)	-	-	-	-	-	-	-
Cirata	PLTS	-	145*)	-	-	-	-	-	-	-	-
Sunter	PLTSa	-	-	-	35	-	-	-	-	-	-
Benowo	PLTSa	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Surakarta	PLTSa	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	MW	3	0	334	102	469	122	-	943	760	1.805
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	200	-	100	-	-	943	-	1.000
Matenggeng PS	PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	943	-	-
Grindulu	PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000
Banten	PLTB	-	-	-	100*)	100*)	-	-	-	-	-
Bali	PLTG/GU	-	-	200	-	100	-	-	-	-	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTS	-	-	185*)	200*)	725*)	-	-	-	-	140*)

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	3	0	134	102	369	122	-	-	760	805
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-
Jabar	PLTB	-	-	-	60*)	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTA PS	-	-	-	-	-	-	-	-	760	-
Tersebar	PLTM	3	-	20	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTM	-	0	113	102	76	12	-	-	-	-
Candradimuka	PLTP	-	-	-	-	40	-	-	-	-	-
Wayang Windu (FTP2) #3	PLTP	-	-	-	-	-	60	-	-	-	-
Cisolok-Cisukarame (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Tampomas (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45
Baturaden (FTP2) #3	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35
Guci (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55
Telaga Ngebel (FTP2) #2-3	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110
Bedugul #2	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	-	-	70	-	-	-	-	485
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTS	-	-	-	350*)	515*)	110*)	140*)	140*)	140*)	-
Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	PLTSa	-	-	-	-	183	-	-	-	-	-
3) Kerja Sama Antar Wilayah Usaha:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Unallocated:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	38.696	37.232	36.148	36.148	36.148	36.148	36.148	36.148	36.148	35.221
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	6.489	2.247	475	202	3.389	1.987	55	1.133	835	1.805
c. Total Daya Mampu Sistem (DMN) **)	MW	45.185	45.968	45.358	45.560	48.949	50.936	50.991	52.124	52.959	53.837
d. Reserve Margin	MW	16.851	16.627	14.834	13.757	15.895	16.732	15.503	15.431	15.035	14.483
e. Reserve Margin	%	59,5%	56,7%	48,6%	43,3%	48,1%	48,9%	43,7%	42,1%	39,6%	36,8%

Catatan: *) Kapasitas tidak diperhitungkan dalam neraca daya

Di sistem Jawa-Bali terdapat proyek pembangkit strategis sebagai berikut:

- Beberapa PLTU skala besar menggunakan teknologi *ultra supercritical* yang ramah lingkungan, antara lain PLTU Jawa Tengah (2x950 MW), PLTU Jawa-1 (924 MW), PLTU Jawa-4 (2x1.000 MW), PLTU Jawa-7 (2x991 MW), PLTU Jawa-8 (945 MW), PLTU Jawa 9-10 (2x1.000 MW).

- Beberapa PLTGU skala besar menggunakan teknologi yang sangat efisien, antara lain PLTGU Jawa-1 (2x880 MW), PLTGU Jawa-2 (800 MW) dan PLTGU Jawa-Bali 1 (779 MW).
- Beberapa PLTGU *peaker* menggunakan teknologi baru yang mempunyai fitur *daily start-stop* dan juga berfungsi sebagai *flexible generation*, antara lain: PLTGU Grati Blok 3 (450 MW) dan PLTGU Muara Karang Blok 3 (500 MW).
- PLTA *pumped storage* antara lain Cisokan (1.040 MW), Matenggeng (943 MW), Grindulu (1.000 MW) dan Tersebar Jawa Barat (760 MW). *Pumped storage* tersebut sangat penting untuk dapat menurunkan BPP terutama pada saat beban puncak, memperbaiki *load factor* dan meningkatkan *capacity factor* PLTU batubara, serta dapat berperan sebagai *flexible generation* guna mengantisipasi masuknya pembangkit EBT yang bersifat *intermittent* (PLTS/PLTB).
- Selain itu juga terdapat beberapa rencana pembangkit EBT *intermittent* (PLTS/PLTB) tersebar di Jawa-Bali dengan kapasitas total 3.100 MW yang ditampilkan dalam neraca daya namun tidak diperhitungkan dalam *reserve margin* karena bukan merupakan *firm capacity*.

5.5.9.3. *Regional Balance* Sistem Jawa Bali

Apabila dilihat *reserve margin* per wilayah yang sangat berbeda antara Jawa bagian barat, Jawa Tengah dan Jawa Timur & Bali pada saat ini sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 5.59, maka dapat dimengerti apabila PLN merencanakan lokasi pembangkit baru di Jawa bagian barat agar dapat diperoleh *regional balance*.

Saat ini *reserve margin* per *region* di sistem interkoneksi Jawa-Bali memiliki nilai yang cukup bervariasi, dimana *region* Jawa Tengah dan Jawa Timur memiliki angka *reserve margin* yang jauh lebih tinggi dibandingkan *region* lainnya. Hal ini disebabkan beban puncak yang berbeda pada masing-masing *region*. Selain itu, masing-masing *region* memiliki tantangan dan hambatan yang berbeda dalam pengembangan kapasitas pembangkit, seperti: ketersediaan lahan, penerimaan sosial dan lingkungan, kapasitas infrastruktur penerimaan energi primer yang ada, dan sebagainya. Rencana pengembangan pembangkit berdasarkan pada prinsip biaya terendah *(least cost)* tetap menjadi pedoman dalam upaya mencapai *regional balance* dengan mempertimbangkan tantangan dan hambatan dalam mengimplementasikannya.

Tabel 5.59 *Regional Balance* Sistem Jawa Bali Tahun 2019 dan 2020

Regional Balance	Jakarta-Banten	Jawa Barat	Jawa Tengah	Jawa Timur	Bali	Jawa-Bali
Tahun 2019						
Daya Mampu Neto (MW)	11.800	7.794	7.192	9.214	934	36.933
Beban Puncak Neto (MW)	11.483	5.853	4.550	5.954	966	27.973
Reserve Margin (%)	3%	33%	58%	55%	-3%	32%
Tahun 2020						
Daya Mampu Neto (MW)	12.243	7.645	7.200	9.379	934	37.402
Beban Puncak Neto (MW)	11.007	5.702	4.504	5.935	980	26.737
Reserve Margin (%)	11%	34%	60%	58%	-5%	40%

Reserve margin sistem Jawa-Bali pada tahun 2019 sudah cukup optimal, walaupun terdapat *region* yang memiliki cadangan tinggi maupun rendah. Dengan adanya pandemi COVID-19 pada tahun 2020 yang mengakibatkan penurunan *demand* yang sangat signifikan maka *reserve margin* sistem Jawa-Bali menjadi cukup tinggi.

5.5.10 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Kalimantan

5.5.10.1. Penambahan Pembangkit Kalimantan

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban periode tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Tabel 5.60 di bawah.

Tabel 5.60 Rencana Penambahan Pembangkit Kalimantan (MW)

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	17	200	-	-	219	-	-	-	-	-	436
PLTGU	-	-	-	-	-	80	-	-	-	100	180
PLTG/MG	150	3	100	-	-	40	-	-	-	40	333
PLTM	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
PLTA	-	-	-	-	73	-	-	180	300	100	653
PLTS	9	20	30	33	30	-	-	-	-	-	121
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT EBT *Base*	-	-	-	-	-	-	100	-	-	-	100
Jumlah	**176**	**223**	**130**	**33**	**324**	**120**	**100**	**180**	**300**	**240**	**1.826**
IPP											
PLTU	100	-	14	-	-	-	-	-	-	-	114
PLTM	-	-	-	9	17	-	-	-	-	-	26
PLTA	-	-	-	-	200	100	200	-	-	-	500
PLTS	-	1	109	-	72	-	-	-	-	-	182
PLT Lain	-	5	71	60	10	10	-	-	-	-	156
Jumlah	**100**	**6**	**194**	**69**	**299**	**110**	**200**	**-**	**-**	**-**	**978**
Total											
PLTU	117	200	14	-	219	-	-	-	-	-	550
PLTGU	-	-	-	-	-	80	-	-	-	100	180

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLTG/MG	150	3	100	-	-	40	-	-	-	40	333
PLTM	-	-	-	9	19	-	-	-	-	-	28
PLTA	-	-	-	-	273	100	200	180	300	100	1.153
PLTS	9	21	139	33	102	-	-	-	-	-	304
PLT Lain	-	5	71	60	10	10	-	-	-	-	156
PLT EBT *Base*	-	-	-	-	-	-	100	-	-	-	100
Jumlah	**276**	**229**	**323**	**102**	**624**	**230**	**300**	**180**	**300**	**240**	**2.804**

Tabel 5.60 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2021-2030 adalah 2,8 GW atau penambahan kapasitas rata-rata sekitar 280 MW per tahun.
- Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTA/PLTM 1,18 GW (42,1%) berupa PLTA 1,15 GW dan PLTM 28 MW, kemudian PLTU Batubara yang mencapai 550 MW (19,6%), disusul PLTG/MG/GU 513 MW (18,3%), pembangkit EBT lainnya 459 MW (16,4%) berupa PLT biomasa 85,7 MW, PLTS 303,7 MW dan PLTB 70 MW serta PLT EBT *base* 100 MW (3,6%).
- Rencana pengembangan PLTS pada tabel 5.60 sudah termasuk PLTS Lisdes, PLTS Dedieselisasi dan PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem).

5.5.10.2. Neraca Daya Sistem Kalbar

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di Sistem Kalbar periode tahun 2021-2030 sebagaimana terdapat pada Tabel 5.61 berikut:

Tabel 5.61 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2021-2030

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	**GWh**	2,418	2,600	3,260	3,621	3,931	4,208	4,412	4,600	4,789	4,982
b. Pertumbuhan Penjualan	**%**	15%	8%	25%	11%	9%	7%	5%	4%	4%	4%
c. Produksi	**GWh**	2,873	3,079	3,854	4,274	4,634	4,953	5,185	5,398	5,612	5,830
d. Faktor Beban	**%**	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%
e. Beban Puncak Bruto	**MW**	475	509	640	711	770	822	859	894	928	963
f. Beban Puncak Neto	**MW**	456	488	614	681	738	788	824	856	889	922
g, Pertumbuhan Beban Puncak Neto	**%**	16%	7%	26%	11%	8%	7%	5%	4%	4%	4%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	**MW**	**514**	**284**	**316**	**316**	**316**	**316**	**316**	**316**	**316**	**316**
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	**MW**	**529**	**349**	**442**	**477**	**450**	**453**	**456**	**459**	**462**	**465**
1) Milik Sendiri:	MW	139	139	155	155	155	155	155	155	155	155
PLTG	MW	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PLTU Batubara	MW	109	109	125	125	125	125	125	125	125	125
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	210	210	222	222	222	222	222	222	222	222
PLTG	MW	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
PLTBM (Bio Mass)	MW	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
PLTU Batubara	MW	100	100	112	112	112	112	112	112	112	112
3) Mesin Sewa:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Suplai dari Sistem Lain	MW			65	100	73	76	79	82	85	88
7) Retired	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8) Mothballed	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going dan Committed:	**MW**	**100**	**-**	**-**	**-**	**155**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	155	-	-	-	-	-
Pantai Kura-Kura (FTP1) / 2 Kalbar	PLTU	-	-	-	-	55	-	-	-	-	-
Parit Baru (FTP1) / 1 Kalbar	PLTU	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kalbar-1	PLTU	100									
b. Rencana Tambahan:	**MW**	**-**	**305**	**41**	**19**	**17**	**10**	**100**	**-**	**100**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	300	-	-	-	-	100	-	100	
Kalbar/Pontianak (Relokasi)	PLTG/GU	-	300	-	-	-	-	-	-	-	-
Kalbar	PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	100	-	-	
Nanga Pinoh	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	100	-
Kalbar	PLTS	-	-	-	-	30*	-	-	-	-	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	5	41	19	17	10	-	-	-	-
Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	PLTBio	-	5	31	10	-	10	-	-	-	-
Air Upas	PLTBg	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
Kendawangan	PLTBg	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-
Nanga Tayap	PLTBg	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-
Sei Melayu	PLTBg	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-
Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	9	17	-	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	**MW**	**529**	**349**	**442**	**477**	**450**	**453**	**456**	**459**	**462**	**465**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	**MW**	**100**	**305**	**41**	**19**	**172**	**10**	**100**	**-**	**100**	**-**
c. Total Daya Mampu Sistem	**MW**	**629**	**754**	**888**	**942**	**1.087**	**1.100**	**1.203**	**1.206**	**1.309**	**1.312**
d. Reserve Margin	**MW**	**173**	**266**	**274**	**261**	**349**	**312**	**379**	**349**	**420**	**389**
e. Reserve Margin	**%**	**38%**	**55%**	**45%**	**38%**	**47%**	**40%**	**46%**	**41%**	**47%**	**42%**

Proyek pembangkit PLTU yang telah selesai yaitu PLTU Parit Baru FTP 2 dan PLTU Kalbar 1 unit 1. Sedangkan untuk rencana tambahan kapasitas pada tahun 2021 adalah PLTU Kalbar 1 unit 2.

Selama periode tahun 2021-2030 di Sistem Khatulistiwa direncanakan memiliki tambahan pasokan dengan kapasitas total sebesar 847 MW.

Skema impor dari Sistem Serawak dilakukan sebagai antisipasi keterlambatan proyek PLTU di Kalbar. Setelah ketersediaan energi di Kalbar sudah dapat dipenuhi secara mandiri, skema impor dapat diganti dengan *energy exchange* yang memanfaatkan perbedaan waktu beban puncak antara Sistem Khatulistiwa di Kalbar dengan sistem kelistrikan Serawak. Skema ini memungkinkan sistem kelistrikan Kalbar untuk mengimpor listrik pada waktu beban puncak dan mengekspor listrik di luar waktu beban puncak. Saat Sistem Khatulistiwa memiliki cadangan pembangkit yang cukup guna memasok listrik untuk kebutuhan sendiri dan dengan memanfaatkan perbedaan waktu beban puncak di Sistem Kalbar dan Sistem Serawak, maka skema *energy exchange* dapat dilaksanakan. Skema ini dapat mengoptimalkan operasi di kedua sistem. Untuk Sistem Khatulistiwa sendiri, skema ini dapat membantu peningkatan indeks kekuatan sistem dan keandalan sistem.

Beberapa proyek strategis di Sistem Khatulistiwa antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Parit Baru (2x50 MW) dan PLTU Pantai Kura-Kura (2x27,5 MW) yang berfungsi untuk memasok kebutuhan listrik pada beban dasar Sistem Kalbar.
- Pembangkit *follower* yaitu PLTG/GU Kalbar/Pontianak yang akan memasok kebutuhan listrik langsung ke pusat beban di Pontianak.
- Proyek pembangkit PLTU yang dibangun oleh IPP antara lain PLTU Kalbar 1.

Proyek-proyek strategis tersebut diupayakan untuk tidak mundur dari COD yang ditargetkan. Kemunduran dari jadwal dapat menyebabkan dampak yang signifikan terhadap kemampuan sistem untuk memasok pelanggan dan keandalan sistem. Dalam rangka penambahan pembangkit, dapat dilakukan juga relokasi mesin pembangkit dari sistem yang surplus, dengan demikian waktu COD pembangkit tambahan memiliki risiko keterlambatan yang lebih kecil.

PLN telah mempertimbangkan dan mengevaluasi rencana pasokan untuk Sistem Khatulistiwa sehingga tidak akan terjadi defisit daya. Telah dilakukan upaya penyelesaian proyek-proyek pembangkit terkendala di Kalimantan Barat. COD pembangkit FTP 1 (PLTU Pantai Kura-kura 2x27,5 MW dan Parit Baru 2x 50 MW) sudah mempertimbangkan *workability* penyelesaian proyek. Selain itu, untuk kecukupan pasokan di Sistem Khatulistiwa juga direncanakan relokasi PLTG/GU dari Sistem Jawa-Bali dengan waktu penyelesaian yang wajar.

Interkoneksi antara Sistem Khatulistiwa dan Sistem Kalseltengtimra juga dilakukan untuk meningkatkan pasokan dan keandalan di Sistem Khatulistiwa.

Rencana pembangkit maupun interkoneksi untuk pasokan dan keandalan di Sistem Khatulistiwa sudah cukup sehingga belum membutuhkan penggantian dengan alternatif pembangkit EBT. Selain itu, implementasi EBT PLTN *Small Modular Reactor* (SMR) masih memerlukan kajian yang lebih mendalam baik dari sisi *fuel-sustainability*, sosial, keekonomian maupun regulasi.

5.5.10.3. Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di Sistem Kalseltengtimra (Kalimantan Selatan, Tengah, Timur dan Utara) periode tahun 2021-2030 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.62. Rencana penempatan pembangkit disesuaikan beban regional sistem secara seimbang sesuai kriteria *regional balance*.

Tabel 5.62 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2021-2030

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	**GWh**	8.257	9.932	10.964	12.388	13.231	14.530	15.718	16.955	17.993	18.943
b. Pertumbuhan Penjualan	**%**	8%	20%	10%	13%	7%	10%	8%	8%	6%	5%
c. Produksi	**GWh**	9.470	11.369	12.531	14.132	15.070	16.519	17.837	19.207	20.350	21.397
d. Faktor Beban	**%**	74%	76%	74%	74%	74%	74%	75%	75%	75%	75%
e. Beban Puncak Bruto	**MW**	1.467	1.702	1.938	2.182	2.320	2.535	2.732	2.938	3.111	3.269
f. Beban Puncak Neto	**MW**	1.399	1.624	1.853	2.088	2.219	2.425	2.614	2.810	2.976	3.128
g, Pertumbuhan Beban Puncak Neto	**%**	8%	16%	14%	13%	6%	9%	8%	8%	6%	5%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	**MW**	**2.425**	**2.494**	**2.494**	**2.504**	**2.504**	**2.504**	**2.504**	**2.504**	**2.504**	**2.504**
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi	**MW**	**1.890**	**2.034**	**2.032**	**2.041**	**2.041**	**2.041**	**2.041**	**2.041**	**2.041**	**2.041**
1) Milik Sendiri:	MW	808	951	951	960	960	960	960	960	960	960
PLTA	MW	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
PLTG	MW	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
PLTGU	MW	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
PLTMG	MW	149	208	208	217	217	217	217	217	217	217
PLTU Batubara	MW	403	487	487	487	487	487	487	487	487	487
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080
PLTG	MW	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117
PLTBg	MW	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PLTU Batubara	MW	961	961	961	961	961	961	961	961	961	961
3) Mesin Sewa:	MW										
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW										
6) Suplai dari Sistem Lain	MW										
7) Retired	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8) Mothballed	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going dan Committed:	**MW**	**140**	**200**	**114**	**-**	**64**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	140	200	100	-	64	-	-	-	-	-
Kotabaru	PLTU					14					
Sampit / Bagendang	PLTU					50					
Kalselteng 2 / Asam 5 6	PLTU		200								
Bangkanai (FTP2)	PLTG/MG	140									
Kaltim Peaker 2	PLTG			100							
PLTH Kaltim Peaker 2	PLTS			1*							
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-
Tanah Grogot	PLTU	-	-	14							
b. Rencana Tambahan:	**MW**	**-**	**-**	**65**	**245**	**283**	**220**	**200**	**180**	**200**	**240**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	65	235	73	120	-	180	200	240
Kalsel (Relokasi)	PLTG/MG/GU/MGU			65	135						
Kalteng (Relokasi)	PLTG/MG/GU/MGU				100						
Kaltim Add-On Blok 2	PLTGU						80				
Kaltimra Eks Tarakan	PLTG/MG/GU/MGU										40
Sei Menggaris	PLTG/MG/GU						40				
Kalsel 1	PLTGU										100
Kelai	PLTA					55					
Tabang	PLTA								90		
Sesayap	PLTA								90		
Kaltimra	PLTA									200	100
Waduk Lambakan	PLTA					18					
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	10	210	100	200	-	-	-
Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	PLTBio				10						
Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	PLTBio					10					
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTA			-	-	200	100	200			
Kalseltengtimra (kuota) Tersebar	PLTS					50*					
Tanah Laut	PLTB			30*	40*						
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	**MW**	**1.890**	**2.034**	**2.032**	**2.041**	**2.041**	**2.041**	**2.041**	**2.041**	**2.041**	**2.041**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	**MW**	**140**	**200**	**179**	**245**	**347**	**220**	**200**	**180**	**200**	**240**
c. Total Daya Mampu Sistem	**MW**	**2.030**	**2.374**	**2.551**	**2.805**	**3.152**	**3.372**	**3.572**	**3.752**	**3.952**	**4.192**
d. Reserve Margin	**MW**	**631**	**749**	**698**	**717**	**933**	**947**	**958**	**941**	**975**	**1.064**
e. Reserve Margin	**%**	**45**	**46**	**38**	**34**	**42**	**39**	**37**	**33**	**33**	**34**

Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Kalseltengtimra akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar untuk memberikan kepastian kepada masyarakat setempat bahwa ke depan di Kalsel, Kalteng, Kaltim dan Kaltara akan tersedia listrik yang mencukupi.

Proyek pembangkit yang telah beroperasi pada tahun 2020 yaitu PLTU Kaltim (FTP 2), PLTU Kaltim 4, PLTU Kalselteng 1 dan PLTGU Senipah (ST).

Selama periode tahun 2021-2030, Sistem Kalseltengtimra direncanakan memiliki tambahan pasokan dengan kapasitas total mencapai 2.151 MW.

Interkoneksi dengan Kalimantan Utara direncanakan akan tersambung pada tahun 2022 setelah transmisi Sangatta-Tanjung Redep selesai. Interkoneksi dengan sistem tenaga listrik Tarakan direncanakan pada tahun 2023.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Kalseltengtimra antara lain:

- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTG/MG Bangkanai 140 MW.
- Proyek pembangkit reguler yaitu PLTU Kalselteng 2 (2x100 MW).
- Proyek pembangkit yang berbahan bakar gas/LNG antara yaitu: PLTG/MG/GU/MGU Kalsel (200 MW), PLTG/MG/GU/MGU Kalteng (100 MW), PLTG Kaltim Peaker 2 (100 MW), PLTGU Kaltim *Add on* Blok 2 (80 MW) serta PLTGU Kalsel 1 (100 MW).
- Pembangunan PLTMG berbahan bakar *dual fuel* di sistem *isolated* di Kalimantan Utara untuk memenuhi kebutuhan beban di daerah tersebut yang tumbuh pesat setelah terbentuk Provinsi Kalimantan Utara.
- Pembangunan PLTA untuk memanfaatkan potensi energi setempat antara lain PLTA Tabang (90 MW), PLTA Kelai (55 MW) dan Sesayap (90 MW) yang direncanakan memanfaatkan potensi dari Sungai Kayan. Selain proyek di atas, dikembangkan juga PLTA Kaltimra tersebar sebesar 800 MW untuk mendukung pengembangan ibu kota negara (IKN) baru yang berbasis energi baru dan terbarukan.

Dalam rangka penambahan pembangkit untuk kecukupan pasokan di Sistem Kalseltengtimra juga direncanakan relokasi PLTG/GU dari Sistem Jawa-Bali dengan waktu penyelesaian yang wajar.

Kalimantan Utara memiliki sumber energi baru terbarukan hidro yang berpotensi untuk dikembangkan. Potensi PLTA yang cukup besar ini dapat dikembangkan sendiri oleh PLN atau oleh swasta dengan tetap memperhatikan kriteria pengembangan pembangkit yaitu keseimbangan *supply-demand*, kesiapan sistem dan keekonomian. Mempertimbangkan kriteria pengembangan tersebut, maka pembangkit yang dikembangkan harus sesuai dengan kebutuhan listrik, kesiapan sistem dan memperhatikan biaya sehingga tidak merugikan PLN. Namun, tantangan terbesar pengembangan pembangkit adalah ketidakpastian *demand*. Risiko ketidakpastian ini dapat berakibat *overestimated* ataupun *underestimated* infrastruktur ketengalistrikan, khususnya pembangkit.

Di Kalimantan Utara sendiri terdapat potensi PLTA hingga 9 GW. Rencana pengembangan PLTA di daerah tersebut juga dilakukan untuk mendukung

pengembangan kawasan industri REBID (*renewable energy based on industrial development*). Pengembangan PLTA akan dilakukan berbasis *demand*. Jika PLTA di Kaltara dikembangkan oleh swasta, maka risiko ketidakpastian *demand* dapat berakibat pada kerugian PLN sebagai *off taker*. Oleh karena itu, maka opsi jual beli dengan skema *take-and-pay* adalah opsi yang tepat agar beban dan risiko dari ketidakpastian tidak dibebankan ke PLN.

5.5.11 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Sulawesi

5.5.11.1 Penambahan Pembangkit Sulawesi

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban di Sulawesi periode tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Tabel 5.63 di bawah.

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2021-2030 adalah 3.157 MW atau penambahan kapasitas rata-rata 316 MW per tahun.
- Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTA/PLTM yang mencapai 1.600 MW (50,7%), disusul PLTG/GU/MG 390 GW (12,4%), PLTU Batubara 506 MW (16,0%), PLT EBT *base* 230 MW (7,3%), PLTP 75 MW (2,4%), kemudian pembangkit EBT lainnya 356 MW (11,3%) berupa PLTS 176 MW, PLTB 130 MW dan PLTBm 50 MW.
- Rencana pengembangan PLTS pada tabel 5.63 sudah termasuk PLTS Lisdes, PLTS Dedieselisasi dan PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem).

Tabel 5.63 Rencana Penambahan Pembangkit Sulawesi (MW)

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	100	6	150	50	-	-	-	-	-	-	306
PLTG/MG	40	180	145	15	-	-	-	-	10	-	390
PLTM	-	-	-	5	12	-	-	1	-	-	18
PLTA	-	-	-	-	140	163	-	21	-	-	324
PLTS	7	12	2	12	-	-	-	-	-	-	32
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT EBT *Base*	-	-	-	-	-	-	115	115	-	-	230
Jumlah	**147**	**198**	**297**	**82**	**152**	**163**	**115**	**137**	**10**	**-**	**1.301**
IPP											
PLTU	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTP	-	-	5	-	-	-	40	-	30	-	75
PLTM	21	27	14	36	22	10	-	-	2	6	138
PLTA	290	-	-	-	30	-	200	200	200	200	1.120
PLTS	-	-	122	-	22	-	-	-	-	-	144
PLT Lain	-	-	-	80	20	80	-	-	-	-	180
Jumlah	**511**	**27**	**140**	**116**	**94**	**90**	**240**	**200**	**232**	**206**	**1.856**
Total											
PLTU	300	6	150	50	-	-	-	-	-	-	506
PLTP	-	-	5	-	-	-	40	-	30	-	75

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLTG/MG	40	180	145	15	-	-	-	-	10	-	390
PLTM	21	27	14	41	34	10	-	1	2	6	156
PLTA	290	-	-	-	170	163	200	221	200	200	1.444
PLTS	7	12	123	12	22	-	-	-	-	-	176
PLT Lain	-	-	-	80	20	80	-	-	-	-	180
PLT EBT *Base*	-	-	-	-	-	-	115	115	-	-	230
Jumlah	**659**	**225**	**437**	**198**	**246**	**253**	**355**	**337**	**242**	**206**	**3.157**

5.5.11.2 Neraca Daya Sistem Sulbagut

Sistem Sulawesi Bagian Utara (Sulbagut) merupakan pengembangan dari sistem interkoneksi 150 kV Minahasa – Gorontalo ke arah Sulawesi Tengah bagian utara yaitu arah Moutong, Tolitoli, hingga Bangkir dan diharapkan akan terbentuk mulai tahun 2023 setelah transmisi Marisa – Moutong – Tolitoli – Bangkir selesai dibangun.

Proyek pembangkit yang telah selesai pada tahun 2019 dan 2020 yaitu PLTU Gorontalo 2x25 MW, PLTS Likupang 15 MW dan PLTS Gorontalo 10 MW. Sedangkan rencana tambahan kapasitas di Sistem Sulbagut pada tahun 2021 yaitu sebesar 200 MW yang berasal dari PLTU Sulbagut 1 dan PLTU Sulut 3. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Sulbagut periode tahun 2021-2030 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.64. Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 831 MW.

Kondisi dengan cadangan daya paling rendah terjadi pada tahun 2021 karena beberapa pembangkit belum dapat beroperasi. Beberapa pembangkit EBT seperti PLTA, PLTM, dan PLTP akan dikembangkan di Sistem Sulbagut yang akan meningkatkan persentase kontribusi EBT dalam bauran energi. Hingga tahun 2030, akan dikembangkan tambahan EBT sebesar 385MW di Sistem Sulbagut.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagut antara lain:

- Proyek pembangkit berbahan bakar gas/LNG yaitu PLTMG Minahasa 150 MW.
- Proyek pembangkit reguler yaitu PLTU Sulut 3 (2x50 MW), PLTU Sulbagut 1 (2x50 MW) dan PLT EBT *Base* Sulbagut 3 (2x100 MW).
- Pengembangan proyek EBT seperti PLTA Sawangan (12 MW), PLTA Sulut Tersebar (30 MW), PLTP Sulbagut Tersebar (75 MW) dan PLTM Tersebar (28 MW).

Tabel 5.64 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2021-2030

Uraian	Jenis/Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	2.778	3.067	3.374	3.643	3.899	4.122	4.362	4.585	4.841	5.076
b. Pertumbuhan Penjualan	%	10%	10%	10%	8%	7%	6%	6%	5%	6%	5%
c. Produksi	GWh	3.214	3.560	3.915	4.223	4.520	4.751	5.008	5.243	5.521	5.774
d. Faktor Beban	%	72,7	72,4	72,4	72,4	72,6	72,6	72,7	72,8	72,9	73,0
e. Beban Puncak Bruto	MW	521	581	640	693	741	777	817	853	895	934
f. Beban Puncak Netto	MW	505	561	617	666	711	747	786	822	864	903
g. Pertumbuhan Beban Puncak Netto	%	10%	11%	10%	8%	7%	5%	5%	5%	5%	5%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	**527**	**471**	**471**	**471**	**471**	**471**	**411**	**411**	**411**	**411**
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	**458**	**450**	**450**	**450**	**450**	**450**	**390**	**390**	**390**	**390**
1) PLN	**MW**	**333**	**325**	**325**	**325**	**325**	**325**	**325**	**325**	**325**	**325**
PLTA	MW	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
PLTM	MW	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
PLTP	MW	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
PLTG	MW	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
PLTD	MW	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU Batubara	MW	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
2) IPP	**MW**	**65**	**65**	**65**	**65**	**65**	**65**	**65**	**65**	**65**	**65**
PLTM	MW	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
PLTP	MW	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PLTU Batubara	MW	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
3) Sewa	**MW**	**60**	**60**	**60**	**60**	**60**	**60**	**-**	**-**	**-**	**-**
PLTU Batubara	MW	60	60	60	60	60	60	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**		
5) Impor	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**		
6) Retired dan Mothballed	**MW**	**122**	**8**	**-**	-	**-**	**-**	**60**	**-**	**-**	**-**
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed	**MW**	**200**	**110**	**104**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**	**-**
1) PLN	**MW**	**-**	**100**	**100**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Minahasa	PLTMG		100	50							
Sulut 1	PLTU			50	50						
2) IPP	**MW**	**200**	**10**	**4**	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**	**-**
Sulbagut 1	PLTU	100									
Sulut 3	PLTU	100									
Iya	PLTM									2	
Dominanga	PLTM			3,5							
Bone Bolango	PLTM		9,9								
b. Rencana Tambahan	**MW**	-	-	**5**	**18**	**50**	**27**	**140**	**100**	**30**	-
1) PLN	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**17**	**100**	**100**	**-**	**-**
Sawangan	PLTA						16,6		-		
Sulbagut 3	PLT EBT Base							100	100	-	
2) IPP	**MW**	-	-	**5**	**18**	**50**	**10**	**40**	**-**	**30**	-
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTP			5				40		30	-
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTBio					10	-			-	
Sulbagut (Kuota) Tersebar (Sulut)	PLTM				8,3		10				-
Sulbagut (Kuota) Tersebar (Sulten	PLTM					10		-			
Sulbagut (Kuota) Tersebar	PLTSa				10	-					
Sulbagut Kuota Tersebar	PLTA			-		30					
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**458**	**450**	**450**	**450**	**450**	**450**	**390**	**390**	**390**	**390**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	**200**	**110**	**109**	**68**	**50**	**27**	**140**	**100**	**32**	**-**
c. Total DMN Sistem	MW	**658**	**760**	**868**	**937**	**987**	**1.013**	**1.093**	**1.193**	**1.225**	**1.225**
d. Reserve Margin	MW	**153**	**199**	**251**	**271**	**276**	**266**	**307**	**371**	**361**	**322**
e. Reserve Margin	%	**30**	**35**	**41**	**41**	**39**	**36**	**39**	**45**	**42**	**36**

Pada sistem kelistrikan Sulbagut akan terdapat penambahan PLT EBT *Base* 200 MW yang jenis kombinasi pembangkitnya akan ditentukan setelah dilakukan kajian terhadap potensi EBT yang layak dikembangkan di lokasi setempat.

5.5.11.3 Neraca Daya Sistem Sulbagsel

Sistem Sulbagsel merupakan penggabungan Sistem Sulsel-Sulbar, Sistem Sulteng dan Sistem Sultra. Sistem ini telah terbentuk pada tahun 2019 setelah proyek transmisi 150 kV interkoneksi Sistem Sulsel dengan Sistem Sultra selesai dibangun termasuk IBT 275/150 kV Wotu. Rencana penempatan pembangkit di sistem Sulsel-Sulbar, Sultra, Sulteng diupayakan seimbang sesuai kriteria *regional balance*.

Dalam rangka mengoptimalkan potensi tenaga hidro yang sangat besar dan tersebar di Provinsi Sulsel, Sulbar, Sulteng dan Sultra, akan dibangun beberapa proyek PLTA oleh PLN dan IPP. Selain potensi tenaga hidro, di Sulsel juga terdapat potensi tenaga angin/bayu yang cukup besar yaitu di Sidrap, Jeneponto dan Majene. Potensi tersebut juga akan dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik (biasa disebut PLTB) yang tersambung ke *grid* Sulbagsel.

Daya mampu PLTA dan PLTB sangat dipengaruhi oleh musim sehingga di Sistem Sulbagsel direncanakan juga pembangunan pembangkit termal (PLTG/GU/MG) yang setiap saat dapat dioperasikan jika diperlukan untuk mengisi kekurangan daya pada saat musim kemarau dan saat tidak ada angin untuk PLTB. Selain itu, pembangkit termal yang direncanakan juga dirancang untuk dapat mengikuti fluktuasi daya pembangkit *intermittent.*

Untuk proyek pembangkit yang telah selesai pada tahun 2019 dan 2020 yaitu PLTU Kendari sebesar 2x50 MW, PLTB Jeneponto sebesar 60 MW, PLTA Poso *Peaker* 120 MW dan PLTU Kendari Ekspansi 1x10 MW. Sedangkan rencana tambahan kapasitas di Sistem Sulbagsel pada tahun 2021 yaitu sekitar 411 MW yang berasal dari PLTU Sulsel Barru 100 MW, PLTA Poso *Peaker* sebesar 200 MW, PLTA Malea sebesar 90 MW dan PLTM Tersebar sebesar 21 MW. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di Sistem Sulbagsel periode tahun 2021-2030 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.65. Selama periode tersebut, direncanakan akan akan dibangun pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 2.674 MW.

Tabel 5.65 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2021-2030

Uraian	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	8.884	9.906	10.949	11.544	12.142	12.830	13.493	14.176	14.891	15.707
b. Pertumbuhan Penjualan	%	11%	12%	11%	5%	5%	6%	5%	5%	5%	5%
c. Produksi	GWh	10.277	11.497	12.704	13.382	14.074	14.786	15.492	16.211	16.982	17.866
d. Faktor Beban	%	73,64	73,12	72,51	72,68	72,89	73,09	73,28	73,47	73,63	73,82
e. Beban Puncak Bruto	MW	1.643	1.859	2.073	2.184	2.295	2.401	2.505	2.611	2.726	2.857
f. Beban Puncak Netto	MW	1.592	1.794	1.999	2.100	2.203	2.308	2.412	2.517	2.631	2.761
g. Pertumbuhan Beban Puncak Netto	%	11%	13%	11%	5%	5%	5%	4%	4%	5%	5%
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	**MW**	**2.014**	**2.014**	**1.699**	**1.699**	**1.576**	**1.576**	**1.576**	**1.576**	**1.576**	**1.576**
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	**MW**	**1.818**	**1.818**	**1.543**	**1.543**	**1.473**	**1.473**	**1.473**	**1.473**	**1.473**	**1.473**
1) PLN	**MW**	**603**	**603**	**603**	**603**	**533**	**533**	**533**	**533**	**533**	**533**
PLTA	MW	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
PLTM	MW	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
PLTG	MW	70	70	70	70	-	-	-	-	-	-
PLTMG	MW	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTD	MW	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PLTU Batubara	MW	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
2) IPP	**MW**	**1.207**	**1.207**	**932**	**932**	**932**	**932**	**932**	**932**	**932**	**932**
PLTA	MW	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285
PLTM	MW	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
PLTGU	MW	275	275	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU Batubara	MW	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
3) Sewa	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
4) Pembelian Excess Power	**MW**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**
5) Impor	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**		
6) Retired dan Mothballed	**MW**	**7**	**-**	**275**	**-**	**70**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)				-	-	-					
a. On Going and Committed	**MW**	**403**	**17**	**660**	**65**	**16**	**-**	**200**	**1**	**-**	**-**
1) PLN	**MW**	**100**	**-**	**650**	**65**	**4**	**-**	**-**	**1**	**-**	**-**
Luwuk (Interkoneksi)	PLTMG	*40		40							
Buleleng	PLTM				1						
Halulai	PLTM								1		
Lapai 2	PLTM					4					
Bonehau	PLTM				4	-					
Sulsel Barru 2	PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	
MPP Sulselbar	PLTG/MG	-	-	60	60	-	-	-	-	-	-
Palu 3	PLTU	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel	PLTGU	-	-	450	-	-	-	-	-	-	-
2) IPP	**MW**	**303**	**17**	**10**	**-**	**12**	**-**	**200**	**-**	**-**	**-**
Malea (FTP2)	PLTA	90	-	-	-	-	-	-	-		
Poso Peaker	PLTA	200	-	-	-	-	-	-	-		
Ussu Malili	PLTM	3	-	-	-	-	-	-	-		
Belajen	PLTM	-	-	-	-	8	-	-	-	-	
Ma'dong	PLTM	-	10	-	-	-	-	-	-		
Bungin III	PLTM	-	5	-	-	-	-	-	-		
Tomata	PLTM	10	-	-	-	-	-	-	-		
Biak I II III	PLTM	-	-	-	-	4	-	-	-	-	
Korokabalo	PLTM	-	2	-	-	-	-	-	-		
Koro yaentu	PLTM			10							
Buttu Batu	PLTA	-	-	-	-	-	-	200	-	-	-
b. Rencana Tambahan	**MW**	**8**	**-**	**200**	**37**	**158**	**157**	**-**	**221**	**200**	**200**
1) PLN	**MW**	**-**	**-**	**200**	**-**	**148**	**147**	**-**	**21**	**-**	**-**
Makassar	PLTG/GU	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
Pokko	PLTA	-	-	-	-	-	125	-	-	-	-
Konawe (Bendungan Pelosika PUPR)	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	21	-	-
Watunohu	PLTA	-	-	-	-	-	22	-	-	-	-
Bakaru 2	PLTA	-	-	-	-	140	-	-	-	-	-
Lapai 1	PLTM	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-
Riorita	PLTM	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-
2) IPP	**MW**	**8**	**-**	**-**	**37**	**10**	**10**	**-**	**200**	**200**	**200**
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	200	200	200
Sulbagsel (Kuota) Tersebar (Sulsel)	PLTM	8	-	-	20	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar (Sulteng)	PLTM	-	-	-	7	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar (Sulteng)	PLTBio	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar (Sultra)	PLTBio	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTSa	-	-	-	10	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTB	-	-	-	*60	-	*70	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**1.818**	**1.818**	**1.543**	**1.543**	**1.473**	**1.473**	**1.473**	**1.473**	**1.473**	**1.473**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	**411**	**17**	**860**	**103**	**174**	**157**	**200**	**222**	**200**	**200**
c. Total DMN Sistem	MW	**2.229**	**2.246**	**2.831**	**2.934**	**3.038**	**3.195**	**3.395**	**3.617**	**3.817**	**4.017**
d. Reserve Margin	MW	**637**	**453**	**833**	**834**	**835**	**887**	**983**	**1.100**	**1.186**	**1.256**
e. Reserve Margin	%	**40**	**25**	**42**	**40**	**38**	**38**	**41**	**44**	**45**	**45**

Proyeksi kebutuhan listrik di Sistem Sulbagsel sudah memperhitungkan beban *smelter* yang akan masuk. Sehingga daya yang tersedia diperkirakan akan terserap habis. Pembangunan pembangkit di Sistem Sulbagsel sudah mempertimbangkan kemungkinan industri besar yang akan masuk ke sistem. Selain itu, untuk kecukupan pasokan di Sistem Sulbagsel juga direncanakan relokasi PLTG/GU dari Sistem Jawa-Bali dengan waktu penyelesaian yang wajar. Selain rencana pembangkit tersebut, juga sedang dilakukan studi untuk rencana relokasi PLTGU dari Sistem Kelistrikan Jawa-Bali khusus untuk pelanggan *smelter* Vale di Bungku sekitar 450 MW-750 MW. Studi ini dilakukan oleh anak perusahaan PLN sesuai penugasan dari PLN. Rencana ini sangat tergantung pada kepastian calon pelanggan untuk dilayani oleh PLN. Sampai RUPTL ini disusun, PLN dan Vale masih dalam tahap diskusi.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagsel antara lain:

- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTA Malea 90 MW, PLTA Poko 130 MW, PLTA Bakaru 2 140 MW dan PLTA Buttu Batu 200 MW.
- Proyek pembangkit PLTU Sulsel Barru 2 (1x100 MW) rencana COD tahun 2021.
- Proyek PLTGU Sulbagsel (450 MW) rencana COD tahun 2023 untuk memenuhi pasokan beban *smelter* yang kedepannya berpotensi cukup besar di Sulawesi Tenggara. Opsi lokasi pembangkit ini akan diletakkan di dekat Andowia – Sulawesi Tenggara (dekat beban *smelter*) atau Punagaya – Sulawesi Selatan. Mengingat panjangnya transmisi dan kemungkinan *bottleneck* yang terjadi di jalur 150 kV antara Punagaya – Kendari yang sangat jauh, maka opsi lokasi Andowia menjadi pilihan yang lebih memungkinkan.
- Proyek pembangkit gas/LNG yaitu MPP Sulselbar 120 MW, Makassar 200 MW dengan indikasi lokasi di Tallasa serta PLTMG Luwuk 40 MW.
- Proyek PLTA yang dikembangkan sebagai proyek IPP maupun PLN.

Rencana Pengembangan VRE dengan BESS di Sistem Sulbagsel

Penggunaan baterai untuk kebutuhan *smoothing* biasanya digunakan agar tegangan dan frekuensi sistem tetap dalam batas aman. Demikian pula untuk kebutuhan *firming*, namun untuk yang kedua biasanya dipersyaratkan untuk sistem yang kuota penambahan pembangkit VRE nya sudah terlewati. Untuk *firming*, biasanya kebutuhan baterai yang dipersyaratkan relatif besar. Dengan harga baterai yang masih mahal, VRE dengan persyaratan baterai *firming* akan

menghadapi tantangan yg besar karena secara teknis harus bersaing dengan pembangkit *base loader* yang handal (seperti PLTU dan PLTA) dan secara finansial setidaknya harus setara dengan biaya operasi di beban dasar atau tidak lebih tinggi dari *marginal cost* sistem.

PLN dan konsultan (LAPI ITB) telah melakukan kajian terkait kuota VRE yang dapat diserap oleh sistem-sistem kelistrikan besar PLN. Untuk Sistem kelistrikan Sulbagsel contohnya. Sistem ini hingga tahun 2030, mempunyai kuota VRE sebesar 190 MW, dengan catatan terdapatnya beban-beban pelanggan *smelter*. Kuota ini sudah diisi oleh 130 MW PLTB eksisting dan 60 PLTB tersebar (PLTB Sulbagsel kuota tersebar). Namun, terdapat usulan ESDM untuk menambahkan 70 MW PLTB (COD 2026) mempertimbangkan potensi angin yang cukup besar di Sulawesi Selatan, sehingga **karena kuota VRE sudah penuh dan secara teknis tidak dapat ditambahkan lagi VRE ke Sistem Sulbagsel, maka penambahan PLTB dipersyaratkan dengan skema baterai *firming* dan secara finansial tidak lebih dari 7 cent/kWh dan dilengkati dengan fasilitas *weather forecast* untuk kepastian *wind profile*.**

Kajian LAPI ITB memberikan hasil untuk tambahan kuota VRE dengan 3 (tiga) skenario sebagai berikut :

Tabel 5.66 Hasil Simulasi Kuota VRE Sistem Sulbagsel

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tanpa Smelter	0	0	0	0	160	210	210	210	210	210
Smelter 388 MVA (+ SWC 20%)	0	0	0	0	80	130	130	130	130	130
Smelter 865 MVA (+ SWC 20%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Untuk skenario 1 (Tanpa *smelter*), diasumsikan tidak ada fluktuasi beban *smelter*. Pada skenario ini sistem mampu mengatasi fluktuasi 160 MW VRE pada tahun 2025, dan 210 MW pada tahun 2030.

Skenario 2 dengan 388 MVA *smelter* dengan tambahan *static watt compensator* (SWC). Pada skenario ini smelter diasumsikan masuk hanya sebesar 388 MVA dengan tambahan 20% SWC sesuai persyaratan dalam perjanjian jual beli tenaga listrik dengan PLN (SPJBTL). Kuota tambahan VRE yang masuk pada tahun 2025 sebesar 80 MW dan pada tahun 2030 sebesar 130 MW.

Pada skenario 3, skenario yang dianggap paling realistis / *most likely to happen*, *smelter* diasumsikan masuk sebesar 865 MW (sesuai SPJBTL) dengan tambahan 20% SWC. Hasil kajian memperlihatkan tidak ada tambahan kuota VRE yang bisa ditambahkan lagi di Sistem Sulbagsel.

Untuk perhitungan PLTB *firming* ini harus dilakukan secara detail dan mendalam sehingga tidak terjadi risiko yang berakibat pada keandalan Sistem Sulbagsel, mengingat dari sisi *demand* pada sistem ini juga terdapat potensi volatilitas yang besar dari *smelter.* **Jika PLTB *firming* tersebut secara kajian teknis dan finansial tidak layak maka perlu dicari alternatif pembangkit lain yang lebih sesuai.** Di Sistem Sulbagsel sendiri sudah banyak potensi PLTA yang siap dikembangkan. PLTA juga dapat menjawab tantangan sistem untuk mem-*buffer* VRE sekaligus volatilitas *smelter*.

5.5.12 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara

5.5.12.1 Penambahan Pembangkit di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban periode tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Tabel 5.67. Dari tabel tersebut terlihat bahwa:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2021-2030 adalah 3.374 MW atau penambahan kapasitas rata-rata 337 MW per tahun.
- Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLT lain 1.234 MW (36,6%) berupa PLTS 1.101 MW, PLTB 27 MW, PLTBm 106 MW , disusul PLTG/MG/GU 1.015 MW (30,1%), PLTU yang mencapai 304 MW (9%), PLT EBT *Base* 450 MW (13,3%), PLTA/PLTM 181 MW (5,4%), PLTD 5 MW (0,1%) dan PLTP 185 MW (5,5%).
- Rencana pengembangan PLTS pada Tabel 5.67 sudah termasuk PLTS Lisdes, PLTS Dedieselisasi dan PLTS *Grid* (terkoneksi ke sistem).

Tabel 5.67 Rencana Penambahan Pembangkit Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (MW)

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	56	100	78	-	12	-	24	-	20	-	290
PLTP	-	-	-	5	45	25	25	10	15	-	125
PLTG/MG	70	360	50	205	170	20	90	-	-	30	995
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	-	-	-	8	21	22	-	1	11	-	62
PLTA	-	-	-	-	-	14	-	-	64	-	78
PLTS	29	84	15	14	12	17	7	15	22	17	232

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLT Lain	-	2	-	10	-	-	-	10	-	-	22
PLT EBT *Base*	-	-	-	-	-	100	50	100	150	50	450
Jumlah	**155**	**551**	**143**	**241**	**260**	**198**	**196**	**136**	**283**	**97**	**2.260**
IPP											
PLTU	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	14
PLTP	5	3	-	11	31	-	-	-	10	-	60
PLTG/MG	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	20
PLTM	3	2	4	2	18	-	-	-	-	-	29
PLTA	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-	12
PLTS	-	16	681	5	168	-	-	-	-	-	869
PLT Lain	1	-	19	86	-	-	-	5	-	-	111
Jumlah	**9**	**35**	**704**	**104**	**217**	**20**	**12**	**5**	**10**	**-**	**1.114**
Total											
PLTU	56	114	78	-	12	-	24	-	20	-	304
PLTP	5	3	-	16	76	25	25	10	25	-	185
PLTG/MG	70	360	50	205	170	40	90	-	-	30	1.015
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	3	2	4	9	39	22	-	1	11	-	91
PLTA	-	-	-	-	-	14	12	-	64	-	90
PLTS	29	100	695	19	180	17	7	15	22	17	1.101
PLT Lain	1	2	19	96	-	-	-	15	-	-	133
PLT EBT *Base*	-	-	-	-	-	100	50	100	150	50	450
Jumlah	**164**	**586**	**846**	**345**	**477**	**218**	**208**	**141**	**293**	**97**	**3.374**

5.5.12.2 Neraca Daya Sistem Ambon

Sistem Ambon merupakan sistem interkoneksi 70 kV dan 150 kV di Pulau Ambon. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Ambon periode tahun 2021-2030 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.68.

Selama periode 2021-2030 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 150 MW. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Ambon akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Pulau Ambon dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup dan bahkan berlebih. Untuk mengantisipasi defisit pada tahun 2022 jika LMVPP Ambon keluar dari sub sistem pada akhir tahun 2021, maka direncanakan relokasi MPP Sulselbar dari Kolaka, Sulawesi ke Ambon hingga pembangkit lainnya beroperasi. Selain itu, untuk jangka panjang kecukupan pasokan di Sistem Ambon juga akan dilakukan penambahan PLTMG Ambon 2 pada tahun 2023 dan relokasi BMPP Sambelia pada tahun 2024.

Di Sistem Ambon ke depannya akan lebih banyak dikembangkan PLTMG dibandingkan dengan PLTU untuk memenuhi kebutuhan listrik. Hal ini dilakukan untuk mendekatkan pembangkit dengan sumber energi gas.

Tabel 5.68 Neraca Daya Sistem Ambon Tahun 2021-2030

Uraian	Jenis/Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	**372**	**393**	**413**	**433**	**451**	**468**	**482**	**493**	**501**	**504**
b. Pertumbuhan Penjualan	%	**6%**	**6%**	**5%**	**5%**	**4%**	**4%**	**3%**	**2%**	**1%**	**1%**
c. Produksi	GWh	**428**	**452**	**474**	**496**	**516**	**534**	**550**	**562**	**569**	**572**
d. Faktor Beban	%	**72**	**72**	**72**	**73**	**73**	**74**	**74**	**74**	**75**	**75**
e. Beban Puncak Bruto	MW	**69**	**72**	**75**	**78**	**81**	**84**	**86**	**87**	**88**	**88**
f. Beban Puncak Netto	MW	**68**	**72**	**75**	**78**	**80**	**83**	**85**	**86**	**87**	**87**
g. Pertumbuhan Beban Puncak Netto	%	**7%**	**5%**	**4%**	**4%**	**3%**	**3%**	**2%**	**2%**	**1%**	**0%**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	**164**	**82**	**49**	**49**	**49**	**49**	**49**	**49**	**49**	**49**
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	**94**	**36**	**36**	**32**	**32**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**
1) PLN	MW	**40**	**36**	**36**	**32**	**32**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**
PLTMG	MW	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**
PLTD	MW	**10**	**6**	**6**	**2**	**2**	-	-	-	-	-
2) (IPP)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Sewa	MW	**54**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	MW	**54**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired dan Mothballed	MW	-	**58**	-	**4**	-	**2**	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed	**MW**	-	**60**	-	**(30)**	**10**	**10**	-	-	-	-
1) PLN	**MW**	-	**60**	-	**(30)**	**10**	**10**	-	-	-	-
Relokasi MPP Sulselbar (Kolaka	PLTMG	-	60	-	(60)	-	-	-	-	-	-
Tulehu (FTP 2)	PLTP	-	-	-	-	10	10	-	-	-	-
Relokasi MPP Sambelia	PLTMG	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan	**MW**	-	-	**50**	-	-	-	-	-	-	**50**
1) PLN	**MW**	-	-	**50**	-	-	-	-	-	-	**50**
Ambon 2	PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
Ambon	PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**94**	**36**	**36**	**32**	**32**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	**60**	**50**	**(30)**	**10**	**10**	-	-	-	**50**
c. Total DMN Sistem	MW	**94**	**96**	**146**	**112**	**122**	**130**	**130**	**130**	**130**	**180**
d. Reserve Margin	MW	**26**	**24**	**71**	**34**	**42**	**47**	**45**	**44**	**43**	**93**
e. Reserve Margin	%	**38**	**34**	**95**	**44**	**52**	**57**	**53**	**51**	**49**	**107**

5.5.12.3 Neraca Daya Sistem Sofifi

Sistem Sofifi merupakan sistem interkoneksi 150 kV di Pulau Halmahera. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Sofifi periode tahun 2021-2030 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.69.

Selama periode 2021-2030 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 136 MW. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Sofifi akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Halmahera dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup dan bahkan berlebih. Di Pulau Halmahera terdapat potensi pengembangan *smelter* yang pada awal beroperasi akan dibangun pembangkit *dedicated* bagi *smelter* tersebut dan nantinya akan terinterkoneksi ke Sistem Sofifi. Selain rencana pembangkit di atas, juga sedang dilakukan studi untuk rencana relokasi PLTGU dari Sistem Kelistrikan Jawa-Bali atau pembangunan PLTGU baru khusus untuk pelanggan smelter di

Halmahera Timur. Studi ini dilakukan oleh anak perusahaan PLN sesuai penugasan dari PLN. Rencana ini sangat tergantung pada kepastian calon pelanggan untuk dilayani oleh PLN.

Tabel 5.69 Neraca Daya Sistem Sofifi Tahun 2021-2030

Uraian	Jenis/Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	**143**	**170**	**183**	**196**	**211**	**226**	**269**	**289**	**311**	**334**
b. Pertumbuhan Penjualan	%	**19%**	**19%**	**8%**	**7%**	**7%**	**7%**	**19%**	**7%**	**7%**	**7%**
c. Produksi	GWh	**164**	**196**	**210**	**226**	**242**	**259**	**309**	**332**	**356**	**382**
d. Faktor Beban	%	**57**	**51**	**51**	**52**	**52**	**52**	**53**	**53**	**54**	**54**
e. Beban Puncak Bruto	MW	**34**	**46**	**48**	**51**	**55**	**58**	**69**	**73**	**78**	**83**
f. Beban Puncak Netto	MW	**33**	**44**	**47**	**50**	**53**	**56**	**67**	**71**	**76**	**80**
g. Pertumbuhan Beban Puncak Netto	%	**22%**	**35%**	**6%**	**6%**	**6%**	**6%**	**18%**	**6%**	**6%**	**6%**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	**42**	**40**	**17**	**17**	**17**	**17**	**26**	**26**	**26**	**26**
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	**33**	**31**	**10**	**10**	**5**	**5**	**8**	**8**	**8**	**8**
1) PLN	MW	**17**	**17**	**10**	**10**	**5**	**5**	**8**	**8**	**8**	**8**
PLTD	MW	**17**	**17**	**10**	**10**	**5**	**5**	**8**	**8**	**8**	**8**
2) (IPP)	MW	**-**	**-**	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Sewa	MW	**16**	**14**	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	**16**	**14**	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW	**-**	**-**	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired dan Mothballed	MW	**5**	**2**	**21**	**-**	**5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed	**MW**	**6**	**20**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	
1) PLN	**MW**	**6**	**20**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
PLTU Sofifi	PLTU	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sofifi	PLTMG	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-
Tobelo	PLTMG	-	10	-	-	-	-	-	-	-	
b. Rencana Tambahan	**MW**	**-**	**20**	**10**	**-**	**20**	**-**	**60**	**-**	**-**	
1) PLN	**MW**	**-**	**20**	**-**	**-**	**-**	**-**	**60**	**-**	**-**	**-**
Tobelo 2	PLTMG	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Halmahera 1	PLTMG	**-**	**-**	-	-	-	-	**60**	-	-	
2) IPP	**MW**	**-**	**-**	**10**	**-**	**20**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Halmahera (Kuota) Tersebar	PLTBio	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-
Halmahera (Kuota) Tersebar	PLTP	-	-	-	-	20	-	-	-	-	-
Tobelo	PLTS	-	*10	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**33**	**31**	**10**	**10**	**5**	**5**	**8**	**8**	**8**	**8**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	**6**	**40**	**10**	**-**	**20**	**-**	**60**	-	-	-
c. Total DMN Sistem	MW	**39**	**77**	**66**	**66**	**81**	**81**	**144**	**144**	**144**	**144**
d. Reserve Margin	MW	**6**	**33**	**19**	**16**	**28**	**25**	**77**	**73**	**68**	**64**
e. Reserve Margin	%	**20**	**75**	**41**	**32**	**53**	**44**	**116**	**103**	**90**	**79**

5.5.12.4 Neraca Daya Sistem Jayapura

Sistem Jayapura merupakan sistem interkoneksi 150 kV Holtekamp – Jayapura- Sentani/Waena dan 70 kV Genyem – Sentani/Waena. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Jayapura periode tahun 2021-2030 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.70.

Selama periode 2021-2030 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 115 MW. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Jayapura akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Jayapura dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup dan bahkan berlebih. Di Sistem Jayapura terdapat juga potensi pengembangan pembangkit EBT melalui PLTA Orya-2 dengan kapasitas 14 MW.

Tabel 5.70 Neraca Daya Sistem Jayapura Tahun 2021-2030

Uraian	Jenis/Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	**546**	**576**	**635**	**668**	**701**	**735**	**769**	**803**	**836**	**870**
b. Pertumbuhan Penjualan	%	**7%**	**6%**	**10%**	**5%**	**5%**	**5%**	**5%**	**4%**	**4%**	**4%**
c. Produksi	GWh	**636**	**670**	**737**	**775**	**813**	**851**	**889**	**927**	**965**	**1.003**
d. Faktor Beban	%	**70**	**71**	**71**	**71**	**72**	**73**	**73**	**74**	**75**	**76**
e. Beban Puncak Bruto	MW	**105**	**110**	**120**	**126**	**131**	**136**	**140**	**145**	**150**	**154**
f. Beban Puncak Netto	MW	**104**	**108**	**119**	**124**	**129**	**134**	**138**	**143**	**147**	**152**
g. Pertumbuhan Beban Puncak Netto	%	**11%**	**5%**	**9%**	**4%**	**4%**	**4%**	**4%**	**3%**	**3%**	**3%**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	**197**	**152**	**152**	**152**	**152**	**152**	**152**	**152**	**152**	**152**
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	**165**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**
1) PLN	MW	**143**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**
PLTA	MW	**18**	**18**	**18**	**18**	**18**	**18**	**18**	**18**	**18**	**18**
PLTMG	MW	**99**	**99**	**99**	**99**	**99**	**99**	**99**	**99**	**99**	**99**
PLTD	MW	**16**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU Batubara	MW	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**	**10**
2) (IPP)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Sewa	MW	**22**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	**22**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired dan Mothballed	MW	-	**38**	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed	**MW**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan	**MW**	-	**50**	-	-	-	**14**	-	**1**	**50**	-
1) PLN	**MW**	-	**50**	-	-	-	**14**	-	**1**	**50**	-
Jayapura 2	PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-
Jayapura	PLTMG	-	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Amai	PLTM	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
Orya 2	PLTA	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**165**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**	**127**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	**50**	-	-	-	**14**	-	**1**	**50**	-
c. Total DMN Sistem	MW	**165**	**177**	**177**	**177**	**177**	**191**	**191**	**192**	**242**	**242**
d. Reserve Margin	MW	**61**	**69**	**58**	**53**	**48**	**57**	**53**	**49**	**95**	**91**
e. Reserve Margin	%	**59**	**63**	**49**	**43**	**38**	**43**	**38**	**34**	**64**	**60**

5.5.12.5 Neraca Daya Sistem Manokwari

Sistem Manokwari merupakan sistem interkoneksi 150 kV yang menghubungkan Manokwari dengan daerah-daerah disekitarnya. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Manokwari periode tahun 2021-2030 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.71.

Selama periode 2021-2030 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 57 MW. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Manokwari akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Manokwari dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup dan bahkan berlebih. Di Sistem Manokwari terdapat juga potensi pengembangan pembangkit EBT melalui PLTS + baterai Manokwari sebesar 15 MW.

Tabel 5.71 Neraca Daya Sistem Manokwari Tahun 2021-2030

Uraian	Jenis/Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	**177**	**190**	**203**	**215**	**228**	**241**	**255**	**269**	**284**	**298**
b. Pertumbuhan Penjualan	%	**8%**	**7%**	**7%**	**6%**	**6%**	**6%**	**6%**	**6%**	**5%**	**5%**
c. Produksi	GWh	**211**	**227**	**242**	**256**	**271**	**287**	**303**	**319**	**336**	**353**
d. Faktor Beban	%	**70**	**70**	**70**	**70**	**71**	**71**	**71**	**71**	**72**	**72**
e. Beban Puncak Bruto	MW	**35**	**38**	**40**	**42**	**44**	**47**	**49**	**52**	**54**	**57**
f. Beban Puncak Netto	MW	**35**	**37**	**39**	**42**	**44**	**46**	**49**	**51**	**54**	**56**
g. Pertumbuhan Beban Puncak Netto	%	**9%**	**7%**	**6%**	**6%**	**5%**	**5%**	**5%**	**5%**	**5%**	**5%**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	**44**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**23**	**23**
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	**40**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**23**	**23**
1) PLN	MW	**28**	**23**	**23**	**23**	**23**	**23**	**23**	**23**	**23**	**23**
PLTM	MW	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**
PLTMG	MW	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**
PLTD	MW	**6**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) (IPP)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Sewa	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	-	-
PLTU Batubara	MW	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-			
6) Retired dan Mothballed	MW	-	**6**	-	-	-	-	-	-	**12**	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN	**MW**	-	**20**	-	-	-	-	-	-	-	-
MPP Manokwari	PLTMG	-	**20**	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan											
1) PLN	**MW**	-	-	-	**20**	-	-	-	-	**15**	-
Manokwari 3	PLTMG	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-
Manokwari	PLTS+baterai	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-
2) IPP	**MW**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Manokwari (eks APBN)	PLTS	-	*2	-	-	-	-	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**40**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**23**	**23**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	**20**	-	**20**	-	-	-	-	**15**	-
c. Total DMN Sistem	MW	**40**	**55**	**55**	**75**	**75**	**75**	**75**	**75**	**78**	**78**
d. Reserve Margin	MW	**6**	**17**	**15**	**33**	**31**	**28**	**26**	**23**	**24**	**21**
e. Reserve Margin	%	**17**	**47**	**38**	**79**	**70**	**61**	**53**	**46**	**45**	**38**

5.5.12.6 Neraca Daya Sistem Lombok

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Lombok periode tahun 2021-2030 terdapat pada neraca daya di Tabel 5.72.

Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 420 MW. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Lombok akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar sehingga memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa di Lombok dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup dan bahkan berlebih. Di Sistem Lombok terdapat juga rencana pengembangan pembangkit EBT melalui beberapa PLTM.

Tabel 5.72 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2021-2030

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	**GWh**	**1.696**	**1.853**	**2.012**	**2.189**	**2.369**	**2.562**	**2.760**	**2.973**	**3.200**	**3.430**
b. Pertumbuhan Penjualan	**%**	**9%**	**9%**	**9%**	**9%**	**8%**	**8%**	**8%**	**8%**	**8%**	**7%**
c. Produksi	**GWh**	**1.933**	**2.131**	**2.314**	**2.587**	**2.812**	**3.037**	**3.268**	**3.517**	**3.781**	**4.052**
d. Faktor Beban	**%**	**74%**	**74%**	**74%**	**74%**	**74%**	**74%**	**74%**	**74%**	**74%**	**74%**
e. Beban Puncak Bruto	**MW**	**299**	**330**	**358**	**400**	**434**	**469**	**504**	**542**	**582**	**623**
f. Beban Puncak Neto	**MW**	**284**	**309**	**335**	**364**	**393**	**424**	**456**	**491**	**527**	**565**
g, Pertumbuhan Beban Puncak Neto	**%**	**9%**	**9%**	**8%**	**9%**	**8%**	**8%**	**8%**	**8%**	**7%**	**7%**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	**MW**	**448**	**448**	**448**	**448**	**448**	**448**	**448**	**448**	**448**	**448**
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi	**MW**	**352**	**352**	**352**	**314**	**314**	**314**	**314**	**314**	**314**	**314**
1) Milik Sendiri:	MW	288	288	288	250	250	250	250	250	250	250
PLTMH	MW	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PLTU	MW	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
PLTG	MW	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174
PLTD	MW	38	38	38	-	-	-	-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
PLTMH	MW	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
PLTU	MW	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
a. On Going dan Committed:	**MW**	**61**	**50**	**2**	**50**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	60	50	-	50	50	-	-	-	-	-
Lombok Peaker	PLTMGU	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombok (FTP2)	PLTU	50	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombok 2	PLTMG	-	-		50	50		-	-	-	-
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-
Kokok Babak	PLTM	-	-	2,3	-	-	-	-	-	-	-
Sedau Kumbi	PLTM	1,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	**MW**	**-**	**-**	**-**	**2**	**5**	**50**	**50**	**50**	**50**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	50	50	50	50	-
Lombok 3	PLT EBT Base	-	-	-	-	-	50	50			
Lombok 4	PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-		50	50	
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	2	5	-	-	-	-	-
Lombok (Kuota) Tersebar	PLTM	-	-	-	1,75	4,58	-	-	-	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	**MW**	**352**	**352**	**352**	**314**	**314**	**314**	**314**	**314**	**314**	**314**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	**MW**	**61**	**50**	**2**	**52**	**55**	**50**	**50**	**50**	**50**	**-**
c. Total Daya Mampu Sistem	**MW**	**414**	**464**	**466**	**480**	**534**	**584**	**634**	**684**	**734**	**734**
d. Reserve Margin	**MW**	**130**	**154**	**131**	**116**	**141**	**160**	**178**	**194**	**207**	**170**
e. Reserve Margin	**%**	**46**	**50**	**39**	**32**	**36**	**38**	**39**	**39**	**39**	**30**

5.5.12.7 Neraca Daya Sistem Timor

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Timor periode tahun 2021-2030 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.73.

Selama periode 2021-2030 di Sistem Timor, direncanakan penambahan pasokan dengan kapasitas total sekitar 254 MW. Antisipasi terhadap potensi *defisit* di Sistem Timor untuk jangka pendek adalah dengan merencanakan relokasi IPP Batakan dari Kalimantan Timur sebagai *interim solution* dan penyelesaian PLTU Timor 1 2x50 MW. PLTU ini akan beroperasi dengan *co-firing* 30% sehingga akan meningkatkan bauran energi di Sistem Timor. Selain itu, konstruksi PLTU telah dilaksanakan sehingga akan terdapat *legal risk* jika dihentikan.

Pada Sistem Timor akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar. Hal ini untuk memberikan kepastian kepada masyarakat setempat bahwa ke depan di Timor dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup dan bahkan berlebih.

Tabel 5.73 Neraca Daya Sistem Timor Tahun 2021-2030

Uraian	Satuan/ Jenis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	**GWh**	**615**	**706**	**771**	**840**	**916**	**999**	**1.090**	**1.189**	**1.298**	**1.415**
b. Pertumbuhan Penjualan	**%**	**11%**	**15%**	**9%**	**9%**	**9%**	**9%**	**9%**	**9%**	**9%**	**9%**
c. Produksi	**GWh**	**700**	**803**	**876**	**953**	**1.037**	**1.130**	**1.231**	**1.342**	**1.462**	**1.591**
d. Faktor Beban	**%**	**66,2%**	**65,6%**	**65,6%**	**65,6%**	**65,5%**	**65,5%**	**65,5%**	**65,5%**	**65,5%**	**65,5%**
e. Beban Puncak Bruto	**MW**	**121**	**140**	**152**	**166**	**181**	**197**	**215**	**234**	**255**	**277**
f. Beban Puncak Neto	**MW**	**116**	**135**	**147**	**160**	**174**	**190**	**207**	**225**	**246**	**267**
g, Pertumbuhan Beban Puncak Neto	**%**	**13%**	**16%**	**9%**	**9%**	**9%**	**9%**	**9%**	**9%**	**9%**	**9%**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	**MW**	**197**	**137**	**137**	**137**	**137**	**137**	**137**	**137**	**137**	**137**
b. Total Daya Mampu Pasok (DMP) Tertinggi:	**MW**	**157**	**137**	**137**	**137**	**137**	**97**	**97**	**97**	**97**	**97**
1) Milik Sendiri:	MW	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
PLTU	MW	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
PLTMG	MW	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	30	70	70	70	70	30	30	30	30	30
PLTU	MW	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTD	MW	-	40	40	40	40	-	-	-	-	-
3) Mesin Sewa:	MW	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTMG	MW	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7) Mothballed	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going dan Committed:	**MW**	**-**	**50**	**50**	**30**	**-**	**-**	**24**	**-**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	50	50	30	-	-	24	-	-	-
Atambua	PLTU	-	-	-	-	-	-	24	-		
Kupang 2	PLTMG	-		-	30		-	-	-	-	-
Timor 1	PLTU	-	50	50	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan:	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**50**	**-**	**50**	**-**	**-**
1) Dikembangkan Sendiri:	MW	-	-	-	-	-	50	-	50	-	-
Timor 2	PLT EBT Base	-	-	-	-	-	50			-	-
Timor 3	PLT EBT Base								50		
2) Kerja Sama dengan IPP:	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTB	-	-	-	22*)	-	-	-	-	-	-
Timor (Kuota) Tersebar	PLTS	-	-	5*)	5*)	-	-	-	-	-	-
Betun	PLTS		0.6*)								
4. REKAPITULASI		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
a. Total Pasokan Eksisting (DMP Tertinggi)	**MW**	**157**	**137**	**137**	**137**	**137**	**97**	**97**	**97**	**97**	**97**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	**MW**	**-**	**50**	**50**	**30**	**-**	**50**	**24**	**50**	**-**	**-**
c. Total Daya Mampu Sistem	**MW**	**157**	**187**	**237**	**267**	**267**	**277**	**301**	**351**	**351**	**351**
d. Reserve Margin	**MW**	**41**	**52**	**90**	**107**	**93**	**87**	**94**	**126**	**105**	**84**
e. Reserve Margin	**%**	**35**	**39**	**61**	**67**	**53**	**46**	**46**	**56**	**43**	**31**

5.5.12.8 Proyek – Proyek Strategis Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Beberapa proyek tenaga listrik strategis di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara lainnya antara lain:

- Proyek PLTU skala kecil tersebar di Indonesia Timur untuk memenuhi kebutuhan beban dasar dan mengurangi penggunaan BBM pada sistem yang masih relatif kecil dan *isolated* di Maluku dan Papua. Proyek-proyek PLTU tersebut dalam tahap konstruksi, sebagian masuk di dalam proyek pembangkit FTP1 dan sebagian lagi masuk proyek reguler.

- Proyek-proyek pembangkit *dual fuel* skala kecil tersebar di Maluku dan Papua untuk memenuhi kebutuhan beban sebelum pembangkit non-BBM beroperasi. Pembangkit *dual fuel* tersebar di Maluku dan Maluku Utara antara lain di Ambon, Seram, Namlea, Ternate, Tidore, Tual, Buru, Saumlaki, Bula, Saparua, Tobelo, Bacan, Sanana dan Morotai. Sedangkan Pembangkit *dual fuel* tersebar di Papua dan Papua Barat antara lain di Jayapura, Sarmi, Biak,

Serui, Merauke, Nabire, Timika, Sorong, Manokwari, Fakfak, Kaimana dan Bintuni.

- Proyek pembangkit FTP2 PLTU Lombok (2x50 MW), PLTMG Lombok 2 (2x50 MW) serta PLT EBT *Base* Lombok 3 dan Lombok 4 memenuhi kebutuhan beban yang terus meningkat.
- Proyek reguler pembangkit PLTU yaitu PLTU Timor 1 (2x50 MW) serta PLT EBT *Base* Timor 2 dan Timor 3 untuk memenuhi kebutuhan beban listrik di Sistem Timor dengan unit pembangkit yang lebih efisien.
- Proyek pembangkit PLTMG Kupang 2 (30 MW) dengan bahan bakar LNG yang untuk memenuhi kebutuhan beban puncak.
- Proyek PLTS Labuhan Bajo/Flores 30 MWp, inisiasi awal diusulkan ESDM untuk mendukung pelaksanaan KTT G-20 dan ASEAN *Summit* 2023 yang telah ditetapkan Pemerintah Indonesia akan diselenggarakan pada tahun 2022 dan 2023 di Tanah Naga Mori di Kecamatan Komodo, Kabupaten Manggarai Barat, Pulau Flores, Nusa Tenggara Timur. Untuk memastikan kecukupan pasokan listrik di Labuhan Bajo (Sistem Kelistrikan Flores), maka PLN merencanakan untuk mengembangkan pembangkit EBT yaitu 30 MWp PLTS dengan BESS. Jika Program terkait tidak jadi dilaksanakan di Flores, maka PLTS 30 MWp tidak layak secara operasi dan finansial untuk masuk ke Sistem Flores. Sudah terdapat cukup banyak pembangkit EBT di Sistem Flores seperti baik PLTP dan PLTM yang jika tidak ada kenaikan *demand* yang signifikan sementara PLTS 30 MWp dimasukkan, maka PLT EBT tersebut tidak di *dispatch* secara optimal.

5.6. PROYEKSI BAURAN ENERGI (*ENERGY MIX*) PEMBANGKITAN

Dalam menyusun proyeksi neraca energi dan kebutuhan bahan bakar, diasumsikan bahwa pasokan batubara selalu tersedia dan pasokan gas/LNG tersedia sesuai dengan kebutuhan. Disamping itu diasumsikan pula jadwal penyelesaian proyek-proyek pembangkit, transmisi dan gardu induk selesai tepat waktu.

5.6.1 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia

5.6.1.1. Bauran Energi Tahun 2021 - 2030

Dalam RUPTL ini disusun 2 skenario bauran energi, yaitu skenario optimal dan skenario *low carbon*. Kedua skenario tersebut tetap mempertimbangkan

pencapaian target EBT sebesar 23% mulai tahun 2025. Pada skenario optimal masih mempertimbangkan prinsip *least cost*, sehingga porsi bauran energi dari batubara pada tahun 2030 masih cukup tinggi sekitar 64%. Sedangkan pada skenario *low carbon*, porsi batubara pada tahun 2030 menurun hingga sekitar 58%, digantikan oleh *co-firing* biomasa dan gas. Kedua skenario bauran energi tersebut dijelaskan sebagai berikut:

a. Skenario Optimal

Bauran energi pada tahun 2030 diproyeksikan akan menjadi batubara 64%, gas alam (termasuk LNG)11,5%, EBT 23%, BBM 0,4%, dan potensi EBT 1,2% sesuai dengan kebijakan Pemerintah untuk meningkatkan pemanfaatan EBT, serta mengurangi pemakaian BBM. Setelah mengidentifikasi dan mengoptimalkan potensi-potensi energi baru dan terbarukan (EBT) yang dapat dikembangkan hingga tahun 2030, bauran energi dari EBT akan meningkat dari 12,4% pada tahun 2021 menjadi sebesar 23% pada tahun 2025 sesuai target Pemerintah.

Kunci pencapaian target EBT sekitar 23% pada tahun 2025 yang terbesar adalah dari pengembangan pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP) dan air (PLTA) dimana dapat menghasilkan energi dalam jumlah besar. Namun target tersebut tidak mudah untuk dicapai karena keterlambatan pengembangan PLTP dan PLTA, walaupun pembangkit tersebut telah dimulai implementasinya sejak ditetapkan dalam Proyek Percepatan Pembangkit Tahap 2 (FTP2) pada tahun 2010. Perlu upaya dari Pemerintah dan berbagai pihak untuk dapat mengatasi kendala-kendala yang selama ini mengakibatkan PLTP dan PLTA tersebut tidak dapat diimplementasikan sesuai jadwal, antara lain kendala pembebasan lahan, eksplorasi, lingkungan, sosial dan keekonomian. Apabila PLTP dan PLTA tersebut tidak dapat beroperasi pada tahun 2025, maka akan sangat sulit mencapai target EBT 23%, apalagi bila mengandalkan pembangkit *Variable Renewable Energy* (VRE) seperti surya dan bayu yang produksi energinya rendah dan berfluktuasi.

Berdasarkan informasi dari Direktorat Jenderal EBTKE, bahwa pengembangan PLTP memerlukan waktu yang sangat lama, sehingga sebagian besar diperkirakan baru akan beroperasi pada tahun 2028-2030, maka PLTP-PLTP tersebut tidak dapat diandalkan untuk mencapai target bauran energi dari EBT 23% pada tahun 2025. Hal ini menyebabkan upaya pencapaian target EBT tersebut menjadi semakin berat, sehingga diperlukan strategi lain, diantaranya:

1. Implementasi *co-firing* bahan bakar PLTU dengan memanfaatkan biomasa (pelet kayu, *saw dust* dll.), dengan porsi rata-rata 10% untuk PLTU di Jawa-Bali dan 20% untuk PLTU di luar Jawa-Bali, dengan CF 70%, total kapasitas ekuivalen 2.700 MW (kebutuhan biomasa hingga 14 juta ton/tahun).

   Co-firing biomasa pada PLTU akan berdampak pada penurunan efisiensi pembangkit serta potensi peningkatan BPP. Saat ini uji coba *co-firing* yang telah dilakukan dengan porsi maksimal 5% biomasa (tanpa penambahan investasi). Sedangkan untuk mencapai porsi biomasa sebesar 10%-20% maka masih diperlukan pengujian lebih lanjut dan kemungkinan penambahan investasi.

   Mempertimbangkan kondisi *over supply* karena pertumbuhan *demand* yang lebih rendah, maka pemenuhan target bauran energi dari EBT sebesar 23% pada tahun 2025 diupayakan dengan program yang tidak menambah *capex*, namun hanya membutuhkan *opex*, seperti program *co-firing* biomasa pada PLTU. Untuk mengatasi kebutuhan *feedstock* biomasa yang besar maka PLN bersama Pemerintah dan swasta bekerja sama untuk membangun hutan industri, sehingga tidak mengganggu kelestarian hutan.

   Lonjakan kebutuhan biomasa antara tahun 2024 dan 2025 terjadi karena implementasi *co-firing* dilaksanakan secara bertahap. Dari tahun 2021–2024 merupakan tahap persiapan ekosistem bisnis baik dari sisi komersil, regulasi maupun kerjasama antara *stakeholder* terkait untuk implementasi industri *feedstock* biomasa, kesiapan teknologi, dan lain sebagainya sehingga program *co-firing* dapat dilaksanakan secara menyeluruh mulai tahun 2025.

   Agar dapat mencapai target EBT 23% pada 2025, maka dibutuhkan biomasa untuk *co-firing* dalam jumlah yang sangat besar, hingga mencapai 14 juta ton per tahun. Hal ini menjadi tantangan bagi Pemerintah maupun *stakeholder* terkait untuk dapat memastikan keberlangsungan/ketersediaan *feedstock* biomasa dalam jangka panjang. Selain itu, pemerintah harus dapat mengendalikan harga biomasa tetap kompetitif sehingga tidak berdampak pada peningkatan BPP tenaga listrik.

2. Total penambahan PLTS/PLTB hingga tahun 2030 yang sangat besar merupakan sebuah tantangan bagi PLN untuk dapat meningkatkan

kesiapan sistem dalam menerima sifat intermitensi PLTS/PLTB dalam jumlah yang sangat besar. Selain itu, dari investasi diharapkan PLTS/PLTB dapat semakin murah, sehingga secara keekonomian dapat lebih layak.

Dengan kondisi keekonomian saat ini, PLTS belum dapat bersaing dengan beban dasar. Kementerian ESDM mengasumsikan harga PLTS bisa menjadi USD 4 c/kWh, namun asumsi ini perlu dibuktikan dengan tender terbuka. Asumsi harga PLTS USD 4 c/kWh akan membuat perhitungan BPP menjadi terlalu rendah. Namun akan sangat membantu bagi PLN apabila Kementerian ESDM dapat menetapkan asumsi harga tersebut dalam regulasi tarif PLTS.

Dukungan pemerintah diperlukan untuk menetapkan dan menekankan pelaksanaan *grid code* yang mengakomodir isu keandalan sistem akibat injeksi VRE. Solusi-solusi untuk mempertahankan keandalan sistem tersebut akan berdampak pada penambahan biaya. Sehingga Pemerintah perlu menetapkan pihak yang seharusnya menanggung penambahan biaya tersebut.

Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia seperti diperlihatkan pada Tabel 5.74, Tabel 5.75 dan Gambar 5.7.

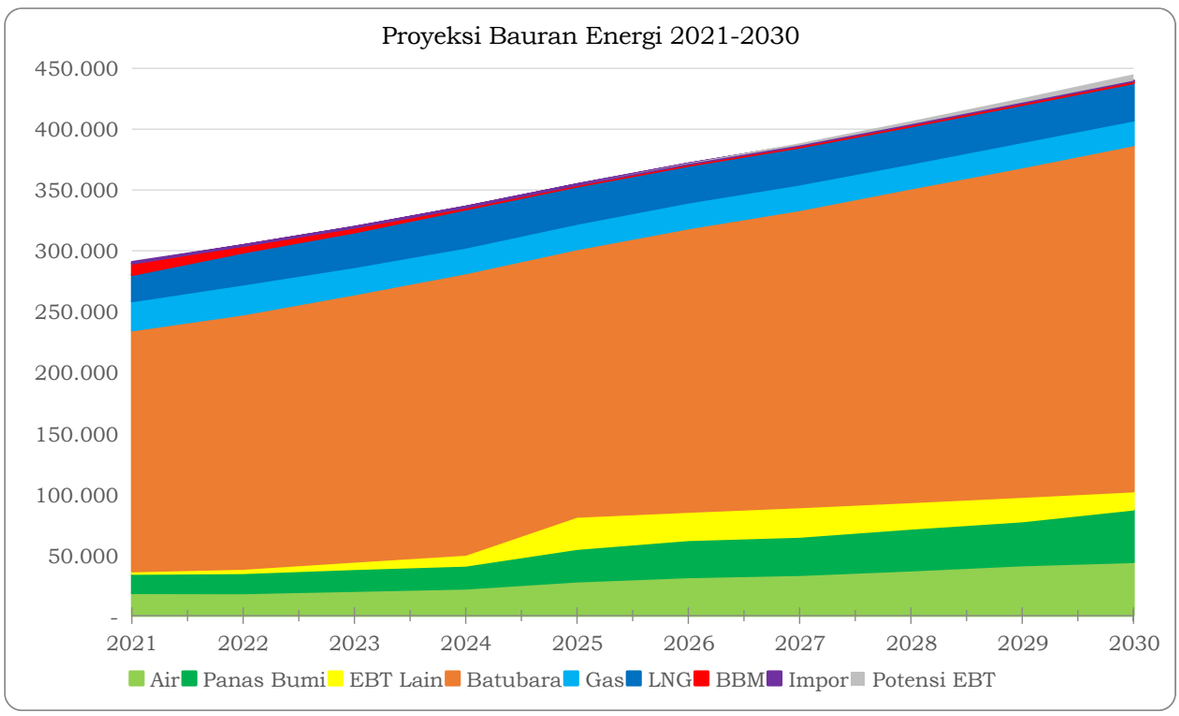
Tabel 5.74 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario Optimal

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	18.750	18.629	20.531	22.454	28.291	31.802	33.615	37.350	41.574	44.256
2	Panas Bumi	15.849	16.571	18.009	18.875	26.785	30.550	31.441	34.380	36.173	43.215
3	EBT Lain	2.031	3.541	6.044	8.958	26.449	22.681	22.516	19.240	16.519	9.655
	Surya	106	823	1.241	1.547	2.255	2.339	2.399	2.469	2.551	2.630
	Bayu	477	477	567	1.880	2.839	2.898	3.088	3.087	3.088	3.087
	Sampah	59	91	91	285	1.615	1.601	1.624	1.605	1.603	1.596
	Biomas	777	1.879	3.874	5.003	19.666	15.763	15.323	11.991	9.182	2.248
	Lainnya	612	271	271	243	74	80	82	88	95	94
4	Gas	45.464	50.914	50.953	52.489	51.485	51.956	53.233	53.513	54.945	56.282
	Gas	23.811	24.509	22.105	20.768	20.506	20.903	20.708	20.070	20.491	19.986
	LNG	21.653	26.405	28.848	31.721	30.979	31.053	32.525	33.443	34.454	36.296
5	BBM	9.326	5.622	4.069	1.839	1.417	1.432	1.502	1.606	1.697	1.805
	HSD	8.142	5.384	3.831	1.601	1.417	1.432	1.502	1.606	1.697	1.805
	MFO	1.184	238	238	238	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Batubara	198.103	209.128	219.795	231.446	220.032	233.074	244.352	257.953	270.940	284.637
7	Potensi EBT	-	-	-	-	-	534	1.765	2.545	3.585	5.246
8	Impor	954	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jumlah	**290.477**	**304.405**	**319.401**	**336.061**	**354.459**	**372.029**	**388.424**	**406.587**	**425.433**	**445.096**

Potensi EBT yang disebutkan pada tabel di atas merupakan bauran energi dari batubara yang berpotensi untuk digantikan dengan pembangkit EBT yang berfungsi sebagai beban dasar, dapat berupa air, panas bumi, biomasa serta surya+baterai sesuai dengan potensi EBT setempat yang tersedia.

Tabel 5.75 Komposisi *Energy Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) Skenario Optimal

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	6,45%	6,12%	6,43%	6,68%	7,98%	8,55%	8,65%	9,19%	9,77%	9,94%
2	Panas Bumi	5,46%	5,44%	5,64%	5,62%	7,56%	8,21%	8,09%	8,46%	8,50%	9,71%
3	EBT Lain	0,70%	1,16%	1,89%	2,67%	7,46%	6,10%	5,80%	4,73%	3,88%	2,17%
	Surya	0,04%	0,27%	0,39%	0,46%	0,64%	0,63%	0,62%	0,61%	0,60%	0,59%
	Bayu	0,16%	0,16%	0,18%	0,56%	0,80%	0,78%	0,80%	0,76%	0,73%	0,69%
	Sampah	0,02%	0,03%	0,03%	0,08%	0,46%	0,43%	0,42%	0,39%	0,38%	0,36%
	Biomas	0,27%	0,62%	1,21%	1,49%	5,55%	4,24%	3,94%	2,95%	2,16%	0,51%
	Lainnya	0,21%	0,09%	0,08%	0,07%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%
4	Gas	15,65%	16,73%	15,95%	15,62%	14,52%	13,97%	13,70%	13,16%	12,92%	12,64%
	Gas	8,20%	8,05%	6,92%	6,18%	5,79%	5,62%	5,33%	4,94%	4,82%	4,49%
	LNG	7,45%	8,67%	9,03%	9,44%	8,74%	8,35%	8,37%	8,23%	8,10%	8,15%
5	BBM	3,21%	1,85%	1,27%	0,55%	0,40%	0,38%	0,39%	0,39%	0,40%	0,41%
	HSD	2,80%	1,77%	1,20%	0,48%	0,40%	0,38%	0,39%	0,39%	0,40%	0,41%
	MFO	0,41%	0,08%	0,07%	0,07%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	IDO	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	HFO	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	Batubara	68,20%	68,70%	68,81%	68,87%	62,08%	62,65%	62,91%	63,44%	63,69%	63,95%
7	Potensi EBT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,14%	0,45%	0,63%	0,84%	1,18%
8	Impor	0,33%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Jumlah	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**



Gambar 5.7 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario Optimal

b. Skenario *Low Carbon*

Skenario *low carbon* dilakukan dengan menurunkan porsi bauran energi dari batubara dengan meningkatkan *co-firing* biomasa dan pemanfaatan gas, serta tetap menjaga bauran energi EBT minimal 23% pada tahun 2025-2030.

Bauran energi pada tahun 2030 diproyeksikan akan menjadi batubara 59,8%, gas alam (termasuk LNG) 15,6%, EBT 24,2%, dan BBM 0,4%. Dengan implementasi *co-firing* yang agresif dan akan beroperasinya PLTP dan PLTA, maka bauran energi dari EBT menjadi sekitar 24,2% pada 2030.

Dalam RUKN 2019 – 2038, bauran energi pembangkitan tenaga listrik pada tahun 2025 ditargetkan terdiri dari batubara sekitar 55%, gas sekitar 22%, EBT sekitar 23% dan BBM sekitar 0,4%. Bauran energi EBT dan BBM dalam RUPTL 2021 – 2030 telah sesuai dengan RUKN tersebut, namun terdapat perbedaan untuk bauran energi dari batubara dan gas. Hal ini karena dalam perhitungan bauran energi, PLN tetap mempertimbangkan upaya untuk menurunkan biaya pokok penyediaan tenaga listrik, banyaknya PLTU batubara yang sudah *committed* dan *on going* serta potensi penurunan pasokan gas pipa di masa yang akan datang dan akan digantikan oleh LNG dengan harga yang lebih mahal.

Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia seperti diperlihatkan pada Tabel 5.76, Tabel 5.77 dan Gambar 5.8.

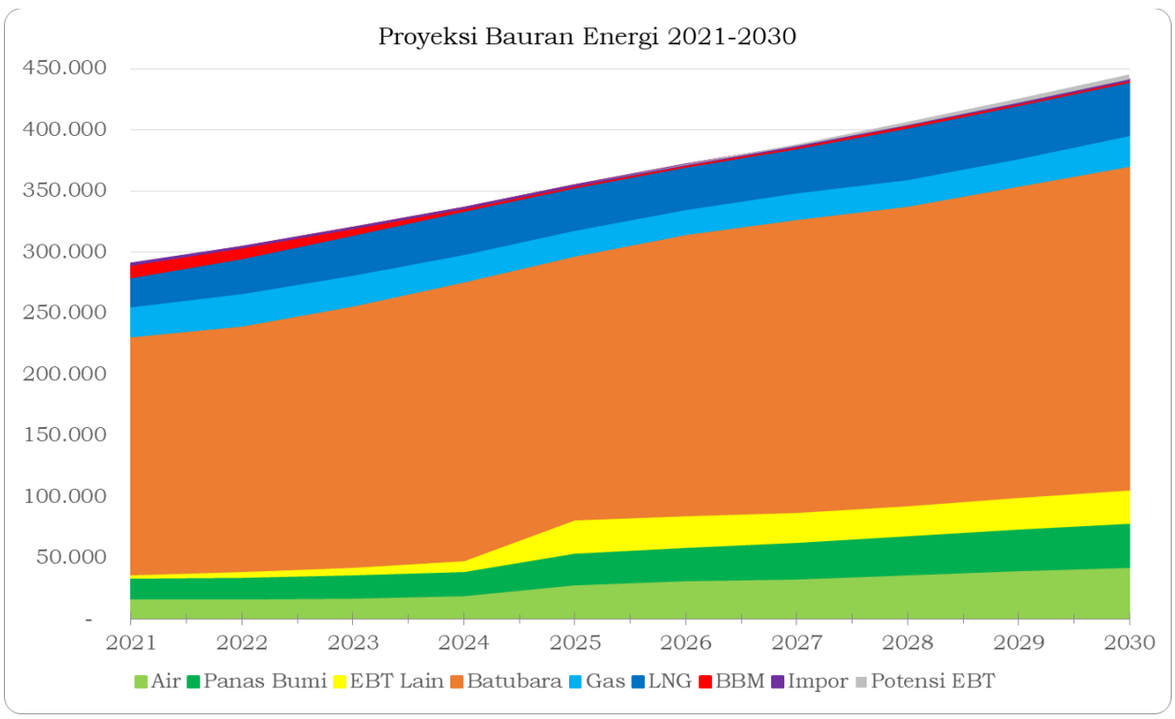
Tabel 5.76 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario *Low Carbon*

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	16.867	17.017	17.690	19.658	28.327	31.829	33.444	36.761	40.381	42.516
2	Panas Bumi	16.954	17.558	18.792	19.700	26.041	27.380	29.801	31.619	33.897	36.485
3	EBT Lain	2.766	4.503	6.398	9.050	27.158	25.966	24.722	24.554	25.335	27.353
	Surya	90	505	1.382	2.303	4.564	4.833	5.130	5.447	5.788	6.135
	Bayu	477	480	571	1.260	1.919	2.068	2.181	2.181	2.181	2.181
	Sampah	59	91	91	284	1.615	1.600	1.624	1.605	1.603	1.596
	Biomas	749	2.049	3.963	4.919	18.836	17.202	15.517	15.041	15.266	16.132
	Lainnya	1.392	1.378	391	283	224	264	270	279	496	1.309
4	Gas	48.154	54.811	57.816	58.379	55.446	55.232	57.844	63.987	66.125	68.724
	Gas	24.793	26.186	24.880	22.477	20.624	20.976	21.567	21.787	22.964	25.429
	LNG	23.361	28.625	32.936	35.902	34.822	34.255	36.277	42.200	43.161	43.295
5	BBM	10.222	9.243	4.870	1.729	1.451	1.520	1.575	1.656	1.719	1.798
	HSD	7.914	6.718	4.632	1.491	1.212	1.282	1.337	1.418	1.481	1.560
	MFO	2.308	2.524	238	238	238	238	238	238	238	238
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Batubara	194.558	201.274	213.835	227.544	216.036	229.525	239.207	245.339	254.516	264.260

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
7	Potensi EBT	-	-	-	-	-	578	1.831	2.672	3.460	3.960
8	Impor	954	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jumlah	**290.477**	**304.405**	**319.401**	**336.061**	**354.459**	**372.029**	**388.424**	**406.587**	**425.433**	**445.096**

Tabel 5.77 Komposisi Energi Mix Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) Skenario *Low Carbon*

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	5,81%	5,59%	5,54%	5,85%	7,99%	8,56%	8,61%	9,04%	9,49%	9,55%
2	Panas Bumi	5,84%	5,77%	5,88%	5,86%	7,35%	7,36%	7,67%	7,78%	7,97%	8,20%
3	EBT Lain	0,95%	1,48%	2,00%	2,69%	7,66%	6,98%	6,36%	6,04%	5,96%	6,15%
	Surya	0,03%	0,17%	0,43%	0,69%	1,29%	1,30%	1,32%	1,34%	1,36%	1,38%
	Bayu	0,16%	0,16%	0,18%	0,38%	0,54%	0,56%	0,56%	0,54%	0,51%	0,49%
	Sampah	0,02%	0,03%	0,03%	0,08%	0,46%	0,43%	0,42%	0,39%	0,38%	0,36%
	Biomas	0,26%	0,67%	1,24%	1,46%	5,31%	4,62%	3,99%	3,70%	3,59%	3,62%
	Lainnya	0,48%	0,45%	0,12%	0,08%	0,06%	0,07%	0,07%	0,07%	0,12%	0,29%
4	Gas	16,58%	18,01%	18,10%	17,37%	15,64%	14,85%	14,89%	15,74%	15,54%	15,44%
	Gas	8,54%	8,60%	7,79%	6,69%	5,82%	5,64%	5,55%	5,36%	5,40%	5,71%
	LNG	8,04%	9,40%	10,31%	10,68%	9,82%	9,21%	9,34%	10,38%	10,15%	9,73%
5	BBM	3,52%	3,04%	1,52%	0,51%	0,41%	0,41%	0,41%	0,41%	0,40%	0,40%
	HSD	2,72%	2,21%	1,45%	0,44%	0,34%	0,34%	0,34%	0,35%	0,35%	0,35%
	MFO	0,79%	0,83%	0,07%	0,07%	0,07%	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%	0,05%
	IDO	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	HFO	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	Batubara	66,98%	66,12%	66,95%	67,71%	60,95%	61,70%	61,58%	60,34%	59,83%	59,37%
7	Potensi EBT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,16%	0,47%	0,66%	0,81%	0,89%
8	Impor	0,33%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Jumlah	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**



Gambar 5.8 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) Skenario *Low Carbon*

Dalam rangka mengurangi bauran energi dari batubara hingga menjadi 59,4% pada tahun 2030, maka diperlukan upaya sebagai berikut:

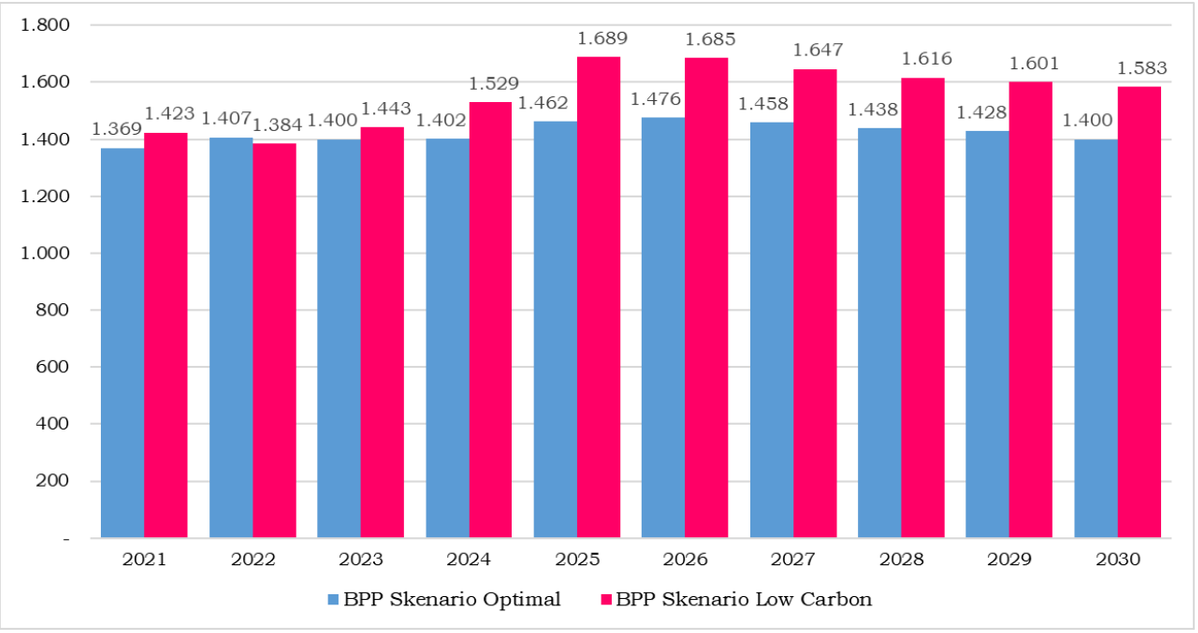
1. Implementasi *co-firing* biomasa pada PLTU PLN dengan porsi rata-rata 10% untuk PLTU di Jawa-Bali dan 20% untuk PLTU di luar Jawa-Bali, dengan CF 70%, total kapasitas ekuivalen 2.700 MW (kebutuhan biomasa sekitar 11,8 juta ton/tahun).
2. Untuk PLTU baru yang direncanakan beroperasi setelah tahun 2025, didesain agar dapat beroperasi dengan porsi *co-firing* minimal 30%.
3. Mempertimbangkan sumber pasokan gas yang semakin menurun (*declining*), maka peningkatan kebutuhan gas akan dipenuhi dengan LNG yang harganya lebih mahal.

Proyeksi bauran energi dalam RUPTL ini sedikit berbeda dengan proyeksi bauran energi yang ada pada RUKN 2019-2038. Beberapa hal berikut menjelaskan terjadinya perbedaan proyeksi tersebut:

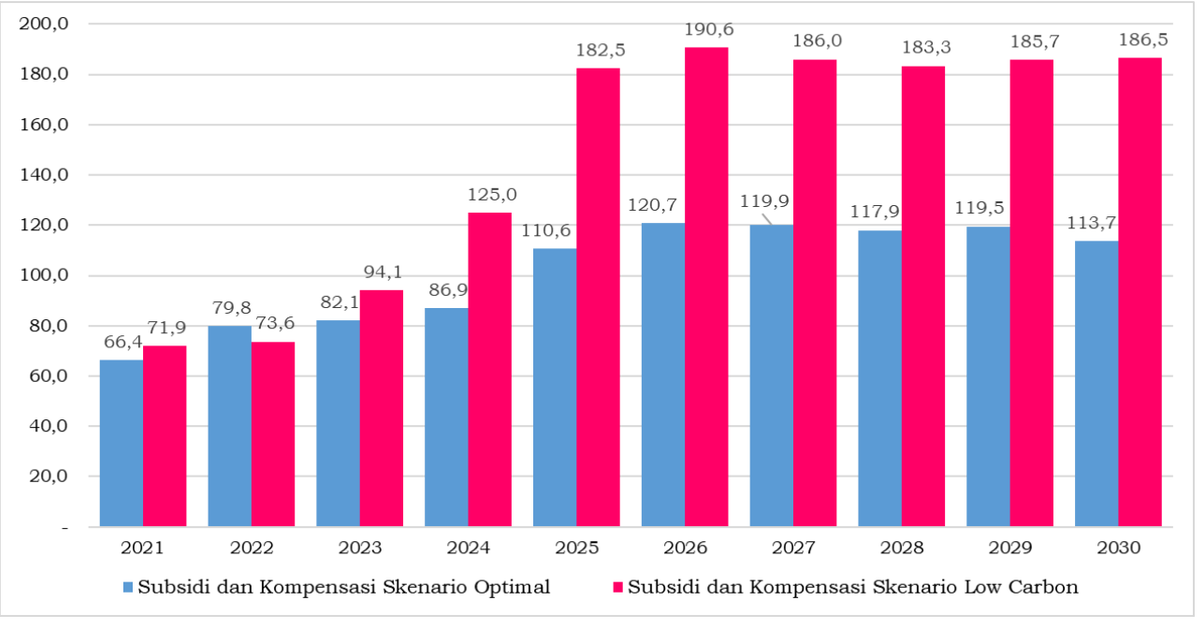
1. Proyeksi bauran energi pada RUPTL akan selalu berpedoman pada proyeksi bauran energi yang telah ditetapkan pada RUKN, dengan tetap memperhatikan keseimbangan *supply* dan *demand* dan prinsip keekonomian.
2. Dalam hal terjadi pembaruan asumsi-asumsi yang menyebabkan pembaruan proyeksi kebutuhan energi, maka diperlukan penyesuaian-penyesuaian terhadap perencanaan proyek-proyek ketenagalistrikan, dengan mempertimbangkan kondisi kemampuan perusahaan saat itu.
3. Pada RUKN, mulai tahun 2025 bauran energi diatur secara spesifik untuk pencapaian target minimum atau maksimum, dan ini berlaku untuk bauran energi yang berasal dari EBT (minimum), BBM (maksimum), dan batubara (maksimum). Sedangkan bauran energi yang berasal dari gas, meskipun terdapat target berupa angka indikatif, namun tidak diatur secara spesifik tentang target minimum atau maksimum.
4. Memperhatikan poin 1, 2, dan 3 tersebut, maka PLN memandang perlu untuk melakukan penyesuaian proyeksi bauran energi pada batubara dengan bauran energi gas sebagai penyangga. Dengan demikian, bauran energi dari EBT dan BBM dapat tetap dijaga sesuai dengan proyeksi bauran energi yang telah diatur oleh RUKN.

Penurunan bauran energi dari batubara, serta peningkatan *co-firing* biomasa dan gas/LNG, mengakibatkan peningkatan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) tenaga listrik dan adanya potensi *Take or Pay* (ToP) pembangkit IPP. Pada skenario *low carbon*, BPP akan meningkat hingga Rp 183/kWh, atau diperlukan

tambahan subsidi dan kompensasi hingga Rp 72,8 triliun pada tahun 2030 seperti ditunjukkan pada Gambar 5.9 dan 5.10.



Gambar 5.9 Proyeksi BPP Skenario Optimal dan Skenario *Low Carbon* (Rp/kWh)



Gambar 5.10 Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi Skenario Optimal dan Skenario *Low Carbon* (Rp Triliun)

Pemerintah telah menyadari adanya potensi peningkatan BPP dan subsidi/kompensasi akibat pemanfaatan energi bersih (EBT dan gas), sehingga akan tetap memenuhi kebutuhan subsidi/kompensasi tersebut guna menjaga keberlangsungan bisnis PLN. Mempertimbangkan hal tersebut, maka

selanjutnya skenario yang digunakan dalam RUPTL ini adalah skenario *low carbon.*

5.6.1.2. Kebutuhan Bahan Bakar Tahun 2021 - 2030

a. Skenario Optimal

Proyeksi kebutuhan bahan bakar Indonesia dari tahun 2021 sampai dengan tahun 2030 diberikan pada Tabel 5.78.

Tabel 5.78 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Indonesia Skenario Optimal

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Biodiesel	ribu kL	458	330	248	134	90	92	97	104	111	117
2	Biomassa	kilo ton	607	1.508	3.142	4.185	13.947	12.814	11.457	9.442	8.086	8.047
3	Gas	TBTU	365	393	391	405	394	395	394	389	393	396
4	BBM	ribu kL	1.883	1.239	909	449	330	335	353	377	400	425
5	Batubara	juta ton	116	120	128	135	129	136	142	150	158	165
6	Potensi Substitusi Batubara	juta ton	-	-	-	-	-	0	1	2	3	4

Tabel 5.78 menunjukkan bahwa konsumsi BBM akan semakin jauh menurun, sedangkan volume kebutuhan batubara terus meningkat karena banyak proyek PLTU batubara yang sudah *on going* dan *committed* sebagai upaya untuk menurunkan biaya pokok penyediaan (BPP) tenaga listrik. Selain itu kebutuhan gas akan semakin menurun karena hanya berfungsi sebagai *load follower* dan *peaker*. Peningkatan kebutuhan biomasa merupakan program *co-firing* dengan batubara sebagai upaya untuk meningkatkan pemanfaatan energi terbarukan dan mengurangi emisi dari batubara. Namun tantangan terberatnya adalah bagaimana memastikan keberlangsungan pasokan biomasa dalam jangka panjang serta harga biomasa yang kompetitif, dengan kebutuhan biomasa mencapai hampir 14 juta ton pada tahun 2025.

b. Skenario *Low Carbon*

Proyeksi kebutuhan bahan bakar Indonesia dari tahun 2021 sampai dengan tahun 2030 diberikan pada Tabel 5.79.

Tabel 5.79 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Indonesia Skenario *Low Carbon*

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Biodiesel	ribu kL	637	569	287	129	118	129	135	141	148	154
2	Biomassa	kilo ton	481	1.306	2.584	3.335	13.138	12.231	11.235	11.302	11.489	11.825
3	Gas	TBTU	395	438	452	454	426	425	441	484	503	534
4	BBM	ribu kL	2.291	1.927	1.075	438	379	405	420	442	462	480
5	Batubara	juta ton	111	115	122	131	124	131	137	141	147	153
6	Potensi Substitusi Batubara	juta ton	-	-	-	-	-	0	1	2	3	3

Tabel 5.79 menunjukkan bahwa pada skenario *low carbon,* kebutuhan batubara menjadi lebih rendah dibandingkan skenario optimal, serta terdapat peningkatan pemanfaatan biomasa dan gas yang berpotensi meningkatkan BPP tenaga listrik.

5.6.2 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Sumatera

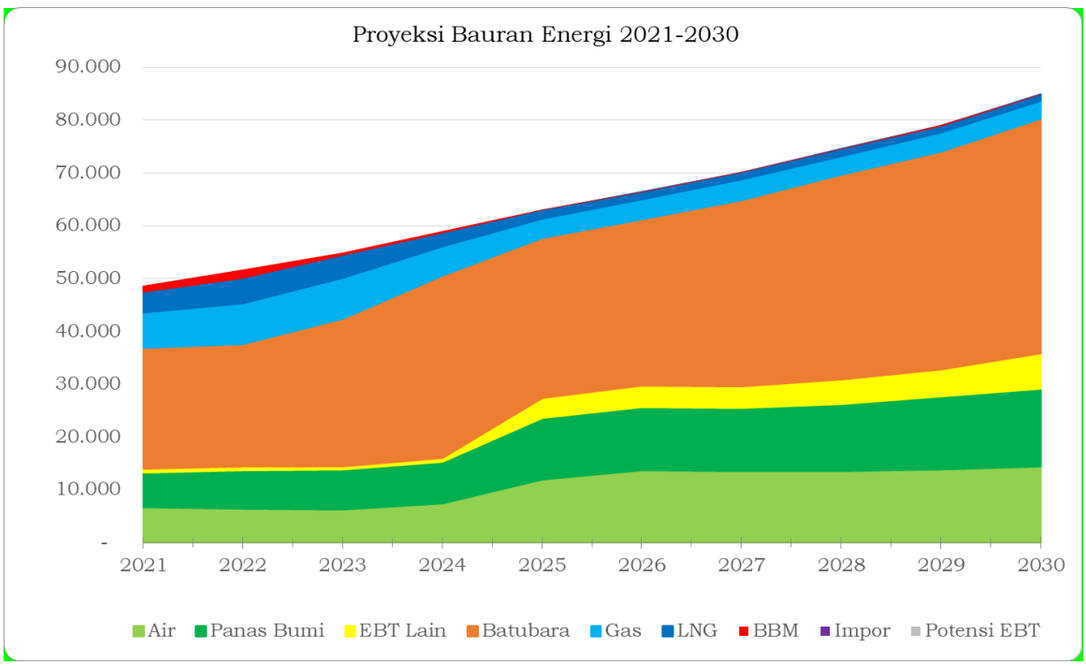
Komposisi produksi listrik per jenis energi primer EBT di Sumatera saat ini sudah mencapai 30%. Namun untuk mengejar target bauran energi nasional 23% ditahun 2025, maka pada tahun 2025 porsi bauran energi di Sumatera adalah 43,6%.

Tabel 5.80 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sumatera (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	6.693	6.524	6.329	7.477	11.987	13.738	13.554	13.637	13.876	14.472
2	Panas Bumi	6.647	7.226	7.530	7.872	11.627	11.954	11.959	12.624	13.902	14.764
3	EBT Lain	667	700	586	695	3.888	4.066	4.077	4.685	5.075	6.662
	Surya	4	28	98	109	185	198	198	201	214	224
	Bayu	-	-	-	-	369	386	386	385	385	385
	Sampah	-	1	2	2	111	111	110	110	110	109
	Biomas	140	165	224	431	3.157	3.303	3.320	3.920	4.101	4.875
	Lainnya	523	505	263	152	66	68	63	68	265	1.069
4	Gas	10.421	12.362	11.810	7.984	5.166	5.007	5.122	4.709	4.790	4.495
	Gas	6.835	7.815	7.635	5.489	3.596	3.736	3.850	3.503	3.639	3.423
	LNG	3.587	4.547	4.175	2.494	1.570	1.271	1.271	1.206	1.152	1.072
5	BBM	1.301	1.764	613	354	154	160	147	159	153	138
	HSD	1.220	1.179	613	354	154	160	147	159	153	138
	MFO	81	585	-	-	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Batubara	22.852	23.133	28.030	34.557	30.239	31.519	35.337	38.805	41.231	44.419
7	Potensi EBT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jumlah	**48.582**	**51.709**	**54.899**	**58.938**	**63.062**	**66.443**	**70.196**	**74.618**	**79.029**	**84.949**

Tabel 5.81 Komposisi *Energy Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sumatera (%)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	13,78%	12,62%	11,53%	12,69%	19,01%	20,68%	19,31%	18,28%	17,56%	17,04%
2	Panas Bumi	13,68%	13,97%	13,72%	13,36%	18,44%	17,99%	17,04%	16,92%	17,59%	17,38%
3	EBT Lain	1,37%	1,35%	1,07%	1,18%	6,16%	6,12%	5,81%	6,28%	6,42%	7,84%
	Surya	0,01%	0,05%	0,18%	0,19%	0,29%	0,30%	0,28%	0,27%	0,27%	0,26%
	Bayu	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,58%	0,58%	0,55%	0,52%	0,49%	0,45%
	Sampah	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,18%	0,17%	0,16%	0,15%	0,14%	0,13%
	Biomas	0,29%	0,32%	0,41%	0,73%	5,01%	4,97%	4,73%	5,25%	5,19%	5,74%
	Lainnya	1,08%	0,98%	0,48%	0,26%	0,10%	0,10%	0,09%	0,09%	0,34%	1,26%
4	Gas	21,45%	23,91%	21,51%	13,55%	8,19%	7,54%	7,30%	6,31%	6,06%	5,29%
	Gas	14,07%	15,11%	13,91%	9,31%	5,70%	5,62%	5,49%	4,69%	4,60%	4,03%
	LNG	7,38%	8,79%	7,61%	4,23%	2,49%	1,91%	1,81%	1,62%	1,46%	1,26%
5	BBM	2,68%	3,41%	1,12%	0,60%	0,24%	0,24%	0,21%	0,21%	0,19%	0,16%
	HSD	2,51%	2,28%	1,12%	0,60%	0,24%	0,24%	0,21%	0,21%	0,19%	0,16%
	MFO	0,17%	1,13%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	IDO	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	HFO	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	Batubara	47,04%	44,74%	51,06%	58,63%	47,95%	47,44%	50,34%	52,00%	52,17%	52,29%
7	Potensi EBT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
8	Impor	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Jumlah	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**



Gambar 5.11 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sumatera (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di Regional Sumatera dari tahun 2021 sampai dengan tahun 2030 diberikan pada Tabel 5.82.

Tabel 5.82 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Sumatera

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Biodiesel	ribu kL	71,8	65,6	29,0	24,9	12,9	13,5	12,7	13,9	13,6	12,2
2	Biomasa	kilo ton	43,5	62,1	137,0	289,8	1.579,4	1.664,9	1.694,6	2.382,4	2.527,7	2.776,3
3	Gas	TBTU	97,6	109,4	100,4	60,1	33,3	31,6	31,3	27,6	28,0	28,8
4	BBM	ribu kL	306,8	262,2	116,0	99,6	51,4	53,9	50,9	55,4	54,4	49,0
5	Batubara	juta ton	12,8	13,1	16,3	20,8	18,2	19,1	21,9	25,1	27,1	29,7
6	Potensi Substitusi Batubara	juta ton										

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di Sumatera diperlihatkan pada Tabel 5.83. Kebutuhan pasokan gas di Sumatera mulai signifikan menurun pada tahun 2025, hal ini karena memprioritaskan pembangkit EBT.

Tabel 5.83 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Sumatera

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	PLTMG Arun	LNG Tangguh PSC	16,3	17,9	15,4	8,9	2,4	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4
2	PLTMG Arun Ekspansi	LNG Tangguh PSC	22,2	22,3	19,0	10,8	8,5	4,2	4,1	3,5	2,6	2,6
3	LMVP Marine Vesel	LNG Tangguh PSC, PTGN Blok A	22,3	21,6	-	-	-	-	-	-	-	-
4	MPP Payapasir	LNG Tangguh PSC, PTGN Blok A	14,4	14,0	13,4	12,4	8,1	7,5	7,5	6,8	7,0	7,1
5	PLTGU Belawan	LNG Tangguh PSC, PTGN Blok A	21,4	43,9	50,3	17,7	7,0	5,9	5,8	4,8	5,1	5,1
6	PLTGU Belawan #3	LNG Tangguh PSC, PTGN Blok A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	PLTMG Nias	LNG Tangguh PSC	-	0,4	4,4	4,7	5,1	5,3	5,7	6,1	6,3	6,6
8	PLTG Balai Pungut	COPI, EMP Bentu, PHE JM	0,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	PLTG Teluklembu	EMP Bentu	1,3	0,7	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
10	PLTGU Riau (IPP)	COPI, EMP Bentu, PHE JM	16,4	29,7	30,6	31,1	20,1	19,7	19,0	13,6	9,8	10,3
11	PLTGU Riau-2	COPI, EMP Bentu, PHE JM	-	-	0,1	24,8	9,6	10,0	10,1	10,2	16,6	17,5
12	PLTMG Balai Pungut	COPI, EMP Bentu, PHE JM	3,1	19,5	20,1	10,7	1,9	3,4	3,6	3,0	3,0	3,1
13	PLTMG Kotogasib	PHE JM	1,8	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-
14	PLTMG Riau Peaker	COPI, EMP Bentu, PHE JM	-	-	-	-	0,52	1,31	1,40	0,86	0,84	0,85

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
15	PLTMG Teluk Lembu (sewa PJBS)	EMP Bentu	9,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	PLTMG Teluk Lembu (Sewa)	EMP Bentu	7,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	PLTG Bintan	LNG Tangguh PSC/COPI	-	-	0,2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
18	MPP Balai Pungut	COPI, EMP Bentu, PHE JM	3,7	8,3	9,0	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6
19	PLTG Payoselincah	EHK, PHE JM	3,3	1,7	1,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
20	PLTMG Payoselncah (Sewa)	EHK, PHE JM	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	PLTMG Sungai Gelam	EHK, PHE JM	15,5	14,2	14,0	3,7	3,6	3,8	3,6	3,4	3,3	3,5
22	PLTG(GU) Payoselincah BOT	EHK, PHE JM	12,6	3,9	3,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
23	PLTG Borang	Medco	0,9	0,7	0,3	-	-	-	-	-	-	-
24	PLTG Keramasan	Medco, Pertamina EP	0,5	0,8	0,5	-	-	-	-	-	-	-
25	PLTG Talang Duku	PGN	4,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	PLTGU Borang (IPP)	WK Pertamina EP	25,2	32,6	31,7	3,1	-	-	-	-	-	-
27	PLTGU Gunung Megang	WK Lematang & South Sumatera	16,2	20,9	21,1	4,6	2,5	2,4	2,1	-	-	-
28	PLTGU Indralaya	Medco	6,7	3,3	3,2	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
29	PLTGU Keramasan	Medco, Pertamina EP	9,2	8,4	7,6	5,4	2,8	3,4	3,5	2,6	2,8	4,6
30	PLTGU Musi II	WK South Sumatera	3,9	3,7	2,9	0,7	0,6	-	-	-	-	-
31	PLTMG Musirawas (Jayaloka)	WK Pertamina EP	0,4	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
32	PLTMG Palembang (PLPJ)	WK Pertamina EP	0,7	0,6	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
33	PLTMG Prabumulih	WK Pertamina EP	0,6	0,5	0,2	0,1	0,1	-	-	-	-	-
34	PLTMG Sako	WK Pertamina EP	0,6	0,5	0,2	0,1	0,1	-	-	-	-	-
35	PLTG(GU) Borang BOT	Medco	8,5	12,7	11,3	1,0	0,8	1,1	1,1	0,8	0,8	0,9
36	MPP Tarahan	PGN	14,6	14,3	14,3	14,3	6,2	6,2	6,2	6,3	6,3	6,4
37	PLTGU Lampung Peaker	PGN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	PLTMG Sutami (Sewa)	PGN	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	PLTMG Tarahan (Sewa)	PGN	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	MPP Belitung	LNG Tangguh PSC	-	-	-	0,9	1,3	1,5	1,7	1,9	1,8	1,0
41	PLTMG Belitung	LNG Tangguh PSC	-	-	-	0,5	1,4	1,6	1,8	2,0	1,9	1,1
42	PLTMG SW Lirik	COPI, EMP Bentu, PHE JM	2,0									
43	PLTMG SWSiberida	COPI, EMP Bentu, PHE JM	1,5									
44	PLTMG SW Purwodadi	EHK	1,1									

5.6.3 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali

Rencana penyediaan energi dan kebutuhan bahan bakar untuk skenario *low carbon* pada periode tahun 2021-2030 berdasarkan jenis bahan bakarnya diberikan pada Tabel 5.84, Tabel 5.85 dan Gambar 5.12.

Dalam kurun waktu tahun 2021-2030, produksi energi dari gas meningkat 1,5 kali, produksi energi dari batubara meningkat sebesar 1,3 kali, dan EBT meningkat 2,7 kali. Sementara pemakaian BBM sangat minimal mulai tahun 2023 dan seterusnya.

Hal ini mencerminkan bahwa perencanaan dalam RUPTL ini telah sejalan dengan kebijakan Pemerintah mengenai diversifikasi energi, yaitu mengurangi pemakaian BBM, mengoptimalkan pemakaian batubara dan gas serta meningkatkan porsi energi baru dan terbarukan.

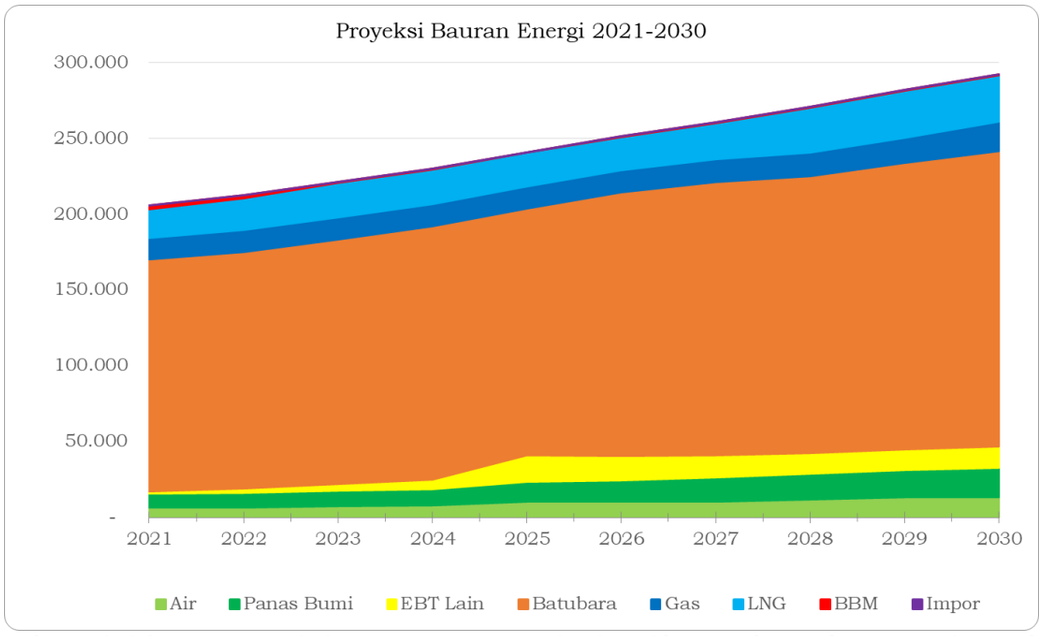
Tabel 5.84 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura dan Bali (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	6.559	6.779	7.603	8.184	10.327	10.560	10.560	11.937	13.324	13.463
2	Panas Bumi	9.397	9.397	10.308	10.764	13.066	13.985	15.998	17.096	17.897	19.366
3	EBT Lain	1.444	2.994	4.211	6.116	17.878	16.068	14.669	13.703	13.932	14.152
	Surya	-	300	642	1.472	3.351	3.519	3.737	3.954	4.165	4.382
	Bayu	-	-	-	381	619	619	619	619	619	619
	Sampah	59	90	89	217	1.416	1.402	1.426	1.408	1.406	1.399
	Biomas	516	1.731	3.352	3.914	12.335	10.333	8.681	7.511	7.511	7.511
	Lainnya	869	873	128	131	158	195	206	211	231	240
4	Gas	33.229	35.413	37.314	37.386	36.790	36.372	38.918	45.267	47.491	49.945
	Gas	13.910	14.444	14.672	14.523	14.539	14.475	14.926	15.467	16.570	19.168
	LNG	19.319	20.969	22.642	22.863	22.251	21.898	23.993	29.800	30.921	30.777
5	BBM	2.028	2.036	298	306	368	456	482	492	539	560
	HSD	89	97	60	68	130	217	244	254	301	322
	MFO	1.939	1.939	238	238	238	238	238	238	238	238
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Batubara	152.879	155.937	161.324	167.261	162.486	173.912	180.003	182.414	188.799	194.859
7	Potensi EBT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jumlah	**205.536**	**212.556**	**221.060**	**230.017**	**240.916**	**251.353**	**260.630**	**270.909**	**281.982**	**292.345**

Tabel 5.85 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa, Madura dan Bali (%)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	3,19%	3,19%	3,44%	3,56%	4,29%	4,20%	4,05%	4,41%	4,73%	4,61%
2	Panas Bumi	4,57%	4,42%	4,66%	4,68%	5,42%	5,56%	6,14%	6,31%	6,35%	6,62%
3	EBT Lain	0,70%	1,41%	1,91%	2,66%	7,42%	6,39%	5,63%	5,06%	4,94%	4,84%
	Surya	0,00%	0,14%	0,29%	0,64%	1,39%	1,40%	1,43%	1,46%	1,48%	1,50%
	Bayu	0,00%	0,00%	0,00%	0,17%	0,26%	0,25%	0,24%	0,23%	0,22%	0,21%
	Sampah	0,03%	0,04%	0,04%	0,09%	0,59%	0,56%	0,55%	0,52%	0,50%	0,48%
	Biomas	0,25%	0,81%	1,52%	1,70%	5,12%	4,11%	3,33%	2,77%	2,66%	2,57%
	Lainnya	0,42%	0,41%	0,06%	0,06%	0,07%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
4	Gas	16,17%	16,66%	16,88%	16,25%	15,27%	14,47%	14,93%	16,71%	16,84%	17,08%
	Gas	6,77%	6,80%	6,64%	6,31%	6,03%	5,76%	5,73%	5,71%	5,88%	6,56%
	LNG	9,40%	9,87%	10,24%	9,94%	9,24%	8,71%	9,21%	11,00%	10,97%	10,53%
5	BBM	0,99%	0,96%	0,13%	0,13%	0,15%	0,18%	0,18%	0,18%	0,19%	0,19%
	HSD	0,04%	0,05%	0,03%	0,03%	0,05%	0,09%	0,09%	0,09%	0,11%	0,11%
	MFO	0,94%	0,91%	0,11%	0,10%	0,10%	0,09%	0,09%	0,09%	0,08%	0,08%
	IDO	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	HFO	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	Batubara	74,38%	73,36%	72,98%	72,72%	67,45%	69,19%	69,06%	67,33%	66,95%	66,65%
7	Potensi EBT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
8	Impor	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Jumlah	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Jawa, Madura, dan Bali diproyeksikan pada tahun 2030 akan menjadi 66,7% batubara, 17,1% Gas (termasuk LNG), 4,6% tenaga air, 6,6% panas bumi, 0,2% BBM dan 4,8% EBT lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 5.82. Porsi pembangkit EBT di Jawa, Madura, dan Bali akan meningkat dari 8,5% tahun 2021 menjadi 16,1% di tahun 2030.



Gambar 5.12 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura, dan Bali (GWh)

Proyeksi kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit dapat dilihat pada Tabel 5.86. Volume kebutuhan batubara terus meningkat sampai tahun 2024, namun pada tahun 2025 kebutuhan tersebut akan menurun untuk memenuhi kebijakan Pemerintah, yaitu target bauran energi EBT 23%, sedangkan selanjutnya volumenya bertambah walaupun porsinya semakin menurun.

Tabel 5.86 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Jawa, Madura dan Bali

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Biodiesel	ribu kL	208	210	45	46	55	67	71	72	79	83
2	Biomassa	kilo ton	346	1.094	2.066	2.482	8.270	7.061	6.084	5.372	5.370	5.366
3	Gas	TBTU	251	257	265	265	260	257	274	319	339	365
4	BBM	ribu kL	486	490	104	107	127	156	165	169	185	193
5	Batubara	juta ton	83	84	87	90	88	93	96	98	101	104

Kebutuhan gas sempat menurun pada tahun 2025 dan 2026 karena kebijakan Pemerintah untuk mendukung pencapaian target bauran energi nasional dari EBT minimum sebesar 23% mulai tahun 2025. Meskipun demikian, mulai tahun 2026 dan seterusnya kebutuhan gas cenderung meningkat menyesuaikan dengan kebutuhan sistem Jawa-Bali, seiring dengan beroperasinya beberapa PLTU dan pembangkit EBT *intermitten* skala besar secara bertahap.

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di Jawa, Madura, dan Bali diperlihatkan pada Tabel 5.87 (Skenario Optimal) dan Tabel 5.88 (Skenario *Low Carbon*).

Tabel 5.87 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Jawa, Madura, dan Bali (Skenario Optimal)

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1.	PLTGU Muara Karang, PLTGU Priok, PLTGU Jawa 2, PLTGU Muara Tawar	PHE ONWJ PEP Muara Tawar PGN Priok PGN Muara Karang PGN Muara Tawar LNG Bontang via NR LNG Tangguh via FSRU Jawa Barat LNG Bontang (Tambahan ke Jawa Barat)	336,3	312,3	307,0	307,0	295,8	289,0	288,6	288,7	291,1	289,9
2.	PLTGU Jawa 1	LNG Tangguh	7,8	54,3	75,7	79,2	77,2	76,5	77,5	77,8	76,4	78,9
3.	PLTGU Cilegon	CNOOC	43,0	39,2	40,4	39,2	39,6	38,9	39,7	39,7	40,7	38,8

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
4.	PLTGU/ PLTU Tambaklorok, PLTGU Jawa Bali 1	PCML SPP Jambaran- Tiung Biru	73,0	72,6	71,6	72,0	72,4	72,2	71,5	73,1	72,6	68,3
5.	PLTGU/ PLTU Gresik	PGN Saka Tier 1 PGN Saka Tier 2 Kangean Energy Indonesia (KEI) Medco Peluang PJU Bukit Tua Pertamina JTB PHE WMO HCML 3M LNG (Tangguh/Bontang/Masela)	147,8	159,3	128,7	126,1	125,5	125,0	109,8	101,2	100,2	103,3
6.	PLTGU Grati	Kangean Energy Indonesia (KEI) Medco Peluang Medco Oyong Medco Wortel Pertamina JTB HCML 3M LNG (Tangguh/Bontang/Masela)	38,1	38,1	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2
7.	PLTDG Pesanggaran, PLTG/GU Bali	LNG (Tangguh/Bontang)	20,4	20,8	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6
8.	PLTG Cikarang Listrindo	ConocoPhillips (Grissik) Ltd/PGN	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0

Tabel 5.88 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Jawa, Madura, dan Bali (Skenario *Low Carbon*)

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2021*	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1.	Muara Karang dan Priok, PLTGU Muara Karang, PLTGU Jawa 2, PLTGU Muara Tawar, PLTGU Muara Tawar Add on Blok 2,3,4	PHE ONWJ PEP Muara Tawar PGN Priok PGN Muara Karang PGN Muara Tawar LNG Bontang via NR LNG Tangguh via FSRU Jawa Barat LNG Bontang (Tambahan ke Jawa Barat)	336,3	312,3	307,0	307,2	296,1	289,3	298,6	353,4	409,5	428,1
2.	PLTGU Jawa 1	LNG Tangguh	7,8	54,3	75,7	79,5	77,8	77,3	106,1	161,9	136,4	123,6
3.	PLTGU Cilegon	CNOOC	43,0	39,2	40,4	39,3	39,7	39,1	46,5	46,1	51,1	50,4

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2021*	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
4.	PLTGU/ PLTU Tambaklorok, PLTGU Jawa Bali 1	PCML SPP Jambaran- Tiung Biru	73,0	72,6	71,6	72,0	72,4	72,2	71,5	73,4	68,3	110,6
5.	PLTGU/ PLTU Gresik[37]	PGN Saka Tier 1 PGN Saka Tier 2 Kangean Energy Indonesia (KEI) Medco Peluang PJU Bukit Tua Pertamina JTB PHE WMO HCML 3M LNG (Tangguh/Bontang/Masela)	147,8	159,3	128,7	126,1	125,5	125,0	124,4	123,8	123,2	122,6
6.	PLTGU Grati Blok I-2, PLTGU Grati, PLTGU Grati Add-On Blok 2	Kangean Energy Indonesia (KEI) Medco Peluang Medco Oyong Medco Wortel Pertamina JTB HCML 3M LNG (Tangguh/Bontang/Masela)	38,1	38,1	35,2	35,2	35,2	35,2	37,6	48,4	72,4	96,6
7.	PLTDG Pesanggaran, PLTG/GU Bali	LNG (Tangguh/Bontang)	22,0	22,0	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2
8.	PLTG Cikarang Listrindo	ConocoPhillips (Grissik) Ltd/PGN	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0

5.6.4 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Kalimantan

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Kalimantan diproyeksikan pada tahun 2025 sebesar 62,2% batubara, 8,2% tenaga air, 18,1% gas alam termasuk LNG, 0,4% BBM dan 11,1% EBT lainnya. Sedangkan pada tahun 2030 diproyeksikan akan menjadi 51,7% batubara, 21,6% tenaga air, 15,1% gas alam termasuk LNG, 0,5% BBM dan 11,1% EBT lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 5.89, Tabel 5.90 dan Gambar 5.13.

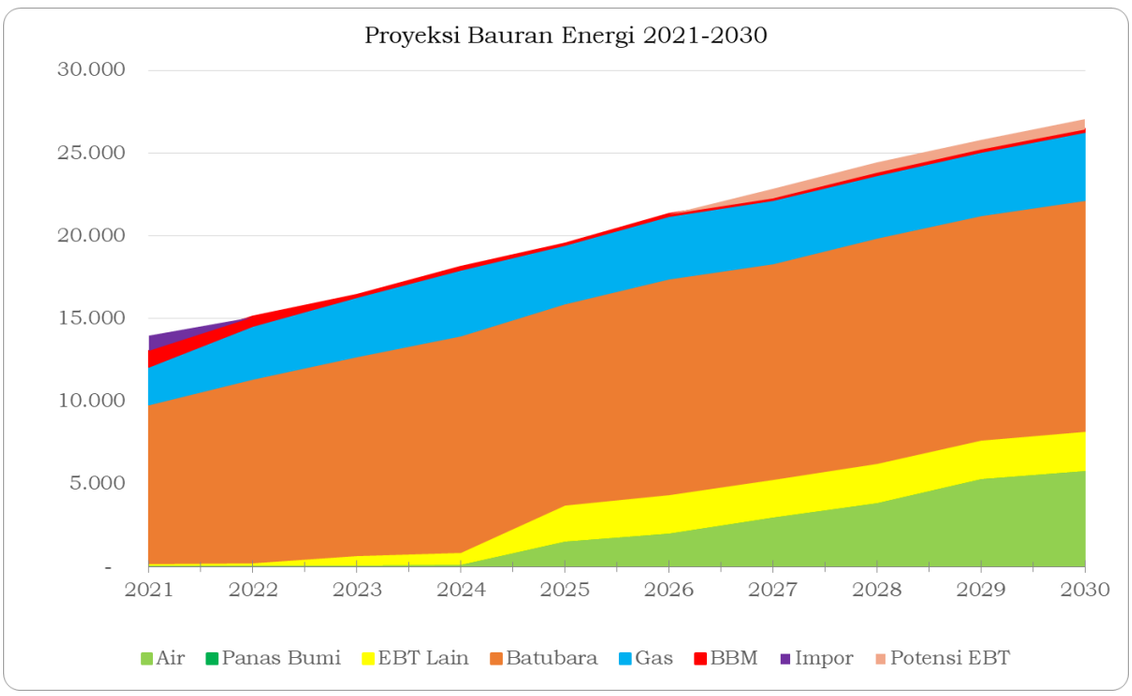
[37] Asumsi COD GITET Waru pada tahun 2023. Apabila terjadi keterlambatan COD, maka kebutuhan gas akan meningkat menjadi (dalam BBTUD): 180,0 (2023), 196,5 (2024), 222,4 (2025), dan 238,8 (2026)

Tabel 5.89 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Kalimantan (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	146	146	146	189	1.598	2.080	3.043	3.911	5.356	5.838
2	Panas Bumi										
3	EBT Lain	74	135	559	719	2.172	2.309	2.300	2.367	2.352	2.394
	Surya	0	2	140	140	288	288	288	288	288	288
	Bayu	-	-	84	196	196	196	196	196	196	196
	Biomas	73	133	335	383	1.688	1.825	1.816	1.883	1.868	1.910
4	Gas	2.279	3.206	3.595	3.980	3.543	3.796	3.797	3.797	3.798	4.093
	Gas	2.087	1.897	2.167	2.111	2.111	2.364	2.365	2.366	2.367	2.469
	LNG	192	1.309	1.428	1.869	1.431	1.431	1.431	1.431	1.431	1.624
5	BBM	941	497	123	123	78	89	99	110	120	135
	HSD	941	497	123	123	78	89	99	110	120	135
6	Batubara	9.591	11.118	12.019	13.084	12.157	13.035	13.027	13.631	13.584	13.978
7	Potensi EBT	-	-	-	-	-	-	587	613	569	604
8	Impor	954	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jumlah	**13.985**	**15.102**	**16.443**	**18.095**	**19.547**	**21.309**	**22.853**	**24.429**	**25.779**	**27.042**

Tabel 5.90 Komposisi *Energy Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Kalimantan (%)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	1,04%	0,97%	0,89%	1,05%	8,17%	9,76%	13,32%	16,01%	20,78%	21,59%
2	Panas Bumi	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3	EBT Lain	0,53%	0,89%	3,40%	3,97%	11,11%	10,84%	10,06%	9,69%	9,12%	8,85%
	Surya	0,00%	0,01%	0,85%	0,78%	1,47%	1,35%	1,26%	1,18%	1,12%	1,06%
	Bayu	0,00%	0,00%	0,51%	1,08%	1,00%	0,92%	0,86%	0,80%	0,76%	0,73%
	Biomas	0,52%	0,88%	2,03%	2,12%	8,64%	8,57%	7,95%	7,71%	7,25%	7,06%
4	Gas	16,30%	21,23%	21,87%	21,99%	18,12%	17,81%	16,61%	15,54%	14,73%	15,14%
	Gas	14,92%	12,56%	13,18%	11,66%	10,80%	11,10%	10,35%	9,69%	9,18%	9,13%
	LNG	1,38%	8,67%	8,69%	10,33%	7,32%	6,72%	6,26%	5,86%	5,55%	6,01%
5	BBM	6,73%	3,29%	0,75%	0,68%	0,40%	0,42%	0,44%	0,45%	0,46%	0,50%
	HSD	6,73%	3,29%	0,75%	0,68%	0,40%	0,42%	0,44%	0,45%	0,46%	0,50%
6	Batubara	68,58%	73,62%	73,10%	72,30%	62,19%	61,17%	57,00%	55,80%	52,69%	51,69%
7	Potensi EBT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,57%	2,51%	2,21%	2,24%
8	Impor	6,82%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Jumlah	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**



Gambar 5.13 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Kalimantan (GWh)

Porsi pembangkit batubara masih sangat dominan mengingat potensi sumber batubara yang tinggi di Kalimantan khususnya di Kalimantan Selatan dan Kalimantan Timur sedangkan untuk potensi pemanfaatan tenaga air masih perlu dilakukan kajian lebih lanjut. Porsi pembangkit EBT di Kalimantan akan meningkat dari 8,4% pada 2021 menjadi 32,7% pada 2030 yang didominasi dari PLTA.

Kebutuhan bahan bakar di Kalimantan dari tahun 2021 sampai dengan tahun 2030 diberikan pada Tabel 5.91.

Tabel 5.91 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Kalimantan

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Biodiesel	ribu kL	51	27	7	7	4	5	5	6	6	7
2	Biomassa	kilo ton	72	131	329	376	1.659	1.794	1.785	1.850	1.836	1.877
3	Gas	TBTU	26	36	40	44	39	42	42	42	42	45
4	BBM	ribu kL	203	107	27	27	17	19	21	24	26	29
5	Batubara	juta ton	7	8	9	10	9	10	10	10	10	11
6	Potensi Substitusi Batubara	juta ton	-	-	-	-	-	-	0,4	0,5	0,4	0,5

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di Kalimantan diperlihatkan pada Tabel 5.92.

Tabel 5.92 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Kalimantan

NO	Pembangkit	BBTUD									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	PLTGU Tanjung Batu	4,84	4,84	4,84	4,84	4,84	4,84	4,84	4,84	4,84	4,84
2	PLTG Kaltim Peaker (Peaking)	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36
3	PLTMG Bontang	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
4	PLTG Kaltim Peaker 2	-	-	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
5	MPP Kaltim (Bontang) relokasi ke	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
6	PLTMG Sei Menggaris	-	-	-	-	-	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
7	PLTGU Kaltim AddOn Blok 2	-	-	-	-	-	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40
8	PLTMG Bangkanai Tahap 1	8,20	8,20	8,20	8,20	8,20	8,20	8,20	8,20	8,20	8,20
9	PLTG/MG Bangkanai (FTP2)	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35
10	PLTG/MG Kaltimra (Eks Tarakan)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,56
11	PLTMG Tarakan	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
12	PLTMG Nunukan 2	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
13	PLTMG Tanjung Selor	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
14	PLTG Sambera	7,06	7,06	7,06	7,06	7,06	7,06	7,06	7,06	7,06	7,06
15	PLTG/MG/GU Kalsel	-	-	3,28	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08
16	PLTG/MG Kalteng	-	-	-	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86
17	PLTGU Kalsel 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,86
18	PLTGU Senipah	19,57	19,57	19,57	19,57	19,57	19,57	19,57	19,57	19,57	19,57
19	PLTMG Bunyu	-	0,26	0,28	0,30	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	0,42
20	MPP Kalbar	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
21	PLTG/MG Kalbar/Pontianak Peak	-	29,80	29,80	29,80	16,62	16,62	16,62	16,62	16,62	16,62
22	PLTG Siantan	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
JUMLAH		**65,24**	**95,30**	**105,80**	**117,48**	**104,31**	**112,39**	**112,41**	**112,43**	**112,45**	**119,88**

5.6.5 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Sulawesi

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Sulawesi diproyeksikan pada tahun 2025 sebesar 45,0% batubara, 20,3% tenaga air, 19,6% gas alam termasuk LNG, 4,4% panas bumi, 0,9% BBM dan 9,8% EBT lainnya. Sedangkan

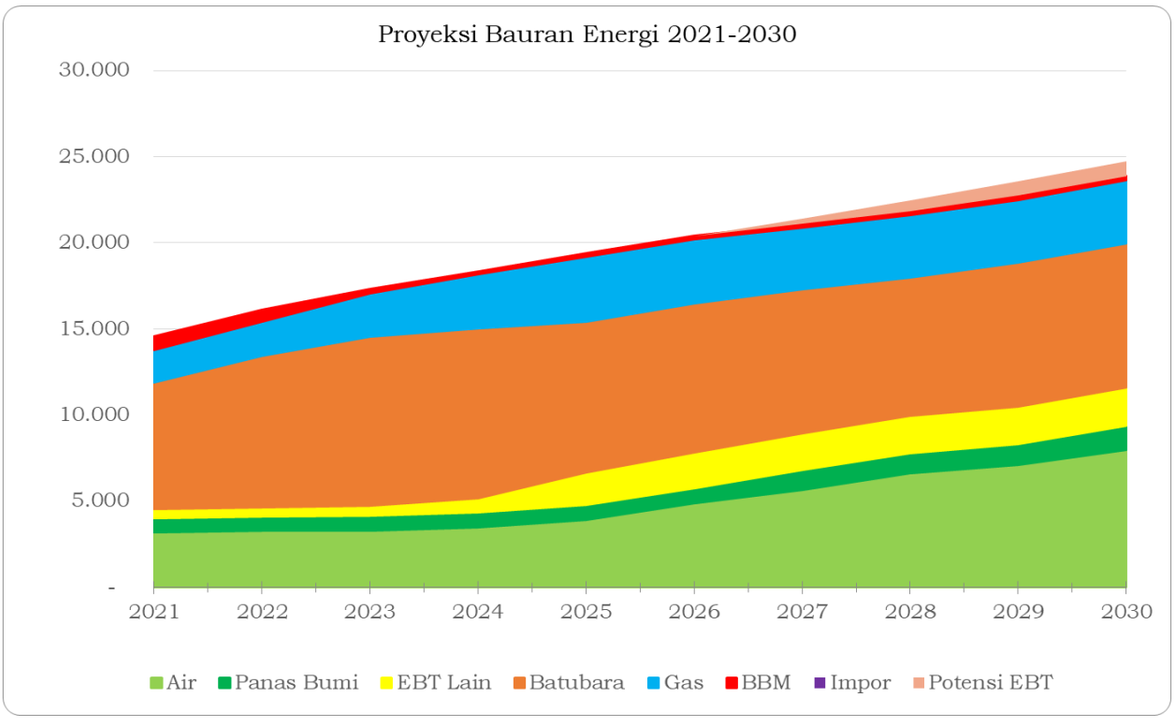
pada tahun 2030 diproyeksikan akan menjadi 33,7% batubara, 32,3% tenaga air, 14,8% gas alam termasuk LNG, 5,7% panas bumi, 1,0% BBM dan 12,5% EBT lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 5.93, Tabel 5.94 dan Gambar 5.14. Porsi pembangkit EBT di Sulawesi akan meningkat dari 31,2% pada 2021 menjadi 50,4% pada 2030. Besarnya potensi pemanfaatan air di Sulawesi sebagai pembangkit listrik menjadi alasan tinggi porsi tenaga air di Sulawesi.

Tabel 5.93 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sulawesi (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	3.212	3.305	3.317	3.485	3.931	4.885	5.652	6.623	7.116	7.992
2	Panas Bumi	818	818	837	857	857	857	1.170	1.170	1.209	1.409
3	EBT Lain	516	535	615	851	1.902	2.093	2.147	2.167	2.190	2.208
	Surya	40	58	139	151	177	193	215	235	258	276
	Bayu	477	477	477	634	687	818	932	932	932	932
	Sampah	-	-	-	66	88	88	88	88	88	88
	Biomas	-	-	-	-	951	995	912	912	912	912
	Lainnya										
4	Gas	1.867	1.977	2.499	3.114	3.797	3.727	3.575	3.604	3.641	3.667
	Gas	1.604	1.708	175	175	175	175	175	175	175	175
	LNG	263	269	2.324	2.939	3.622	3.552	3.400	3.428	3.466	3.491
5	BBM	766	698	244	170	170	185	195	228	246	248
	HSD	766	698	244	170	170	185	195	228	246	248
	MFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	IDO										
	HFO										
6	Batubara	7.376	8.783	9.808	9.859	8.727	8.639	8.354	8.047	8.354	8.354
7	Potensi EBT	-	-	-	-	-	-	315	604	806	876
8	Impor										
	Jumlah	**14.555**	**16.115**	**17.320**	**18.336**	**19.384**	**20.386**	**21.408**	**22.444**	**23.562**	**24.754**

Tabel 5.94 Komposisi *Energy Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Sulawesi (%)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	22,07%	20,51%	19,15%	19,01%	20,28%	23,96%	26,40%	29,51%	30,20%	32,29%
2	Panas Bumi	5,62%	5,07%	4,83%	4,67%	4,42%	4,20%	5,47%	5,21%	5,13%	5,69%
3	EBT Lain	3,55%	3,32%	3,55%	4,64%	9,81%	10,27%	10,03%	9,65%	9,30%	8,92%
	Surya	0,27%	0,36%	0,80%	0,82%	0,91%	0,95%	1,00%	1,05%	1,10%	1,12%
	Bayu	3,27%	2,96%	2,75%	3,46%	3,54%	4,01%	4,35%	4,15%	3,96%	3,77%
	Sampah	0,00%	0,00%	0,00%	0,36%	0,45%	0,43%	0,41%	0,39%	0,37%	0,35%
	Biomas	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,90%	4,88%	4,26%	4,06%	3,87%	3,69%
	Lainnya	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4	Gas	12,82%	12,27%	14,43%	16,98%	19,59%	18,28%	16,70%	16,06%	15,45%	14,81%
	Gas	11,02%	10,60%	1,01%	0,96%	0,90%	0,86%	0,82%	0,78%	0,74%	0,71%
	LNG	1,81%	1,67%	13,42%	16,03%	18,69%	17,42%	15,88%	15,28%	14,71%	14,10%
5	BBM	5,26%	4,33%	1,41%	0,93%	0,88%	0,91%	0,91%	1,02%	1,04%	1,00%
	HSD	5,26%	4,33%	1,41%	0,93%	0,88%	0,91%	0,91%	1,02%	1,04%	1,00%
	MFO	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	IDO	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	HFO	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	Batubara	50,68%	54,50%	56,63%	53,77%	45,02%	42,38%	39,02%	35,85%	35,46%	33,75%
7	Potensi EBT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,47%	2,69%	3,42%	3,54%
8	Impor	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Jumlah	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%



Gambar 5.14 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sulawesi (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di Sulawesi dari tahun 2021 sampai dengan tahun 2030 diberikan pada Tabel 5.95.

Tabel 5.95 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Sulawesi

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Biodiesel	ribu kL	41	38	13	9	9	10	11	12	13	13
2	Biomassa	kilo ton	-	-	-	-	934	978	897	897	897	897
3	Gas	TBTU	17	18	23	29	36	35	34	34	34	34
4	BBM	ribu kL	165	151	53	37	37	40	42	49	53	54
5	Batubara	juta ton	6	7	7	7	7	7	6	6	6	6
6	Potensi Substitusi Batubara	juta ton	-	-	-	-	-	-	0,2	0,5	0,6	0,7

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di Sulawesi pada Tabel 5.96.

Tabel 5.96 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Sulawesi

NO	Pembangkit	BBTUD									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	PLTG Gorontalo	5,23	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11
2	PLTMG Minahasa	0,00	1,43	8,93	10,11	9,97	10,39	10,48	9,81	11,12	10,72
3	PLTMG Tahuna	0,00	0,76	0,90	1,01	1,16	1,26	1,27	1,29	0,88	1,01
4	PLTMG Tahuna 2	0,00	0,00	0,65	0,65	0,65	0,65	0,76	0,86	0,76	0,76
5	PLTMG Tahuna 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65	0,65
6	PLTMG Luwuk	3,52	3,52	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19
7	MPP Sultra (Kendari)	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
8	MPP Sulselbar	0,00	0,00	2,52	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03
9	PLTG/GU Makassar	0,00	0,00	15,25	12,75	14,41	11,64	8,57	9,88	9,41	9,60
10	PLTGU Sulbagsel	0,00	0,00	16,98	28,30	42,46	42,46	42,46	42,46	42,46	42,46
11	Sengkang	34,19	36,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PLTMG Bau-Bau	1,30	3,07	2,28	1,63	2,10	1,94	1,80	1,68	1,58	2,13
13	PLTMG Bau-Bau 2	0,00	0,00	1,57	3,14	3,14	3,77	3,14	3,14	3,14	3,14
14	PLTMG Selayar	0,00	0,88	0,73	0,59	0,69	0,80	0,79	0,84	0,86	1,01
15	PLTMG Selayar 2	0,00	0,00	0,32	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
JUMLAH		**46,3**	**53,5**	**61,5**	**75,3**	**91,7**	**90,0**	**86,3**	**87,0**	**87,9**	**88,6**

5.6.6 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

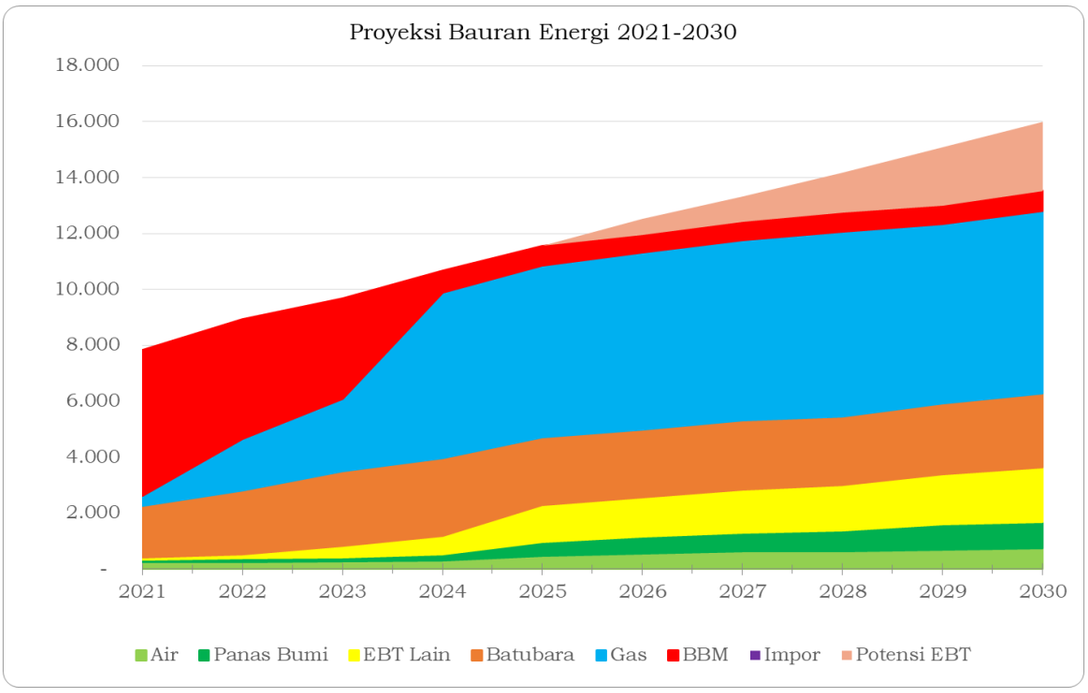
Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara diproyeksikan pada tahun 2025 sebesar 21,0% batubara, 4,2% tenaga air, 53,3% gas alam termasuk LNG, 4,2% panas bumi, 5,9% BBM dan 11,4% EBT lainnya. Sedangkan pada tahun 2030 diproyeksikan akan menjadi 16,6% batubara, 4,7% tenaga air, 40,8% gas alam termasuk LNG, 5,9% panas bumi, 4,5% BBM dan 27,6% EBT lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 5.97, Tabel 5.98 dan Gambar 5.15. Porsi pembangkit EBT di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara akan meningkat dari 5,3% pada 2021 menjadi 38,2% pada 2030.

Tabel 5.97 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	258	263	295	323	484	567	635	654	708	752
2	Panas Bumi	92	117	117	208	490	584	674	728	888	946
3	EBT Lain	65	140	426	669	1.318	1.430	1.529	1.632	1.785	1.938
	Surya	45	117	363	430	563	635	693	769	864	965
	Bayu	-	4	10	49	49	49	49	49	49	49
	Sampah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomas	19	19	53	191	706	746	788	815	873	924
	Lainnya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Gas	358	1.852	2.598	5.916	6.150	6.329	6.433	6.609	6.405	6.524
	Gas	358	321	231	179	202	226	250	275	213	194
	LNG	-	1.531	2.367	5.737	5.948	6.103	6.182	6.334	6.192	6.330
5	BBM	5.187	4.248	3.590	776	681	631	651	667	662	717
	HSD	4.899	4.248	3.590	776	681	631	651	667	662	717
	MFO	288	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Batubara	1.859	2.303	2.654	2.783	2.427	2.419	2.487	2.441	2.548	2.650
7	Potensi EBT	-	-	-	-	-	578	929	1.454	2.085	2.479
8	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jumlah	**7.818**	**8.923**	**9.680**	**10.674**	**11.550**	**12.538**	**13.337**	**14.186**	**15.081**	**16.006**

Tabel 5.98 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (%)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Air	3,30%	2,95%	3,05%	3,02%	4,19%	4,52%	4,76%	4,61%	4,70%	4,70%
2	Panas Bumi	1,17%	1,31%	1,21%	1,94%	4,24%	4,66%	5,05%	5,13%	5,89%	5,91%
3	EBT Lain	0,83%	1,56%	4,40%	6,27%	11,41%	11,41%	11,46%	11,51%	11,84%	12,11%
	Surya	0,58%	1,31%	3,75%	4,03%	4,88%	5,07%	5,19%	5,42%	5,73%	6,03%
	Bayu	0,00%	0,04%	0,10%	0,46%	0,42%	0,39%	0,36%	0,34%	0,32%	0,30%
	Sampah	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Biomas	0,25%	0,22%	0,54%	1,78%	6,11%	5,95%	5,91%	5,74%	5,79%	5,77%
	Lainnya	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4	Gas	4,58%	20,76%	26,84%	55,42%	53,25%	50,48%	48,23%	46,59%	42,47%	40,76%
	Gas	4,58%	3,60%	2,39%	1,68%	1,75%	1,80%	1,88%	1,94%	1,41%	1,21%
	LNG	0,00%	17,16%	24,45%	53,74%	51,50%	48,68%	46,36%	44,65%	41,06%	39,55%
5	BBM	66,34%	47,60%	37,09%	7,27%	5,89%	5,03%	4,88%	4,70%	4,39%	4,48%
	HSD	62,66%	47,60%	37,09%	7,27%	5,89%	5,03%	4,88%	4,70%	4,39%	4,48%
	MFO	3,68%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	IDO	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	HFO	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	Batubara	23,78%	25,81%	27,42%	26,07%	21,01%	19,29%	18,65%	17,21%	16,89%	16,56%
7	Potensi EBT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,61%	6,96%	10,25%	13,82%	15,49%
8	Impor	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Jumlah	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**



Gambar 5.15 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara dari tahun 2021 sampai dengan tahun 2030 diberikan pada Tabel 5.99.

Tabel 5.99 Prakiraan Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Biodiesel	ribu kL	265	229	194	42	37	34	35	36	36	39
2	Biomassa	kilo ton	19	19	52	187	694	733	774	801	858	908
3	Gas	TBTU	3	17	24	56	58	59	60	62	60	61
4	BBM	ribu kL	1.129	918	776	168	147	136	141	144	143	155
5	Batubara	juta ton	1,6	2,0	2,3	2,4	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,3
6	Potensi Substitusi Batubara	juta ton	-	-	-	-	-	0,5	0,8	1,3	1,8	2,1

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara diperlihatkan pada Tabel 5.100.

Tabel 5.100 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

NO	Pembangkit	BBTUD									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	PLTMG Ambon Peaker	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
2	PLTMG Langgur	1,70	1,82	1,94	1,63	1,54	1,56	1,59	1,63	1,66	1,59
3	PLTMG Bula	-	0,45	0,45	0,52	0,59	0,67	0,75	0,84	0,93	0,93
4	PLTMG Namlea	0,85	0,98	1,09	1,09	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
5	PLTMG Namrole	-	0,91	0,96	0,95	0,93	0,85	0,72	0,90	0,82	0,81
6	PLTMG Saumlaki	0,82	0,92	1,02	0,86	0,83	0,86	0,83	0,84	0,84	0,83
7	PLTMG Dobo	0,92	1,01	1,10	0,99	0,95	1,00	1,02	1,00	1,04	1,01
8	PLTMG Seram	1,92	1,56	1,47	1,67	1,90	1,49	1,58	2,06	1,98	1,95
9	PLTMG Masela	-	-	-	-	0,59	0,66	0,73	0,82	0,90	0,90
10	PLTMG Seram 2	-	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
11	PLTMG Seram Utara	-	-	-	-	0,67	0,69	0,70	0,72	0,73	0,75
12	MPP Sulselbar (relokasi)	-	8,14	4,87	-	-	-	-	-	-	-
13	PLTMG Ambon 2	-	-	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86
14	MPP Sambelia	-	-	-	5,75	5,16	4,71	4,22	4,53	4,72	2,60
15	MPP Ternate	4,54	3,09	3,38	3,64	3,89	3,97	4,06	4,19	4,29	3,47
16	PLTMG Sofifi	-	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
17	PLTMG Ternate 2	-	1,97	1,97	1,97	1,97	2,10	2,18	2,18	2,18	2,18
18	PLTMG Tobelo	-	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
19	PLTMG Bacan	-	0,95	1,14	1,16	0,94	0,91	0,89	0,76	0,64	0,73
20	PLTMG Sanana	-	0,81	0,93	0,77	0,84	0,79	0,86	0,83	0,90	0,87
21	PLTMG Morotai	-	0,47	0,70	0,88	0,50	0,76	0,92	0,87	1,06	1,04
22	PLTMG Morotai 2	-	-	-	-	0,66	0,87	0,87	1,09	1,09	1,31
23	PLTGU Haltim	-	-	-	11,07	12,70	15,94	15,97	16,01	16,04	16,08
24	PLTMG Tidore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,87
25	PLTMG Tobelo 2	-	0,92	1,79	2,01	1,62	2,12	1,29	1,21	1,16	1,81
26	PLTMG Halmahera 1	-	-	-	-	-	-	1,32	1,99	2,65	2,65
27	MPP Jayapura	5,36	5,14	5,74	6,68	7,08	7,26	7,45	7,72	5,91	4,61
28	MPP Timika	0,94	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
29	PLTMG Biak	1,91	2,05	2,19	1,09	1,20	1,35	1,50	1,62	1,35	1,50
30	PLTMG Jayapura Peaker	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,48
31	MPP Nabire	2,25	1,83	1,21	1,40	1,21	1,02	1,23	1,43	1,64	1,86
32	PLTMG Nabire 2	0,87	0,55	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
33	PLTMG Merauke	2,27	2,05	2,26	2,04	2,05	2,06	2,08	2,21	2,45	2,70
34	PLTMG Biak 2	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
35	PLTMG Serui 1	0,63	0,86	0,91	0,96	1,01	1,03	0,98	1,03	1,08	0,70
36	PLTMG Timika 2	-	4,23	4,49	4,76	4,75	3,35	3,20	3,49	3,70	4,00
37	PLTMG Serui 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,44
38	PLTMG Jayapura	-	4,42	5,52	5,52	6,07	6,07	6,07	6,62	4,97	3,31
39	PLTMG Timika 3	-	-	-	-	-	1,66	2,10	2,10	2,18	2,18
40	PLTMG Biak 3	-	-	-	1,24	1,28	1,28	1,28	1,31	1,31	1,31
41	PLTMG Merauke 2	1,28	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71
42	MPP Manokwari	-	2,04	2,43	1,91	1,41	1,79	2,19	2,60	2,94	3,02
43	MPP Fak-Fak	-	0,87	0,94	1,01	0,64	0,71	0,57	0,64	0,72	0,80
44	Excess Power PLTMG Sorong	1,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	PLTMG Sorong	7,17	7,30	4,97	4,29	4,87	4,37	4,98	5,61	4,05	3,56
46	PLTMG Bintuni	-	-	-	0,73	0,78	0,84	0,90	0,96	1,03	1,09
47	PLTMG Raja Ampat	-	0,42	0,45	0,48	0,51	0,55	0,58	0,62	0,67	0,71
48	PLTMG Manokwari 2	3,23	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
49	PLTMG Fak-Fak	-	-	-	-	0,44	0,44	0,66	0,66	0,66	0,66
50	PLTMG Kaimana	-	0,80	0,86	0,91	0,96	1,02	1,07	0,81	0,54	0,60
51	PLTMG Sorong 2	-	2,21	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31
52	IPP PLTMG Sorong	-	-	-	-	-	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
53	PLTMG Manokwari 3	-	-	-	0,87	1,75	1,75	1,75	1,75	1,97	1,97
54	MPP Jeranjang	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74
55	PLTMGU Lombok Peaker	7,44	7,44	7,44	9,53	8,31	7,44	7,44	7,44	7,44	7,82
56	PLTMG Lombok 2	-	-	-	7,36	13,66	11,56	8,83	6,31	6,31	10,30
57	PLTMG Sumbawa	4,20	4,20	5,25	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83
58	PLTMG Bima	6,94	3,78	5,25	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83
59	PLTMG Sumbawa 2	-	3,78	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
60	PLTMG Bima 2	-	-	-	-	-	-	2,52	2,52	2,52	2,52
61	PLTMG Sumbawa 3	-	-	-	8,41	9,04	11,14	10,93	13,24	10,51	12,40
62	PLTMG Kupang Peaker	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
63	PLTMG Kupang 2	-	-	-	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
64	PLTMG Maumere	2,57	3,68	4,41	3,68	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
65	PLTMG MPP Flores (Labuan Ba	0,77	1,82	2,19	1,82	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
66	PLTMG Waingapu	0,82	0,82	0,82	1,05	0,96	1,01	1,25	1,34	1,64	1,74
67	PLTMG Waingapu 2	-	0,82	0,82	1,05	0,96	1,01	1,25	1,34	1,64	1,74
68	PLTMG Alor	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
Jumlah		**72,78**	**104,41**	**110,40**	**142,11**	**149,08**	**153,62**	**156,29**	**160,80**	**155,81**	**158,41**

5.7. PROYEKSI EMISI GAS RUMAH KACA (GRK)

Proses perencanaan sistem pada RUPTL ini belum memperhitungkan biaya emisi GRK, khususnya CO_2 sebagai salah satu variabel biaya. Namun demikian RUPTL ini tidak mengabaikan upaya pengurangan emisi GRK. Hal ini dapat dilihat dari banyaknya kandidat PLTP, PLTA dan EBT lainnya yang ditetapkan masuk dalam sistem tenaga listrik walaupun mereka bukan merupakan solusi biaya terendah. Selain itu juga banyak direncanakan pengembangan energi baru dan terbarukan lainnya seperti PLTB, PLTS, PLT sampah dan biomass. Penggunaan teknologi *high efficiency, low emission* (HELE) seperti *boiler supercritical* dan *ultra-supercritical* untuk PLTU batubara di pulau Jawa dan Sumatera juga membuktikan bahwa PLN peduli dengan upaya pengurangan emisi GRK dari pembangkitan tenaga listrik.

Banyaknya emisi dihitung dari jumlah bahan bakar yang digunakan dan dikonversi menjadi emisi GRK (khususnya emisi CO_2, dalam satuan ton CO_2) dengan menggunakan faktor emisi bahan bakar (*emission factor of fuel/* EF_{CO2}) yang diterbitkan oleh IPCC[38] serta Puslitbang Lemigas dan Puslitbang Tekmira yang lebih sesuai dengan kondisi di Indonesia.

Pemerintah telah menetapkan Peraturan Presiden Nomor 4 tahun 2010 sebagaimana telah diubah dua kali dengan Perpres Nomor 194 Tahun 2014 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 15 tahun 2010 jo Peraturan Menteri ESDM Nomor 1 tahun 2012 jo Peraturan Menteri ESDM Nomor 21 tahun 2013 jo Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 tahun 2014 mengenai Program Percepatan Pembangkit Tahap 2. Program tersebut didominasi oleh pembangkit dengan menggunakan energi terbarukan, khususnya panas bumi. Selain itu Pemerintah mendorong pengembangan energi terbarukan melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 Tahun 2017. Dengan adanya intervensi kebijakan Pemerintah mengenai pengembangan PLTP dan energi terbarukan lainnya akan menghasilkan rencana pengembangan pembangkit yang sedikit berbeda dibandingkan dengan *baseline* serta dapat menurunkan emisi GRK.

5.7.1. Emisi GRK Indonesia

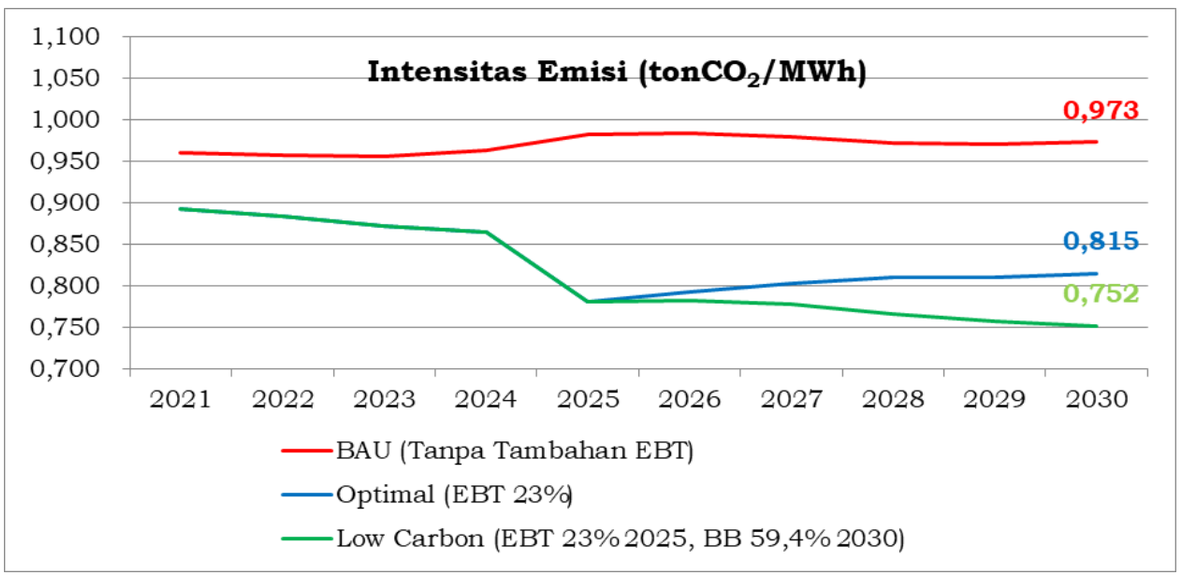
Dalam RUPTL ini disusun 3 skenario bauran energi, yaitu skenario *business as usual* (BAU), skenario optimal dan skenario *low carbon*. Pada skenario BAU tidak

---

[38] IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.*

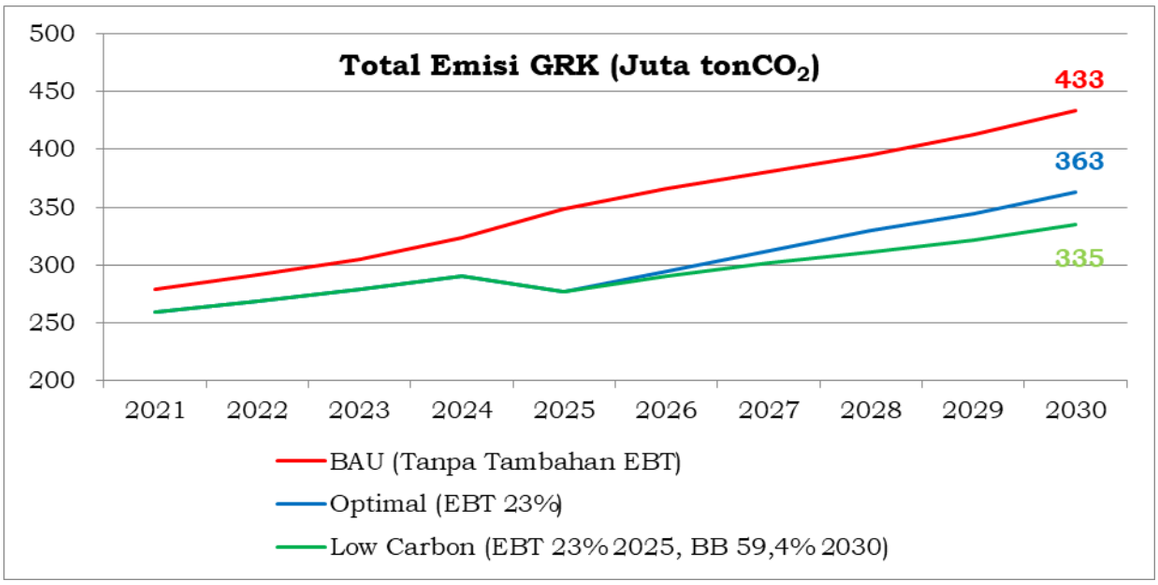
mempertimbangkan penambahan pembangkit EBT dan teknologi rendah karbon, sedangkan pada skenario optimal dan *low carbon* telah mempertimbangkan pencapaian target EBT sebesar 23% mulai tahun 2025. Pada skenario optimal masih mempertimbangkan prinsip *least cost*, sehingga porsi bauran energi dari batubara pada tahun 2030 masih cukup tinggi sekitar 64%. Sedangkan pada skenario *low carbon*, porsi batubara pada tahun 2030 menurun hingga sekitar 59,4%, digantikan oleh *co-firing* biomasa dan gas.

Gambar 5.16 menunjukkan proyeksi intensitas emisi sistem ketenagalistrikan untuk berbagai skenario EBT, sedangkan Gambar 5.17 menunjukkan proyeksi jumlah emisi GRK yang dihasilkan oleh pembangkit listrik selama periode tahun 2021-2030.



Gambar 5.16 Proyeksi Intensitas Emisi CO_2

Dari Gambar 5.16 tersebut terlihat bahwa dalam skenario *Business as Usual* (BAU) dimana tidak ada penambahan pembangkit EBT, maka intensitas emisi akan meningkat menjadi 0,973 tonCO_2/MWh pada 2030. Namun dengan pengembangan EBT yang agresif dalam skenario optimal, maka intensitas emisi sistem ketenagalistrikan akan menurun menjadi 0,815 tonCO_2/MWh pada 2030. Selain itu, intensitas emisi pada skenario *low carbon* menjadi lebih rendah sebesar 0,752 tonCO2/MWh. Penurunan tersebut karena kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya serta penggunaan teknologi batubara bersih (seperti PLTU *ultra super critical*/USC).



Gambar 5.17 Proyeksi Emisi GRK untuk Berbagai Skenario Pengembangan EBT

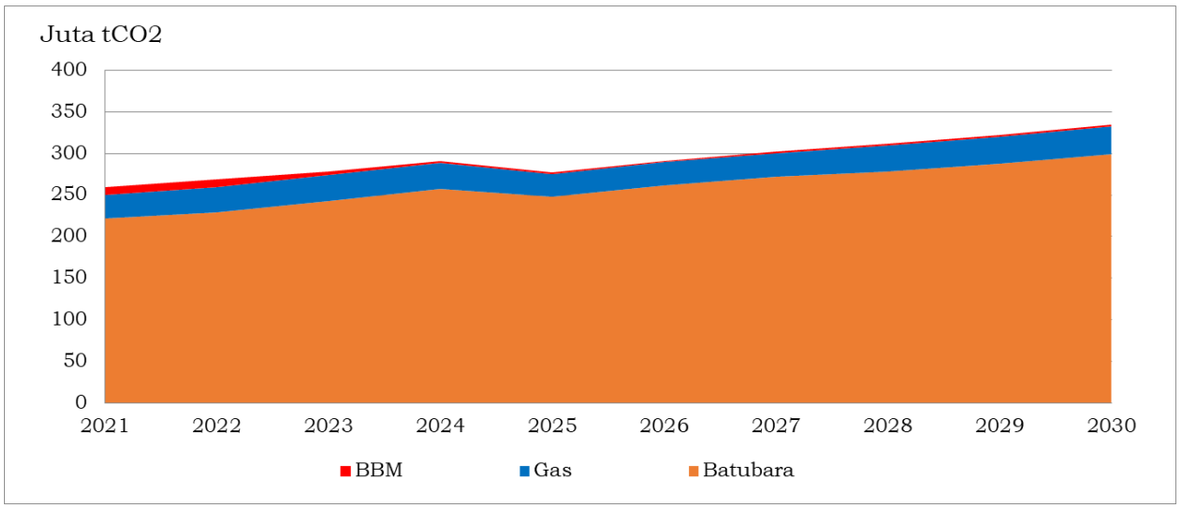
Proyeksi penurunan emisi GRK yang diperoleh dengan memenuhi target bauran energi dari EBT adalah sebesar 71 juta tonCO_2 dari skenario tanpa EBT. Sedangkan untuk skenario *low carbon*, terdapat penurunan emisi GRK hingga 99 juta tonCO2 dari skenario tanpa EBT.

Gambar 5.17 memperlihatkan emisi GRK yang akan dihasilkan apabila produksi listrik Indonesia dilakukan dengan bauran energi seperti pada Gambar 5.18. Dari Tabel 5.97 dan Gambar 5.18 dapat dilihat bahwa emisi GRK se-Indonesia akan meningkat 1,3 kali lipat dari 259,1 juta ton pada tahun 2021 menjadi 334,6 juta ton CO_2 pada tahun 2030. Dari 334,6 juta ton emisi tersebut, 298,9 juta ton (89,3%) berasal dari pembakaran batubara.

Tabel 5.101 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Indonesia)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	**Gas**	27,9	31,1	31,9	30,7	27,9	27,8	28,8	31,2	32,3	34,0
2	**BBM**	9,0	9,3	3,9	2,0	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7
3	**Batubara**	222,2	228,6	242,7	257,8	247,6	261,4	271,9	278,5	288,1	298,9
	Jumlah	**259,1**	**269,0**	**278,5**	**290,5**	**276,9**	**290,8**	**302,2**	**311,3**	**322,0**	**334,6**

Intensitas emisi untuk Indonesia pada tahun 2021 adalah 0,892 tonCO_2/MWh, akan semakin menurun hingga menjadi 0,752 tonCO_2/MWh pada tahun 2030. Penurunan tersebut karena kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya serta penggunaan teknologi batubara bersih (seperti PLTU *ultra super critical*/USC).



Gambar 5.18 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Indonesia)

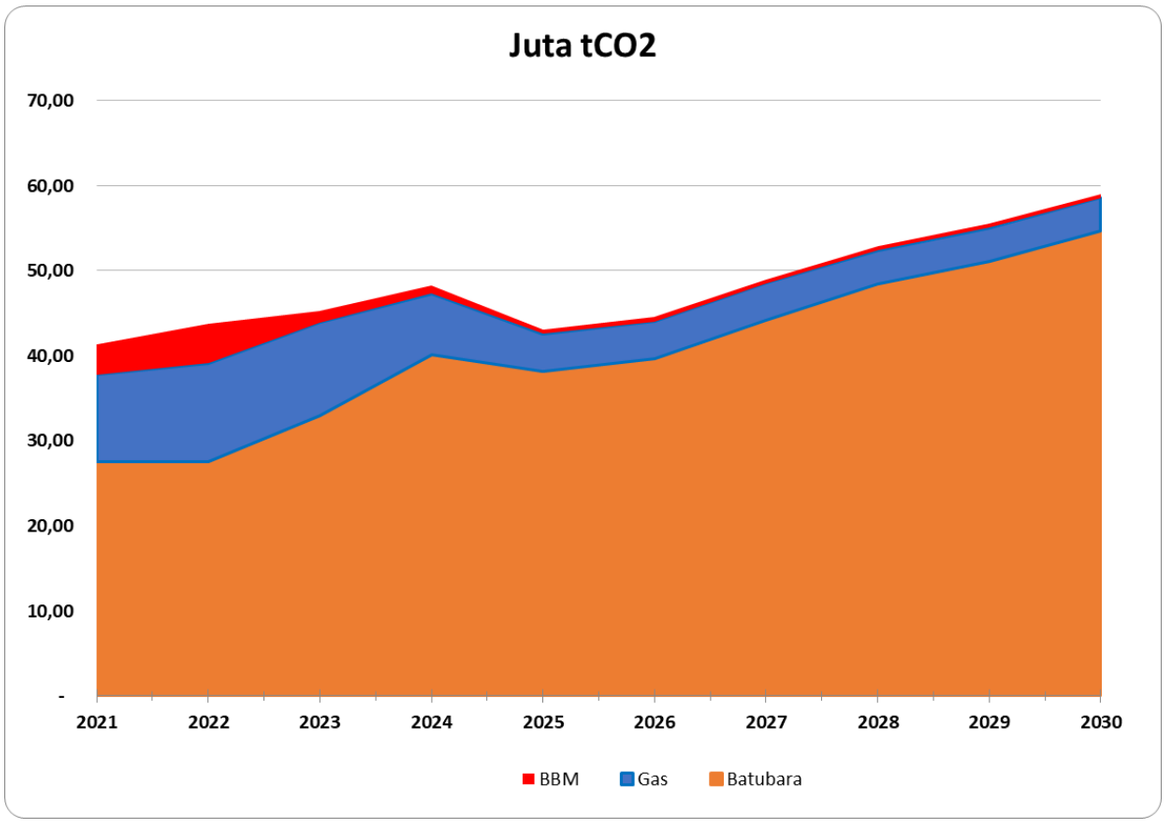
Proyeksi jumlah emisi pada RUTPL 2021-2030 lebih kecil daripada proyeksi pada RUPTL 2019-2028 dikarenakan penyempurnaan metode dan asumsi yang digunakan dalam melakukan proyeksi *demand* (dimana telah mempertimbangkan dampak dari pandemi Covid-19) serta persentase penambahan kapasitas pembangkit EBT dalam 10 tahun yang lebih besar dibandingkan RUPTL 2019-2028.

5.7.2. Emisi GRK Sumatera

Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di Sumatera diperlihatkan pada Tabel 5.102 dan Gambar 5.19. Emisi diproyeksikan 41,3 juta ton pada tahun 2021 menjadi 59,0 juta ton pada tahun 2030. Meskipun emisi naik, namun dengan menurunnya porsi pembangkit fosil, berdampak pada turun nya faktor emisi sistem sumatera yaitu 0,850 ton CO2/MWh pada tahun 2021 menjadi 0,695 ton CO2/MWh pada tahun 2030.

Tabel 5.102 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Sumatera)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Gas	10,28	11,52	10,89	7,24	4,41	4,32	4,33	3,95	3,97	3,87
2	BBM	3,51	4,70	1,32	1,01	0,50	0,52	0,48	0,52	0,50	0,45
3	Batubara	27,51	27,59	32,99	40,07	38,16	39,72	44,17	48,42	51,06	54,69
	Jumlah	**41,3**	**43,8**	**45,2**	**48,3**	**43,1**	**44,6**	**49,0**	**52,9**	**55,5**	**59,0**



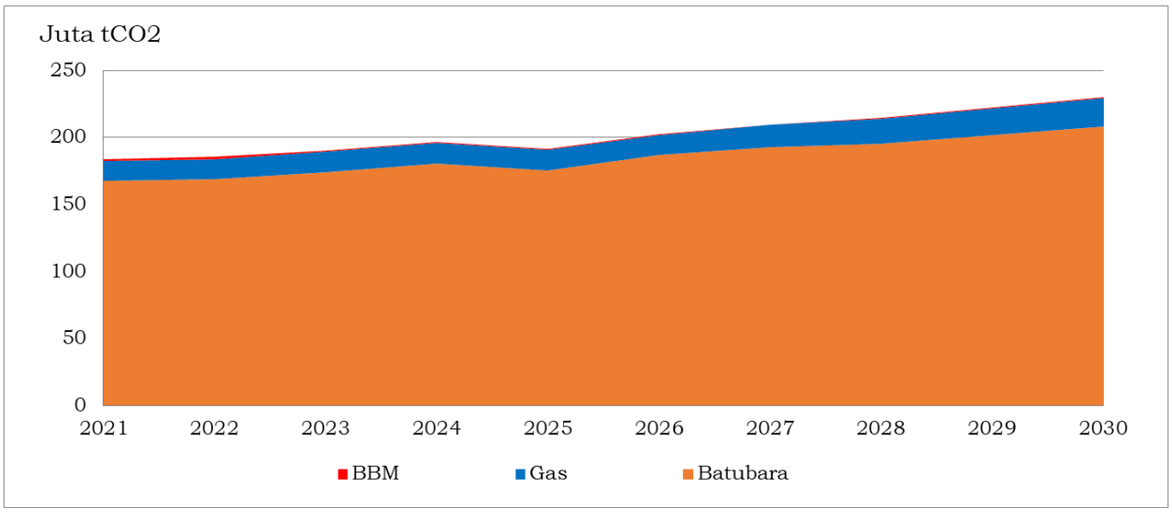
Gambar 5.19 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sumatera

5.7.3. Emisi GRK Jawa, Madura dan Bali

Proyeksi emisi GRK di regional Jawa, Madura, dan Bali diperlihatkan pada Tabel 5.99 dan Gambar 5.20. Emisi akan meningkat 1,3 kali lipat dari 183,8 juta ton pada tahun 2021 menjadi 230,3 juta ton pada tahun 2030. Intensitas emisi sistem ketenagalistrikan akan semakin menurun dari 0,894 tonCO_2/MWh pada tahun 2021 menjadi 0,788 tonCO_2/MWh pada tahun 2030 karena kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya serta penggunaan teknologi batubara bersih (misalnya PLTU *ultra super critical/ USC*).

Tabel 5.103 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Jawa, Madura dan Bali)

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Gas	Mton CO2	14,8	15,2	15,7	15,7	15,4	15,2	16,2	18,9	20,0	21,6
2	BBM	Mton CO2	1,5	1,5	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
3	Batubara	Mton CO2	167,5	168,9	174,3	180,5	175,7	186,9	193,2	195,2	201,6	208,1
	Jumlah	**Mton CO2**	**183,8**	**185,6**	**190,3**	**196,5**	**191,5**	**202,6**	**209,9**	**214,6**	**222,2**	**230,3**



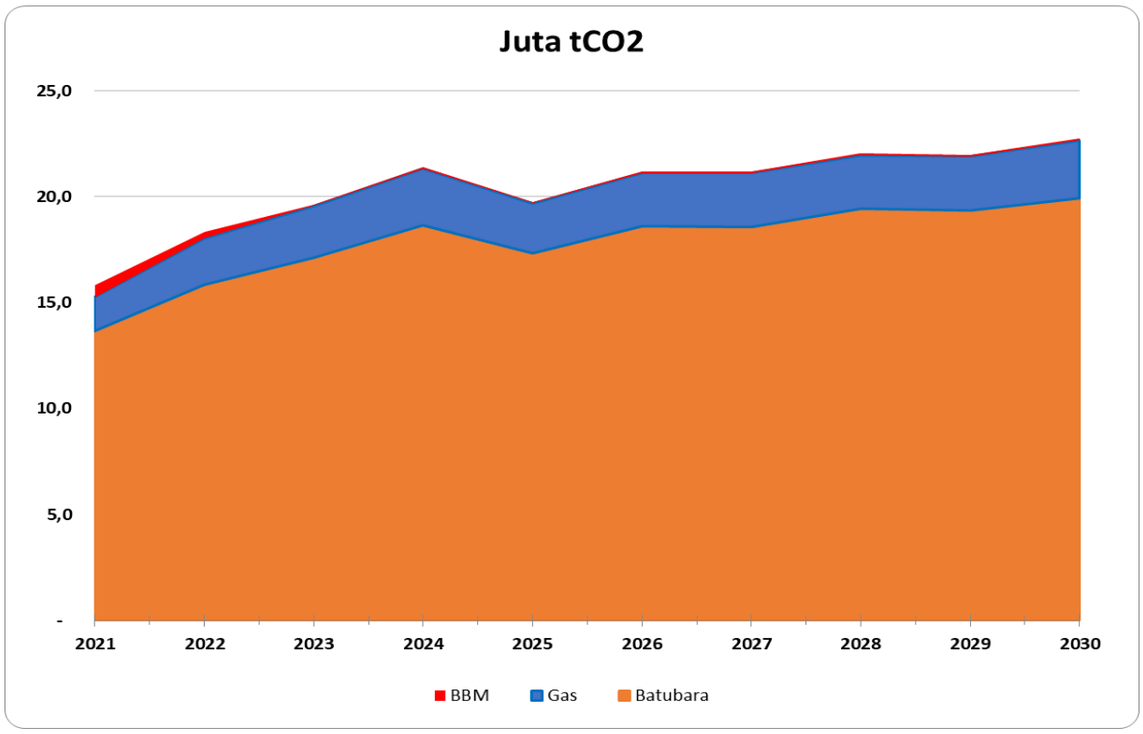
Gambar 5.20 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa, Madura, dan Bali

5.7.4. Emisi GRK Kalimantan

Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di Kalimantan diperlihatkan pada Gambar 5.21. Emisi diproyeksikan meningkat 1,4 kali lipat dari 15,8 juta ton pada tahun 2021 menjadi 22,7 juta ton pada tahun 2030 seperti pada Tabel 5.104. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan menurun dari 1,13 tonCO2/MWh pada tahun 2021 menjadi 0,841 tonCO2/MWh pada tahun 2030 dengan masuknya EBT. Faktor emisi diharapkan akan membaik melalui kontribusi positif dari pemanfaatan gas, tenaga air dan EBT lainnya di Kalimantan.

Tabel 5.104 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Kalimantan)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	**Gas**	1,6	2,2	2,4	2,7	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,7
2	**BBM**	0,5	0,3	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
3	**Batubara**	13,7	15,9	17,1	18,7	17,3	18,6	18,6	19,4	19,4	19,9
	Jumlah	**15,8**	**18,3**	**19,6**	**21,4**	**19,7**	**21,2**	**21,2**	**22,0**	**22,0**	**22,7**



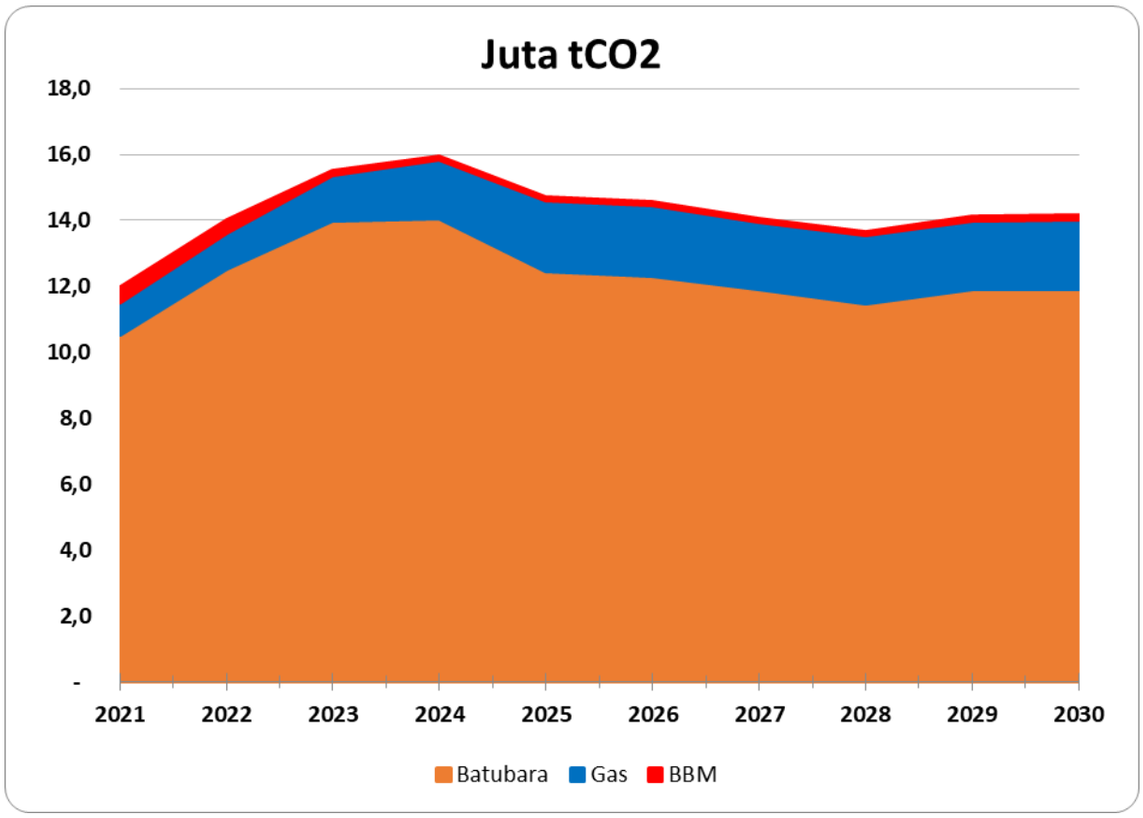
Gambar 5.21 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Kalimantan

5.7.5. Emisi GRK Sulawesi

Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di Sulawesi diperlihatkan pada Gambar 5.22. Emisi diproyeksikan meningkat sebesar 1,2 kali lipat dari 12,0 juta ton pada tahun 2021 menjadi 14,1 juta ton pada tahun 2030 seperti pada Tabel 5.105. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan naik dari 0,822 tonCO2/MWh pada tahun 2021 menjadi 0,896 tonCO2/MWh pada tahun 2023 dengan masuknya PLTU, dan selanjutnya akan semakin menurun menjadi 0,572 tonCO2/MWh pada tahun 2030. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, tenaga air dan EBT lainnya.

Tabel 5.105 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Sulawesi)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	**Gas**	1,0	1,1	1,4	1,8	2,2	2,1	2,0	2,1	2,1	2,1
2	**BBM**	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
3	**Batubara**	10,5	12,5	14,0	14,1	12,4	12,3	11,9	11,5	11,9	11,9
	Jumlah	**12,0**	**14,0**	**15,5**	**15,9**	**14,7**	**14,6**	**14,1**	**13,7**	**14,1**	**14,1**



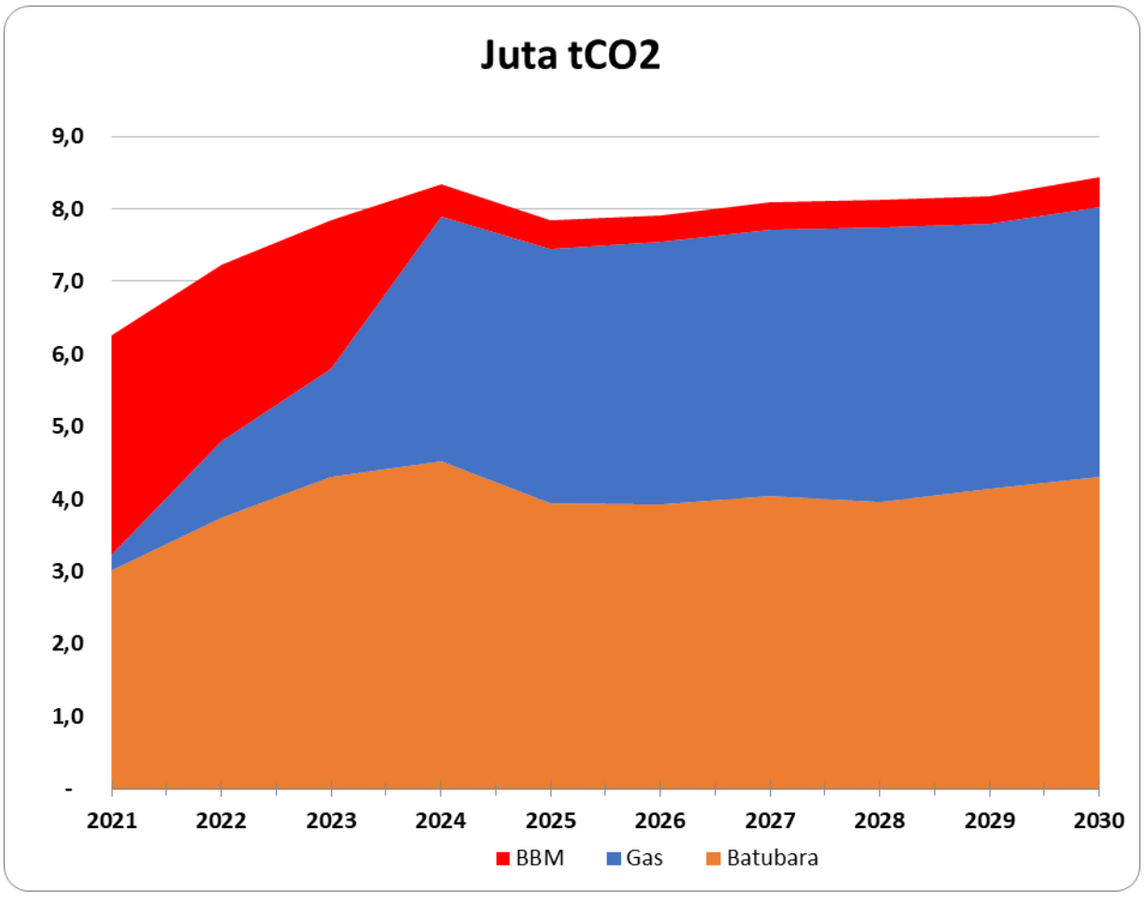
Gambar 5.22 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Sulawesi

5.7.6.Emisi GRK Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara diperlihatkan pada Gambar 5.23. Emisi diproyeksikan meningkat sebesar 1,3 kali dari 6,3 juta ton pada tahun 2021 menjadi 8,4 juta ton pada tahun 2030 seperti pada Tabel 5.106. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan meningkat dari 0,799 tonCO2/MWh pada tahun 2021 menjadi 0,811 tonCO2/MWh pada tahun 2023 dengan masuknya PLTU batubara dan selanjutnya akan semakin menurun menjadi 0,527 tonCO2/MWh pada tahun 2030. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, tenaga air dan EBT lainnya.

Tabel 5.106 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Maluku, Papua dan Nusa Tenggara)

No.	Jenis Bahan Bakar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	**Gas**	0,2	1,1	1,5	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,7	3,7
2	**BBM**	3,0	2,4	2,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
3	**Batubara**	3,0	3,7	4,3	4,5	3,9	3,9	4,0	4,0	4,1	4,3
	Jumlah	**6,3**	**7,2**	**7,9**	**8,3**	**7,8**	**7,9**	**8,1**	**8,1**	**8,2**	**8,4**



Gambar 5.23 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

5.8. PROYEK PENDANAAN KARBON

Sejak tahun 2002 PLN sudah menyadari akan peluang pendanaan karbon melalui *Clean Development Mechanism* (CDM) yang merupakan salah satu Mekanisme Protokol Kyoto di bawah kerangka *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC). PLN telah melakukan pengkajian beberapa potensi proyek CDM, dan hasilnya PLN telah menandatangani beberapa *Emission Reduction Purchase Agreements* (ERPA). Selain itu, PLN juga mengembangkan proyek melalui mekanisme pasar karbon sukarela (di luar kerangka UNFCCC) dengan menggunakan standar *Verified Carbon Standard* (VCS).

Berkenaan dengan berakhirnya komitmen kedua Protokol Kyoto pada akhir tahun 2020, dan akan berlakunya mekanisme pasar karbon baru di bawah kerangka Perjanjian Paris, maka pemanfaatan pendanaan karbon akan disesuaikan dengan mekanisme baru pendanaan karbon yang diharapkan akan diputuskan pada *Conference of Parties* UNFCCC ke 26 di Glasgow.

PLN akan terus memanfaatkan peluang pendanaan karbon baik melalui pasar karbon wajib maupun pasar karbon sukarela. Implementasi proyek pendanaan karbon akan diterapkan untuk semua kegiatan di lingkungan PLN yang berpotensi untuk memperoleh pendanaan karbon. Insentif dari pendanaan karbon (*carbon finance*) dari pihak internasional dapat dimanfaatkan, untuk kegiatan yang tidak termasuk ke dalam target NDC, sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

PLN juga berpartisipasi dalam uji coba sistem perdagangan emisi nasional (*cap and trade*) yang mulai dilakukan pada tahun 2021, dimana kegiatan yang termasuk dalam target NDC dapat berpartisipasi menyediakan carbon credit yang dapat digunakan oleh kegiatan lain yang dikenakan *cap* emisi GRK untuk melakukan *offset* emisi (pengimbangan emisi).

5.9. PERENCANAAN JARINGAN TRANSMISI DAN GARDU INDUK

Pada periode tahun 2021 - 2030 pengembangan sistem penyaluran berupa pengembangan sistem transmisi dengan tegangan 500 kV dan 150 kV di sistem Jawa-Bali serta tegangan 500 kV, 275 kV, 150 kV dan 70 kV di sistem Indonesia Timur dan Sumatera.

Rencana pengembangan sistem penyaluran di Indonesia hingga tahun 2030 diproyeksikan sebesar 76.662 MVA untuk pengembangan gardu induk serta 47.723 kms pengembangan jaringan transmisi dengan perincian pada Tabel 5.107 dan Tabel 5.108. Dari tabel tersebut terlihat bahwa ada penambahan fasilitas yang sangat besar pada tahun 2021-2023. hal ini karena adanya keterlambatan penyelesaian proyek yang seharusnya sudah beroperasi sebelum tahun 2021. Dengan telah diberlakukannya UU No. 2 Tahun 2012 dan Peraturan Presiden No. 4 Tahun 2016 sebagaimana diubah dengan Peraturan Presiden No. 14 Tahun 2017. maka secara bertahap proyek-proyek tersebut akan diselesaikan dengan segera.

Tabel 5.107 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Indonesia (kms)

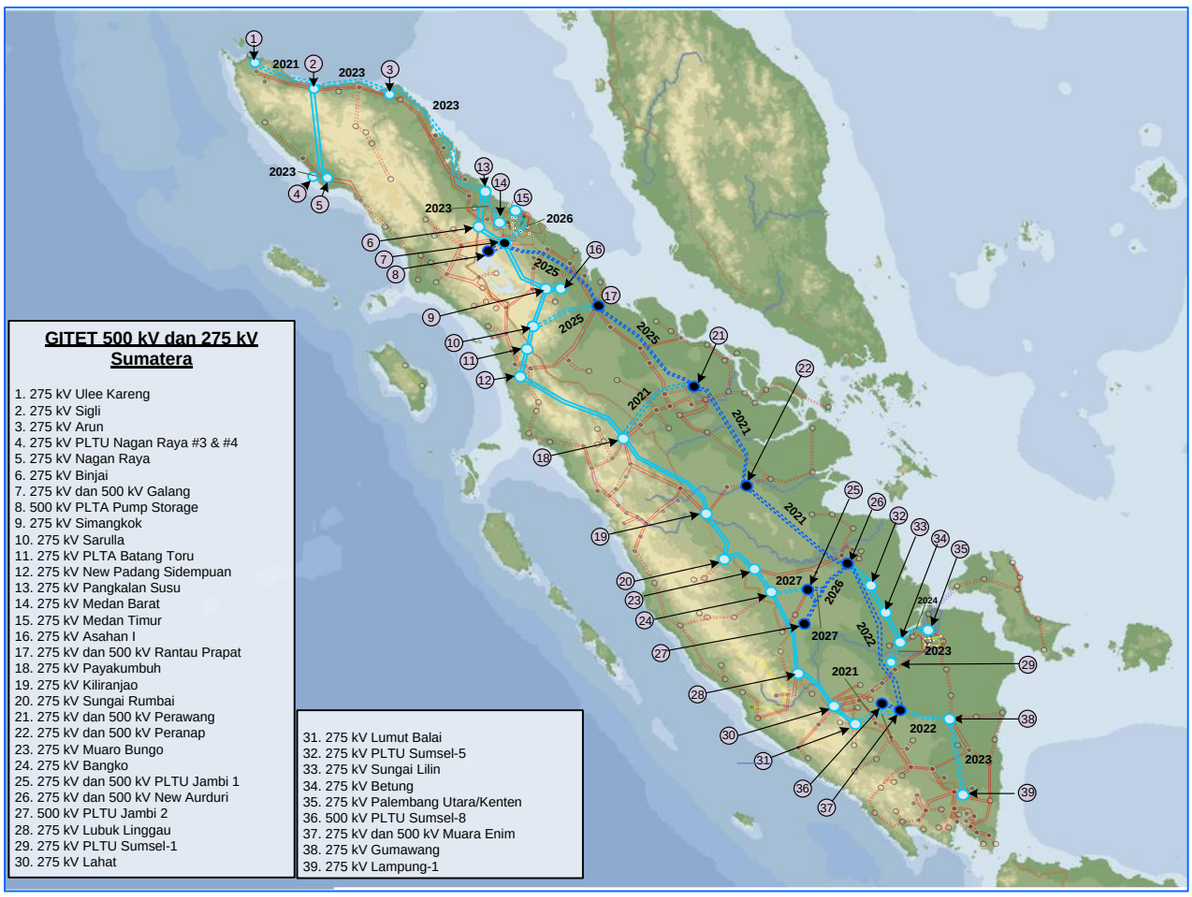
Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500 kV	2.211	552	440	28	1.537	201	321	1.268	207	720	**7.485**
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300	**300**
275 kV	676	236	1.867	275	280	40	1.010	-	-	-	**4.384**
150 kV	4.520	6.249	7.114	4.152	3.708	1.426	2.102	2.433	1.858	950	**34.511**
70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

Tabel 5.108 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Indonesia (MVA)

Gardu Induk	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500/275 kV	1.500	1.000	-	-	1.500	-	500	-	-	-	**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	-	1.500	-	250	-	**7.500**
150/230 kV	-	-	-	500	-	-	-	-	-	-	**500**
150/70 kV	282	180	-	60	100	60	-	-	-	-	**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	-	60	90	30	30	90	60	**960**
Jumlah	**9.442**	**11.000**	**8.860**	**5.620**	**10.610**	**3.400**	**5.860**	**10.690**	**5.420**	**5.760**	**76.662**

5.9.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Sumatera

Pada sistem Sumatera akan dibangun transmisi *backbone* 500 kV pada koridor timur yang menghubungkan pusat-pusat pembangkit skala besar dan pusat-pusat beban yang besar di Sumatera. Transmisi ini akan mentransfer tenaga listrik dari pembangkit listrik di daerah yang banyak sumber energi primer murah (Sumatera Selatan, Jambi, dan Riau) ke daerah pusat beban yang memiliki sumber energi primer terbatas (Sumbagut). Pengembangan transmisi Sistem Sumatera sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.24.



Gambar 5.24 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2021 - 2030

Rencana pengembangan sistem transmisi Sumatera dalam RUPTL 2021 - 2030 akan menyesuaikan dengan topologi jaringan sistem interkoneksi 275 kV di koridor barat dan 500 kV di koridor timur. Pengembangan dilakukan untuk menghubungkan pembangkit baru ke Sistem Sumatera untuk memenuhi pertumbuhan beban dan program dedieselisasi dalam bentuk pembangunan gardu induk dan penambahan kapasitas trafo di gardu induk 275 kV, 150 kV dan 70 kV.

Dengan berubahnya proyeksi *demand*, serta mempertimbangkan *reliability* penyaluran, maka ruas SUTET 500 kV Perawang-Rantau Prapat-Galang yang sebelumnya direncanakan menggunakan tower 4 sirkit, disesuaikan menjadi 2 sirkit dan pengembangan 2 sirkit berikutnya akan disesuaikan dengan kebutuhan lain serta memungkinkan untuk menggunakan jalur alternatif lain.

Rencana pengembangan sistem penyaluran di Sumatera hingga tahun 2030 seperti ditunjukkan pada Tabel 5.105 dan Tabel 5.106.

Beberapa proyek transmisi strategis di Sumatera antara lain:

1. Pembangunan transmisi baru 70 kV, 150 kV, 275 kV dan 500 kV terkait dengan proyek pembangkit.
2. Pengembangan transmisi 70 kV dan 150 kV yang ada di lokasi tersebar di sistem Sumatera dalam rangka memenuhi kriteria keandalan (N-1) dan untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran, perbaikan tegangan pelayanan, dedieselisasi dan fleksibilitas operasi.
3. Proyek transmisi 500 kV dalam RUPTL 2021 - 2030 mulai dari Provinsi Sumatera Selatan sampai dengan Sumatera Utara merupakan tambahan *backbone* Sistem Sumatera di sisi timur. Saat ini SUTET 500 kV Muara Enim-New Aur Duri – Peranap - Perawang sudah dalam tahap konstruksi, sedangkan SUTET 500 kV Perawang - Rantau Prapat - Galang merupakan project yang di wacanakan akan menggunakan skema BMT, sebagai langkah strategis yang diinginkan pemerintah untuk percepatan penyelesaian proyek. Dengan beroperasinya SUTET 500 kV tersebut dari Sumatera Selatan sampai Sumatera Utara, maka pembangkit-pembangkit mulut tambang di selatan dapat dioptimalkan pengoperasiannya.
4. Untuk memperkuat pasokan dan meningkatkan keandalan sistem Palembang maka direncanakan transmisi 275 kV Betung – Palembang Utara dengan target operasi pada tahun 2024.

5. Pembangunan SKTT 150 kV di beberapa ibu kota provinsi yang tujuannya untuk perkuatan pasokan dan keandalan ibu kota provinsi, diantaranya:

    - Untuk perkuatan kota Medan yaitu pembangunan GI di tengah kota (GIS Medan Barat) yang terhubung langsung dengan sistem 275 kV, serta GIS Kesawan yang dapat membagi beban di GIS Listrik dan GIS Glugur yang saat ini merupakan pasokan utama untuk pusat kota Medan.

    - Untuk perkuatan kota Banda Aceh, saat ini sedang dibangun GI 150 kV Ulee Kareeng dan Krueng Raya. Selanjutnya GITET 275 kV Ulee Kareeng yang direncanakan akan beroperasi pada tahun 2021. Dengan beroperasinya SUTET ini maka keandalan Subsistem Banda Aceh menjadi sangat baik, sehingga potensi padam akibat gangguan sistem menjadi lebih kecil.

    - Untuk perkuatan kota Pekanbaru saat ini sedang dibangun GIS di dalam kota yaitu GIS Kota Pekanbaru yang terkoneksi radial melalui SKTT ke GI Garuda Sakti. Selain itu juga dibangun SUTT Perawang - New Garuda Sakti sebagai *incomer* Subsistem Riau ke *backbone* Sumatera yang akan beroperasi pada tahun 2021.

    - Untuk perkuatan kota Padang akan dibangun GIS Kota Padang (Target COD tahun 2022) dan GIS Bingkuang (Target COD tahun 2025) dengan memotong *double phi* SUTT 150 kV PIP - Pauh Limo.

    - Untuk perkuatan kota Jambi akan dibangun GIS Kota Jambi dengan koneksi radial melalui SKTT ke GI Payo Selincah (COD tahun 2024).

    - Untuk perkuatan Kota Bandar Lampung, akan dibuat *looping* SUTT New Tarahan - Garuntang - Teluk Betung. Selain itu juga dibangun GI Jati Agung yang terkoneksi radial melalui SUTT 150 kV ke GI Sukarame.

6. Mempercepat interkoneksi 150 kV Sumatera–Bangka melalui kabel laut. Tujuan interkoneksi adalah untuk memenuhi kebutuhan listrik di pulau Bangka, menurunkan biaya produksi dan meningkatkan keandalan sistem. Interkoneksi dengan kabel laut ini diharapkan dapat beroperasi penuh pada tahun 2022.

7. Sehubungan dengan tingginya potensi pertumbuhan beban di pulau-pulau sekitar Provinsi Riau, maka direncanakan pembangunan transmisi dan kabel

laut dari Sistem Sumatera ke Pulau Bengkalis dan Selat Panjang yang direncanakan beroperasi pada tahun 2023, serta pembangunan kabel laut 150 kV dari Selat Panjang – Tanjung Balai Karimun di tahun 2025.

8. Rencana interkoneksi Sumatera-Malaysia, seperti yang sudah dijelaskan pada sub-bab pengembangan sistem pembangkit di atas, direncanakan menggunakan sistem HVDC 500 kV. Pemilihan interkoneksi menggunakan DC adalah untuk memperkecil resiko interaksi gangguan stabilitas dari kedua Sistem, sehingga gangguan stabilitas di Sistem Malaysia tidak dirasakan oleh Sistem Sumatera, serta sebaliknya. Interkoneksi ini dikoneksikan langsung dengan jalur *backbone* 500 kV Sumatera, sehingga dari sisi kualitas daya tidak ada kendala. Berdasarkan *joint study* sebelum nya transmisi yang menghubungkan ke Malaysia adalah menggunakan SUTT HVDC dan *submarine cable* dengan kapasitas 600 MW serta *switching station* di sisi Indonesia berada di Pulau Rumpat. Kapasitas interkoneksi 600 MW tersebut masih dapat ditingkatkan sesuai kesepakatan selanjutnya (dengan dasar *joint study* terbaru) selama mendapatkan nilai keekonomian di kedua belah pihak.

9. Seperti yang di sampaikan pada sub-bab pengembangan sistem pembangkit terdapat potensi interkoneksi Sumatera-Singapore. Sama seperti rencana interkoneksi ke Malaysia, pada interkoneksi ke Singapore ini juga direncanakan menggunakan sistem HVDC 500 kV. Jalur interkoneksi ini akan berbeda dengan jalur interkoneksi HVDC ke Malaysia, sehingga biaya fasilitas untuk interkoneksi ini dapat lebih terukur (hanya *recovery cost* dan *maintenance cost* saja).

10. Selain untuk menjangkau potensi beban di Singapore, Jalur ini juga dimungkinkan untuk menjangkau potensi beban di KEK di Pulau Bintan. Selama keekonomian nya tercapai, dan adanya kesepakatan untuk *sharing recovery investment* yang adil, maka tidak menutup kemungkinkan juga dibuat *station converter* di Sistem Bintan.

11. Interkoneksi Sistem Sumatera dengan sistem PHR yang berbeda frekuensi AC (Frekuensi Sistem Sumatera 50 Hz dan Sistem Rokan 60 Hz) direncanakan akan terkoneksi di tahun 2024. Koneksi akan menggunakan konverter HVDC *back to back*, sehingga sama seperti interkoneksi antar negara, sistem PHR tidak akan merasakan jika terjadi gangguan di Sistem Sumatera. Selain itu juga dengan adanya *converter* yang dapat bekerja secara elektronika daya, sehingga jika diperlukan perubahan yang cepat (daya

ataupun frekuensi) dapat diakomodir melalui *converter* ini. Kapasitas *converter* yang direncanakan adalah 5x100 MW, namun kapasitas ini dapat disesuaikan kembali sesuai dengan kondisi terkini. Penyesuaian kapasitas tersebut tetap memperhatikan kehandalan dan keekonomian di kedua belah pihak.

Tabel 5.109 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sumatera (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500 kV AC	892	480			1.000	160			100		**2.632**
500 kV DC										300	**300**
275 kV	676	236	1.347	140	280	40	180				**2.899**
150 kV	1.059	1.072	1.359	376	660	180	224	596	359	442	**6.327**
70 kV					70				52	70	**192**
Jumlah	**2.627**	**1.788**	**2.706**	**516**	**2.010**	**380**	**404**	**596**	**511**	**812**	**12.350**

Tabel 5.110 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Wilayah Sumatera (MVA)

Gardu Induk	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500/275 kV	1500	1000			1500		500				**4.500**
500 kV DC										750	**750**
275/150 kV	2000	750	1000	500	250		500		250		**5.250**
150/230 kV				500							**500**
150/20 kV	570	780	870	750	1050	570	810	630	300	180	**6.510**
70/20 kV					30					30	**60**
Jumlah	**4.070**	**2.530**	**1.870**	**1.750**	**2.830**	**570**	**1.810**	**630**	**550**	**960**	**17.570**

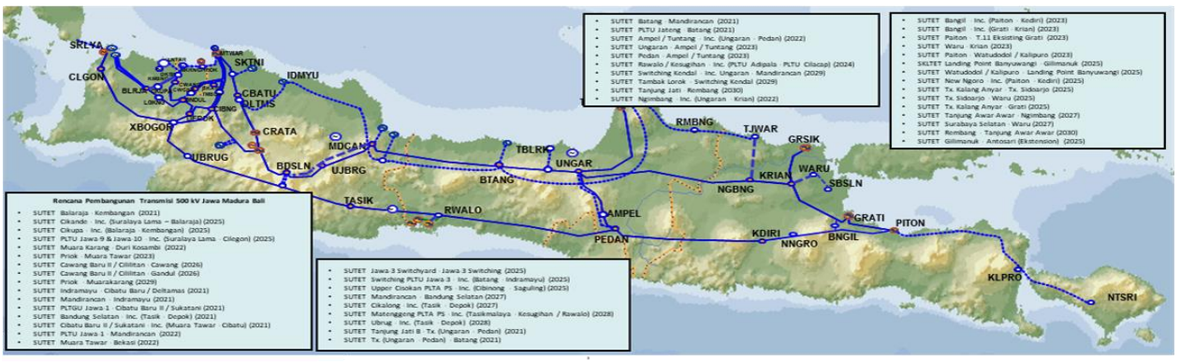
5.9.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Jawa, Madura dan Bali

Pengembangan sistem transmisi di Sistem Jawa, Madura dan Bali secara umum terbagi menjadi 3 (tiga) kriteria yaitu evakuasi, penjualan dan keandalan.

1. Kriteria evakuasi dimaksudkan untuk mengirimkan daya dari pembangkit-pembangkit baru maupun ekspansi, baik yang terkoneksi ke sistem 500 kV maupun ke sistem 150 kV. Selain itu, perkuatan *backbone* di sistem Jawa Bali juga termasuk pada kriteria ini, fungsinya adalah meningkatkan kekuatan dari sistem baik kekuatan saat kondisi tunak maupun dinamik, sehingga menghindari potensi pemadaman meluas. Kriteria evakuasi ini juga berfungsi untuk mengirimkan daya dari *backbone* ke sistem dengan level tegangan lebih rendah yang biasanya berlokasi di sekitar pusat beban, umumnya kriteria ini dapat menurunkan BPP sistem karena pasokan energi murah dari pembangkit besar di sistem tegangan ekstra tinggi (500 kV) akan menggantikan pasokan energi dari pembangkit dengan skala lebih kecil yang terkoneksi di sistem tegangan tinggi (150 kV).

2. Kriteria penjualan dimaksudkan untuk peningkatan penjualan guna memenuhi kebutuhan beban. Penentuan lokasi GI baru secara ideal adalah di pusat beban, namun terkadang akan sedikit menjauh dari pusat beban dengan mempertimbangkan kondisi non-teknis. Pengembangan transmisi sebagai koneksi ke GI yang dimaksudkan di atas disesuaikan dengan beberapa aspek lain seperti kesiapan transmisi *existing*, kesiapan GI *existing* serta rencana pengembangan ke depannya.
3. Kriteria keandalan dimaksudkan untuk menjaga atau meningkatkan keandalan penyaluran. Kriteria ini umumnya berupa pengembangan transmisi terkait *looping* dalam subsistem, *looping* antar-subsistem, peningkatan kapasitas transmisi (*reconductoring*) agar memenuhi kriteria N-1, maupun pekerjaan pra-syarat dari pekerjaan lain (*workability*).

Pengembangan transmisi 500 kV di Sistem Jawa-Bali sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.25, Pengembangan transmisi di Jawa, Madura dan Bali lebih detail dapat dilihat pada lampiran per provinsi (Lampiran B).



Gambar 5.25 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jawa Bali Tahun 2021-2030

Memperhatikan pembangunan SUTET dan SUTT yang sering terlambat karena masalah perizinan, ROW dan sosial, serta kebutuhan tambahan daya yang mendesak, maka PLN perlu melakukan usaha meningkatkan kapasitas transmisi dalam waktu dekat. Pembangunan SUTET dengan menggunakan rute baru akan memerlukan waktu yang lama sehingga upaya yang dapat dilakukan adalah *reconductoring* beberapa ruas transmisi 500 kV atau 150 kV dan mulai memanfaatkan ruas transmisi 150 kV *existing* untuk dibangun menjadi transmisi 500 kV di kota-kota besar di Sistem Jawa Bali. Pada beberapa daerah yang memiliki sistem 66 kV, untuk meningkatkan kapasitas aliran daya serta keandalan pasokan maka jalur transmisi 66 kV akan dimanfaatkan untuk transmisi 150 kV.

Berdasarkan teknologi instalasi dan konfigurasi kabel tanah (SKTT/SKTET) yang akan mempengaruhi kapasitas arus hantar dari kabel tanah tersebut, maka data

konduktor SKTT/SKTET tidak dicantumkan pada lampiran karena secara kebutuhan sistem, nilai minimal kuat hantar arus yang dibutuhkan. Hal tersebut juga berlaku kepada pekerjaan *reconductoring* dimana penyesuaian kapasitas dengan kekuatan dari *tower*, artinya konduktor baru dalam pekerjaan *reconductoring* akan memiliki berat yang relatif sama dengan konduktor *existing*. Namun, kondisi *tower existing* (dan di sekitar pondasi *tower*) di sistem Jawa Bali tidak sama, sehingga data konduktor tidak ditampilkan. Pada Tabel 5.111 dan Tabel 5.112 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di Jawa, Madura dan Bali

Tabel 5.111 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Jawa, Madura dan Bali (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500 kV	1.319	72	440	28	537	41	321	128	107	720	3.713
150 kV	729	772	1.141	1.232	1.755	459	602	1.199	729	372	8.991
70 kV	-	-	-	-	12	-	-	-	-	-	12
Total	**2.048**	**844**	**1.581**	**1.260**	**2.304**	**500**	**923**	**1.327**	**836**	**1.052**	**12.716**

Tabel 5.112 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Jawa, Madura dan Bali (MVA)

Gardu Induk	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500/150 kV	1.000	4.000	3.500	2.000	5.500	1.500	1.500	4.000	3.000	3.000	29.000
150/70 kV	100	-	-	-	100	-	-	-	-	-	200
150/20 kV	2.130	2.520	1.920	1.020	1.740	900	1.080	1.140	1.470	1.680	15.600
70/20 kV	120	60	-	-	-	-	-	-	-	30	210
Total	**3.350**	**6.580**	**5.420**	**3.020**	**7.340**	**2.400**	**2.580**	**5.140**	**4.470**	**4.710**	**45.010**

Dari Tabel 5.111 terlihat bahwa pengembangan transmisi 500 kV untuk mengevakuasi daya terkait dengan program percepatan pembangkit juga dimaksudkan untuk perkuatan *backbone* di Sistem Jawa Bali, pada RUPTL ini hingga tahun 2030 tegangan tertinggi yang akan menjadi *backbone* sistem adalah transmisi 500 kV. Alternatif pengenalan level tegangan yang lebih tinggi dari 500 kV di Sistem Jawa Bali masih dalam proses kajian.

Sistem transmisi 66 kV pada dasarnya sudah tidak dikembangkan lagi, bahkan di sistem 66 kV di Jawa Timur dan Jawa Barat banyak yang ditingkatkan *(uprating)* menjadi 150 kV. Program pemasangan trafo-trafo 150/66 kV dan 66/20 kV pada tabel tersebut selain merupakan relokasi trafo-trafo yang telah dilakukan *uprating* sebelumnya juga termasuk satu rencana implementasi jaringan distribusi khusus 66 kV.

Jawa Bagian Barat

- Ruas SUTET Duri Kosambi - Muara Karang dan Priok – Muara Tawar beserta GITET Muara Karang, GITET Priok dan IBT Muara Tawar yang dimaksudkan untuk membagi pasokan beban-beban di sisi utara Jakarta yang saat ini dipasok dari GITET di sisi selatan Jakarta. Secara ekonomis *looping* utara Jakarta beserta GITET terkaitnya akan mengurangi ketergantungan Sistem Jakarta ke pembangkit gas.
- Ruas SUTET yang harus dilakukan untuk peningkatan keandalan dan normalisasi SUTET "segi empat" Muara Tawar – Bekasi – Cawang – Cibinong adalah SUTET Muara Tawar – Bekasi yang akan menelusuri Banjir Kanal Timur dan ekstensi di GITET Bekasi Sehingga konfigurasi final dari transmisinya adalah "*double phi*" pada keempat GITET tersebut.
- GITET Cikupa, *incomer* SUTET terkait, dan outlet 150 kV-nya dimaksudkan untuk memasok daerah industri Tangerang yang saat ini dipasok oleh Subsistem Balaraja – Lontar - Kembangan.
- GITET Cililitan beserta SUTET terkait dan outlet 150 kV-nya dimaksudkan untuk memasok pusat beban di Jakarta yang saat ini dipasok dari GITET Cawang.
- Rencana GITET Cikande beserta SUTET dan outlet 150kV-nya dimaksudkan untuk tambahan pasokan Subsistem Cilegon serta membagi Subsistem yang saat ini dipasok hanya dari sisi Barat Banten.

Jawa Bagian Tengah

- Terkait peningkatan pasokan ke pusat industri di Bekasi, Cikarang, Karawang dan sekitarnya terdapat 1 GITET baru yang sudah dalam progres pekerjaan yaitu GITET Sukatani untuk memasok kawasan industri di sisi utara Karawang.
- Perkuatan hilir dari koridor utara adalah pembangunan SUTET Mandirancan-Bandung Selatan (baru) dan SUTET Bandung Selatan – *incomer* (Tasik – Depok) beserta GITET Cikalong.
- Rencana pembangunan SUTET 500 kV baru adalah ruas SUTET dari Tanjung Jati B – Batang – Mandirancan (dengan konfigurasi final tidak terkoneksi ke GITET Mandirancan) – Indramayu - Deltamas, atau yang dikenal dengan *Central West Java Transmission Line*. *Central West Java Transmission Line* selain berfungsi untuk evakuasi pembangkit skala besar PLTU Jawa-4, PLTU Jawa Tengah (Batang) dan PLTU Jawa-3 dimaksudkan untuk memperkuat *backbone* Sistem Jawa Bali dengan

menambah koridor baru yang saat ini terdapat 2 koridor, yaitu koridor utara (Ungaran – Mandirancan) dan koridor selatan (Pedan – Tasik). Panjangnya ruas SUTET ini sudah diberikan opsi mitigasi jangka menengah yaitu koneksi sementara ke GITET Mandirancan untuk evakuasi melalui SUTET *existing* Mandirancan – Bandung Selatan, serta perkuatan jalur pantura 150 kV untuk evakuasi daya melalui sistem 150 kV Jawa Tengah ke Jawa Barat. Sebagian ruas transmisi sudah beroperasi dan sedang dalam proses kontruksi.

- GITET Ubrug dilakukan sebagai peningkatan keandalan di Bogor.
- Untuk meningkatkan pasokan di Jawa Tengah bagian selatan, dibutuhkan GITET Ampel untuk memasok sebagian beban yang saat ini dipasok oleh GITET Pedan.

Jawa Bagian Timur, Madura dan Bali

- Peningkatan pasokan ke kota Surabaya, Sidoarjo dan sekitarnya dengan pembangunan GITET Waru (yang sebelumnya adalah GITET Tandes yang lokasinya kurang strategis dibandingkan GITET Waru).
- Pasokan ke kota Malang melalui GITET Bangil.
- Pasokan ke kawasan industri di Mojokerto melalui GITET Ngoro.
- Transmisi 500 kV Paiton – Antosari atau yang dikenal dengan Jawa Bali *Connection* (JBC) dimaksudkan untuk antisipasi beban di Pulau Bali dengan pasokan energi murah dari pembangkit-pembangkit skala besar di Sistem Jawa. Pembangunan transmisi ini juga untuk mendukung visi *clean and green* dari pemerintah Bali, dimana pembangunan pembangkit di Bali akan diutamakan menggunakan energi baru dan terbarukan (EBT). Alternatif penyelesaian JBC adalah penggunaan teknologi *Multi Column Tower* dan Saluran Kabel Laut Tegangan Ekstra Tinggi (SKLTET) 500 kV atau seluruhnya menggunakan SKLTET 500 kV. Solusi jangka pendek dan menengah terkait penyelesaian JBC antara lain GITET Watudodol / Banyuwangi beserta SUTET terkait, regasifikasi pembangkit di Bali, dan instalasi BESS.
- Pasokan ke GITET Surabaya Selatan melalui SUTET Waru-Surabaya Selatan yang memanfaatkan jalur SUTT 150 kV *existing*.
- *Intertie* SUTET Grati – Tx. Sidoarjo – Waru dan SUTET Bangil – Inc. Grati – Krian yang bertujuan untuk perkuatan Sistem Jawa bagian Timur untuk menghindari pemadaman meluas.

Interkoneksi Sumatera Jawa

Transmisi Interkoneksi Sumatera-Jawa (ISJ) HVDC sebelumnya bertujuan untuk mengirimkan energi murah dari Sumatera ke Jawa, namun selanjutnya interkoneksi tersebut berubah fungsi sebagai *power sharing* antara Sistem Sumatera dan Sistem Jawa-Bali. Pandemi COVID-19 berdampak pada penurunan kebutuhan listrik secara signifikan, sedangkan di sisi lain terdapat banyak pembangkit IPP skala besar yang sudah *committed* dan akan segera beroperasi di Sistem Jawa-Bali dan Sistem Sumatera, sehingga terdapat potensi terjadinya kelebihan pasokan (*over supply*) di kedua sistem tersebut. Dengan mempertimbangkan pertumbuhan listrik yang sangat rendah dan adanya kelebihan pasokan di kedua sistem, maka *benefit* yang diharapkan dari Interkoneksi Sumatera-Jawa tidak sebanding dengan biaya *(cost)* yang diperlukan untuk pembangunan interkoneksi tersebut.

Apabila Interkoneksi Sumatera Jawa difungsikan sebagai infrastruktur untuk meningkatkan keandalan sistem, maka diusulkan sebagai program yang dapat didanai oleh Pemerintah. Mempertimbangkan optimasi biaya dari interkoneksi ini, maka perlu dikaji lebih lanjut terkait kemungkinan dibangunnya interkoneksi dengan kapasitas bertahap mulai dari 1.000 MW, dan selanjutnya dapat dilakukan ekspansi di masa yang akan datang.

5.9.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Kalimantan

Pengembangan transmisi di Kalimantan diutamakan untuk menghubungkan sistem-sistem yang belum terinterkoneksi. *Cross-border interconnection* antara Kalimantan Barat dan Serawak yang sudah beroperasi akan meningkatkan keandalan dan efisiensi operasi sistem tenaga listrik di Kalbar.

Untuk menghubungkan Sistem Kalbar dengan Sistem Kalseltengtimra, akan dibangun transmisi 150 kV pada tahun 2023 untuk meningkatkan keandalan pasokan. Dalam jangka panjang, sistem tenaga listrik se-Kalimantan direncanakan akan terhubung menjadi satu yaitu *Grid* Borneo sebagai *backbone* interkoneksi Sistem Kalimantan.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Kalimantan sebagaimana terlihat pada Tabel 5.113, Tabel 5.114 dan Gambar 5.26.

Tabel 5.113 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Kalimantan (kms)

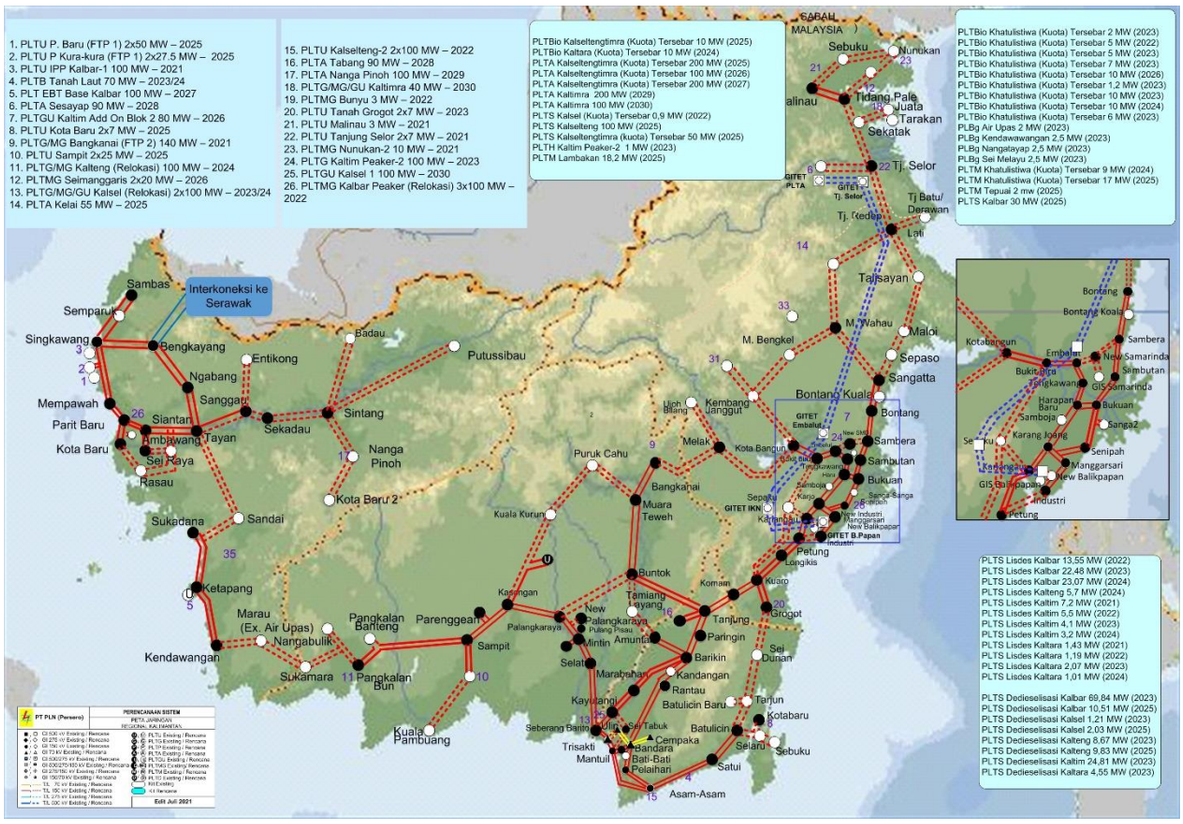
Satuan kms

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500 kV AC	-	-	-	-	-	-	-	1.140	-	-	**1.140**
150 kV	1.446	2.630	2.284	1.617	1.120	240	10	540	-	-	**9.887**
Jumlah	**1.446**	**2.630**	**2.284**	**1.617**	**1.120**	**240**	**10**	**1.680**	**-**	**-**	**11.027**

Tabel 5.114 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Kalimantan (MVA)

Satuan MVA

Gardu Induk	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	3.000	-	-	**3.000**
150/20 kV	550	570	300	330	240	60	120	1.080	60	-	**3.310**
Jumlah	**550**	**570**	**300**	**330**	**240**	**60**	**120**	**4.080**	**60**	**-**	**6.310**



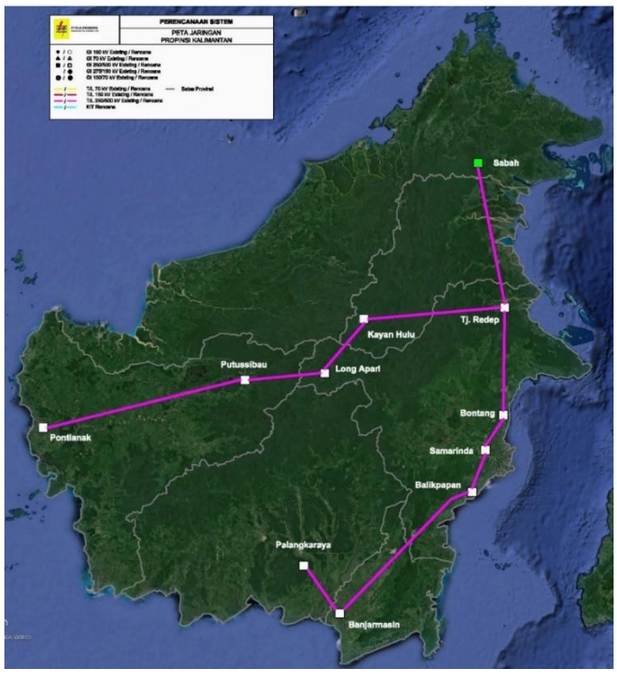
Gambar 5.26 Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Tahun 2021 - 2030

Gambar 5.26 menunjukkan rencana pengembangan transmisi Kalimantan tahun 2021 - 2030 dan rencana *backbone* Kalimantan 500 kV tahap awal yang direncanakan membentang dari Kalimantan Utara ke Kalimantan Timur (jalur pada peta dengan garis biru). Khusus untuk rencana PLTA yang mendukung pembangunan Ibu Kota Negara yang baru, letak lokasi pada peta hanya merupakan indikasi awal dari lokasi pembangkit yang kemungkinan dapat berubah sesuai lokasi sumber air dan kajian titik koneksi pembangkit ke sistem tenaga listrik.

Beberapa proyek transmisi strategis di sistem Kalimantan antara lain:

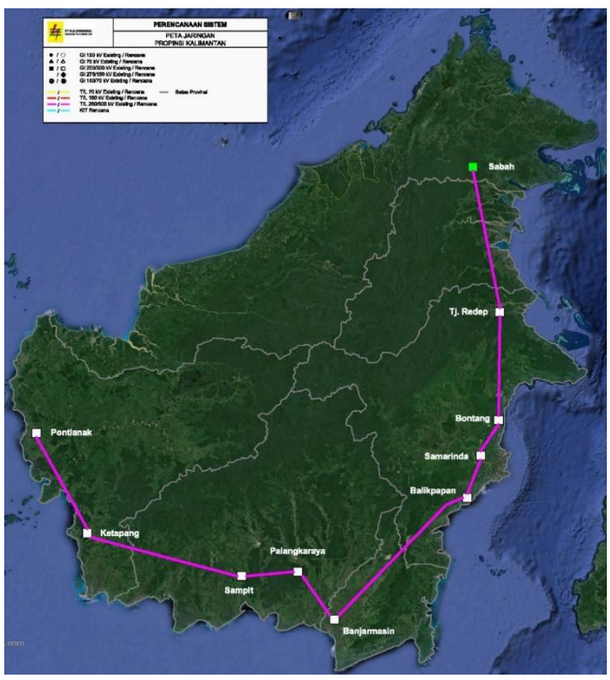
- Transmisi Sukadana – Ketapang – Kendawangan untuk membentuk Sistem Ketapang.
- Transmisi Tayan – Sandai – Sukadana untuk interkoneksi Sistem Ketapang ke Sistem Kalbar.
- Transmisi Kendawangan – Sukamara untuk interkoneksi Sistem Kalbar dan Sistem Kalseltengtimra.
- Transmisi Ambawang – Sei Raya untuk untuk memperkuat pasokan ke pusat beban.
- Transmisi 150 kV Bangkanai – Melak – Kota Bangun akan memperkuat interkoneksi Kalseltengtimra.
- Transmisi 150 kV Embalut – New Samarinda – Sambera untuk mendukung evakuasi daya dari pembangkit di Embalut ke pusat beban.
- Transmisi 150 kV Tanjung Redep – Tanjung Selor – Tidang Pale – Malinau untuk meningkatkan keandalan pasokan ke Ibukota Provinsi Kalimantan Utara dan Kabupaten serta Kota di Kalimantan Utara .
- Transmisi 150 kV Sangatta – Tanjung Redep untuk menghubungkan Sistem Kalseltengtim dengan Sistem Kalimantan Utara.

Sesuai dengan *Masterplan* Sistem Kelistrikan Pulau Kalimantan, *backbone* Kalimantan akan menggunakan tegangan 500 kV. Sedangkan jalur transmisi diusulkan ada tiga alternatif yaitu Jalur Utara, Jalur Selatan dan Jalur *Ring*.
Jalur Utara dengan melalui Pontianak (Kalbar) – Putussibau (Kalbar) – Long Apari (Kaltim) – Kayan Hulu (Kaltara) – Tanjung Redep (Kaltara) – Bontang (Kaltim) – Samarinda (Kaltim) – Balikpapan (Kaltim) – Banjarmasin (Kalsel) – Palangkaraya (Kalteng). Serta terdapat interkoneksi antara Tanjung Redep (Kaltara) dengan Sabah (Malaysia). Gambar berikut menunjukkan rencana *Grid* Borneo Jalur Utara.



Gambar 5.27 Perencanaan *Backbone Grid* Borneo Jalur Utara

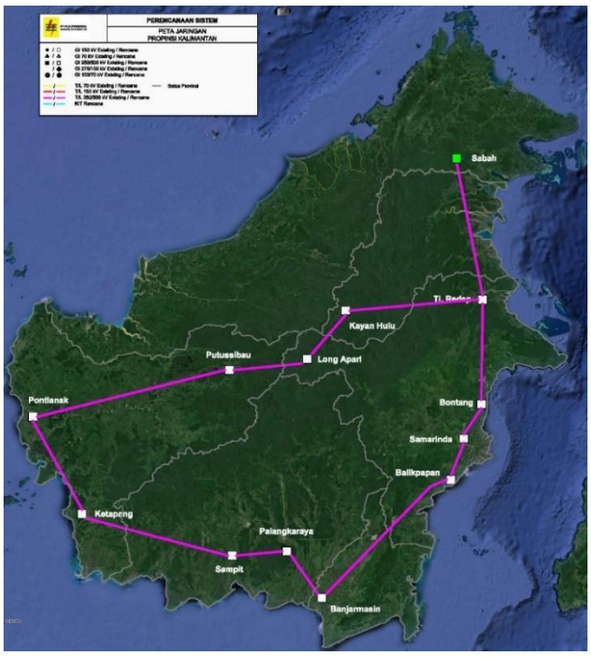
Jalur Selatan dengan melalui Pontianak (Kalbar) – Ketapang (Kalbar) – Sampit (Kalteng) – Palangkaraya (Kalteng) – Banjarmasin (Kalsel) – Balikpapan (Kaltim) – Samarinda (Kaltim) – Bontang (Kaltim) – Tanjung Redep (Kaltara) – Sabah (Malaysia). Gambar berikut menunjukkan rencana *Grid* Borneo Jalur Selatan.



Gambar 5.28 Perencanaan *Backbone Grid* Borneo Jalur Selatan

Jalur *Ring* dengan melalui Pontianak (Kalbar) – Ketapang (Kalbar) – Sampit (Kalteng) – Palangkaraya (Kalteng) – Banjarmasin (Kalsel) – Balikpapan (Kaltim) – Samarinda (Kaltim) – Bontang (Kaltim) – Tanjung Redep (Kaltara) – Kayan Hulu (Kaltara) – Long Apari (Kaltim) – Putussibau (Kalbar) – Pontianak (Kalbar). Serta

terdapat interkoneksi antara Tanjung Redep (Kaltara) – Sabah (Malaysia). Gambar berikut menunjukkan rencana *Grid* Borneo Jalur *Ring*.



Gambar 5.29 Perencanaan *Backbone Grid* Borneo Jalur *Ring*

Untuk lokasi GITET dan transmisi 500 kV masih dalam tahap kajian dan akan disesuaikan dengan lahan yang tersedia serta konfigurasi yang optimal dalam memasok beban.

Jaringan transmisi *backbone* Kalimantan direncanakan juga untuk memasok kebutuhan energi Ibu Kota Negara (IKN) yang baru dari PLTA di Kalimantan Utara. IKN akan dipasok dari beberapa GITET yang kemudian disalurkan ke beberapa gardu induk 150 kV yang mengelilinginya. Untuk jaringan 150 kV yang menghubungkan GI di IKN akan menggunakan teknologi UGC.

5.9.4. Pengembangan Sistem Penyaluran Sulawesi

Di Sulawesi terdapat dua sistem interkoneksi yang cukup besar yaitu Sistem Sulbagut dan Sistem Sulbagsel, dengan menggunakan level tegangan 275 kV, 150 kV dan 70 kV. Untuk pengembangan *backbone* transmisi di Regional Sulawesi di rencanakan pengembangan di sisi Selatan Sulawesi untuk konstruksi dan operasi pada level tegangan 275 kV (PLTA Bakaru II – Palopo – Sidrap – Daya Baru – Punagaya), sedangkan pada sisi tenggara direncanakan konstruksi tegangan 500 kV, namun pada awal pengoperasiannya menggunakan level tegangan 275 kV (Wotu – Bungku – Andowia – Kendari). Hal ini disebabkan pada sisi selatan Sulawesi pembangkit baik eksisting maupun rencana tersebar cukup merata. Sedangkan pada sisi tenggara pelanggan relatif jauh dari

pembangkit. PLTA yang akan dikembangkan untuk memasok pelanggan besar (industri *smelter*) di Sulawesi Tenggara berada di Sulawesi Selatan maupun Sulawesi Tengah.

Pengembangan transmisi dan gardu induk di Sulawesi pada umumnya dibangun untuk menghubungkan sistem-sistem yang selama ini masih *isolated*, membentuk *backbone* transmisi untuk menyalurkan energi dalam jumlah besar ke pusat beban yang lokasinya sangat berjauhan dan untuk menghubungkan antarsistem menjadi sistem yang lebih besar.

Selain itu, pengembangan transmisi dan gardu induk juga untuk melayani kebutuhan beban di ibukota provinsi, kabupaten dan kota, yang memerlukan keandalan tinggi.

Pada Tabel 5.115 dan Tabel 5.116 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di Sulawesi.

Tabel 5.115 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sulawesi (kms)

Satuan kms

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
275 kV			520	135			830				**1.485**
150 kV	1.100	482	2.078	846	122	380	606	93			**5.707**
70 kV						1					**1**
Jumlah	**1.100**	**482**	**2.598**	**981**	**122**	**381**	**1.436**	**93**	-	-	**7.193**

Tabel 5.116 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sulawesi (MVA)

Satuan MVA

Gardu Induk	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
275/150 kV	250		750	250			1.000				**2.250**
150/70 kV	122	60									**182**
150/20 kV	540	330	350	120	150	120	120	480	30		**2.240**
70/20 kV					30						**30**
Jumlah	**912**	**390**	**1.100**	**370**	**180**	**120**	**1.120**	**480**	**30**	-	**4.702**

Dalam kurun waktu tahun 2021-2030, panjang transmisi yang akan dibangun mencapai 7.193 kms dan trafo dengan kapasitas total mencapai 4.702 MVA.

Sistem Interkoneksi Sulawesi.

Pengembangan transmisi di Sulawesi diutamakan untuk membentuk dua sistem besar yaitu Sistem Sulawesi Bagian Selatan (Sulbagsel) dan Sistem Sulawesi Bagian Utara (Sulbagut). Rencana interkoneksi Sulawesi dapat dilakukan jika ada penambahan beban yang signifikan di daerah Tambu-Bangkir. Untuk menjaga kehandalan dan kestabilan Sistem Sulbagut dan Sistem Sulbagsel maka interkoneksi Sistem Sulawesi dapat dilakukan lebih

cepat dengan melihat kajian baik secara operasional maupun finansial. Sesuai instruksi DJK, maka ruas transmisi Tambu-Bangkir dipercepat ke tahun 2024.

Sistem Sulbagsel

Transmisi 150 kV yang menghubungkan Sistem Sulbagsel dengan Sistem Sultra telah beroperasi, sehingga sistem Sulbagsel saat ini telah menghubungkan 4 provinsi di Pulau Sulawesi. Pada Sistem Sulbagsel akan tersambung beberapa proyek PLTA skala besar yang terletak di sekitar perbatasan Sulsel, Sulbar dan Sulteng. Sedangkan potensi beban terutama industri besar pengolahan mineral/tambang diperkirakan akan banyak dibangun di Sultra sebagai sumber utama bahan mentah mineral seperti nikel. Makassar dan sekitarnya sebagai pusat beban, diperkirakan masih akan tumbuh cukup tinggi. Sedangkan di sisi lain, jarak antara pusat energi hidro (PLTA) skala besar dan pusat beban sangat berjauhan sehingga untuk menyalurkannya perlu dibangun SUTET sebagai *backbone*. Potensi pembangkit tenaga hidro banyak berlokasi di Sulawesi Selatan bagian utara dan Sulawesi Tengah. Untuk menyalurkan dayanya ke pusat beban (Sulsel bagian selatan) termasuk untuk melayani beban *smelter* di Kabupaten Bantaeng, direncanakan akan dibangun transmisi *Extra High Voltage* (EHV) dengan konstruksi tegangan 275 kV yang harus selesai pada tahun 2027, khususnya ruas transmisi PLTA Bakaru II – Palopo – Sidrap – Maros/Daya Baru - Punagaya.

Untuk transmisi sisi Tenggara Sulawesi (Wotu – Bungku – Andowia – Kendari), pemilihan level tegangan EHV disesuaikan dengan hasil kajian *Master Plan* Kelistrikan Sulawesi dari Universitas Gajah Mada menggunakan level tegangan 500 kV. Transmisi EHV tersebut menggunakan konstruksi 500 kV dan dioperasikan dengan tegangan 275 kV pada saat awal pengoperasian. Hal ini dilakukan untuk menekan biaya investasi dan mengantisipasi apabila terdapat penambahan beban yang signifikan. Di daerah Sultra dan Sulteng saat ini banyak permintaan daya listrik untuk industri pengolahan tambang mineral Nickel (*smelter*) dengan daya cukup besar, total mencapai lebih dari 500 MVA. Untuk melayani potensi beban industri tersebut, kebutuhan listrik akan dipenuhi dari beberapa PLTA skala besar yang berada di daerah sekitar perbatasan Sulsel, Sulteng dan Sulbar. Apabila terdapat potensi beban besar yang dapat masuk lebih awal maka pengembangan SUTET 275 kV Wotu – Bungku – Andowia – Kendari akan dilakukan lebih awal. Jika beban nantinya

tumbuh tinggi, maka pengoperasian transmisi akan dilakukan dengan tegangan 500 kV.

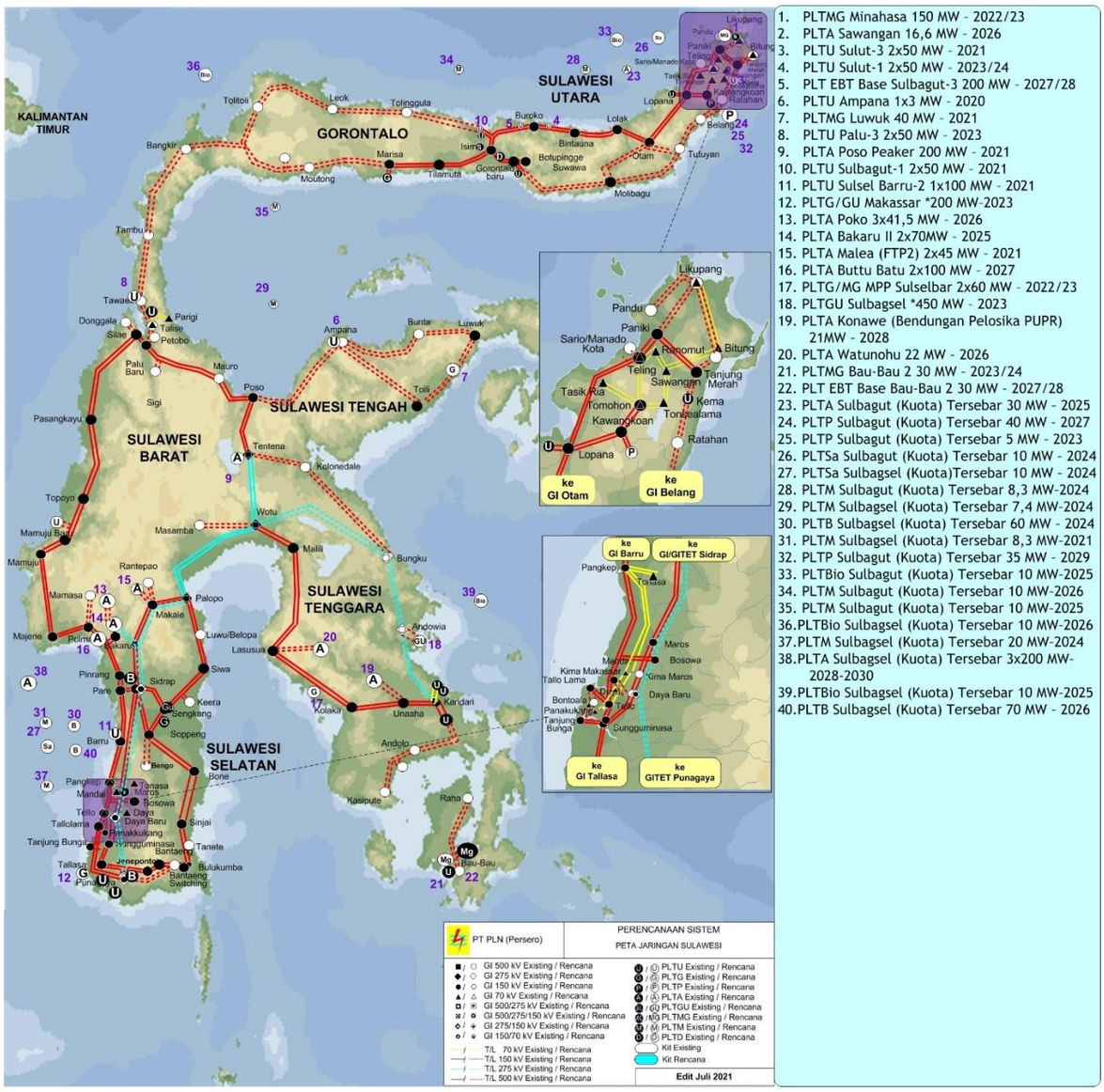
Transmisi EHV tersebut direncanakan membentang dari pusat PLTA skala besar sampai Kendari melalui Wotu dan Bungku, serta dari pusat PLTA sampai Punagaya melalui GITET Bakaru II, Sidrap dan Daya Baru. Kedua jalur transmisi EHV tersebut selanjutnya akan dihubungan dengan transmisi EHV melalui gardu induk tegangan ekstra tinggi (GITET) Palopo untuk meningkatkan keandalan, stabilitas sistem dan meningkatkan fleksibilitas operasi.

Seiring dengan rencana pembangunan transmisi EHV tersebut, juga akan dibangun GITET di Bakaru II, Palopo, Sidrap, Maros/Daya Baru, Punagaya, Wotu, Andowia dan Kendari. Selain itu, pengembangan transmisi di Sistem Sulbagsel juga untuk menghubungkan sistem-sistem kecil yang selama ini masih *isolated*, antara lain: Sistem Pasang Kayu dan Topoyo di Sulbar, Ampana, Bunta, Luwuk sampai Toili di Sulteng.

Sistem Sulbagut

Sistem interkoneksi Sulut – Gorontalo saat ini sudah beroperasi, dan selanjutnya akan dikembangkan menjadi Sistem Sulbagut dengan membangun transmisi 150 kV dari Marisa sampai Leok melalui Moutong – Tolitoli - Bangkir – Tambu dan melalui jalur utara Gorontalo – Tolinggula – Leok – Tolitoli. Proyek transmisi ini dijadwalkan akan selesai dan beroperasi sekitar tahun 2023 dan 2024.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Sulawesi sebagaimana terlihat pada Gambar 5.30.



Gambar 5.30 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2021 - 2030

Beberapa proyek transmisi strategis di Sistem Sulawesi antara lain:

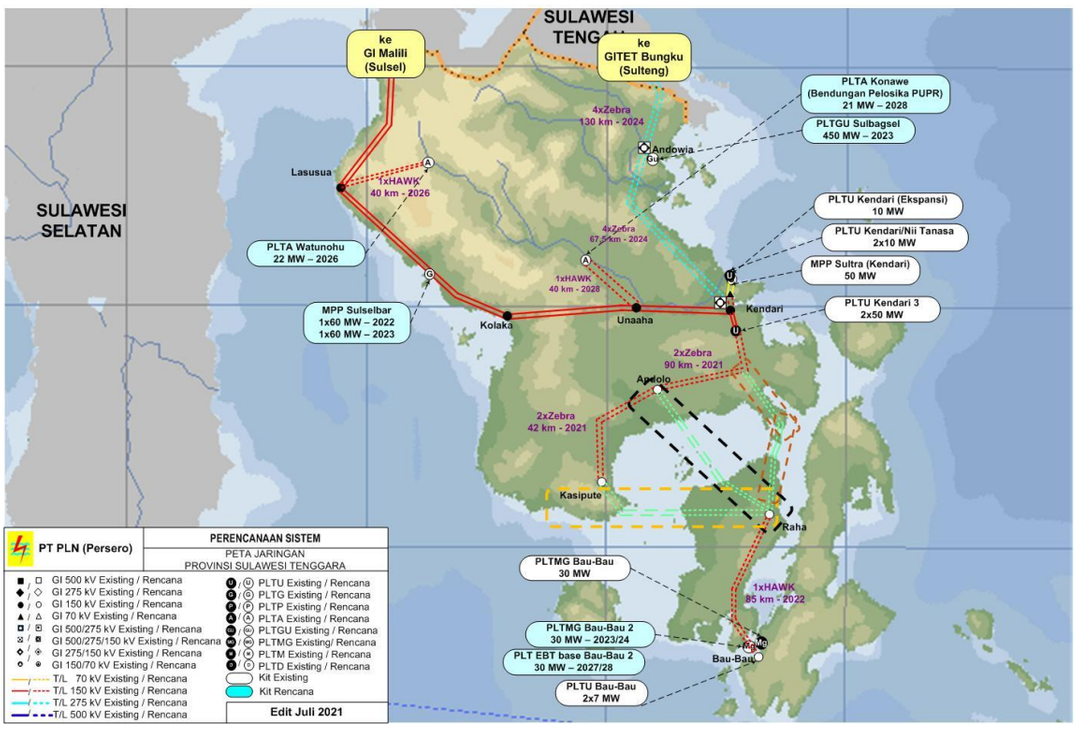
- SUTET sebagai *backbone* untuk evakuasi daya dari pusat PLTA skala besar di sekitar perbatasan Sulsel, Sulbar dan Sulteng ke pusat pertumbuhan beban di Sultra, Makassar dan sekitarnya.
- Transmisi 150 kV Sistem Bau-Bau untuk menyalurkan daya dari pembangkit non BBM ke pusat beban, serta untuk menghubungkan pusat beban di pulau Muna dan pusat beban di pulau Buton.
- Transmisi 150 kV Marisa - Moutong - Tolitoli - Leok dan Gorontalo - Tolinggula - Leok - Tolitoli serta transmisi 150 kV Tolitoli - Bangkir - Tambu, sehingga membentuk Sistem Sulbagut.

Dalam waktu dekat belum terdapat urgensi interkoneksi Tambu-Bangkir untuk kedua sistem baik Sistem Subagsel maupun Sistem Sulbagut. Saat ini

masih terdapat perbedaan BPP yang signifikan antara Sistem Sulbagut dan Sistem Sulbagsel. Selisih ini akan berkurang ketika pembangkit murah masuk ke Sistem Sulbagut (mulai tahun 2021). Ketika tidak terdapat perbedaan BPP yang signifikan maka investasi 180 kms Tambu-Bangkir tidak layak secara finansial. Selain itu daya yang mengalir hanya sekitar 4 MW. Perbedaan BPP antara kedua sistem tidak besar pada tahun 2022 dan 2023 (hanya sekitar Rp 88/kWh) ketika terdapat penambahan pembangkit PLTU Sulut 3 100 MW dan PLTU Sulbagut 1 100 MW di Sistem Sulbagut, sehingga interkoneksi tersebut tidak berdampak signifikan pada penurunan BPP di Sistem Sulbagut.

Pusat beban di Sistem Sulbagut berada di Manado yang jaraknya mencapai 1.058 km dari pusat pembangkit yang ada di Sulbagsel sehingga interkoneksi baru efektif tanpa gangguan *instability* jika beban-beban diantara pusat beban dan pusat pembangkit tumbuh secara merata.

Interkoneksi Tambu-Bangkir belum dibutuhkan pada tahun 2024 karena tidak terdapat perbedaan BPP yang signifikan serta aliran daya hanya 4 MW sehingga benefit tidak sepadan dengan investasi yang dikeluarkan. Interkoneksi Tambu-Bangkir secara teknis dan finansial akan layak ketika pembebanan ruas tersebut mencapai 30 MW tanpa menyebabkan gangguan stability (tahun 2027). Namun sesuai instruksi dari Dirjen Ketenagalistrikan untuk memajukan COD ruas transmisi Tambu-Bangkir ke tahun 2024, maka rencana COD proyek tersebut disesuaikan dengan instruksi dan akan dilaksanakan sebagai penugasan.



Gambar 5.31 Rencana Intekoneksi Sistem Sulbagsel – BauBau Kabel Laut

Rencana interkoneksi transmisi 150 kV Raha – Bau-Bau untuk menyalurkan daya dari pembangkit non BBM ke pusat beban, serta untuk menghubungkan pusat beban di Pulau Muna dan pusat beban di pulau Buton di rencanakan COD pada tahun 2022. Dengan adanya transmisi ini, Sistem Raha akan mendapatkan pasokan dari pembangkit-pembangkit yang lebih murah di Sistem Baubau.

Inisiasi awal rencana interkoneksi antara Sistem Raha ke Grid Sulbagsel, direncanakan dengan tiga opsi jalur yaitu opsi pertama dari GI Kasipute dengan menarik jaringan transmisi 150 kV dan Kabel Laut ke GI Raha estimasi total panjang 156 kms. Opsi kedua interkoneksi direncanakan dari GI Andolo dengan menarik jaringan transmisi 150 kV dan Kabel Laut ke GI Raha estimasi total panjang 170 kms. Untuk Opsi ke tiga, interkoneksi direncanakan dari Inc. 2 phi Andolo-Kendari ke GI Raha estimasi total panjang 152 kms.

Untuk rencana interkoneksi Sistem Sulbagsel – Sistem BauBau dengan menggunakan kabel laut dan transmisi 150 kV perlu dilakukan kajian lebih lanjut baik dari segi operasional dan finansial serta perlu memperhatikan kedalaman palung laut di perairan Sulawesi Tenggara. Jika secara kajian dinyatakan layak dari segi operasional dan finansial diperkirakan interkoneksi dengan menggunakan kabel laut ini dapat beroperasi 5-6 tahun kedepan.

5.9.5. Pengembangan Sistem Penyaluran Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara terdapat beberapa sistem kecil yang melayani ibukota provinsi, kabupaten dan kota, dengan menggunakan transmisi tegangan 70 kV dan 150 kV dan saat ini dalam tahap konstruksi yaitu Sistem Ambon dan Jayapura.

Pengembangan transmisi dan gardu induk di Indonesia Timur pada umumnya dibangun untuk menghubungkan sistem-sistem yang selama ini masih *isolated*, membentuk *backbone* transmisi untuk menyalurkan energi dalam jumlah besar ke pusat beban yang lokasinya sangat berjauhan, dan untuk menghubungkan antarsistem menjadi sistem yang lebih besar.

Selain itu, pengembangan transmisi dan gardu induk juga untuk melayani kebutuhan beban di ibukota provinsi, kabupaten dan kota, yang memerlukan keandalan tinggi.

Pada Tabel 5.117 dan Tabel 5.118 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara.

Tabel 5.117 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Maluku, Papua dan Nusa Tenggara (kms)

Satuan kms

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
150 kV	187	1.293	252	81	50	166	660	5	770	136	**3.600**
70 kV	284	253	-	-	50	240	10	-	-	-	**837**
Jumlah	**471**	**1.546**	**252**	**81**	**100**	**406**	**670**	**5**	**770**	**136**	**4.437**

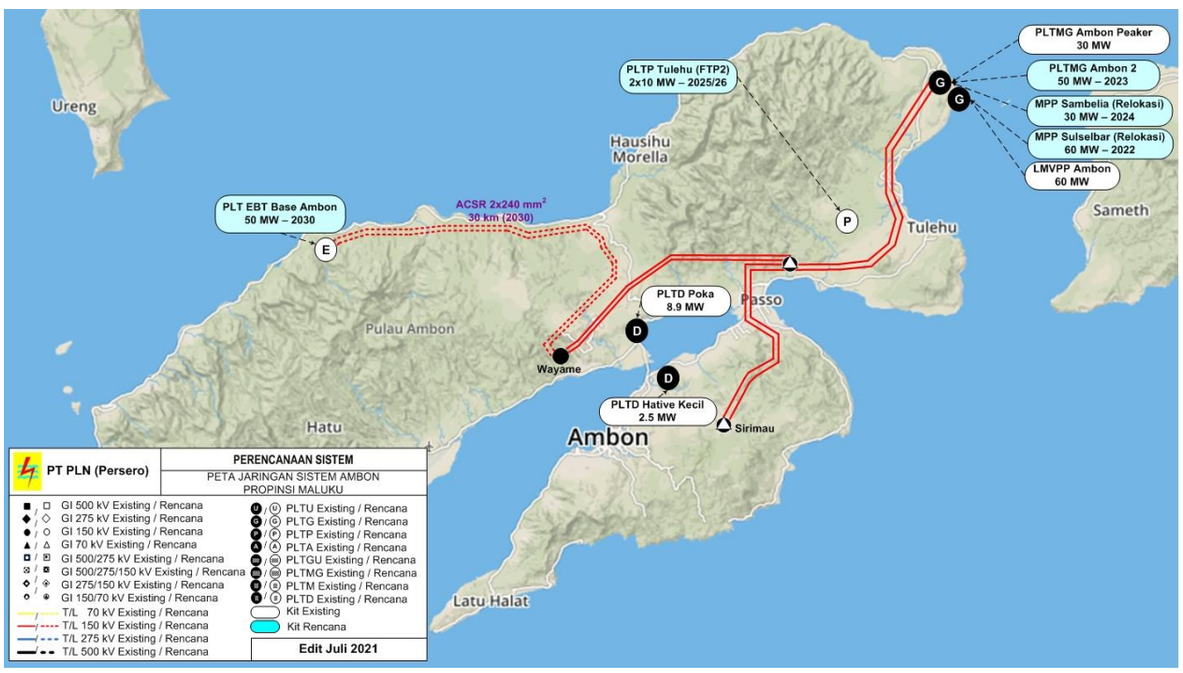
Tabel 5.118 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara (MVA)

Satuan MVA

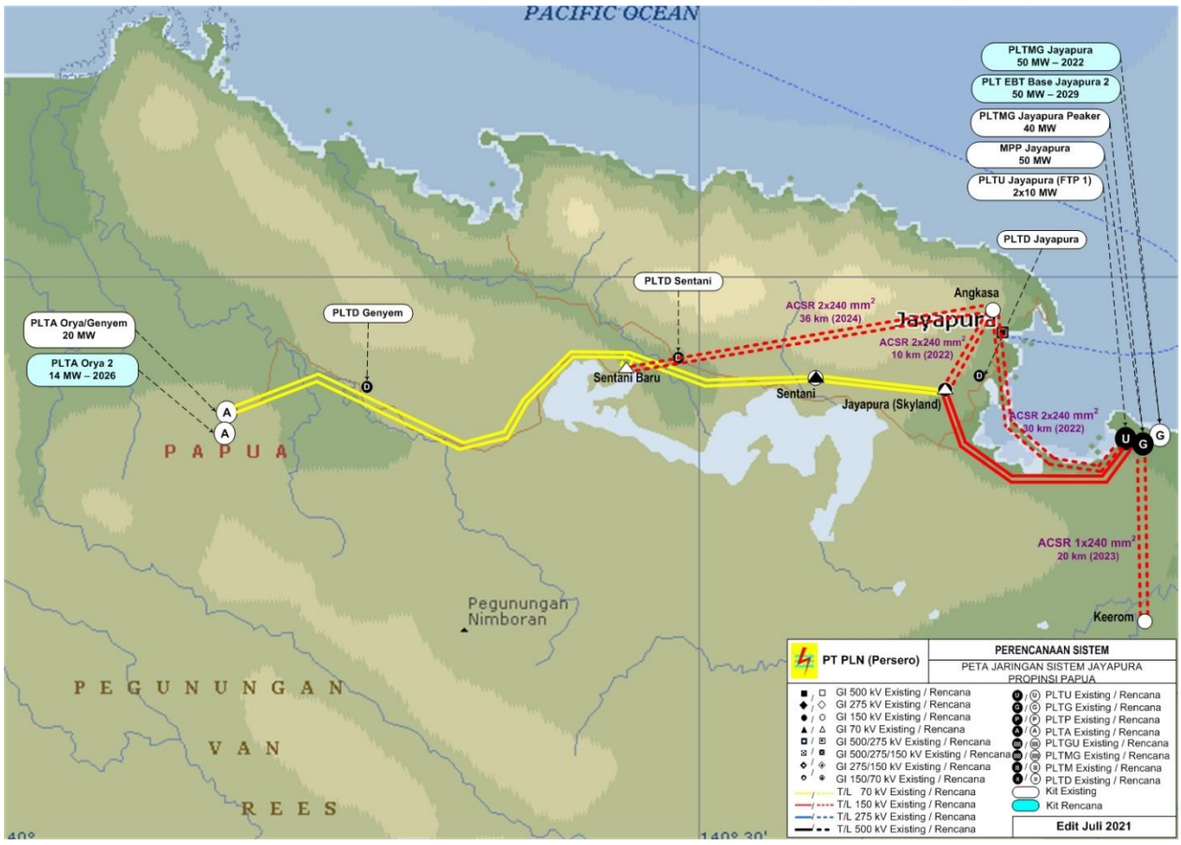
Gardu Induk	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
150/70 kV	60	120	-	60	-	60	-	-	-	-	**300**
150/20 kV	420	500	140	90	20	100	200	330	220	90	**2.110**
70/20 kV	80	310	30	-	-	90	30	30	90	-	**660**
Jumlah	**560**	**930**	**170**	**150**	**20**	**250**	**230**	**360**	**310**	**90**	**3.070**

Dalam kurun waktu tahun 2021-2030, panjang transmisi yang akan dibangun mencapai 4.437 kms dan trafo dengan kapasitas total mencapai 3.070 MVA.

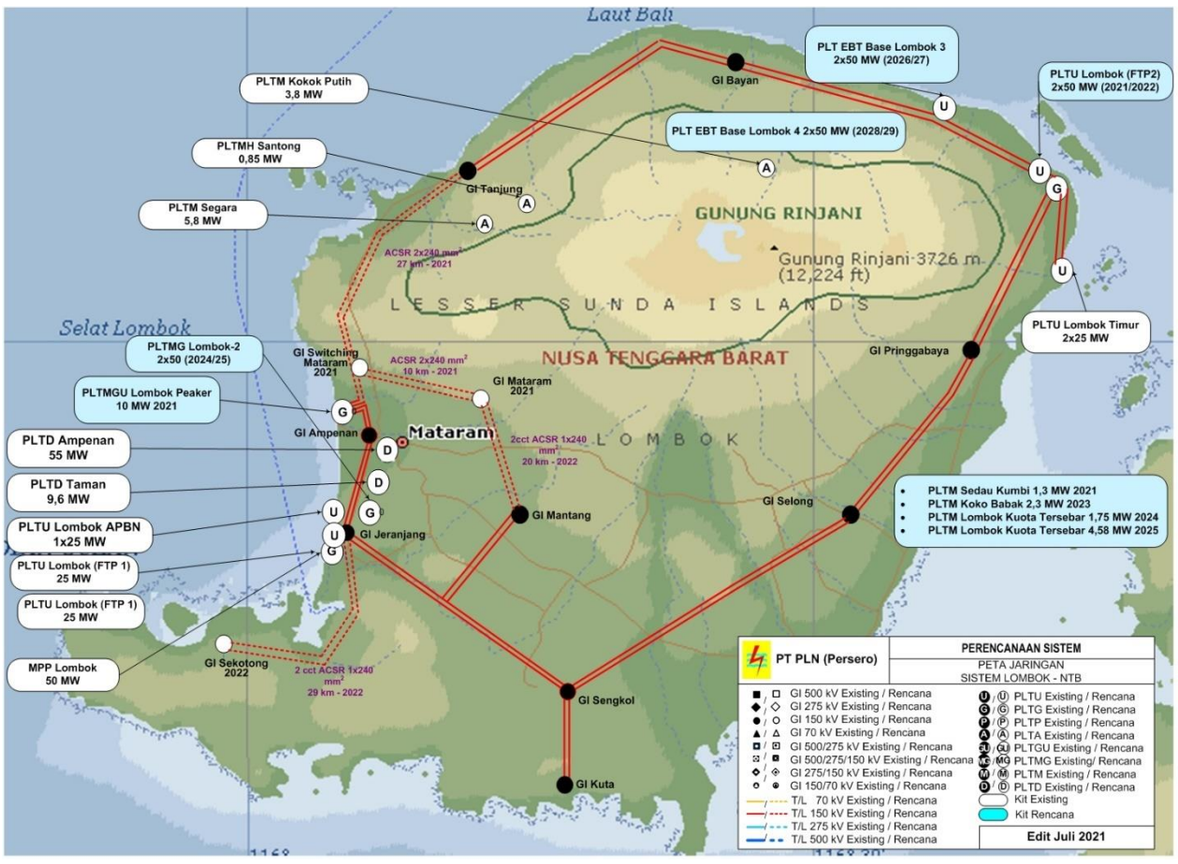
Berikut adalah rencana pengembangan sistem transmisi di Sistem Ambon-Seram, Sistem Jayapura, Sistem Lombok dan Sistem Timor.



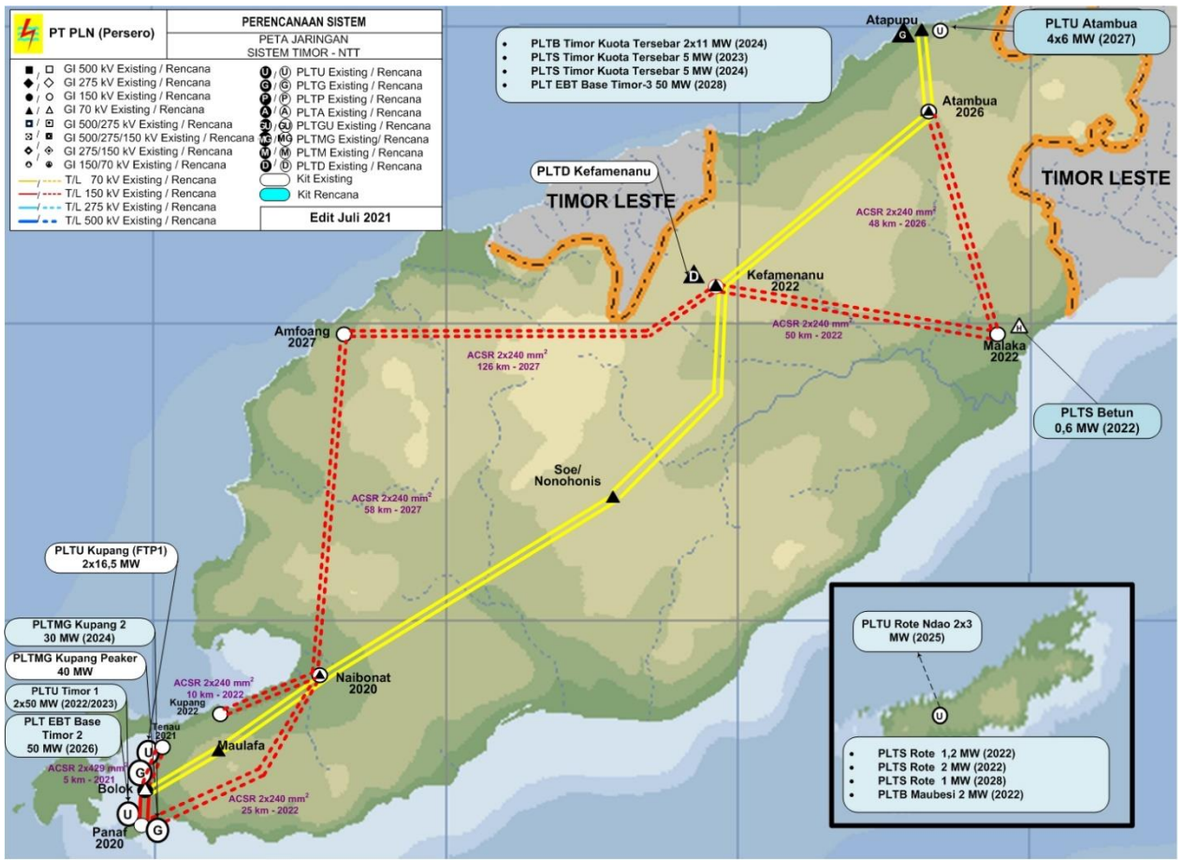
Gambar 5.32 Rencana Pengembangan Transmisi Ambon Tahun 2021 – 2030



Gambar 5.33 Rencana Pengembangan Transmisi Jayapura Tahun 2021 - 2030



Gambar 5.34 Rencana Pengembangan Transmisi Lombok Tahun 2021 - 2030

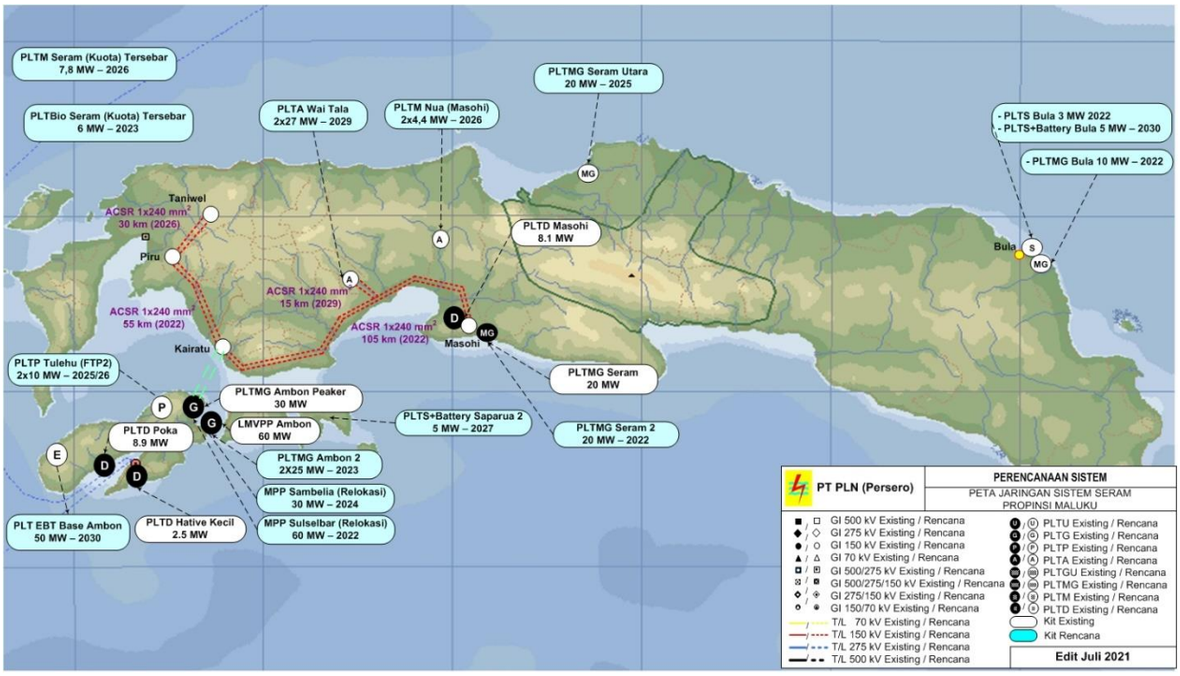


Gambar 5.35 Rencana Pengembangan Transmisi Timor Tahun 2021 - 2030

Beberapa proyek transmisi strategis di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara antara lain:

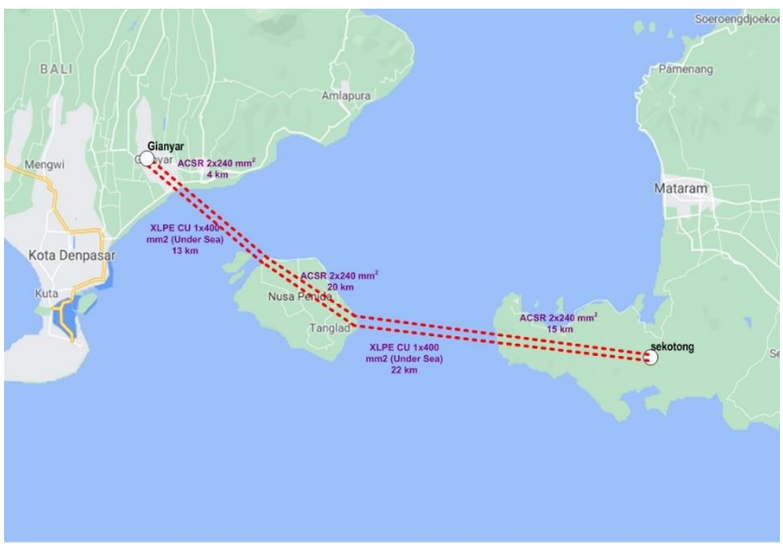
- Transmisi di Maluku yaitu sistem 70 kV dan 150 kV Ambon, sistem 150 kV Seram dan sistem 150 kV Halmahera untuk menyalurkan daya dari pembangkit non BBM ke pusat beban.
- Transmisi 70 kV dan 150 kV Sistem Jayapura dan Sistem Sorong untuk menyalurkan daya dari pembangkit non-BBM ke pusat beban di Jayapura dan Sorong.
- Untuk meningkatkan kemampuan dan keandalan pasokan dari pembangkit PLTU pada sistem Lombok, dikembangkan transmisi 150 kV Ampenan - Tanjung sehingga membentuk *looping* untuk evakuasi daya dari pembangkit - pembangkit di Lombok.
- Transmisi di Sistem Sumbawa 70 kV dan 150 kV yang membentang dari Taliwang sampai ke Sape.
- Sistem Timor dikembangkan transmisi 150 kV jalur baru dari PLTMG Kupang – PLTU Bolok – Tenau dan PLTMG Kupang – Naibonat – New Kupang serta dari Kefemenanu – Malaka – Atambua.

– Sistem Flores yang membentang dari PLTMG/MPP Flores sampai GI Maumere dengan sistem 70 kV dan rencana dikembangkan transmisi 150 kV jalur dari Maumere – PLTMG Maumere – Larantuka.



Gambar 5.36 Rencana Interkoneksi Sistem Ambon – Seram Kabel Laut

Rencana interkoneksi Ambon – Seram untuk menyalurkan daya dari pembangkit non BBM ke GI Kairatu, serta untuk menghubungkan pusat beban di pulau Seram (Masohi) dengan menggunakan kabel laut sepanjang 50 kms perlu dilakukan kajian lebih lanjut baik dari segi operasional dan finansial serta perlu memperhatikan kedalaman palung laut di perairan Ambon. Jika secara kajian dinyatakan layak dari segi operasional dan finansial diperkirakan interkoneksi dengan menggunakan kabel laut ini dapat beroperasi 5-10 tahun kedepan disesuaikan dengan hasil kajian.



Gambar 5.37 Rencana Interkoneksi Sistem Lombok – Bali

Pengembagan kedepan transmisi di sistem Lombok mengarah ke rencana interkoneksi dengan Sistem Bali. Rencana interkoneksi Lombok – Bali untuk menyalurkan daya dari Sistem Jawa-Bali ke Lombok sekitar 74 kmr dengan lebih kurang 25 kmr kabel laut perlu kajian lebih mendalam. Interkoneksi dapat menjadi opsi untuk mengganti PLT EBT *Base* Lombok yang direncanakan untuk dikembangkan setelah tahun 2026. Namun kelayakan baik dari segi operasional maupun finansial perlu dipastikan selain memperhatikan isu kedalaman palung laut di perairan Bali dan Lombok.

5.10. PENGEMBANGAN SISTEM DISTRIBUSI

Pengembangan sistem distribusi mencakup perluasan jaringan distribusi baik untuk pemasaran maupun untuk perbaikan jaringan-jaringan yang telah rusak, upaya peningkatkan keandalan (*reliability*) dan kualitas pelayanan tenaga listrik pada pelanggan (*power quality*), upaya penurunan susut teknis jaringan, rehabilitasi jaringan tua serta pengembangan dan perbaikan sarana pelayanan.

Pengembangan fisik distribusi untuk 10 tahun ke depan diberikan pada Tabel 5.119. Kebutuhan fisik tersebut direncanakan untuk melayani tambahan sekitar 24,4 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

Tabel 5.119 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi di Indonesia

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025
Jaringan TM (kms)	12.468	15.893	16.084	15.793	16.588
Jaringan TR (kms)	18.806	23.748	26.234	26.814	29.244
Kapasitas trafo gardu distribusi	2.494	2.383	2.635	2.700	2.866
Tambahan Pelanggan	2.408.030	2.354.447	2.455.740	2.442.252	2.473.649

Uraian	2026	2027	2028	2029	2030
Jaringan TM (kms)	16.361	15.951	16.645	16.594	16.600
Jaringan TR (kms)	29.685	30.329	32.418	34.404	36.249
Kapasitas trafo gardu distribusi	2.953	3.206	3.500	3.918	4.440
Tambahan Pelanggan	2.406.098	2.443.216	2.432.001	2.472.833	2.509.111

5.10.1. Pengembangan Sistem Distribusi Sumatera

Rencana pengembangan sistem distribusi di Sumatera dapat dilihat pada Tabel 5.120. Kebutuhan fisik sistem distribusi Sumatera hingga tahun 2030 adalah

sebesar 23,7 ribu kms jaringan tegangan menengah, 28,2 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 2,8 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar tiga juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

Tabel 5.120 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Sumatera

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025
Jaringan TM (kms)	1.939	2.311	2.333	2.395	2.560
Jaringan TR (kms)	2.252	2.737	2.849	2.693	3.073
Kapasitas trafo gardu distribusi	378	322	317	280	276
Tambahan Pelanggan	373.814	323.910	321.526	312.601	310.993

Uraian	2026	2027	2028	2029	2030
Jaringan TM (kms)	2.482	2.361	2.676	2.513	2.165
Jaringan TR (kms)	3.074	2.820	3.117	2.995	2.598
Kapasitas trafo gardu distribusi	276	276	248	248	250
Tambahan Pelanggan	308.996	307.278	256.872	254.117	253.129

5.10.2. Pengembangan Sistem Distribusi Jawa, Madura dan Bali

Rencana pengembangan sistem distribusi di Jawa, Madura dan Bali dapat dilihat pada Tabel 5.121. Kebutuhan fisik sistem distribusi Jawa, Madura dan Bali hingga tahun 2030 adalah sebesar 70,2 ribu kms jaringan tegangan menengah, 188,1 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 14,7 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 15,1 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

Tabel 5.121 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Jawa, Madura dan Bali

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025
Jaringan TM (kms)	4.910	5.576	6.779	7.179	7.929
Jaringan TR (kms)	10.207	12.686	15.933	17.214	19.199
Kapasitas trafo gardu distribusi	1.065	1.139	1.328	1.369	1.423
Tambahan Pelanggan	1.254.938	1.435.761	1.542.600	1.564.169	1.587.261

Uraian	2026	2027	2028	2029	2030
Jaringan TM (kms)	7.418	7.355	7.381	7.685	8.006
Jaringan TR (kms)	19.468	20.703	22.165	24.270	26.267
Kapasitas trafo gardu distribusi	1.373	1.469	1.608	1.815	2.111
Tambahan Pelanggan	1.506.494	1.526.788	1.545.621	1.568.015	1.590.412

5.10.3. Pengembangan Sistem Distribusi Kalimantan

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Kalimantan dapat dilihat pada Tabel 5.122. Kebutuhan fisik sistem distribusi Kalimantan hingga tahun 2030 adalah sebesar 18 ribu kms jaringan tegangan menengah, 18,1 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 1,4 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 937,6 ribu pelanggan.

Tabel 5.122 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Kalimantan

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025
Jaringan TM (kms)	1.188	1.663	1.897	2.275	1.923
Jaringan TR (kms)	1.314	1.735	2.059	2.360	2.147
Kapasitas trafo gardu distribusi	275	160	132	131	129
Tambahan Pelanggan	189.797	115.170	90.803	85.812	79.007

Uraian	2026	2027	2028	2029	2030
Jaringan TM (kms)	2.215	1.909	1.904	1.630	1.437
Jaringan TR (kms)	2.174	1.737	1.658	1.504	1.437
Kapasitas trafo gardu distribusi	129	133	136	140	122
Tambahan Pelanggan	76.167	76.310	76.459	76.582	71.459

5.10.4. Pengembangan Sistem Distribusi Sulawesi

Rencana pengembangan sistem distribusi di Sulawesi dapat dilihat pada Tabel 5.123. Kebutuhan fisik sistem distribusi Sulawesi hingga tahun 2030 adalah sebesar 28,7 ribu kms jaringan tegangan menengah, 26,5 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 9,5 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 3,18 juta pelanggan.

Tabel 5.123 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Sulawesi

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025
Jaringan TM (kms)	2.741	4.610	3.452	2.279	2.418
Jaringan TR (kms)	2.769	4.223	3.112	2.125	2.219
Kapasitas trafo gardu distribusi	532	553	636	716	819
Tambahan Pelanggan	313.074	265.921	283.005	288.026	301.297

Uraian	2026	2027	2028	2029	2030
Jaringan TM (kms)	2.438	2.453	2.722	2.721	2.896
Jaringan TR (kms)	2.263	2.241	2.461	2.443	2.632
Kapasitas trafo gardu distribusi	938	1.076	1.235	1.421	1.636
Tambahan Pelanggan	315.186	330.594	347.050	364.965	379.313

5.10.5. Pengembangan Sistem Distribusi Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara

Rencana pengembangan sistem distribusi di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara dapat dilihat pada Tabel 5.124. Kebutuhan fisik sistem distribusi di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara hingga tahun 2030 adalah sebesar 23,9 ribu kms jaringan tegangan menengah, 30,9 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 2,4 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 2,1 juta pelanggan.

Tabel 5.124 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Maluku, Papua dan Nusa Tenggara

Uraian	2021	2022	2023	2024	2025
Jaringan TM (kms)	1.918	3.837	2.196	2.678	2.312
Jaringan TR (kms)	2.394	3.911	2.685	3.172	2.995
Kapasitas trafo gardu distribusi	245	210	223	203	219
Tambahan Pelanggan	276.407	213.685	217.807	191.644	195.091

Uraian	2026	2027	2028	2029	2030
Jaringan TM (kms)	2.843	1.935	2.021	2.102	2.155
Jaringan TR (kms)	3.482	2.816	2.994	3.162	3.279
Kapasitas trafo gardu distribusi	237	253	273	294	322
Tambahan Pelanggan	199.255	202.245	205.999	209.153	214.798

5.11. INTERKONEKSI ANTAR SISTEM TENAGA

Interkoneksi antar sistem tenaga secara teknis memiliki dampak positif antara lain untuk meningkatkan keandalan, optimasi cadangan sistem, evakuasi daya, penurunan biaya operasi dan dampak-dampak positif lainnya, namun dampak negatif secara teknis harus dipertimbangkan dan menjadi mitigasi solusi yang tidak terpisahkan dengan rencana interkoneksi terkaitnya. Dalam hal kelayakan interkoneksi antar sistem tenaga juga harus dipertimbangkan benefit secara finansial dan ekonomis, sehingga sistem tenaga yang beroperasi secara terpisah tidak selalu layak untuk dilakukan interkoneksi. Berdasarkan Keputusan Direktur Jenderal Ketenagalistrikan, No. 355 K/73/DJL.2/2019ESDM perihal Tim Kajian Interkoneksi yang terdiri dari Ditjen Gatrik, KESDM, Kemenko Maritim & Investasi, Kemenko Ekonomi, Bappenas dan PT PLN (Persero) maka

berikut adalah progres dan kelayakan dari interkoneksi sistem tenaga listrik tersebut:

a. Interkoneksi antar sistem tenaga yang sudah operasi, berdasarkan progres pekerjaan hingga Desember 2020:
   i. Interkoneksi 150 kV P. Laut – Batulicin
      Interkoneksi ini bertujuan untuk menyalurkan energi murah dari Sistem Kalimantan Selatan & Tengah ke sistem *isolated* serta untuk mengantisipasi pertumbuhan beban. Interkoneksi ini sudah beroperasi pada 15 Desember 2019.
   ii. Interkoneksi 20 kV Kepulauan Seribu
      Interkoneksi ini sebagai tambahan sirkit atas interkoneksi 20 kV Kepulauan Seribu milik PEMDA. Interkoneksi ini sudah beroperasi pada 25 Oktober 2019.
   iii. Interkoneksi 20 kV Lombok – Tiga Gili
      Interkoneksi ini sebagai pasokan dari Sistem Lombok ke Kawasan Wisata Gili Air, Gili Meno, dan Gili Trawangan yang saat ini masih *isolated*. Interkoneksi ini sudah beroperasi pada 24 Mei 2019.
   iv. Interkoneksi 20 kV Lampung – Pahawang
      Interkoneksi ini bertujuan untuk untuk pasokan Pulau Pahawang yang saat ini dipasok dari PLTD dan PLTS terpusat sehingga belum dapat pasokan listrik selama 24 jam. Interkoneksi ini sudah beroperasi pada 20 Februari 2020.

b. Interkoneksi antar sistem tenaga yang sedang dalam progres pekerjaan:
   i. Interkoneksi 500 kV Jawa - Bali
      Interkoneksi ini tetap dibutuhkan sistem, saat ini sedang dalam proses kajian ulang khususnya terkait pilihan alternatif teknologi dalam rangka memenuhi kondisi perizinan di Pulau Bali. Saat ini sedang dalam tahap penyusunan studi enjiniring yang direncanakan selesai pada tahun 2021.
   ii. Interkoneksi 150 kV Sumatera - Bangka
      Interkoneksi ini bertujuan untuk menyalurkan energi murah dari Sistem Sumatera ke Sistem Bangka dan mengantisipasi pertumbuhan beban. Progres pekerjaan saat ini sudah proses konstruksi dan direncanakan beroperasi pada tahun 2022.
   iii. Interkoneksi 150 kV Sumatera - Bengkalis
      Interkoneksi ini bertujuan untuk menyalurkan energi murah dari Sistem Sumatera ke Sistem Bengkalis dan mengantisipasi

pertumbuhan beban. Progres pekerjaan saat ini sedang proses pra-konstruksi (pembebasan lahan dan perizinan).

iv. Interkoneksi 150 kV Sumatera - Selat Panjang – T. Balai Karimun
Interkoneksi ini bertujuan untuk menyalurkan energi murah dari Sistem Sumatera ke Sistem Selat Panjang dan selanjutnya ke Pulau Tanjung Balai Karimun serta mengantisipasi pertumbuhan beban. Progres pekerjaan untuk Interkoneksi 150 kV Sumatera - Selat Panjang saat ini sedang proses pra-konstruksi (pembebasan lahan dan perizinan), sedangkan progres pekerjaan interkoneksi 150 kV Selat Panjang – T. Balai Karimun saat ini dalam tahap perencanaan.

v. Interkoneksi 150 kV P. Muna – P. Buton
Interkoneksi ini bertujuan untuk penurunan BPP Pulau Muna (Sistem Raha) melalui pasokan interkoneksi dari Pulau Buton (Sistem Baubau), dimana akan dikembangkan PLTU batubara. Progres pekerjaan dalam proses konstruksi.

vi. Interkoneksi 20 kV Bali – Nusa Penida
Interkoneksi ini bertujuan untuk memenuhi kebutuhan listrik, menurunkan BPP serta mendukung program Pemerintah Bali untuk mengembangkan pariwisata di Kawasan Tiga Nusa (P. Nusa Lembongan, P. Nusa Penida, & P. Nusa Ceningan) yang saat ini beroperasi *isolated* dan dipasok oleh PLTD. Progres pekerjaan dalam tahap konstruksi dan penyelesaian permasalahan kontraktual.

vii. Interkoneksi 20 kV Pulau Dabo Singkep – Pulau Selayar – Pulau Lingga
Interkoneksi ini bertujuan untuk mengoptimumkan produksi pembangkit di sistem Pulau Dabo Singkep, Pulau Selayar dan Pulau Lingga. Proyek interkoneksi ketiga sistem ini sedang dalam progres.

c. Interkoneksi antar sistem tenaga yang masih membutuhkan kajian lanjutan:

i. Interkoneksi 500 kV Sumatera – Jawa
Realisasi pertumbuhan *demand* rata-rata tahun 2015-2019 di Sistem Jawa-Bali sebesar 3,73% dan di Sistem Sumatera sebesar 5,96%. Berdasarkan kajian LAPI ITB dengan asumsi pertumbuhan listrik pertumbuhan listrik skenario realistis (Jawa-Bali: 3,81% & Sumatera: 6,45%), transmisi ISJ HVDC tidak layak dibangun dengan kapasitas berapapun.

Sesuai dengan arahan Dirjen Ketenagalistrikan pada tanggal 6 Februari 2020 & notulen Rapat Lanjutan Hasil Kajian Interkoneksi Sistem Tenaga Listrik pada tanggal 24 Februari 2020 antara Tim

Pengarah Kajian Interkoneksi Sistem Tenaga Listrik dan PLN, bahwa proyek ISJ HVDC perlu mempertimbangkan *benefit* yang lain (bukan *benefit* ekonomi secara korporat PLN). Jika menggunakan pertimbangan diatas, maka pendanaan untuk pembangunan transmisi ISJ dapat ditanggung oleh pemerintah atau menggunakan skema pendanaan lain.

Pembangunan interkoneksi 500 kV Jawa-Sumatera masih memerlukan kajian lebih lanjut baik secara teknis maupun keekonomian. Mempertimbangkan kondisi dimana Sistem Jawa-Bali maupun Sistem Sumatera mengalami kelebihan pasokan karena proyeksi *demand* yang lebih rendah, serta sehubungan dengan telah dibatalkannya *Loan* JICA terkait proyek tersebut, maka proyek ini belum dimasukkan dalam RUPTL 2021-2030.

ii. Interkoneksi 150 kV Lombok - Sumbawa

Berdasarkan pra studi kelayakan, maka interkoneksi ini tidak layak secara operasional dan finansial. Sistem Lombok & Sumbawa memiliki cadangan daya yang mencukupi hingga tahun 2030 serta hasil analisis finansial menunjukan NPV negatif antara sistem interkoneksi dengan sistem *isolated.*

iii. Interkoneksi 20 kV Manado – Bunaken

Potensi interkoneksi untuk menurunkan BPP di sistem *isolated* Bunaken dan peningkatan keandalan. Namun, berdasarkan hasil kajian terdapat potensi interkoneksi ini tidak dapat dibangun karena akan melalui kawasan lindung taman laut dan rute penggelaran yang sulit.

iv. Interkoneksi 20 kV Talaud – Lirung

Potensi interkoneksi untuk menurunkan BPP di sistem *isolated* Lirung saat telah beroperasinya PLTU Talaud di Pulau Karakelang. Namun, berdasarkan hasil kajian terdapat potensi masalah sipil dalam pembangunan kabel laut karena rute penggelaran yang sulit serta BPP antara kedua sistem dengan kebutuhan investasi kabel laut belum memberikan *benefit* positif.

v. Interkoneksi 500 kV Kalimantan - Jawa

Kemungkinan pengembangan interkoneksi 500 kV Kalimantan Jawa dengan asumsi jarak antar *landing point* adalah 460 km, teknologi yang mungkin digunakan adalah SKLTET HVDC. Jenis kabel yang digunakan adalah kabel dengan insulasi XLPE atau MI.

Berdasarkan pra kajian, untuk skenario normal HBA USD 85/ton, Interkoneksi Jawa Kalimantan tidak layak untuk dibangun selama rentang waktu simulasi (2020-2040).

vi. Interkoneksi 150 kV Bali – Lombok

Kemungkinan pengembangan interkoneksi dengan jarak antar *landing point* hingga 56 km, maka teknologi yang mungkin digunakan adalah SKTT AC. Jenis kabel yang digunakan adalah kabel dengan insulasi XLPE dengan tegangan 150 kV. Alternatif *landing point* Gianyar (Bali) – Sekotong (Lombok) lebih dimungkinkan, namun membutuhkan kajian enjiniring lanjutan.

Membutuhkan asumsi & justifikasi awal untuk dilakukan studi. Potensi kelayakan interkoneksi ini saat Bali sudah mendapatkan pasokan energi murah (dan skala besar) dari Sistem Jawa Bali, melalui interkoneksi 500 kV Jawa – Bali.

vii. Interkoneksi 20 kV Bangka Belitung

Membutuhkan kajian lebih detail, khususnya terkait teknologi interkoneksi 20 kV, asumsi jarak antar *landing point* 130 km yang dapat dioptimasi dengan *hybrid* SKLTM dan SUTM.

Membutuhkan asumsi & justifikasi awal untuk dilakukan studi. Berdasarkan RUPTL ini, sistem Bangka-Belitung lebih optimum dikembangkan secara terpisah, mengingat tidak ada potensi energi primer setempat dikedua lokasi.

Keandalan tegangan pada saat sistem Sumatera-Bangka beroperasi pada beban nominal kondisi tegangan GI Toboali (Bangka Selatan) dibawah 135 kV.

viii. Interkoneksi Sumba – Jawa

Sumba memiliki potensi energi surya yang sangat besar, dengan rata-rata iradiasi paling tinggi dibandingkan daerah lain di seluruh Indonesia. Mempertimbangkan luasan lahan tidak produktif yang sangat luas, sehingga terdapat potensi pembangunan PLTS di Sumba dengan kapasitas yang sangat besar dan harga per satuan energi yang lebih murah. Pembangunan PLTS di Sumba diutamakan untuk memenuhi kebutuhan listrik setempat. Memperhatikan kebutuhan listrik di Sumba yang masih sangat kecil, maka muncul wacana pembangunan kapasitas PLTS yang sangat besar di Sumba untuk dikirimkan energinya ke daerah lain seperti Jawa-Bali dan Sumatera melalui jaringan transmisi.

Berdasarkan evaluasi awal, teknologi transmisi 500 kV HVDC memungkinkan untuk digunakan melakukan transfer *point-to-point* jarak jauh, dari Sumba ke Sistem Jawa-Bali. Pembangunan transmisi *hybrid submarine cable* dan saluran udara dengan teknologi yang tersedia saat ini mampu untuk melakukan transfer daya dengan kapasitas hampir 1.000 MW per sirkit. Memperhitungkan teknologi yang digunakan dan jarak yang sangat panjang, maka biaya pembangunan transmisi Sumba-Jawa menjadi sangat mahal hingga lebih dari Rp 70 triliun, sehingga masih diperlukan kajian lebih lanjut yang komprehensif terkait kelayakan pembangunan transmisi Sumba-Jawa untuk memanfaatkan PLTS dengan skala yang sangat besar tersebut.

ix. Selain lokasi-lokasi ini terdapat juga lokasi-lokasi lain yang dimungkinkan untuk di interkoneksikan selama secara teknis dan ekonomis layak diimplementasikan.

5.12. PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN DAN DESA BERLISTRIK

Program listrik desa akan dilaksanakan dengan pendanaan APLN dan PMN yang diprogramkan berdasarkan data desa yang disampaikan masing-masing provinsi. Sasaran kuantitatif pembangunan listrik desa adalah bertujuan meningkatkan rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik.

Rekap program listrik perdesaan tahun 2021 - 2030 dapat dilihat pada Tabel Tabel 5.125.

Tujuan pembangunan listrik desa seperti yang disebutkan diatas, juga bertujuan untuk:

- Mendorong peningkatan ekonomi masyarakat pedesaan.
- Meningkatkan kualitas bidang pendidikan dan kesehatan.
- Mendorong produktivitas ekonomi, sosial dan budaya masyarakat pedesaan.
- Memudahkan dan mempercepat masyarakat pedesaan memperoleh informasi dari media elektronik serta media komunikasi lainnya.

Meningkatkan keamanan dan ketertiban yang selanjutnya diharapkan juga akan meningkatkan kesejahteraan masyarakat desa.

Tabel 5.125 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2021 - 2030

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
JTM (kms)	7.491	7.655	3.877	1.796	1.519	1.405	1.248	1.229	1.601	806
JTR (kms)	5.164	4.777	2.476	1.742	975	840	725	650	635	565
Trafo (MVA)	159	131	69	42	33	23	19	17	16	14
Kit (kW/kWp)	56.099	71.558	37.417	46.238	2.248	2.251	2.113	2.060	2.299	1.628
Tambahan Pelanggan	322.276	346.668	153.559	151.566	83.065	78.162	66.807	65.295	68.692	48.011

Pada program listrik perdesaan, selain melistriki desa lama (desa yang sudah masuk infrastruktur listrik namun belum seluruh penduduknya berlistrik), PLN dan pemerintah juga akan melistriki desa-desa di Daerah 3T (Terdepan, Terluar dan Tertinggal). Rincian dari desa tertinggal menggunakan Peraturan Presiden No 63 Tahun 2020 tentang Penetapan Daerah Tertinggal tahun 2020-2024. Dalam Peraturan Presiden tersebut, terdapat 62 Kabupaten yang terdapat desa-desa tertinggal di seluruh Indonesia. Untuk rincian desa terdepan dan terluar menggunakan data Peraturan Badan Nasional Pengelola Perbatasan (BNPP) tentang Rencana Induk Pengelolaan Batas Wilayah Negara dan Kawasan Perbatasan. Dalam Keputusan Presiden No. 6 Tahun 2017 tersebut terdapat 111 pulau-pulau kecil terluar yang masuk dalam kategori daerah 3T.

Desa-desa tersebut akan dilistriki oleh PLN dengan perluasan jaringan, pembangunan pembangkit baru yang diutamakan menggunakan sumber energi setempat, dan juga melalui kerja sama dengan pemerintah. PLN juga sedang mengkaji metode-metode lain seperti Alat Penyalur Daya Listrik (APDAL) dan Stasiun Pengisian Energi Listrik (SPEL) dengan memanfaatkan sumber energi baru terbarukan untuk melistriki desa, khususnya desa yang sangat terpencil dan tidak memungkinkan untuk dibangun jaringan ataupun pembangkit.

Pada pelaksanaan pembangunan listrik perdesaan ditemui beberapa kendala terutama dengan munculnya pandemi COVID-19 menjadi tantangan yang luar biasa pada upaya untuk melistriki seluruh desa belum berlistrik pada tahun 2020. Sebagai upaya untuk mempercepat upaya melistriki seluruh desa belum berlistrik maka dibuatlah roadmap Listrik Perdesaan tahun 2021 – 2030 sebagai upaya percepatan melistriki desa belum berlistrik untuk seluruh wilayah Indonesia. Selain itu, infrastruktur jalan/jembatan dibeberapa lokasi desa yang masih belum mendukung untuk mobilisasi material/peralatan dalam pelaksanaan program listrik perdesaan. Di sisi lain, Pembebasan tanam tumbuh di beberapa lokasi desa cukup sulit dikarenakan tidak adanya ganti rugi dalam program listrik perdesaan. Dalam rangka memenuhi komitmen PLN untuk mencapai rasio elektrifikasi, PLN berupaya untuk mengeksekusi program listrik perdesaan dengan langkah kontrak harga satuan (KHS) yang dikeluarkan oleh

masing – masing UIW/UID untuk mendapatkan keseragaman standar & harga, melakukan percepatan penerbitan SPB Material MDU oleh masing – masing UIW/UID, melakukan penyusunan *roadmap* 2021 – 2030 secara berurutan berdasarkan pada dukungan infrastruktur dan kondisi tegangan ujung yang masih baik serta dukungan masyarakat desa setempat terhadap pembebasan tanam tumbuh serta berkoordinasi dengan pemerintah daerah terkait untuk mendukung program listrik perdesaan. Rincian upaya melistriki desa belum berlistrik 2021 – 2030 tertuang dalam *Roadmap* Listrik Perdesaan 2021 – 2030.

5.13. PENGEMBANGAN SISTEM KECIL TERSEBAR (S.D. 10 MW)

Selama ini sistem kecil *isolated* sampai 10 MW dilayani oleh PLTD BBM dan sebagian diantaranya telah dibangun PLTU skala kecil untuk menurunkan penggunaan BBM dan memenuhi kebutuhan beban. Dalam perkembangannya PLTU skala kecil banyak mengalami hambatan sehingga sistem kecil ini masih mengalami kekurangan daya.

Untuk memasok sistem tersebut, diupayakan pengembangan energi baru terbarukan (EBT) yang tersedia di area setempat. Pengembangan EBT ini juga dapat dikombinasikan dengan pembangkit *existing* setempat untuk membentuk pola *hybrid*.

Upaya jangka pendek pengembangan sistem *isolated* yang saat ini dilaksanakan PLN diprioritaskan pada upaya-upaya sebagai berikut :

(1) Untuk daerah-daerah *isolated* yang sulit dijangkau, diusahakan melistriki dengan sumber daya setempat atau dari sumber-sumber energi terbarukan seperti matahari, angin, air dan sebagainya.

(2) Pengembangan pola *hybrid*, *smartgrid* maupun *microgrid* untuk meningkatkan kecukupan dan keandalan pasokan di daerah-daerah terpencil.

(3) Pengadaan PLTD untuk memenuhi kebutuhan listrik daerah perbatasan dan pulau-pulau terluar (daerah 3T). Pengadaan PLTD ini diperlukan jika memang tidak ada alternatif lain yang sesuai kecuali PLTD BBM.

Kondisi infrastruktur di sebagian besar pulau terluar dan daerah perbatasan Indonesia masih sangat tertinggal. Proses pembangunan yang dilakukan negara masih kurang menyentuh daerah-daerah perbatasan dan pulau-pulau terluar. Dalam hal infrastruktur ketenagalistrikan, sampai saat ini

mayoritas penduduk di daerah-daerah tersebut belum menikmati layanan listrik PLN.

Selaras dengan program pemerintah, PLN telah menyusun program melistriki pulau terluar dan daerah perbatasan dimana direncanakan 90% pulau terluar berpenghuni sudah dialiri listrik PLN pada tahun 2020. PLN juga sudah memiliki program melistriki daerah Terdepan, Terluar dan Tertinggal (3T), serta daerah-daerah di Pos Lintas Batas Negara (PLBN) sesuai Instruksi Presiden No.1 tahun 2019.

Melalui program ini diharapkan dapat diwujudkan kawasan perbatasan sebagai halaman depan negara yang berdaulat, berdaya saing, dan aman; terwujudnya pusat pertumbuhan ekonomi perbatasan negara berdasarkan karakteristik wilayah, potensi lokal, dan terciptanya peluang pasar negara tetangga yang didukung infrastruktur, transportasi, energi, sumber daya air, dan telekomunikasi; serta terlaksananya aktivitas lintas batas negara yang kondusif dan saling menguntungkan.

(4) Pengadaan *mobile power plant* (*barge mounted* atau *truck mounted*) dengan bahan bakar *dual fuel* (BBM dan gas). *Mobile power plant* ini sangat diperlukan karena manfaatnya sangat luas, yaitu sebagai berikut :

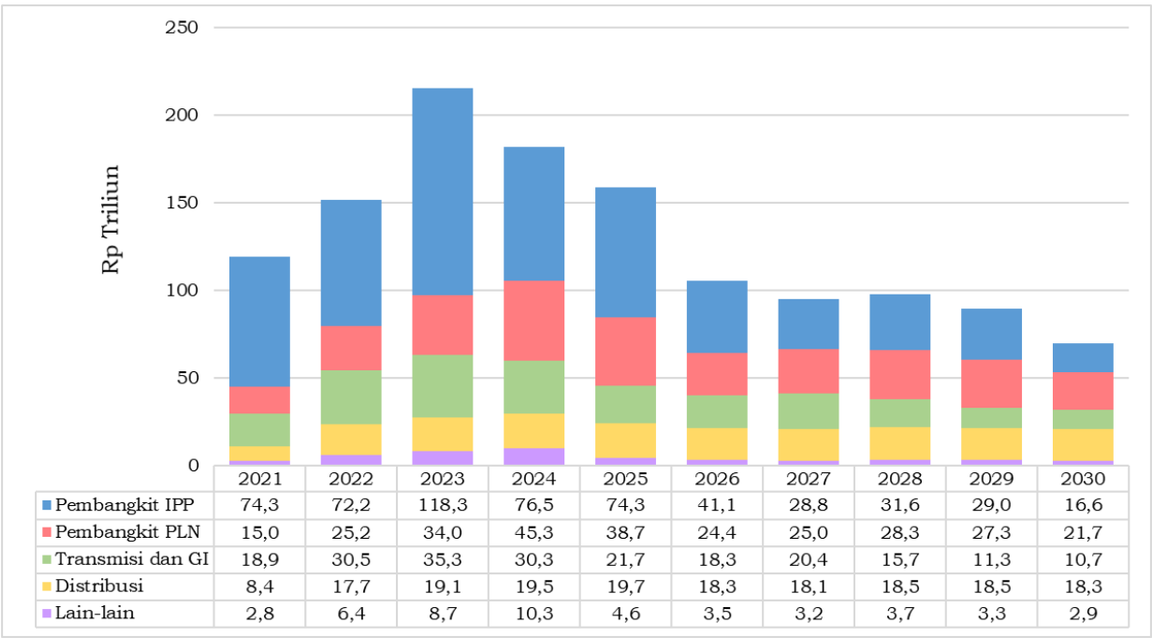
- Memenuhi pertumbuhan *demand*.
- Mengurangi sewa pembangkit BBM.
- Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit atau transmisi.
- Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keluarnya unit pembangkit *existing* baik karena gangguan maupun pemeliharaan.
- Memenuhi *demand* sementara akibat adanya peristiwa besar (nasional atau internasional).
- Melistriki daerah dan masyarakat yang belum mendapatkan pasokan listrik (peningkatan rasio elektrifikasi).

BAB VI

KEBUTUHAN INVESTASI DAN INDIKASI PENDANAAN

6.1. SUMBER PENDANAAN DAN KEMAMPUAN KEUANGAN PLN

Pada Gambar 6.1 ditunjukkan rencana investasi infrastruktur ketenagalistrikan pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi baik yang akan dikembangkan oleh swasta maupun oleh PLN selama sepuluh tahun ke depan.



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Pembangkit IPP	74,3	72,2	118,3	76,5	74,3	41,1	28,8	31,6	29,0	16,6
Pembangkit PLN	15,0	25,2	34,0	45,3	38,7	24,4	25,0	28,3	27,3	21,7
Transmisi dan GI	18,9	30,5	35,3	30,3	21,7	18,3	20,4	15,7	11,3	10,7
Distribusi	8,4	17,7	19,1	19,5	19,7	18,3	18,1	18,5	18,5	18,3
Lain-lain	2,8	6,4	8,7	10,3	4,6	3,5	3,2	3,7	3,3	2,9

Gambar 6.1 Perkiraan Kebutuhan Investasi Proyek Ketenagalistrikan Tahun 2021 - 2030

Dalam sepuluh tahun ke depan, perkiraan kebutuhan investasi PLN dan swasta rata-rata adalah sebesar Rp 128,7 triliun per tahun. Investasi ini terdiri dari investasi swasta sebesar Rp 56,3 triliun per tahun dan PLN Rp 72,4 Triliun per tahun. Investasi PLN meliputi pembangkit sebesar Rp 28,5 triliun per tahun, transmisi dan GI Rp 21,3 triliun per tahun, distribusi Rp 17,6 triliun per tahun serta lainnya Rp 5 triliun per tahun. Kebutuhan investasi tersebut hanya memperhitungkan kebutuhan infrastruktur baru saja, namun tidak mempertimbangkan kebutuhan investasi untuk pemeliharaan sekitar Rp 22,5 triliun per tahun.

Kebutuhan investasi yang sangat besar pada tahun 2021-2025 disebabkan karena banyaknya program 35 GW yang sudah *committed* dan *on going*, serta masifnya pengembangan pembangkit EBT untuk mencapai target bauran energi dari EBT sebesar 23% pada tahun 2025. Namun kebutuhan investasi mulai

tahun 2026 akan menurun karena tidak diperlukan penambahan pembangkit baru yang cukup besar untuk memenuhi kebutuhan listrik.

Kebutuhan investasi PLN akan dipenuhi dari berbagai sumber pendanaan, yaitu dana internal, pinjaman, dan Penyertaan Modal Negara (PMN/ekuitas). Sumber dana internal berasal dari laba usaha dan penyusutan aktiva tetap, sedangkan dana pinjaman dapat berupa pinjaman luar negeri (*Sub-Loan Agreement/*SLA*, direct lending)*, pinjaman Pemerintah melalui rekening dana investasi, obligasi nasional maupun internasional, pinjaman komersial perbankan lainnya, serta hibah luar negeri. Penyertaan Modal Negara dilakukan secara tunai melalui proses penganggaran di APBN atau APBN-P.

Berdasarkan Peraturan Presiden No.14 tahun 2017 tentang perubahan atas Peraturan Presiden No. 4 tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan, sesuai dengan pasal 6 bahwa Pemerintah pusat memberikan dukungan kepada PLN terkait ketersediaan pendanaan melalui: penyertaan modal negara, penerusan pinjaman dari pinjaman pemerintah yang berasal dari luar negeri dan/atau dalam negeri, pinjaman PT PLN (Persero) dari lembaga keuangan, pemberian kemudahan dalam bentuk insentif dan fasilitas perpajakan sesuai dengan ketentuan peraturan peraturan perundang-undangan, dan atau pendanaan lainnya sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

Sumber pendanaan untuk PT PLN (Persero) diperoleh dari internal maupun eksternal perusahaan untuk mendanai kebutuhan operasi dan investasi. Sumber dana internal berasal dari laba usaha dan penyusutan aktiva tetap. Laba usaha diperoleh dari margin penjualan baik dari tarif jual kepada pelanggan dan dari subsidi listrik. Sumber pendanaan untuk memenuhi kebutuhan investasi bersumber dari dana internal dan dana eksternal berupa pinjaman. Sedangkan untuk pendanaan eksternal PLN sudah mendapatkan sejumlah pinjaman *committed* namun masih terdapat *gap funding* yang harus dipenuhi dan dicari sumber pendanaannya.

Rencana investasi PLN harus ditunjang dengan meningkatnya kemampuan pendanaan sendiri dengan tetap menjaga *covenant* pinjaman PLN sehingga dapat secara terus menerus mendukung perkembangan penyediaan listrik. Terbatasnya dana internal perusahaan saat ini karena pendapatan PLN semakin berkurang yang disebabkan oleh kenaikan biaya pokok produksi dan belum adanya kenaikan tarif sejak bulan Mei tahun 2017. Sedangkan jumlah pinjaman

PLN dibatasi oleh *covenant* pinjaman yang disyaratkan oleh *lenders* dan *bond holders*.

Dukungan pemerintah untuk pembangunan infrastruktur ketenegalistrikan juga ditunjukkan melalui pemberian PMN dalam bentuk tunai atas proyek-proyek tertentu yang telah ditetapkan oleh Pemerintah. Suntikan modal dari Pemerintah melalui PMN juga sangat penting sehingga dapat mengurangi porsi pinjaman dan memperoleh pendanaan yang lebih murah untuk pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan, sekaligus juga menunjukkan keberpihakan pemerintah terhadap sektor ketenagalistrikan. Selain itu, oleh karena pendanaan PMN yang dalam pembukuan dicatat sebagai modal sendiri atau ekuitas maka pendanaan PMN dapat memperbaiki *rasio return on equity* yang dapat mencerminkan meningkatnya kemampuan pendanaan sendiri, sehingga dapat menunjang rencana investasi PLN. PLN telah memperoleh alokasi PMN pada tahun 2021 sebesar Rp 5 triliun, dan tahun 2022 diasumsikan sebesar Rp 5 triliun, kemudian selanjutnya mulai tahun 2023 diasumsikan Rp 10 triliun per tahun sampai dengan tahun 2030, dengan rata-rata pendanaan PMN 2021-2030 sebesar Rp 9 triliun/tahun.

6.2. KEMAMPUAN FINANSIAL KORPORAT UNTUK BERINVESTASI

Selain tantangan pembangunan sarana ketenagalistrikan, penyediaan tenaga listrik saat ini juga dibebani oleh kenaikan biaya pokok produksi yang tidak disertai dengan kenaikan harga jual. Pendapatan dari pelanggan dalam 2 tahun terakhir menutupi sekitar 75-85% dari biaya produksi PLN. Selisih antara biaya produksi dan pendapatan PLN merupakan beban subsidi listrik pada APBN.

Penjelasan atas UU 19 tahun 2003 tentang Badan Usaha Milik Negara pasal 66 ayat 1 menyatakan bahwa jika BUMN diberikan penugasan khusus oleh Pemerintah yang secara finansial tidak *feasible* maka Pemerintah harus memberikan kompensasi atas biaya yang telah dikeluarkan termasuk *margin* yang diharapkan. Pemerintah menugaskan PLN menyediakan tenaga listrik dan meningkatkan rasio elektrifikasi di Indonesia. Oleh karena itu Pemerintah dengan persetujuan DPR harus memberikan *margin* yang ideal ke PLN dengan besaran tertentu untuk memastikan keuangan PLN tetap sehat dan dapat memenuhi semua kewajiban korporasinya. *Margin* ini diperlukan oleh PLN untuk menjamin terciptanya laba perusahaan dan meminimalisir risiko-risiko

unsur biaya pembentuk BPP seperti risiko fluktuasi harga energi primer, risiko kurs, risiko beban pinjaman, dan sebagainya.

Pada tahun 2012 subsidi listrik mencapai angka tertinggi sebesar Rp 103,3 triliun. Namun selanjutnya subsidi listrik berangsur-angsur menurun hingga hanya sebesar Rp 45,7 triliun pada tahun 2017 dan Rp 48,1 triliun pada tahun 2018. Penurunan subsidi tersebut karena beberapa hal antara lain karena adanya perbaikan *fuel mix* dengan berkurangnya pemakaian BBM, beroperasinya PLTU batubara di sejumlah daerah, penurunan susut jaringan, menurunnya harga minyak dunia, pencabutan subsidi listrik untuk beberapa golongan tarif melalui mekanisme *tariff adjustment* dan lain sebagainya.

Subsidi listrik yang diberikan hanya cukup untuk menutupi biaya operasi, tetapi kurang memadai untuk menunjang investasi pengembangan sistem tenaga listrik. Mulai tahun 2009, Pemerintah mengalokasikan *margin* kepada PLN untuk mendukung kemampuan investasi PLN. *Margin* yang ditetapkan pada tahun 2009, 2010-2011, dan 2012-2017 yaitu sebesar 5%, 8%,dan 7% per tahun. *Margin* usaha tahun 2018-2023 diasumsikan tetap 7% atas *allowable cost*, akan tetapi *net margin* PLN di bawah 7% atas total biaya operasi dan biaya pinjaman yang menjadi komponen biaya pembentuk BPP.

Rencana pengembangan pembangkit EBT baru pada RUPTL ini diutamakan untuk dilaksanakan oleh PLN dengan mempertimbangkan *workability* dan kemampuan pendanaan PLN. Hasil evaluasi terkait kemampuan pendaanaan PLN masih membuka peluang bagi swasta untuk melaksanakan sebagian dari program tersebut.

6.3. PROYEKSI BIAYA POKOK PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK

Sebagai badan usaha milik negara yang memperoleh tugas untuk menggerakkan roda perekonomian nasional melalui penyediaan tenaga listrik dengan jumlah yang cukup, harga yang wajar dan kualitas yang baik, maka PLN terus berupaya meningkatkan efisiensi. PLN menghadapi tantangan pengembangan kapasitas dengan kesesuaian antara pertumbuhan konsumsi energi listrik dengan rencana pengembangan kapasitas, di samping itu di sisi pengamanan pasokan energi primer, volatilitas harga dan efisiensi sistem rantai pasok penyediaan tenaga listrik saat ini juga menjadi faktor kritis yang mempengaruhi biaya pokok penyediaan (BPP). Pemilihan teknologi yang tepat untuk diimplementasikan

dalam pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan, pemanfaatan sumber energi yang murah (air, panas bumi, batubara mulut tambang, gas di mulut sumur), merupakan upaya PLN dalam peningkatan efisiensi BPP.

Upaya internal PLN untuk mengoptimalkan BPP antara lain dengan menjaga kontinuitas pasokan energi primer dengan harga yang ekonomis melalui pasar domestik maupun pasar internasional, merencanakan penambahan kapasitas yang optimal dan efisien, memastikan proyek yang direncanakan selesai tepat waktu, biaya non bahan bakar, mencari alternatif sumber pendanaan yang murah, dan upaya lain yang juga tetap memperhatikan kesehatan korporasi.

BPP tenaga listrik terdiri dari biaya bahan bakar dan biaya non-bahan bakar (beban pemeliharaan, beban pegawai, beban penyusutan, beban administrasi, dan beban pinjaman). Faktor-faktor yang mempengaruhi proyeksi BPP sangat tergantung pada asumsi operasi termasuk didalamnya asumsi makro-ekonomi yang digunakan seperti kurs, inflasi, dan harga energi primer termasuk harga minyak dunia, serta tergantung pada asumsi investasi.

Untuk perhitungan BPP, asumsi makro 2021-2030 yang digunakan meliputi kurs, *International Crude Price* (ICP) dan inflasi yang sama dengan RJP 2020-2024. Asumsi kurs tahun 2021 menggunakan draft RKAP 2021 (Rp 14.600 per USD) sedangkan tahun 2022-2030 kurs diasumsikan tetap di kisaran Rp 15.000 per USD. Asumsi inflasi dan ICP berdasarkan surat Direktur PNBP SDA KND Kementerian Keuangan Republik Indonesia No.S-50/AG/2020 dengan ICP 45 USD/Barrel dan Inflasi 2,5%.

Pemerintah telah mengeluarkan kebijakan terkait energi primer untuk industri ketenagalistrikan terutama untuk batubara, gas alam dan Energi Baru Terbarukan (EBT).

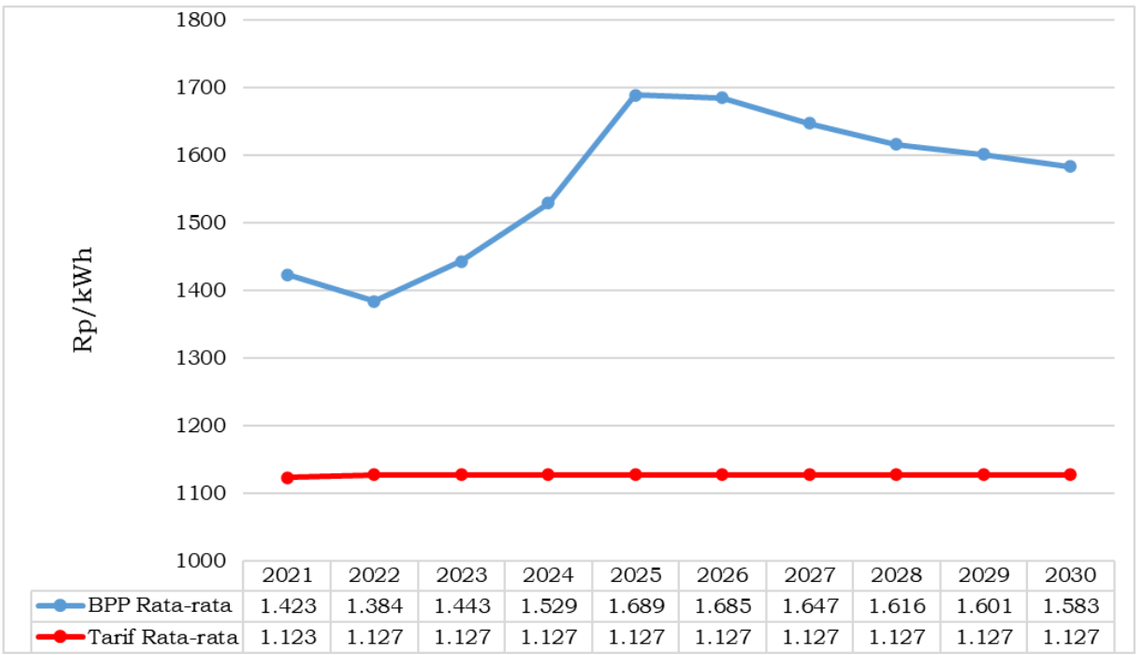
Pemerintah mempunyai kebijakan untuk meningkatkan pemanfaatan EBT karena cadangan energi fosil (minyak, gas, batu bara) yang makin menipis dan kebutuhan masyarakat pada energi yang ramah lingkungan. Sejalan dengan salah satu misi PLN yaitu menjalankan kegiatan usaha berwawasan lingkungan, PLN merencanakan pengembangan energi baru dan terbarukan yang meliputi pengembangan panas bumi yang sangat besar, pembangkit tenaga air skala besar, menengah dan kecil, pembangkit tenaga angin skala besar dan kecil serta EBT skala kecil tersebar berupa pembangkit tenaga surya, biomasa, *biofuel*, biogas dan energi baru lainnya. Pemerintah mendorong agar harga listrik yang dihasilkan oleh EBT tetap membuat tarif listrik yang terjangkau untuk

masyarakat berdasarkan prinsip usaha yang sehat. Dengan berlakunya Peraturan Menteri ESDM Nomor 04 Tahun 2020 tentang Perubahan Kedua atas Permen 50 tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik yang mengatur tentang harga pembelian listrik dari pembangkit EBT, diharapkan kecenderungan kenaikan BPP akibat harga listrik dari energi terbarukan dapat dihindari.

Dukungan pemerintah terkait dengan kebijakan batubara telah dikeluarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 07 Tahun 2017 tentang tata cara penetapan harga patokan penjualan mineral logam dan batubara. Dan ditindaklanjuti dengan terbitnya Kepmen ESDM No.1395K/30/MEM/2018 tentang harga batubara untuk penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum, dimana berlaku selama 2 (dua) tahun mulai tahun 2018 sampai dengan tahun 2019 dimana harga batubara maksimal sebesar USD 70/ton. Terbitnya regulasi terkait DMO batubara cukup menguntungkan dan meningkatkan daya tawar PLN untuk terus melanjutkan program optimalisasi BPP.

Selain itu, pemerintah telah mengeluarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 45 Tahun 2017 dalam rangka meningkatkan pemanfaatan gas bumi dalam bauran energi untuk pembangkit tenaga listrik dan menjamin ketersediaan pasokan gas bumi dengan harga yang wajar dan kompetitif untuk sektor ketenagalistrikan.

Kebijakan-kebijakan yang dibuat pemerintah akan sangat berpengaruh pada BPP, terutama kebijakan bauran EBT 23% pada tahun 2025. BPP diproyeksikan akan meningkat signifikan pada tahun 2025 sehubungan dengan upaya untuk memenuhi kebijakan Pemerintah terkait target bauran energi dari EBT di atas 23% pada tahun tahun 2025. Rata-rata BPP pada tahun 2021-2024 sebesar Rp 1.445/kWh dan meningkat menjadi rata-rata sebesar Rp 1.637/kWh pada tahun 2025-2030 untuk memenuhi target EBT 23% mulai tahun 2025.



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BPP Rata-rata	1.423	1.384	1.443	1.529	1.689	1.685	1.647	1.616	1.601	1.583
Tarif Rata-rata	1.123	1.127	1.127	1.127	1.127	1.127	1.127	1.127	1.127	1.127

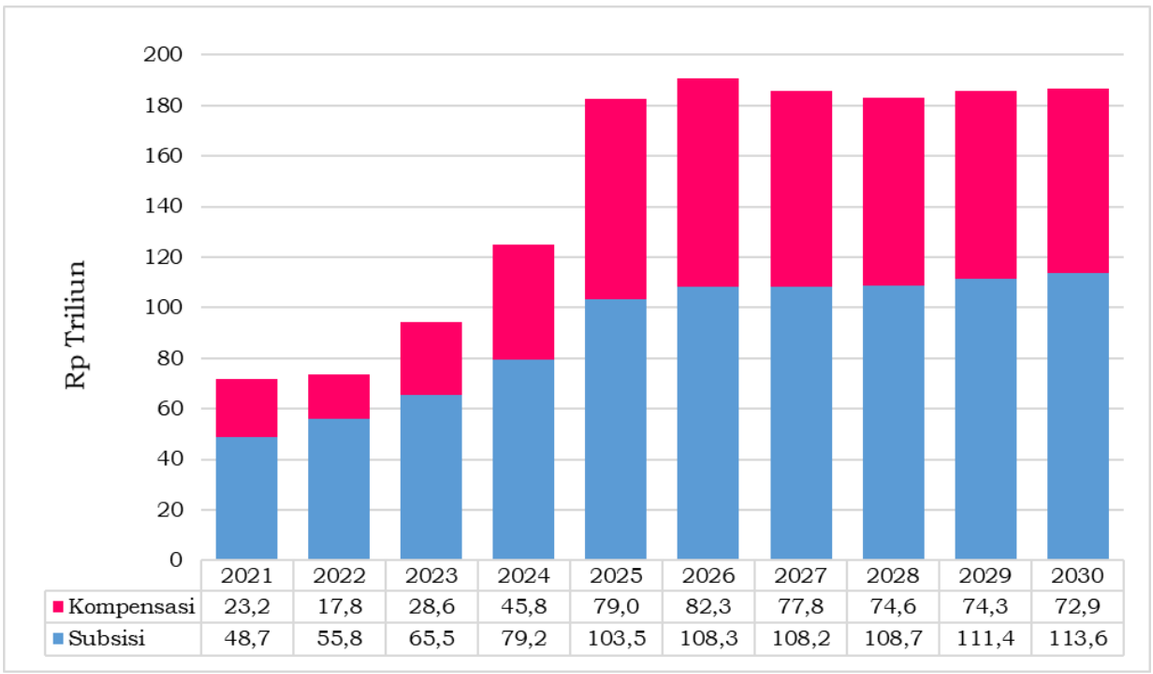
*)Asumsi tarif rata-rata tetap pada periode 2021-2030, sebesar Rp 1.127/kWh

Gambar 6.2 Proyeksi BPP

Selain berpengaruh pada BPP dan investasi, kebijakan EBT juga berpengaruh pada besarnya subsidi. Untuk perhitungan subsidi, tarif listrik diasumsikan tetap tanpa pemberlakuan *Automatic Tariff Adjustment* (ATA) yang berdampak pada pembayaran kompensasi dan subsidi. Kondisi ini dihadapi PLN saat ini dan sudah berlangsung mulai 1 Mei 2017, sejak terbitnya surat 2577/26/MEM.L/2017 tanggal 27 Maret 2017 Perihal Persetujuan Penyesuaian Tarif Tenaga Listrik *(Tariff Adjustment)* Periode April-Juni 2017. Mengacu ketentuan ini, maka berlaku dua kelompok tarif, yaitu tarif bersubsidi sesuai dengan permen ESDM dan golongan ATA yang menggunakan angka penyesuaian tarif terakhir.

Konsekuensi kebijakan tarif yang sepenuhnya dikendalikan oleh Pemerintah adalah apabila BPP, yang terdiri dari biaya operasi dan biaya pinjaman, lebih tinggi dari pada tarif jual tenaga listrik, maka selisih tersebut akan ditanggung oleh Pemerintah dalam bentuk subsidi. Metode perhitungan subsidi dan tarif jual tenaga listrik menggunakan *"cost plus margin"* di mana yang dimaksud *cost* adalah *allowable costs*. *Margin* usaha tahun 2021-2030 diasumsikan 7% atas *allowable costs*, dengan adanya *non allowable cost* penerimaan *margin* bersihnya jauh dibawah 7%.

Pada tahun 2021 kebutuhan subsidi dan kompensasi sebesar Rp 72 triliun dan meningkat menjadi Rp 187 triliun pada tahun 2030. Rata-rata subsidi dan kompensasi tahun 2021-2024 sebesar Rp 91 triliun per tahun, namun dengan pencapaian target EBT 23% di 2025, akan meningkat menjadi rata-rata Rp 186 triliun per tahun pada tahun 2025-2030, seperti ditunjukkan pada Gambar 6.3.



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kompensasi	23,2	17,8	28,6	45,8	79,0	82,3	77,8	74,6	74,3	72,9
Subsisi	48,7	55,8	65,5	79,2	103,5	108,3	108,2	108,7	111,4	113,6

Gambar 6.3 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Kompensasi

Pemenuhan *covenant* pada asumsi Tarif Tetap sangat bergantung pada penerimaan pendapatan kompensasi, subsidi dan PMN pada *cashflow* PT PLN (Persero). Hal ini berpengaruh pada likuiditas PLN dan tercapainya indikator-indikator terkait dengan *debt covenant*. Jika kompensasi dan subsidi tidak dapat dicairkan seperti dalam *cashflow*, PLN akan mengalami kekurangan likuiditas. Jika pencapaian *covenant* kurang dari yang disyaratkan akan dapat menyebabkan kondisi *default* pada korporasi dan bahkan terdapat risiko *cross default* kepada Pemerintah RI sehingga apabila situasi ini terjadi Pemerintah RI perlu menegosiasikan *waiver* dari *lender* atas *covenant*. Hasil pengukuran rasio keuangan antara tahun 2021 - 2030 *Cash Interest Coverage Ratio* (CICR) : 2,52 - 3,56; *Debt-Service Coverage Ratio* (DSCR) : 0,91 - 2,27; *Debt/Earning Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization* (EBITDA) antara 4,8 - 6,6, *Rate Return of Asset* (ROA): -0,35 - 0,65.

Untuk meningkatkan kemampuan investasi PLN dan mengurangi ketergantungan akan pinjaman perlu dipertimbangkan adanya kenaikan tarif dan *margin* bisnis. Dengan perbaikan fundamental, perusahaan dapat menjamin keberlangsungan bisnis kelistrikan.

Komposisi kepemilikan pembangkit dalam perencanaan pengembangan kapasitas juga berpengaruh terhadap BPP. Mengingat bahwa *cost of fund* dan *internal rate of return* (IRR) pembangkit IPP lebih tinggi dibandingkan jika PLN yang membangun pembangkitnya sendiri maka perlu diwaspadai bahwa dengan semakin besarnya porsi IPP dalam komposisi pembangkitan nasional memberikan potensi terhadap peningkatan BPP.

BAB VII

ANALISIS RISIKO

Sasaran strategis yang ingin dicapai dalam RUPTL ini adalah pemenuhan kebutuhan kapasitas dan energi listrik, pemanfaatan energi baru dan terbarukan, peningkatan efisiensi dan kinerja sistem tenaga listrik sejak dari tahap perencanaan.

Dalam pencapaian sasaran strategis tersebut PLN telah berkomitmen menerapkan manajemen risiko melalui implementasi *Enterprise Risk Management* (ERM). Hal tersebut selain bertujuan untuk menciptakan dan melindungi nilai di dalam Perusahaan, sekaligus juga sebagai salah satu unsur implementasi prinsip-prinsip *Good Corporate Governance* (GCG) dalam pengelolaan perusahaan sebagaimana diamanatkan dalam Peraturan Menteri BUMN Nomor PER-01/MBU/2011 tentang Penerapan GCG pada BUMN. Peletakan dasar-dasar *(fundamental)* untuk implementasi Manajemen Risiko di lingkungan PT PLN (Persero) telah dimulai pada tahun 2010 dengan ditetapkannya kebijakan implementasi Manajemen Risiko sesuai KEPDIR No. 537.K/DIR/2010 beserta pedoman pelaksanaannya sesuai Edaran Direksi No. 028.E/DIR/2010 yang diperbaharui menjadi Peraturan Direksi No. 0117.P/DIR/2019 tentang Pedoman Umum Penerapan Manajemen Risiko di Lingkungan PT PLN (Persero).

Bab ini menggambarkan Profil Risiko Jangka Panjang PLN yang dinilai dominan berpotensi mempengaruhi pencapaian sasaran tersebut di atas dalam kurun waktu tahun 2021-2030, dimana telah teridentifikasi terdapat pada aspek regulasi Pemerintah, aspek *financing* (pendanaan), *security of supply* dan aspek operasional. Hal tersebut sejalan dengan isu-isu utama RUPTL, yaitu proyeksi kebutuhan/permintaan tenaga listrik, pengembangan pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi, serta proyeksi pasokan energi primer dan kebutuhan investasi, baik oleh PLN maupun oleh swasta.

7.1. PROFIL RISIKO JANGKA PANJANG

Penggambaran Profil Risiko Jangka Panjang tahun 2021 - 2030 dilakukan sesuai dengan aspek-aspek yang ditinjau sebagai berikut:

1. Aspek Regulasi Pemerintah

Pada aspek ini risiko yang paling dominan berpengaruh terhadap pencapaian sasaran RUPTL adalah risiko adanya perubahan tatanan/ kebijakan pada sektor ketenagalistrikan dan risiko tarif tenaga listrik (TTL).

a. **Risiko perubahan tatanan/kebijakan pada sektor ketenagalistrikan** diantaranya disebabkan oleh perubahan arah prioritas nasional, perubahan kebijakan pengembangan pembangkit EBT, pembangkit non-EBT, regulasi penetapan harga EBT, regulasi yang mengatur alokasi dan harga energi primer, pengaruh regulasi daerah, dan sebagainya, yang akan berdampak langsung pada pencapaian sasaran RUPTL. Resiko kebijakan pengembangan EBT termasuk pengembangan pembangkit *Variable Renewable Energy* (VRE) akan berdampak pada keandalan dan kualitas sistem pasokan tenaga listrik yang berimplikasi pada kenaikan biaya investasi, biaya operasi, subsidi dan BPP.

   Selain itu, kebijakan pemerintah dapat memberikan risiko legal dan finansial kepada PLN, khususnya jika kebijakan berdampak pada pelanggaran kontraktual PLN dengan pihak lain baik IPP, kontraktor EPC maupun *supplier* bahan bakar. Terkait dengan kebijakan pemerintah untuk meningkatkan bauran EBT dan mengurangi penggunaan PLTU contohnya, sesuai arahan Presiden dalam Rapat Terbatas tanggal 11 Mei 2021, sehingga pengembangan PLTU baru yang sudah terkontrak diminta dibatalkan. Sebagaimana dijelaskan Menko Bidang Perekonomian bahwa dari program pembangkit listrik 35 GW masih terdapat 6 GW yang belum *financial closing*, tetapi penandatanganan *power purchase agreement* (PPA) telah dilakukan. Terkait dengan hal tersebut, Presiden setuju untuk membatalkan PPA dengan alasan lingkungan karena sebagaimana disampaikan oleh Menko Bidang Kemaritiman dan Investasi bahwa Undang-Undang mengenai lingkungan sangat kuat untuk men-drop hal tersebut. Oleh karena itu, agar tidak terdapat risiko legal dan finansial pada PLN, Menko Bidang Kemaritiman dan Investasi serta Pimpinan K/L terkait dimintakan membuat payung hukum untuk menaungi kebijakan tersebut.

   Selain itu, risiko finansial terkait *inefficiency* sehubungan dengan kebijakan dan arahan pemerintah dapat terjadi. Sehubungan dengan arahan ESDM untuk mengganti PLTU ke PLTG/GU yang memunculkan dampak teknis dan finansial. Pembangkit PLTU berfungsi sebagai

pembangkit beban dasar yang akan dioperasikan dengan *capacity factor* (CF) yang lebih tinggi dan biaya operasi yang lebih murah dibanding PLTGU/PLTMG. Masukan dari ESDM untuk merubah PLTU menjadi PLTMG/GU berdampak pada adanya penambahan beban Subsidi/Kompensasi sehingga perlu dikomunikasikan bersama ke Kementerian Keuangan dan Kementerian BUMN.

b. **Risiko tidak terlaksananya rasionalisasi TTL** yang disebabkan karena pertimbangan politis Pemerintah, akan berdampak langsung pada besaran subsidi listrik, dan pada akhirnya mempengaruhi kemampuan pendanaan internal PLN.

2. Aspek Pendanaan (*Financing*)

Risiko keterbatasan kemampuan pendanaan, baik yang dialami oleh PLN maupun swasta/IPP adalah risiko yang dominan berpengaruh terhadap pencapaian sasaran RUPTL mengingat kebutuhan pendanaan investasi PLN yang sangat besar, jauh di atas kapasitas pendanaan internal PLN maupun Pemerintah. Beberapa penyebab yang mungkin diantaranya adalah keterbatasan kapasitas fiskal Pemerintah dalam hal subsidi listrik, potensi penurunan reputasi PLN/Pemerintah karena terjadinya hambatan pada proyek-proyek PLN dan IPP, meningkatnya biaya pinjaman, peningkatan nilai tukar valas terhadap IDR, kenaikan harga energi primer dan komoditas, dan sebagainya.

Adapun dampak yang ditimbulkan adalah terhambatnya pembangunan proyek-proyek infrastruktur ketenagalistrikan, hingga defisit daya pembangkit karena kapasitas tenaga listrik tidak dapat mengikuti kenaikan pertumbuhan pemakaian listrik, yang pada ujungnya akan berpengaruh terhadap pertumbuhan ekonomi nasional.

3. Aspek *Security of Supply*

Pada aspek ini risiko yang paling dominan berpengaruh terhadap pencapaian sasaran RUPTL dijelaskan sebagai berikut :

a. Risiko keterlambatan penyelesaian proyek PLN dan IPP masih akan berpotensi terjadi. Potensi penyebab risiko ini diantaranya adalah adanya hambatan pada fase awal (pra konstruksi) seperti pendanaan, perizinan, pembebasan lahan, proses pelelangan, desain yang tidak tepat, isu

lingkungan dan sosial. Demikian pula pada fase konstruksi berupa *performance* teknis maupun kemampuan finansial kontraktor.

Mengingat bahwa target tambahan kapasitas per tahun cukup besar maka potensi dampak yang dapat ditimbulkan dari risiko ini diantaranya adalah meningkatnya BPP akibat tidak tercapainya target *fuelmix*, penambahan sewa pembangkit sebagai solusi jangka pendek hingga pemadaman karena defisit kapasitas pembangkit.

Mengingat dampak yang sedemikian signifikan, maka mitigasi yang harus dilakukan adalah memastikan proses pra-konstruksi dilakukan lebih awal, memastikan pengendalian dan integritas proyek termasuk aktifitas pelaksanaan proyek, mulai dari fase inisisasi sampai dengan proyek selesai, guna memastikan fungsi-fungsi yang terkait dalam pelaksanaan proyek dapat berjalan sesuai dengan rencana Road Map Implementasi RUPTL.

b. **Risiko ketidakselarasan penyelesaian proyek pembangkit dan jaringan.** Sebagaimana diketahui bahwa pembangunan pembangkit (PLN maupun IPP) dan jaringan transmisi dilaksanakan secara terpisah, sejak dari proses pendanaan hingga konstruksinya, sehingga berpotensi terjadi ketidakselarasan yang berdampak pada keterlambatan pengoperasian, dampak finansial berupa pinalti *take-or-pay* (TOP) dari IPP, *bottlenecking*, peningkatan BPP, hingga pemadaman.

c. **Risiko keterlambatan penyelesaian proyek penyaluran dan GI** disebabkan karena beberapa penyebab utama antara lain terbatasnya jumlah Penyedia Barang/Jasa pekerjaan transmisi dan GI, kekurangan tenaga kerja untuk konstruksi transmisi, pelelangan gagal, kontraktor tidak *qualified*, adanya potensi perubahan lingkup pekerjaan dikarenakan perubahan kondisi di lapangan dan perubahan konfigurasi sistem, hasil survey lapangan yang kurang detail, kendala teknis pelaksanaan konstruksi, koordinasi antara divisi-divisi terkait proyek Transmisi dan GI mulai tahap perencanaan hingga tahap siap dioperasikan yang belum efektif, serta koordinasi internal antara unit-unit PLN yang ada di sekitar proyek juga belum optimal. Dari faktor eksternal diantaranya disebabkan oleh hambatan pada proses perizinan dan pembebasan lahan, kontraktor transmisi yang tidak *perform*, adanya *dispute* kontrak, kendala sosial pelaksanaan konstruksi, koordinasi eksternal antara PLN dengan instansi/lembaga terkait belum optimal,

dan belum efektifnya penerapan UU No 2 tahun 2012 untuk pembebasan lahan transmisi. Hal tersebut bisa berdampak pada ketidakselarasan penyelesaian proyek yang associated, potensi peningkatan biaya sewa dan BBM pembangkit sehingga target fuelmix dan BPP tidak tercapai, target pencapaian susut jaringan tidak tercapai, tingkat pengembalian modal investasi menjadi kurang layak, sustainabilitas pasokan tenaga listrik terancam, serta berdampak pada kehilangan kesempatan penjualan tenaga listrik yang ekonomis.

d. **Risiko hambatan pada penyediaan dan pasokan energi primer non-BBM** secara jangka panjang mengemuka mengingat bahwa energi primer non-BBM, khususnya batubara dan gas adalah *non-renewable* (cadangan semakin menurun) dan kebutuhan untuk pembangkit listrik PLN berpotensi akan 'bersaing' dengan pasar ekspor. Dampak risiko ini diantaranya adalah meningkatnya BPP karena ketetidaktersediaan energi primer non-BBM yang akan disubstitusi oleh BBM dan terjadinya pemadaman karena defisit kapasitas pembangkit.

e. **Risiko pertumbuhan konsumsi tenaga listrik lebih kecil daripada proyeksi** cukup mengemuka mengingat bahwa kecepatan penyediaan infrastruktur tenaga listrik menghadapi beberapa risiko yang telah dijelaskan di atas, sedangkan pertumbuhan listrik lebih rendah dibandingkan terhadap proyeksi yang ada. Risiko ini akan berdampak pada *over supply* pembangkit. Namun sebaliknya, terdapat risiko pertumbuhan kebutuhan listrik melampaui proyeksi sehingga kekurangan pembangkit yang dapat berakibat terjadinya pemadaman.

4. Aspek Operasional

a. **Risiko penurunan *performance* pembangkit *existing*.** Dalam periode 10 tahun ke depan risiko ini berpotensi terjadi, yang diantaranya disebabkan sebagian pembangkit *existing* PLN telah berusia tua dan *performance* pembangkit baru yang tidak mencapai target yang diinginkan. Adapun dampak yang ditimbulkan antara lain defisit daya pembangkit.

b. **Risiko terjadinya *bottlenecking* sistem transmisi.** Risiko ini berpotensi terjadi akibat kecepatan pertambahan kapasitas jaringan transmisi tidak sejalan dengan pertumbuhan *demand* maupun penambahan kapasitas

pembangkit. Terlebih apabila *bottleneck* yang telah ada saat ini tidak diatasi, maka akan memperbesar peluang terjadinya *bottleneck* yang lebih besar.

c. **Risiko kenaikan harga energi primer** baik BBM, batubara, gas dan sebagainya akan sangat berdampak pada perusahaan, terlebih apabila kenaikan harga tersebut diikuti dengan hambatan pasokan karena pengaruh permintaan pasar.

d. **Risiko lingkungan,** berupa kepatuhan terhadap ketentuan masalah lingkungan, tuntutan masyarakat terhadap isu lingkungan berupa kesehatan, limbah, polusi dan kebisingan, serta isu sosial.

e. **Risiko terjadinya bencana alam.** Risiko ini mendapatkan perhatian guna memastikan preparedness menghadapi kondisi terjadinya bencana.

7.2. PEMETAAN PROFIL RISIKO JANGKA PANJANG

Peta risiko menunjukkan level risiko, dimana level risiko diukur berdasarkan tingkat kemungkinan terjadi (*likelihood*) dan skala dampak (*impact*) yang ditimbulkan sebagai berikut :

Skala Tingkat Kemungkinan		Skala	Skala Dampak
A	Sangat Kecil	1	Tidak Signifikan
B	Kecil	2	Minor
C	Sedang	3	Medium
D	Besar	4	Signifikan
E	Sangat Besar	5	Malapetaka

Adapun kriteria umum tiap level risiko dapat dijelaskan sebagai berikut :

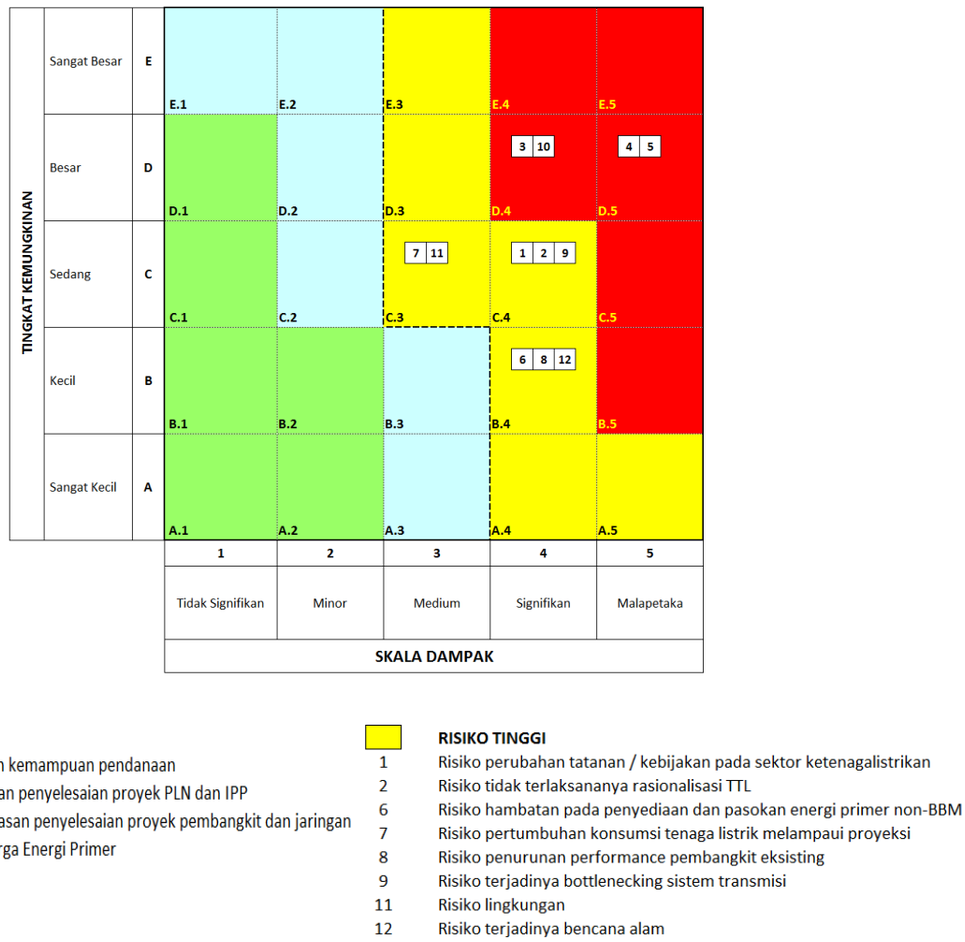
Level risiko ekstrem adalah risiko dinilai berpotensi menggagalkan pencapaian sasaran. Apabila risiko ini diambil, wajib dilakukan penanganan (mitigasi) dan perhatian khusus serta detail, dikarenakan sudah berada di atas batas toleransi risiko perusahaan.

Level risiko tinggi adalah risiko dinilai menghambat pencapaian sasaran, dan mekanisme kontrol yang ada belum cukup mengendalikan risiko tersebut. Diperlukan langkah penanganan (mitigasi) untuk menurunkan risiko ke sekurang-kurangnya level moderat.

Level risiko moderat adalah risiko dinilai mempunyai pengaruh terhadap sasaran, namun mekanisme kontrol yang ada efektif dapat mengendalikannya.

Level risiko rendah adalah risiko dinilai tidak terlalu berpengaruh terhadap sasaran, dan tidak diperlukan tindakan penanganan (mitigasi) tertentu, karena pengendalian sudah melekat dalam proses bisnis yang ada.

Peta profil risiko jangka panjang sebagaimana tersebut di atas dapat dilihat pada Gambar 8.1.



Gambar 7.1 Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang Tahun 2021 - 2030

7.3. MITIGASI RISIKO

Pengelolaan/mitigasi risiko harus dilakukan secara baik, terstruktur dan sistematis, terutama atas risiko-risiko dengan *level control risk* yang masih tinggi atau ekstrem. Program mitigasi risiko agar dilakukan secara dinamis oleh karena metoda dan sarana mitigasi terus berkembang. Namun demikian, pokok-pokok program mitigasi yang telah disiapkan dapat dijadikan sebagai acuan penyiapan

kebijakan mitigasi risiko yang teridentifikasi. Masih ada potensi munculnya risiko baru sesuai dengan perkembangan situasi dan kondisi sehingga diperlukan pengelolaan resiko untuk memastikan sasaran perusahaan tercapai.

Pada dasarnya mitigasi risiko akan dilakukan secara konsisten dan berkesinambungan guna menurunkan level risiko secara jangka panjang.

Program mitigasi risiko selengkapnya dapat dilihat pada Lampiran D.

BAB VIII
KESIMPULAN

Dengan menggunakan asumsi pertumbuhan ekonomi sepuluh tahun mendatang rata-rata 5,15% per tahun (skenario moderat) dan bergerak dari realisasi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2020 serta mempertimbangkan dampak dari pandemi COVID-19, proyeksi penjualan tenaga listrik pada tahun 2030 diperkirakan akan mencapai 390 TWh, atau mengalami pertumbuhan rata-rata 4,91% selama 10 tahun mendatang. Beban puncak *(non-coincident)* pada tahun 2030 diproyeksikan akan mencapai 65 ribu MW. Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut, diprogramkan pembangunan pembangkit listrik baru untuk periode tahun 2021-2030 sebesar 40,6 GW.

Sejalan dengan pengembangan pembangkit ini, diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 47,7 ribu kms dan penambahan trafo sebesar 76,7 ribu MVA. Untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik untuk periode tahun 2021-2030 diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah 164,7 ribu kms, tegangan rendah 291,8 ribu kms, kapasitas trafo distribusi 31,1 ribu MVA. Infrastruktur ini akan mendukung pelayanan untuk pelanggan eksisting dan tambahan jumlah pelanggan untuk sepuluh tahun ke depan.

Setelah mengidentifikasi dan mengoptimalkan potensi-potensi energi baru dan terbarukan (EBT) yang dapat dikembangkan hingga tahun 2030, bauran energi dari EBT akan meningkat dari 12,6% pada tahun 2021 menjadi 23% pada tahun 2025 sesuai dengan target Pemerintah. Bauran energi pada tahun 2030 diproyeksikan 59,4% batubara, 15,4% gas alam (termasuk LNG), 24,8% EBT dan 0,4% BBM sesuai dengan kebijakan Pemerintah untuk meningkatkan pemanfaatan EBT, serta mengurangi pemakaian BBM.

DAFTAR PUSTAKA

1. *Anggaran Dasar PT PLN (Persero)*, 2008.
2. *Evaluasi Operasi Tahun 2019*, PT PLN (Persero) UIP2B Jawa Bali, 2020.
3. *Evaluasi Operasi Tahun 2019*, PT PLN (Persero) UIP3B Sumatera, 2020.
4. *Executive Summary Pemutakhiran Data dan Neraca Sumber Daya Mineral Dan Batubara Status 2020,* Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM), 2020.
5. *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia* 2018, Pusdatin Kementerian ESDM, 2018.
6. Keputusan Kepala BKPM atas nama Menteri ESDM No. 25/1/IUPTL/PMDN/2016 tentang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero), 2016.
7. Keputusan Kepala BKPM atas nama Menteri ESDM No. 2/1/IUPTL/PMDN/2018 tentang Perubahan Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero), 2018.
8. *Laporan Tahunan 2019,* PT PLN (Persero), 2020.
9. *Laporan Tahunan 2020,* PT PLN (Persero), 2021.
10. *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia,* WestJec, 2007.
11. *Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia,* Nippon Koei, 2011.
12. *Outlook Energi Indonesia 2020*, BPPT, 2020.
13. *Pendapatan Nasional Indonesia 2001 – 2005*, BPS, 2008 dan update dari website BPS.
14. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 02 Tahun 2010 tentang Penugasan Pemerintah Kepada PT Perusahaan listrik Negara (Persero) Untuk Mengembangkan Pembangkit Listrik Yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara dan Gas yang selanjutnya telah dicabut dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 15 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 01

Tahun 2012, Peraturan Menteri ESDM Nomor 21 Tahun 2013 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2014.

15. Peraturan Menteri ESDM Nomor 9 Tahun 2016, Pembangkit Listrik Mulut Tambang, 2016.
16. Peraturan Menteri ESDM Nomor 19 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Batubara Untuk Pembangkit Tenaga Listrik dan Pembelian Kelebihan Tenaga Listrik (*Excess Power*), 2017.
17. Peraturan Menteri ESDM Nomor 45 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi Untuk Pembangkit Tenaga Listrik, 2017.
18. Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, 2017.
19. Peraturan Menteri ESDM Nomor 37 tahun 2018 tentang Penawaran Wilayah Kerja Panas Bumi, Pemberian Izin Panas Bumi, dan Penugasan Pengusahaan Panas Bumi, 2018.
20. Peraturan Menteri ESDM No. 41 Tahun 2018 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Bahan Bakar Nabati Jenis Biodiesel dalam Kerangka Pembiayaan oleh Badan Pengelola Dana Perkebunan Kelapa Sawit dengan tujuan Program Mandatori Biodiesel, 2018.
21. Peraturan Menteri ESDM Nomor 49 Tahun 2018 tentang Penggunaan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap, 2018.
22. Peraturan Menteri ESDM Nomor 27 Tahun 2017 dan Nomor 18 Tahun 2019 tentang Tingkat Mutu Pelayanan dan Biaya yang terkait denagn Penyaluran Tenaga Listrik oleh PT PLN (Persero), 2019.
23. Peraturan Menteri ESDM No. 10 Tahun 2019 tentang Tata Cara Penyusunan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik, 2019.
24. Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan Nomor. P.15/MENLHK/SETJEN/KUM.1/4/2019 tentang Baku Mutu Emisi Pembangkit Listrik Tenaga Termal, 2019.
25. Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014.
26. Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional, 2014.

27. Peraturan Pemerintah Nomor. 14 Tahun 2015 tentang Rencana Induk Pembangunan Industri Nasional (RIPIN) Tahun 2015-2035, 2015.

28. Peraturan Presiden Nomor 77 Tahun 2008 tentang Pengesahan *Memorandum of Understanding on the ASEAN Power Grid* (Memorandum Saling Pengertian Mengenai Jaringan Transmisi Tenaga Listrik ASEAN), 2008.

29. Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 tentang Penugasan Kepada PT PLN (Persero) Untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara Dan Gas sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 48 Tahun 2011.

30. Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Batubara sebagaimana telah 3 kali diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 Tahun 2011 dan Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014.

31. Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 14 Tahun 2017.

32. Peraturan Presiden Nomor 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional, 2017.

33. *Perkembangan Beberapa Indikator Utama Sosial-Ekonomi Indonesia,* BPS, 2013.

34. *Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) Provisi-provinsi di Indonesia 2007-2011,* BPS, 2012.

35. *Proyeksi Penduduk Indonesia 2010 – 2035*, Bappenas, BPS, UN Population Fund, 2012.

36. *Public Private Partnerships Infrastructure Projects Plan in Indonesia 2017*, Bappenas, 2017.

37. *Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2008 – 2027*, Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2008.

38. *Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2015 – 2034 (Draft)*, Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2015.

39. *Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2019-2038*, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2019.

40. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2019–2028*, PT PLN (Persero), 2019.

41. Sistem Informasi Laporan Manajemen (SILM), PT PLN (Persero), Desember 2020.

42. *Statistik 2009,* PT PLN (Persero), 2010.

43. *Statistik 2010,* PT PLN (Persero), 2011.

44. *Statistik 2011,* PT PLN (Persero), 2012.

45. *Statistik 2012,* PT PLN (Persero), 2013.

46. *Statistik 2013,* PT PLN (Persero), 2014.

47. *Statistik 2014,* PT PLN (Persero), 2015.

48. *Statistik 2015,* PT PLN (Persero), 2016.

49. *Statistik 2016,* PT PLN (Persero), 2017.

50. *Statistik 2017,* PT PLN (Persero), 2018.

51. *Statistik 2018,* PT PLN (Persero), 2019.

52. *Statistik 2019,* PT PLN (Persero), 2020.

53. *Statistik 2020 (unaudited),* PT PLN (Persero), 2021.

54. *Statistik Indonesia,* Badan Pusat Statistik, 2014.

55. Studi Penghematan Listrik dan *Load Forecasting*, Konsorsium LEMTEK UI dan Tim Nano UI, 2012.

56. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi, 2007.

57. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan, 2009.

58. *Rencana Jangka Panjang Perusahaan 2020 – 2024,* PT PLN (Persero), 2020.

59. *Website* Kementerian ESDM, Pemerintah Daerah.

LAMPIRAN A

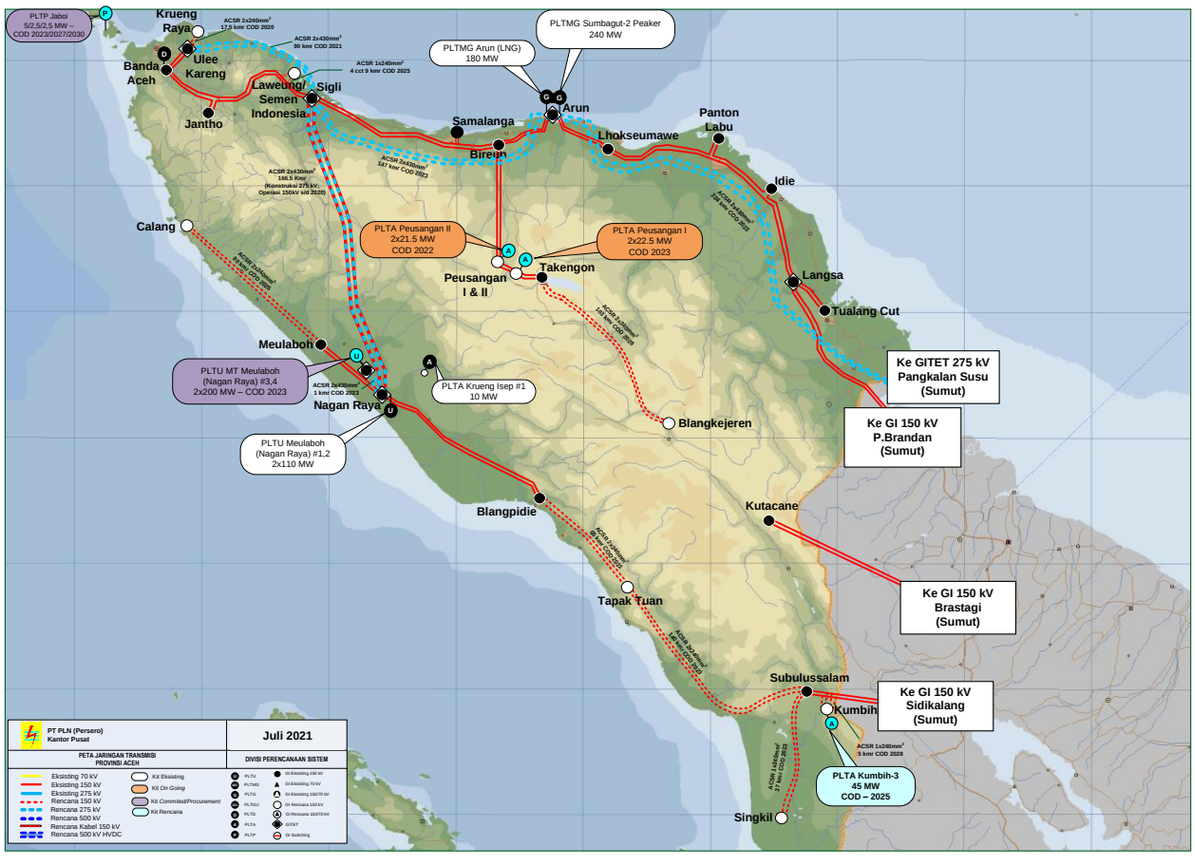
RENCANA PENGEMBANGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI
WILAYAH OPERASI SUMATERA DAN KALIMANTAN

A1. PROVINSI ACEH
A2. PROVINSI SUMATERA UTARA
A3. PROVINSI RIAU
A4. PROVINSI KEPULAUAN RIAU
A5. PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG
A6. PROVINSI SUMATERA BARAT
A7. PROVINSI JAMBI
A8. PROVINSI SUMATERA SELATAN
A9. PROVINSI BENGKULU
A10. PROVINSI LAMPUNG
A11. PROVINSI KALIMANTAN BARAT
A12. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN
A13. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH
A14. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR
A15. PROVINSI KALIMANTAN UTARA

LAMPIRAN A.1
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI ACEH

A1.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Aceh terdiri dari sistem interkoneksi 150 kV Sumbagut dan sistem *isolated* dengan tegangan distribusi 20 kV. Sebagian besar sistem tenaga listrik Aceh dipasok oleh sistem interkoneksi 150 kV Sumatera dan sebagian kecil masih berada di daerah *isolated* terutama untuk lokasi-lokasi di pulau terpisah. Saat ini daerah yang sudah dipasok sistem interkoneksi meliputi seluruh lokasi di Aceh (daratan), baik melalui jaringan 150 kV ataupun 20 kV. Beban puncak tertinggi Aceh tahun bulan Oktober 2020 sebesar 542 MW. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Aceh ditunjukkan pada Gambar A1.1.



Gambar A1.1 Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Aceh

Penjualan tahun 2012-2020 tumbuh rata-rata sebesar 7,5%, komposisi penjualan energi tahun 2012-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada

Tabel A1.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2012-2020 dapat dilihat seperti pada Tabel A1.2.

Tabel A1.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	1.139	1.166	1.259	1.367	1.510	1.533	1.622	1.733	1.868
2	Bisnis	268	234	297	337	361	386	429	466	478
3	Publik	290	345	328	317	352	366	389	423	420
4	Industri	59	70	81	97	107	124	147	160	172
	Total	1.755	1.815	1.966	2.119	2.330	2.409	2.588	2.782	2.938
	Pertumbuhan (%)	11,1	3,4	8,3	7,8	10,0	3,4	7,4	7,5	5,6

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A1.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	979	1.017	1.068	1.118	1.157	1.200	1.250	1.304	1.354
2	Bisnis	66	69	76	82	89	104	117	127	136
3	Publik	37	40	42	44	48	52	56	60	63
4	Industri	0,92	0,99	1,44	1,88	2,21	2,87	3,26	3,24	3,58
	Total	1.082	1.127	1.187	1.246	1.296	1.359	1.426	1.493	1.557
	Pertumbuhan (%)	3,1	4,2	5,3	4,9	4,1	4,8	5,0	4,7	4,3

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A1.3, A1.4 dan A1.5.

Tabel A1.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting[1)]

Pembangkit	**Sistem Tenaga Listrik**	**Jumlah Unit**	**Total Kapasitas (MW)**	**Daya Mampu Netto (MW)**	**DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir**
PLN					
PLTU	Sumatera	2	220,0	140,0	136,0
PLTMG	Sumatera	32	424	401,5	407,2
PLTD	Sumatera	18	64,2	42,3	36,5
	Sinabang	18	13,8	9,1	9,1
	Sabang	15	12,9	8,7	8,7
Jumlah PLN		**72**	**735,8**	**601,6**	**597,5**
IPP					
PLTD	Sumatera	2	23,0	15,7	7,0
PLTM	Sumatera	2	11,0	11,6	11,4
Jumlah IPP		**4**	**34,0**	**27,3**	**18,4**
Jumlah		**76**	**769,8**	**628,9**	**615,9**

Saat ini pada sistem *isolated* 20 kV yang tersisa adalah sistem *isolated* di kepulauan seperti Sistem Sabang, Sistem Sinabang (Simeulue) dan sistem kecil lainnya juga masih dipasok oleh PLTD.

[1)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)

Tabel A1.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[2)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Alue Dua/ Langsa	150/20	2	90
2	Tualang Cut	150/20	3	110
3	Alue Batee/ Idi	150/20	2	50
4	Lhokseumawe	150/20	2	120
5	Bireuen	150/20	2	120
6	Sigli	150/20	2	90
7	Banda Aceh I / Lambaroe	150/20	3	180
8	Jantho	150/20	1	30
9	Pantonlabu	150/20	2	60
10	PLTU Nagan Raya	150/20	1	30
11	Arun	150/20	1	60
12	Meulaboh	150/20	2	90
13	Blang Pidie	150/20	1	30
14	Kutacane	150/20	1	30
15	Subulussalam	150/20	1	30
16	Takengon	150/20	1	30
17	Samalanga	150/20	1	30
18	Ulee Kareeng	150/20	1	30
19	Krueng Raya	150/20	1	30
TOTAL			30	1210

Tabel A1.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[3)]

No.	Kriteria	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	14.734	15.144	16.483	16.324	17.284	15.578	15.927	16.282
2	JTR (kms)	14.745	14.980	17.355	16.886	17.366	16.077	16.405	16.464
3	Gardu Distribusi (MVA)	659	718	774	820	881	912	984	1.013

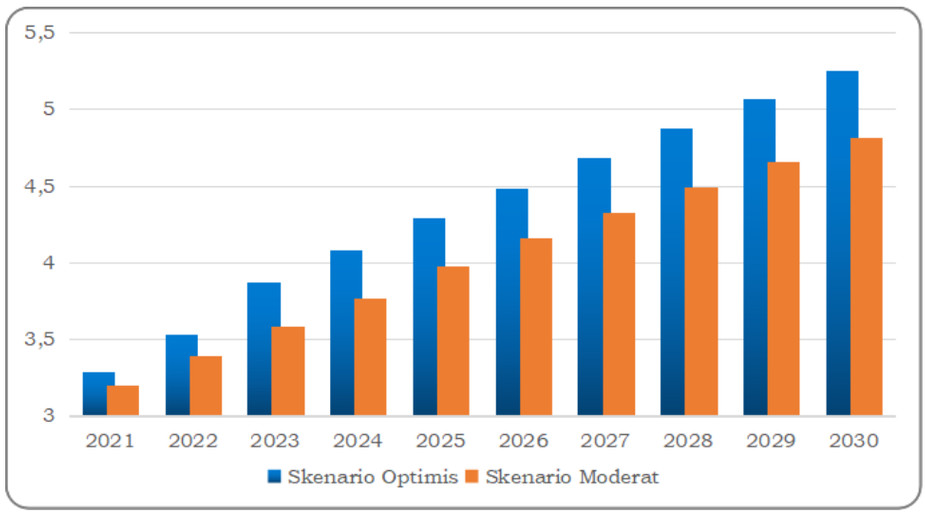
*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

A1.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pandemi Covid-19 yang terjadi pada awal tahun 2020, menyebabkan pertumbuhan ekonomi hingga beberapa tahun kedepan menjadi tertekan. Terdapat dua *probability* proyeksi pertumbuhan ekonomi, yang akan mendrive *demand* listrik. Kedua skenario proyeksi *demand* ditampilkan pada Gambar A1.2 berikut. Pertumbuhan *demand* rata-rata tahun 2021 s/d 2030 Provinsi Aceh, untuk masing-masing skenario adalah:

- Optimis 5,7%
- Moderat 4,8%

[2)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS
[3)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW Aceh



Gambar A1.2 Proyeksi *Demand* Provinsi Aceh (TWh)

Berdasarkan kedua skenario tersebut, diambil skenario moderat sebagai referensi untuk pengembangan infrastuktur ketenagalistrikan. Namun untuk mengantisipasi *gap* antara perencanaan dan realisasi, perlu dilakukan evaluasi dan koreksi sampai kondisi menjadi kembali stabil.

Tabel A1.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh) [4)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	2.085	2.230	2.370	2.507	2.641	2.771	2.898	3.023	3.144	3.263
2	Bisnis	497	515	531	551	570	586	601	617	632	648
3	Publik	439	454	467	480	494	506	518	530	540	550
4	Industri	181	192	220	233	271	298	311	325	339	354
	Total	3.202	3.390	3.588	3.772	3.975	4.161	4.329	4.494	4.656	4.814
	Pertumbuhan (%)	8,9%	5,86	5,85	5,11	5,39	4,70	4,04	3,81	3,60	3,41

Tabel A1.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu) [5)]

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.372	1.389	1.406	1.423	1.440	1.457	1.474	1.490	1.506	1.522
2	Bisnis	139	141	144	147	150	152	155	157	160	162
3	Publik	66	70	73	76	79	82	86	89	93	96
4	Industri	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5
	Total	1.580	1.604	1.627	1.650	1.673	1.696	1.719	1.742	1.764	1.786
	Pertumbuhan (%)	1,50	1,48	1,45	1,42	1,39	1,37	1,34	1,32	1,29	1,26

Tabel A1.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[6)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	1,95	3.202	3.514	594	1.580.384
2022	1,91	3.390	3.717	629	1.603.764
2023	1,87	3.588	3.929	667	1.627.036

[4)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[5)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[6)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2024	1,84	3.772	4.124	701	1.650.201
2025	1,81	3.975	4.341	739	1.673.217
2026	1,77	4.161	4.539	775	1.696.125
2027	1,74	4.329	4.716	806	1.718.877
2028	1,71	4.494	4.889	838	1.741.502
2029	1,68	4.656	5.059	868	1.763.976
2030	1,68	4.814	5.225	897	1.786.222
Pertumbuhan (%)	1,80%	4,81%	4,65%	4,84%	1,38%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan KEK Arun Lhokseumawe, PT. Semen Aceh Indonesia, Kawasan Industri Aceh Ladong, dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Aceh. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastuktur tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi, dan gardu induk.

A1.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Aceh terdiri dari potensi air, panas bumi, minyak bumi, gas dan batubara. Diperkirakan potensi sumber tenaga air mencapai 5.062 MW yang tersebar di Provinsi Aceh. Potensi panas bumi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 980 MW yang tersebar. Potensi minyak bumi dan gas bumi yang dimiliki adalah 115 MMSTB dan 7.516 BCF, sedangkan potensi batubara di Provinsi Aceh adalah sebesar 450,6 juta ton[7].

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2030 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Aceh dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada Tabel A1.9. dan Tabel A1.10.

---

[7] Sumber : RUKN 2019 - 2038

Tabel A1.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit*

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTA	-	43	45	-	45	-	-	-	-	-	133
PLT Lain	-	-	-	55	55	-	-	-	-	-	110
Jumlah	**-**	**43**	**45**	**55**	**100**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**243**
IPP											-
PLTU	-	-	400	-	-	-	-	-	-	-	400
PLTP	-	-	5	10	30	-	3	-	-	3	50
PLTM	-	-	19	9	12	-	-	-	-	-	40
PLTA	-	10	-	-	90	-	-	160	-	400	660
PLT Lain	-	23	12	-	53	-	-	-	-	-	88
Jumlah	**-**	**33**	**436**	**19**	**186**	**-**	**3**	**160**	**-**	**403**	**1.239**
Total											
PLTU	-	-	400	-	-	-	-	-	-	-	400
PLTP	-	-	5	10	30	-	3	-	-	3	50
PLTM	-	-	19	9	12	-	-	-	-	-	40
PLTA	-	53	45	-	135	-	-	160	-	400	793
PLT Lain	-	23	12	55	108	-	-	-	-	-	198
Jumlah	**-**	**76**	**481**	**74**	**286**	**-**	**3**	**160**	**-**	**403**	**1.482**

* Termasuk kuota sistem Sumatera

Tabel A1.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumatera	PLTBg	Aceh Tamiang	3,0	2022	PPA	IPP
2	Sumatera	PLTBm	Langsa	10,0	2022	PPA	IPP
3	Sumatera	PLTA	Peusangan 1-2	43,0&45,0	2022/2023	Konstruksi	PLN
4	Sumatera	PLTBm	Tanjung Semanto	9,8	2022	Konstruksi	IPP
5	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	7,4	2023	Perencanaan	IPP
6	Sabang	PLTP	Jaboi (FTP2)	5,0 2,5 2,5	2023 2027 2030	PPA	IPP
7	Sumatera	PLTU	Meulaboh (Nagan Raya) #3,4	2x200,0	2023	Konstruksi	IPP
8	Sinabang	PLT Bio	Simeulue (Kuota) Tersebar	3,0	2023	Perencanaan	IPP
9	Sinabang	PLTS	Sinabang (Kuota) Tersebar	2,0	2023	Perencanaan	IPP
10	Sumatera	PLTA	Kumbih-3	45,0	2025	Commited	PLN
11	Sumatera	PLTA	Hidro Sumatera (kuota) tersebar*	10,0 90,0 160,0 400	2022 2025 2028 2030	Pengadaan Perencanaan	IPP
12	Sumatera	PLTM	Minihidro (Kuota) Tersebar	19,1 8,8 12,4	2023 2024 2025	Perencanaan	IPP
13	Sumatera	PLTP	Panas Bumi Sumatera (Kuota) Tersebar	10,0 30,0	2024 2025	Perencanaan	IPP
14	Sumatera	PLTB	Pembangkit Bayu	55,0 55,0	2024 2025	Perencanaan	PLN
15	Sumatera	PLTS	Surya Sumatera (Kuota) tersebar*	50,1	2025	Perencanaan	IPP
16	Sumatera	PLT Bio	PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar	3,0	2025	Perencanaan	IPP
TOTAL				1.481,6			

***** Kuota Sistem Sumatera

Di Provinsi Aceh terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Lawe Alas 151,0 MW
- PLTA Gumpang 19,0 MW

-	PLTA	Kla	12,0	MW
-	PLTA	Lae Suraya	240,0	MW
-	PLTA	Woyla 5	56,0	MW
-	PLTA	Jambu Aye	140,0	MW
-	PLTA	Kluet 1	180,0	MW
-	PLTA	Leuteung	14,7	MW
-	PLTA	Peusangan IV	120,0	MW
-	PLTA	Redelong	18,0	MW
-	PLTA	Samarkilang	76,8	MW
-	PLTA	Tampur 1	443,0	MW
-	PLTA	Teunom 2	240,0	MW
-	PLTA	Tripa	52,0	MW
-	PLTA	Tripa 1	48,0	MW
-	PLTA	Tripa 2	114,2	MW
-	PLTA	Tripa 3	142,0	MW
-	PLTA	Cinendang	75,5	MW
-	PLTA	Peusangan V-B	13,0	MW
-	PLTA	Batee	100,0	MW
-	PLTA	Meurebo 3	100,0	MW
-	PLTA	Woyla 1	174,9	MW
-	PLTA	Jagong Jeget	41,0	MW
-	PLTA	Meurobo	38,0	MW
-	PLTA	Teunom 3	135,0	MW
-	PLTA	Meurebo 2	59,0	MW
-	PLTA	Kluet 2	120,0	MW
-	PLTA	Krueng Meriam	48,0	MW
-	PLTM	Ketol A	10,0	MW
-	PLTM	Lawe Gurah	4,5	MW
-	PLTM	Teunom	10,0	MW
-	PLTM	Tembolon (Bidin 2)	3,1	MW
-	PLTM	Lawe Mamas	9,6	MW
-	PLTM	Kemerleng Uning	6,0	MW
-	PLTM	Lhok Pineung	5,1	MW
-	PLTM	Lawe Bulan	6,5	MW
-	PLTM	Kerpap	2,2	MW
-	PLTM	Subulussalam	7,4	MW
-	PLTM	Bener Meriah	7,5	MW
-	PLTM	Mangku Sosial	7,2	MW
-	PLTP	Seulawah Agam (FTP2) #1	55,0	MW
-	PLTP	G. Geureudong	50,0	MW
-	PLTP	Jaboi (FTP2) #3	80,0	MW
-	PLTP	Seulawah Agam (FTP2) #2	55,0	MW
-	PLTP	Gunung Kembar	110,0	MW
-	PLTP	Lokop	40,0	MW
-	PLTBm	Simeulue	3,5	MW
-	PLTS	Simeulue	2,0	MW
-	PLTBm	Penanggalan	10,0	MW

-	PLTBm	Subulussalam	10,0	MW
-	PLTBn	Sinabang	5,0	MW
-	Hybrid (PLTBm + PLTS)	Deudap	0,25	MW
-	Hybrid (PLTBm + PLTS)	Seurapung	0,25	MW
-	PLTB	Pembangkit Angin (tersebar)	148	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A1.11. dan Tabel A1.12.

Tabel A1.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
275 kV	180	-	743	-	-	-	-	-	-	-	923
150 kV	130	-	214	-	206	-	-	-	206	-	756
Jumlah	310	-	957	-	206	-	-	-	206	-	1.679

Tabel A1.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
1	Sigli	Ulee Kareng	275	2 cct, 2 Zebra	180	2021	Konstruksi
2	Pangkalan Susu	Arun	275	2 cct, 2 Zebra	448	2023	Committed
3	Arun	Sigli	275	2 cct, 2 Zebra	294	2023	Committed
4	Nagan Raya	PLTU Nagan Raya #3,4	275	2 cct, 2 Zebra	1	2023	Konstruksi
5	Blang Pidie	Tapak Tuan	150	2 cct, 2 Hawk	130	2021	Konstruksi
6	Subulussalam	Singkil	150	2 cct, 1 Hawk	74	2023	Konstruksi
7	Tapak Tuan	Subulussalam	150	2 cct, 2 Hawk	140	2023	Rencana
8	Kumbih	Inc. 2 Phi (Sabulussalam-Sidikalang)	150	2 cct, 1 Hawk	10	2025	Rencana
9	Laweung (Semen Indonesia-Aceh)	Inc 2 Phi (Sigli-B.Aceh/Jantho)	150	4 cct, 1 Hawk	36	2025	Rencana
10	Calang	Meulaboh	150	2 cct, 2 Hawk	160	2025	Rencana
11	Takengon	Blang Kjeren	150	2 cct, 2 Hawk	206	2029	Rencana
	TOTAL				1.679		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A1.13 dan Tabel A1.14.

Tabel A1.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
275/150 kV	500	-	250	-	-	-	-	-	-	-	750
150/20 kV	30	60	150	60	120	-	-	60	90	60	630
Jumlah	530	60	400	60	120	-	-	60	90	60	1.380

Tabel A1.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext. / Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
1	Sigli	275/150	New	1x250	2021	Konstruksi
2	Sigli	275	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
3	Ulee Kareng	275/150	New	1x250	2021	Konstruksi
4	Arun	275	Ext	2 LB	2023	Committed
5	Nagan Raya	275/150	New	1x250	2023	Konstruksi
6	Blang Pidie	150	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
7	Tapak Tuan	150/20	New	1x30	2021	Konstruksi
8	Ulee Kareng	150	Ext	2 TB	2021	Konstruksi
9	Peusangan-1	150	New	4 LB	2022	Konstruksi
10	Peusangan-2	150	New	4 LB	2022	Konstruksi
11	Takengon	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
12	Arun	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
13	PLTU Nagan Raya	150	Ext	1 TB	2023	Konstruksi
14	Sigli	150	Ext	2 TB	2023	Rencana
15	Sigli	150/20	Uprate	1x60	2023	Rencana
16	Singkil	150/20	New	1x30	2023	Konstruksi
17	Subulussalam	150	Ext	2 LB	2023	Konstruksi
18	Subulussalam	150	Ext	2 LB	2023	Rencana
19	Tapak Tuan	150	Ext	2 LB	2023	Rencana
20	Ulee Kareng	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
21	Calang	150/20	New	1x30	2025	Committed
22	Krueng Raya	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
23	Kumbih	150	New	4 LB	2025	Rencana
24	Laweung (Semen Indonesia-Aceh)	150/20	New	1x30	2025	Rencana
25	Meulaboh	150	Ext	2 LB	2025	Committed
26	Meulaboh	150/20	Uprate	1x60	2028	Rencana
27	Blang kjeren	150/20	New	1x30	2029	Rencana
28	Kutacane	150/20	Ext	1x60	2029	Rencana
29	Idie	150/20	Uprate	1x60	2030	Rencana
	TOTAL			1.380		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A1.15.

Tabel A1.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	(kms)	(kms)	(MVA)	
2021	144	346	26	23.400
2022	134	325	26	23.380
2023	135	330	26	23.272
2024	119	294	26	23.165
2025	126	315	26	23.016
2026	111	279	26	22.908
2027	96	243	27	22.752
2028	91	232	27	22.625
2029	86	222	27	22.474
2030	82	213	27	22.245
Jumlah	**1.122**	**2.798**	**263**	**229.238**

Pengembangan Listrik Perdesaan

Selain pengembangan jaringan distribusi diatas, juga terdapat program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2030 seperti pada Tabel A1.16.

Tabel A1.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	39.15	23.73	0.70	14	0	420
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0

Tabel A1.17. Rencana Pengambilalihan RT Belistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	**2021**	**2022**	**2023**
Aceh	376	0	0

Rasio elektrifikasi untuk Provinsi Aceh pada TW IV tahun 2020 sebesar 99,99% sedangkan rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 6.497 desa berlistrik PLN.

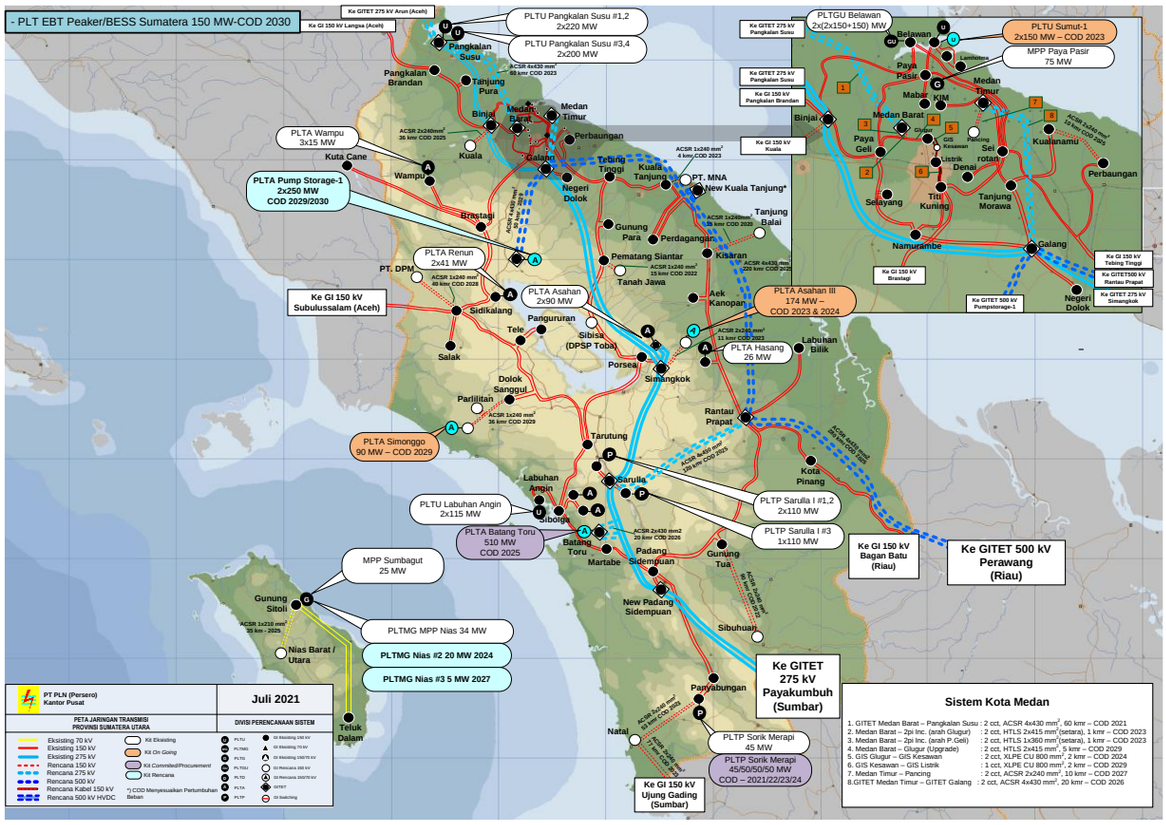
Program Listrik Perdesaan adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga di indikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan didaerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk

mempercepat program Listrik Pedesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan dengan pemanfaatan EBT.
Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE (Lampu Tenaga Surya Hemat Energi) kepada 376 Rumah Tangga di Provinsi Aceh. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2020-2022.

LAMPIRAN A.2
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI SUMATERA UTARA

A2.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Sumatera Utara terdiri dari sistem interkoneksi dengan transmisi 150 kV dan 275 kV serta sistem kecil *isolated* Pulau Nias dengan tegangan 70 kV. Sistem interkoneksi Sumatera Utara dipasok oleh pembangkit PLN, IPP dan *swap energy* dengan PT. Inalum serta beberapa *excess power* untuk ikut membantu memenuhi kebutuhan beban puncak. Beban puncak tertinggi Sumatera Utara tahun 2020 sebesar 1.883 MW. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Sumatera Utara ditunjukkan pada Gambar A2.1.



Gambar A2.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Sumatera Utara

Penjualan sejak tahun 2012-2020 tumbuh rata-rata sebesar 5,27%. Komposisi penjualan energi tahun 2012-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A2.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2012-2020 dapat dilihat seperti pada Tabel A2.2.

Tabel A2.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	3.814	3.898	4.177	4.504	4.809	4.879	5.091	5.363	5.704
2	Bisnis	1.156	1.196	1.252	1.328	1.447	1.515	1.599	1.695	1.589
3	Publik	705	718	748	796	857	894	935	975	953
4	Industri	2.135	2.130	2.094	2.076	2.128	2.420	2.820	2.911	2.947
	Total	7.809	7.941	8.271	8.704	9.240	9.707	10.445	10.944	11.193
	Pertumbuhan (%)	8,55	1,69	4,15	5,23	6,17	5,05	9,40	4,78	2,27

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A2.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	2.633,6	2.749,1	2.863,6	2.975,9	3.098,9	3.251,4	3.405,4	3.560,5	3.707,6
2	Bisnis	99,2	103,0	106,9	111,3	123,3	132,7	137,6	142,7	145,9
3	Publik	71,8	74,8	77,7	80,4	84,5	89,3	93,4	97,5	100,7
4	Industri	3,6	3,7	3,7	3,7	3,9	4,0	4,3	4,4	4,5
	Total	2.808,3	2.930,6	3.051,8	3.171,3	3.310,6	3.477,5	3.640,8	3.805,1	3.958,7
	Pertumbuhan (%)	4,85	4,36	4,14	3,91	4,39	5,0	4,70%	4,51	4,04

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A2.3, A2.4 dan A2.5.

Tabel A2.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[8)]

Pembangkit	**Sistem Tenaga Listrik**	**Jumlah Unit**	**Total Kapasitas (MW)**	**Daya Mampu Netto (MW)**	**DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir**
PLN					
PLTA	Sumatera	4	132,0	122,8	125,2
PLTG	Sumatera	2	53,6	53,6	54,2
PLTGU	Sumatera	6	817	602	480,0
PLTMH	Sumatera	1	7,5	6,8	6,3
PLTU	Sumatera	7	1330,0	955,0	778,8
PLTD	Sumatera	5	197,4	192,9	194,8
	Nias	16	17,1	8,3	8,3
	Nias Terluar (P. Tello)	15	1,5	1,1	1,1
	Nias Terluar (Lasondre)	2	0,2	0,2	0,2
	Nias Terluar (Tanah Masa)	2	0,4	0,4	0,4
	Nias Terluar (Tanah Bala)	3	0,6	0,6	0,6
	Pulau Sembilan	5	0,6	0,5	0,5
Jumlah PLN		**68**	**2.557,9**	**1.944,1**	**1.650,3**
IPP					
PLTA	Sumatera	6	315,0	315,0	311,6
PLTM	Sumatera	7	62,3	53,3	58,3
PLTMG	Sumatera	2	260,0	260,0	450,3

[8)] Sumber : Data SILM PT.PLN (Persero)

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLTP	Sumatera	4	372,1	372,1	370,0
PLTG	Nias	1	25,0	25,0	25,0
Jumlah IPP		**20**	**1034,4**	**1025,4**	**1215,2**
SEWA					
PLTBM	Sumatera	3	12,8	0,0	0,0
PLTD	Sumatera	2	8,3	5,5	2,8
PLTG	Sumatera	4	175,9	145,8	145,6
PLTGU	Sumatera	1	130,0	122,0	124,8
PLTD	Nias	3	24,0	24,0	24,0
Jumlah Sewa		**13**	**351,0**	**297,3**	**297,2**
Jumlah		**101**	**3.943,3**	**3.266,8**	**3.162,7**

Tabel A2.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[9)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Glugur	150/20	3	180
2	GIS Listrik	150/20	3	180
3	Titi Kuning	150/20	4	240
4	Paya Pasir	150/20	2	120
5	Paya Geli	150/20	4	240
6	Mabar	150/20	1	60
7	KIM	150/20	3	180
8	Labuhan	150/20	2	120
9	Lamhotma	150/20	1	30
10	Namurambe	150/20	2	120
11	Denai	150/20	2	120
12	T. Morawa	150/20	3	180
13	Sei Rotan	150/20	3	180
14	Perbaungan	150/20	2	90
15	Binjai	150/20	3	180
16	P. Brandan	150/20	2	120
17	Sidikalang	150/20	2	80
18	Brastagi	150/20	2	90
19	Tebing Tinggi	150/20	3	180
20	Kuala Tanjung	150/20	3	180
21	Pematang Siantar	150/20	3	150
22	Gunung Para	150/20	1	30
23	Tele	150/20	2	20
24	Kisaran	150/20	2	120
25	Aek Kanopan	150/20	2	50
26	R. Prapat	150/20	3	180
27	Kota Pinang	150/20	2	90
28	Porsea	150/20	2	30
29	Tarutung	150/20	2	70

[9)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
30	Sibolga	150/20	2	120
31	P. Sidimpuan	150/20	2	120
32	Gunung Tua	150/20	2	60
33	Labuhan Angin	150/20	2	40
34	Kuala Namu	150/20	3	120
35	Perdagangan/Sei Mangkei	150/20	1	60
36	Dolok Sanggul	150/20	2	90
37	Martabe	150/20	1	10
38	Galang	150/20	1	30
39	Salak/Siempat Rube	150/20	2	60
40	Pangururan	150/20	1	30
41	Panyabungan	150/20	1	30
42	Teluk Dalam	70/20	1	30
43	Gunung Sitoli	70/20	2	60
44	Labuhan Bilik	150/20	1	60
45	Tanjung Pura	150/20	1	60
46	Sorik Merapi	150/20	1	30
47	Negeri Dolok	150/20	1	30
48	Selayang	150/20	1	60
49	Sarula	150/20	1	30
50	Tanjung Balai	150/20	1	
TOTAL			99	4.740

Tabel A2.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[10)]

No.	Kriteria	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	23.940	24.541	28.843	25.456	26.182	27.990	29.250	29.922
2	JTR (kms)	25.928	26.094	26.989	26.719	27.129	30.160	31.151	31.838
3	Gardu Distribusi (MVA)	1.858	1.981	2.141	2.344	2.537	2.804	3.009	3.212

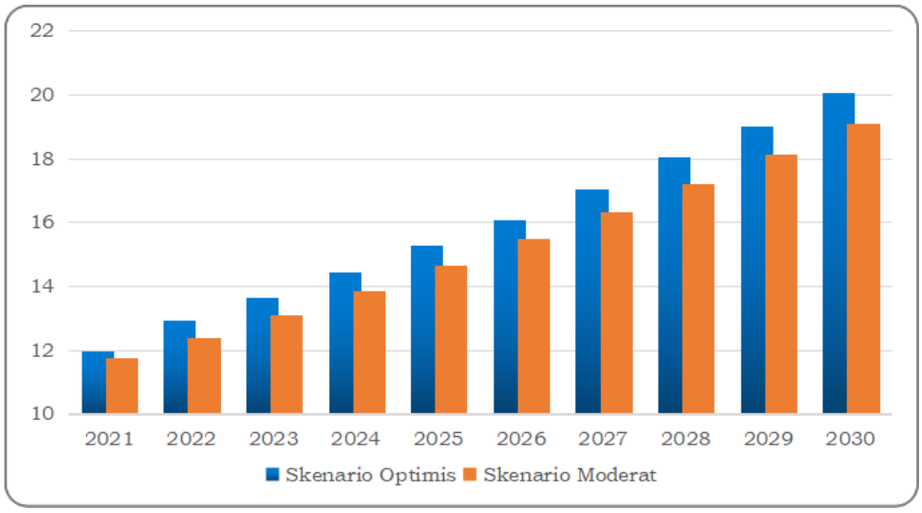
*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

A2.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pandemi Covid-19 yang terjadi pada awal tahun 2020, menyebabkan pertumbuhan ekonomi hingga beberapa tahun kedepan menjadi tertekan. Terdapat dua *probability* proyeksi pertumbuhan ekonomi, yang akan menggerakkan *demand* listrik. Kedua skenario proyeksi *demand* ditampilkan pada Gambar A2.2 berikut. Pertumbuhan *demand* rata-rata tahun 2021 s/d 2030 Provinsi Sumatera Utara untuk masing-masing skenario adalah:

- Optimis 5,9%
- Moderat 5,5%

[10)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW Sumut



Gambar A2.2 Proyeksi *Demand* Provinsi Sumatera Utara (TWh)

Berdasarkan kedua skenario tersebut, diambil skenario moderat sebagai referensi untuk pengembangan infrastuktur ketenagalistrikan. Namun untuk mengantisipasi *gap* antara perencanaan dan realisasi, perlu dilakukan evaluasi dan koreksi sampai kondisi menjadi kembali stabil.

Tabel A2.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[11)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	6.042	6.371	6.729	7.107	7.513	7.945	8.401	8.881	9.385	9.915
2	Bisnis	1.698	1.795	1.928	2.074	2.219	2.371	2.522	2.694	2.875	3.056
3	Publik	996	1.048	1.106	1.168	1.238	1.314	1.395	1.482	1.574	1.672
4	Industri	3.014	3.163	3.345	3.506	3.676	3.847	4.002	4.159	4.311	4.463
	Total	11.750	12.378	13.108	13.855	14.646	15.477	16.320	17.215	18.145	19.106
	Pertumbuhan (%)	4,98	5,34	5,89	5,70	5,71	5,68	5,44	5,49	5,40	5,30

Tabel A2.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[12)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	3.792	3.876	3.961	4.047	4.132	4.217	4.303	4.340	4.375	4.410
2	Bisnis	154.0	162.9	172.2	181.9	192.0	202.7	213.8	225.4	237.5	250.4
3	Publik	105.9	111.4	116.7	121.9	127.4	133.1	139.1	145.3	151.8	158.6
4	Industri	4.5	4.5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Total	4.056	4.155	4.255	4.355	4.456	4.558	4.661	4.715	4.770	4.824
	Pertumbuhan (%)	2.47	2.45	2.40	2.35	2.32	2.28	2.25	1.17	1.15	1.14

Tabel A2.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[13)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
=2021	4,93	11.750	13.049	2.105	4,056,617
2022	4,87	12.378	13.728	2.215	4,155,840
2023	4,80	13.108	14.510	2.341	4,255,508
2024	4,74	13.855	15.277	2.465	4,355,722
2025	4,68	14.646	16.122	2.601	4,456,833

[11)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[12)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[13)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2026	4,61	15.477	16.967	2.737	4,558,650
2027	4,54	16.320	17.845	2.879	4,661,239
2028	4,48	17.215	18.785	3.031	4,715,680
2029	4,41	18.145	19.741	3.185	4,770,076
2030	4,41	19.106	20.701	3.339	4,824,568
Pertumbuhan (%)	4,65%	5,48%	5,18%	5,18%	2,00 %

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan KEK Sei Mangkei, Kawasan Industri Kuala Tanjung, KSPN Danau Toba, PT. Inalum, PT Pelindo, Kawasan Industri, dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Sumatera Utara. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastuktur tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi, dan gardu induk.

A2.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Sumut terdiri dari dari potensi air sekitar 3.808 MW yang tersebar, potensi panas bumi sekitar 434 MWe yang tersebar, potensi minyak bumi yang dimiliki adalah 166,2 MMSTB dan gas bumi sekitar 955,5 BCF. Disamping itu Provinsi Sumut juga memiliki potensi Batubara 27,2 juta ton[14].

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2030 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Sumatera Utara dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A2.9 dan Tabel A2.10.

Tabel A2.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit*

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTG/MG	-	-	-	20	-	-	5	-	-	-	25
PLTA	-	-	87	87	-	-	-	-	90	-	264
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	250	250	500
PLT Lain	-	3	-	55	61	-	-	10	10	150	289
Jumlah	**-**	**3**	**87**	**162**	**61**	**-**	**5**	**10**	**350**	**400**	**1.078**
IPP											-
PLTP	45	50	50	60	30	-	-	-	-	-	235

[14] Sumber : RUKN 2019 - 2038

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLTM	41	23	102	120	12	-	-	-	-	-	297
PLTA	-	10	-	-	600	-	-	160	-	400	1.170
PLT Lain	-	2	10	3	57	-	-	-	-	-	72
Jumlah	**86**	**85**	**162**	**183**	**699**	**-**	**-**	**160**	**-**	**400**	**1.774**
Kerjasama WILUS											
PLTU	-	-	300	-	-	-	-	-	-	-	300
Jumlah	**-**	**-**	**300**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**		**300**
Total											
PLTU	-	-	300	-	-	-	-	-	-	-	300
PLTP	45	50	50	60	30	-	-	-	-	-	235
PLTG/MG	-	-	-	20	-	-	5	-	-	-	25
PLTM	41	23	102	120	12	-	-	-	-	-	297
PLTA	-	10	87	87	600	-	-	160	90	400	1.434
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	250	250	500
PLT Lain	-	5	10	58	118	-	-	10	10	150	360
Jumlah	**86**	**87**	**549**	**345**	**760**	**-**	**5**	**170**	**350**	**800**	**3.152**

* Termasuk kuota sistem Sumatera

Tabel A2.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumatera	PLTM	Aek Sisira Simandame	4,6	2021	Konstruksi	IPP
2	Sumatera	PLTM	Anggoci	9,0	2021	Konstruksi	IPP
3	Sumatera	PLTM	Lae Kombih 3	8,0	2021	Konstruksi	IPP
4	Sumatera	PLTM	Parmonangan-2	10,0	2021	Konstruksi	IPP
5	Sumatera	PLTM	Sei Wampu	9,0	2021	Konstruksi	IPP
6	Sumatera	PLTP	Sorik Marapi (FTP2)	45,0 50,0 50,0 50,0	2021 2022 2023 2024	Konstruksi	IPP
7	Sumatera	PLTM	Kandibata 1	9,7	2022	Konstruksi	IPP
8	Sumatera	PLTM	Parluasan	10,0	2022	Konstruksi	IPP
9	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	2,6	2022	Perencanaan	PLN
10	Sumatera	PLT Bio	PLTBio (Kuota) Sumatera	2,0	2022	Perencanaan	IPP
11	Sumatera	PLTM	Sungai Buaya	3,0	2022	Konstruksi	IPP
12	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	3,6	2025	Perencanaan	IPP
13	Sumatera	PLTM	Aek Sibundong (IPP)	10,0	2023	Konstruksi	IPP
14	Sumatera	PLTM	Aek Sigeaon	3,2	2023	Konstruksi	IPP
15	Sumatera	PLTA	Asahan III (FTP2)	2x87,0	2023 2024	Konstruksi	PLN
16	Sumatera	PLTM	Batang Toru 3	10,0	2023	Konstruksi	IPP
17	Sumatera	PLTM	Batu Gajah	10,0	2023	Konstruksi	IPP
18	Sumatera	PLTBm	Deli Serdang	9,9	2023	Konstruksi	IPP
19	Sumatera	PLTM	Kandibata 2	10,0	2023	Konstruksi	IPP
20	Sumatera	PLTM	Kineppen	10,0	2023	Konstruksi	IPP
21	Sumatera	PLTM	Lae Ordi-1	10,0	2023	Konstruksi	IPP
22	Sumatera	PLTM	Rahu 2	6,4	2023	Konstruksi	IPP
23	Sumatera	PLTM	Sidikalang 2	7,4	2023	Konstruksi	IPP
24	Sumatera	PLTM	Simbelin-1	6,0	2023	Konstruksi	IPP
25	Sumatera	PLTU	Sumut-1	2x150,0	2023	Konstruksi	Kerjasama Wilus
26	Sumatera	PLTM	Aek Pungga	2,0	2024	PPA	IPP
27	Sumatera	PLTM	Aek Sibundong	8,0	2024	PPA	IPP
28	Sumatera	PLTM	Aek Situmandi	7,5	2024	PPA	IPP
29	Sumatera	PLTM	Aek Tomuan-1	8,0	2024	PPA	IPP
30	Sumatera	PLTM	Batang Toru 1	7,5	2024	PPA	IPP

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
31	Sumatera	PLTM	Batang Toru 4	10,0	2024	PPA	IPP
32	Sumatera	PLTM	Batang Toru 5	7,5	2024	PPA	IPP
33	Sumatera	PLTM	Huta Padang	10,0	2024	PPA	IPP
34	Nias	PLTMG	Nias-2	20,0	2024	Perencanaan	PLN
35	Sumatera	PLTM	Ordi Hulu	10,0	2024	PPA	IPP
36	Nias	PLT Bio	PLTBio (Kuota) Kepulauan	3,0	2024	Perencanaan	IPP
37	Sumatera	PLTM	Sidikalang-1	8,6	2024	Konstruksi	IPP
38	Sumatera	PLTM	Raisan Hutadolok	7,0	2024	PPA	IPP
39	Sumatera	PLTM	Raisan Nagatimbul	7,0	2024	PPA	IPP
40	Sumatera	PLTM	Simonggo	8,0	2024	PPA	IPP
41	Sumatera	PLTM	Sisira	9,8	2024	PPA	IPP
42	Sumatera	PLTA	Batang Toru (Tapsel)	510,0	2025	Konstruksi	IPP
43	Nias	PLTS	PLT Surya Nias	6,0	2025	Perencanaan	PLN
44	Nias	PLTMG	Nias-3	5,0	2027	Perencanaan	PLN
45	Nias	PLTS	PLT Surya Nias	10,0 10,0	2028 2029	Perencanaan	PLN
46	Sumatera	PLTA	Simonggo	90,0	2029	Perencanaan	PLN
47	Sumatera	PS	Sumatera Pump Storage-1	250,0	2029	Perencanaan	PLN
48	Sumatera	PS	Sumatera Pump Storage-2	250,0	2030	Perencanaan	PLN
49	Sumatera	PLT Lain	PLT EBT Peaker / BESS Sumatera	150,0	2030	Perencanaan	PLN
50	Sumatera	PLTA	Hidro Sumatera (kuota) tersebar*	10,0	2022	Pengadaan	IPP
				90,0 160,0 400	2025 2028 2030	Perencanaan	
51	Sumatera	PLTM	Minihidro (Kuota) Tersebar*	19,1 8,8 12,4	2023 2024 2025	Perencanaan	IPP
52	Sumatera	PLTP	Panas Bumi Sumatera (Kuota) Tersebar*	10,0 30,0	2024 2025	Perencanaan	IPP
53	Sumatera	PLTB	Pembangkit Bayu*	55,0 55,0	2024 2025	Perencanaan	PLN
54	Sumatera	PLTS	Surya Sumatera (Kuota) tersebar*	50,1	2025	Perencanaan	IPP
55	Sumatera	PLT Bio	PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar *	3,0	2025	Perencanaan	IPP
	TOTAL			3.151,7			

***** Kuota Sistem Sumatera

Di Provinsi Sumatera Utara terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Aek Bilah 77,0 MW
- PLTA Aek Kualu 33,5 MW
- PLTA Aek Poring 2 17,0 MW
- PLTA Aek Poring-1 15,0 MW
- PLTA Aek Sirahar 30,0 MW
- PLTA Asahan 5 46,8 MW
- PLTA Bah Karai 12,6 MW
- PLTA Batang Gadis 17,2 MW
- PLTA Batang Toru 1 55,0 MW
- PLTA Batang Toru 8 13,0 MW
- PLTA Cinendang 100,0 MW

-	PLTA	Garoga	40,0	MW
-	PLTA	Kaperas	67,8	MW
-	PLTA	Kualu	15,1	MW
-	PLTA	Lau Gunung	15,0	MW
-	PLTA	Mandoge	15,7	MW
-	PLTA	Munte Tigabinanga	45,0	MW
-	PLTA	Ordi 5	27,0	MW
-	PLTA	Pahae Julu	18,0	MW
-	PLTA	Pakkat 2	35,0	MW
-	PLTA	Poring	44,4	MW
-	PLTA	Sei Wampu I	12,0	MW
-	PLTA	Sei Wampu II	13,4	MW
-	PLTA	Sei Wampu III	24,6	MW
-	PLTA	Siborpa	117,0	MW
-	PLTA	Sibundong	73,7	MW
-	PLTA	Sidikalang-1	15,0	MW
-	PLTA	Sihope	14,4	MW
-	PLTA	Sireme	18,0	MW
-	PLTA	Sitanduk	55,0	MW
-	PLTA	Sungai Simonggo	90,0	MW
-	PLTA	Toru Hilir	60,0	MW
-	PLTM	Adian Nangka	1,2	MW
-	PLTM	Aek Bila 1	4,0	MW
-	PLTM	Aek Bila 2	5,8	MW
-	PLTM	Aek Bila 3	8,2	MW
-	PLTM	Aek Birong	8,0	MW
-	PLTM	Aek Godang	4,0	MW
-	PLTM	Aek Mais	5,0	MW
-	PLTM	Aek Nabara	3,5	MW
-	PLTM	Aek Natas	2,5	MW
-	PLTM	Aek Nauto 1	2,5	MW
-	PLTM	Aek Nauto 2	1,5	MW
-	PLTM	Aek Poring 1	10,0	MW
-	PLTM	Aek Poring 2	10,0	MW
-	PLTM	Aek Puli-1	6,0	MW
-	PLTM	Aek Raisan	4,0	MW
-	PLTM	Aek Rambe	6,7	MW
-	PLTM	Aek Silang3	5,0	MW
-	PLTM	Aek Simadoras	5,1	MW
-	PLTM	Aek Simonggo Sihashabinsaran	10,0	MW

-	PLTM	Aek Tulas	2,0	MW
-	PLTM	Bahtongguran/Tangga Batu	8,0	MW
-	PLTM	Banuh Raya/Panombean	5,0	MW
-	PLTM	Batang Gadis	10,0	MW
-	PLTM	Batang Nata;	8,5	MW
-	PLTM	Batang Toru 2	10,0	MW
-	PLTM	Batang Toru 6	10,0	MW
-	PLTM	Batang Toru 7	7,2	MW
-	PLTM	Batang Toru Hulu	10,0	MW
-	PLTM	Batang Toru Simasom	5,6	MW
-	PLTM	Batang Toru Simataniari	5,4	MW
-	PLTM	Berkail	7,0	MW
-	PLTM	Bilah-9	10,0	MW
-	PLTM	Bingai	7,0	MW
-	PLTM	Boluk	3,4	MW
-	PLTM	Hapasuk-1	1,4	MW
-	PLTM	Hapasuk-2	2,0	MW
-	PLTM	Holbung	10,0	MW
-	PLTM	Huta Padang 2 / Bandar Pasir	5,5	MW
-	PLTM	Hutapea-1	10,0	MW
-	PLTM	Jabi	2,0	MW
-	PLTM	Janjinatogu	6,2	MW
-	PLTM	Kaperas	10,0	MW
-	PLTM	Kecupak1	10,0	MW
-	PLTM	Kemangin Nagori	1,8	MW
-	PLTM	Khaparas	5,0	MW
-	PLTM	Kombih Kaban	10,0	MW
-	PLTM	Kombih Santar	7,0	MW
-	PLTM	Kombih-4	4,0	MW
-	PLTM	Kombih-5	10,0	MW
-	PLTM	Kutasuah	10,0	MW
-	PLTM	Lae Kombih-4	10,0	MW
-	PLTM	Lae Luhung	10,0	MW
-	PLTM	Lae Ordi Baru	10,0	MW
-	PLTM	Lae Pinang	7,0	MW
-	PLTM	Malimbou	3,0	MW
-	PLTM	Muaratapiannauli	8,6	MW
-	PLTM	Ordi 5	10,0	MW
-	PLTM	Ordi 6	10,0	MW
-	PLTM	Ordi Silimakuta	7,0	MW

-	PLTM	Pagar Manik	2,0	MW
-	PLTM	Pargaringan	8,0	MW
-	PLTM	Parmonangan Hulu	8,3	MW
-	PLTM	Piasa	4,5	MW
-	PLTM	Piasa 2	10,0	MW
-	PLTM	Pungkut	5,0	MW
-	PLTM	Sampuran Putih	3,0	MW
-	PLTM	Sei Wampu-2	9,0	MW
-	PLTM	Serbananti	2,5	MW
-	PLTM	Siantarasa	8,0	MW
-	PLTM	Sibolangit	1,6	MW
-	PLTM	Sibolangit 2	1,2	MW
-	PLTM	Sibundong 1a	6,0	MW
-	PLTM	Sibundong 2	4,8	MW
-	PLTM	Sikelam	2,3	MW
-	PLTM	Sikundur	10,0	MW
-	PLTM	Silang Simanga Ronsang	4,0	MW
-	PLTM	Silangit	8,0	MW
-	PLTM	Silinda	6,0	MW
-	PLTM	Simadoras	5,1	MW
-	PLTM	Simare	3,0	MW
-	PLTM	Simataniari	5,6	MW
-	PLTM	Simbelin-2	6,4	MW
-	PLTM	Simonggo	9,0	MW
-	PLTM	Simonggo Anggoci	8,0	MW
-	PLTM	Simonggo Parduan	10,0	MW
-	PLTM	Singgamanik	10,0	MW
-	PLTM	Sipogu	5,0	MW
-	PLTM	Sipogu 2	5,5	MW
-	PLTM	Sipoltong	9,9	MW
-	PLTM	Sitinjo	8,2	MW
-	PLTM	Situmandi Hulu	10,0	MW
-	PLTM	Sukandebi	8,0	MW
-	PLTM	Tanah Pinem	10,0	MW
-	PLTM	Tanjung Lenggang	10,0	MW
-	PLTM	Tebing Tinggi	6,9	MW
-	PLTM	Tinokah	0,4	MW
-	PLTM	Tongguran 1	2,5	MW
-	PLTM	Tongguran 2	2,0	MW
-	PLTM	Tongguran 3	3,3	MW

-	PLTP	Sarulla II (FTP2) #1	40,0	MW
-	PLTP	Simbolon Samosir (FTP2)#1	50,0	MW
-	PLTP	Sarulla II #2	110,0	MW
-	PLTP	Sarulla II #3	110,0	MW
-	PLTP	Simbolon Samosir (FTP2)#2	60,0	MW
-	PLTP	Sipoholon Ria-Ria (FTP2)	10,0	MW
-	PLTP	Sibual-Buali	59,0	MW
-	PLTBg	Pasir Mandoge	2,2	MW
-	PLTBg	Huta Bayu	1,7	MW
-	PLTBg	Langkat	1,7	MW
-	PLTBg	Padang Lawas	1,4	MW
-	PLTBg	Sei Suka	2,0	MW
-	PLTBg	Mandailing Natal	2,0	MW
-	PLTBm	Paya Bagas	9,9	MW
-	PLTBm	Deli Serdang	22,0	MW
-	PLTBm	Penggalangan	2,0	MW
-	PLTBm	Nias Utara	3,0	MW
-	PLTBm	Besitang	30,0	MW
-	PLTBm	Ononamolo Tumula	6,0	MW
-	PLTBm	Tanjung Putus	10,0	MW
-	PLTBm	Labura	10,0	MW
-	PLTBm	Pulau Nias	9,8	MW
-	PLTS	Nias	6,0	MW
-	PLTS	Sumut Tersebar	2,0	MW
-	PLTB	Pembangkit Angin (tersebar)	88	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A2.11 dan Tabel A2.12.

Tabel A2.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500 kV	-	-	-	-	440	-	-	-	100	-	540
275 kV	-	-	120	-	280	40	-	-	-	-	440
150 kV	-	170	300	4	92	0,1	20	80	85	-	751
70 kV	-	-	-	-	70	-	-	-	-	-	70
Jumlah	-	170	420	4	882	40	20	80	185	-	1.801

Tabel A2.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
1	Galang	Rantau Prapat	500	2 cct, 4 Zebra	440	2025	Pengadaan
2	Galang	PLTA Pump Storage-1	500	2 cct, 4 Zebra	100	2029	Rencana
3	Pangkalan Susu	Medan Barat	275	2 cct, 4 Zebra	120	2023	Committed
4	PLTA Batang Toru	Inc. 2 Pi (Sarulla-Pd.Sidempuan)	275	2 cct, 2 Zebra	40	2025	Konstruksi
5	Sarulla	Rantau Prapat	275	2 cct, 4 Zebra	240	2025	Rencana
6	Galang	Medan Timur	275	2 cct, 4 Zebra	40	2026	Rencana
8	Sibisa (DPSP Toba)	Inc. 2 Pi (Pematang Siantar-Porsea)	150	2 cct, HTLS 310 mm2	2	2023	Rencana
9	Sidikalang	PT DPM	150	2 cct, 1 Hawk	80	2028	Rencana
10	Kuala tanjung	PT MNA	150	2 cct, 1 hawk	8	2023	Committed
11	Pematang Siantar	Tanah Jawa	150	2 cct, 1 Hawk	30	2022	Konstruksi
12	PLTU Sumut-1	PLTU Belawan	150	2 cct, 2 Zebra	4	2023	Konstruksi
13	Medan Barat	Inc. 2 Pi (Glugur-Paya Geli) #arah Glugur	150	2 cct, HTLS 2x415 mm2 (setara)	2	2023	Committed
14	Medan Barat	Inc. 2 Pi (Glugur-Paya Geli) #arah payageli	150	2 cct, HTLS 1x360 mm2 (setara)	2	2023	Committed
15	PLTP Sorik Marapi (FTP 2)	Natal	150	2 cct, 2 Hawk	106	2023	Rencana
16	Simangkok	PLTA Asahan III(FTP 2)	150	2 cct, 2 Hawk	22	2023	Committed
17	Natal	Ujung Gading (Operasi single phi)	150	2 cct, 2 Hawk	154	2023	Rencana
18	Glugur	Kesawan	150	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	4	2024	Rencana
19	Perbaungan	Kuala Namu	150	2 cct, 2 Hawk	20	2025	Committed
20	Kuala	Binjai	150	2 cct, 2 Hawk	72	2025	Committed
21	Natal	Inc double phi	150	2 cct, 2 Hawk	0,1	2026	Rencana
22	Medan Timur	Pancing	150	2 cct, 2 Hawk	20	2027	Committed
23	Kesawan	Listrik	150	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	2	2029	Rencana
24	Medan Barat (Rekonduktoring & Perkuatan Tower)	Glugur (Rekonduktoring & perkuatan Tower)	150	2 cct, HTLS 2x415 mm2	10	2029	Rencana
25	Parlilitan	Inc. 2 Pi (Dolok Sanggul - Simonggo)	150	2 cct, 1 Hawk	1	2029	Committed
26	Simonggo	Dolok Sanggul	150	2 cct, 1 Hawk	72	2029	Rencana
27	Gunung Sitoli	Nias Barat / Utara	70	2 cct, ACSR 1x210 mm2	70	2025	Rencana
	TOTAL				1.801		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A2.13 dan Tabel A2.14.

Tabel A2.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500/275 kV	-	-	-	-	1.500	-	-	-	-	-	1.500
275/150 kV	1.000	-	500	-	250	-	-	-	-	-	1.750
150/20 kV	120	240	180	120	240	120	240	180	30	-	1.470
70/20 kV	-	-	-	-	30	-	-	-	-	-	30
Jumlah	1.120	240	680	120	2.020	120	240	180	-	-	4.750

Tabel A2.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext. /Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
1	Rantau Prapat	500/275	New	1x500	2025	Rencana
2	Galang	500/275	New	2x500	2025	Pengadaan
3	PLTA Pump Storage-1	500	New	2 LB	2029	Rencana
4	Galang	500	Ext	2 LB	2029	Rencana
5	Binjai	275/150	Upr	2x500	2021	Konstruksi
6	Pangkalan Susu	275	Ext	2 LB	2023	Committed
7	Pangkalan Susu	275	Ext	2 LB	2023	Committed
8	Medan Barat	275/150	New	1x500	2023	Committed
9	Batang Toru	275	New	4 LB	2025	Konstruksi
10	Rantau Prapat	275/150	New	1x250	2025	Rencana
11	Rantau Prapat	275	Ext	2 LB	2025	Rencana
12	Sarulla	275	Ext	2 LB	2025	Rencana
13	Medan Timur	275	Ext	2 LB	2026	Rencana
14	Galang	275	Ext	2 LB	2026	Rencana
15	Porsea	150/20	Uprate	1x60	2021	Konstruksi
16	Aek Kanopan	150/20	Uprate	1x60	2021	Rencana
17	Sibuhuan	150/20	New	1x60	2022	Konstruksi
18	Gunung Tua	150	Ext	2 LB	2022	Konstruksi
19	Sidikalang	150	Ext	2 LB	2028	Rencana
20	Glugur	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
21	Tanah Jawa	150/20	New	1x60	2022	Konstruksi
22	Pematang Siantar	150	Ext	2 LB	2022	Konstruksi
23	Sibisa (DPSP Toba)	150/20	New	1x60	2023	Rencana
24	Kuala Tanjung	150	Ext	2 LB	2023	Committed
25	KIM	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
26	Belawan	150	Ext	2 LB	2023	Konstruksi
27	Medan Barat	150/20	New	1x60	2023	Committed
28	Natal	150/20	New	1x30	2023	Rencana
29	PLTP Sorik Merapi	150	Ext	2 LB	2023	Rencana
30	PLTA Asahan III	150/20	New	1x30	2023	Committed
31	Simangkok	150	Ext	2 LB	2023	Committed
32	GIS Kesawan	150/20	New	2x60	2024	Rencana
33	Perbaungan	150	Ext	2 LB	2025	Committed
34	Kualanamu	150	Ext	2 LB	2025	Committed
35	Kuala	150/20	New	1x60	2025	Konstruksi
36	Binjai	150	Ext	2 LB	2025	Committed
37	Namurambe	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
38	GIS Kesawan	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
39	Labuhan	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
40	Natal	150/20	Ext	2 LB	2026	Rencana
41	Medan Barat	150/20	Ext	1x60	2026	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext. /Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
42	Payapasir	150/20	Ext	1x60	2026	Rencana
43	GI/GIS Pancing	150/20	New	2x60	2027	Committed
44	Medan Timur	150	Ext	2 LB	2027	Committed
45	Payageli	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
46	Tanjung Morawa	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
47	Denai	150/20	Ext	1x60	2028	Rencana
48	Perbaungan	150/20	Ext	1x60	2028	Rencana
49	Kisaran	150/20	Ext	1x60	2028	Rencana
50	GIS Kesawan	150	Ext	1 LB	2029	Rencana
51	Glugur	150	Ext	2 LB	2029	Rencana
52	Listrik	150	Ext	1 LB	2029	Rencana
53	Parlilitan	150/20	New	1x30	2029	Committed
54	Dolok Sanggul	150	Ext	2 LB	2029	Committed
55	PLTA Simonggo	150	New	2 LB	2029	Rencana
56	Nias Barat / Utara	70/20	New	1x30	2025	Rencana
57	Gunung Sitoli	70/20	Ext	2 LB	2025	Rencana
	TOTAL			4.750		

Dalam rencana pengembangan sistem di Provinsi Sumut direncanakan juga untuk membangun tambahan GI baru untuk mensuplai kawasan di sekitar Kuala Tanjung. Rencana pembangunan GI ini adalah sebagai bentuk sinergi BUMN untuk mendukung rencana ekspansi *smelter* PT. INALUM dan rencana pengembangan Kawasan Industri Kuala tanjung (dikembangkan oleh PT. PELINDO I). Pada tahap awal direncanakan dibagun GI untuk mensuplai pelanggan PT.MNA (COD 2023). Selain untuk mensuplai pelanggan PT.MNA GI ini juga dapat di ekstensi trafo 150/20 kV untuk mensuplai pelanggan lain di sekitar dengan kapasitas sampai dengan 300 MW (termasuk beban PT.MNA). Kedepannya dimungkinkan juga rencanakan pembangunan GITET 500 kV Kuala Tanjung dengan kapasitas pasokan dapat ditingkatkan sampai dengan 2.000 MW. Dengan adanya GITET 500 kV Kuala Tanjung tersebut maka suplai daya tidak akan terkendala baik dari kapasitas ataupun kualitas. COD GITET 500 kV tersebut akan disesuakan dengan pertumbuhan beban kawasan.

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A2.15.

Tabel A2.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	(kms)	(kms)	(MVA)	
2021	291	521	59	97.851
2022	327	588	59	99.223
2023	365	659	59	99.669

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	(kms)	(kms)	(MVA)	
2024	357	649	59	100.214
2025	361	661	59	101.110
2026	363	669	59	101.818
2027	353	653	59	102.589
2028	359	669	31	54.441
2029	357	669	31	54.396
2030	354	667	31	54.491
Jumlah	3.488	6.406	505	865.802

Pengembangan Listrik Perdesaan

Selain pengembangan jaringan distribusi diatas, juga terdapat program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2030 seperti pada Tabel A2.16.

Tabel A2.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	49,2	31,6	1,3	24		814
2022	472	229	10	210	2600	14.506
2023	148	148	7,4	148		19.376
2024	142	142	7,1	142		15.366
2025	116	116	5,8	116		11.570
2026	103	103	5,1	103		8.216
2027	99	99	4,9	99		5.756
2028	95	95	4,7	95		4.543
2029	93	93	4,6	93		3.362
2030	80	80	4	80		2.017

Tabel A2.17. Rencana Pengambilalihan RT Belistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	**2021**	**2022**	**2023**
Sumut	5706	4706	0

Rasio elektrifikasi untuk Provinsi Sumatera Utara TW IV tahun 2020 sebesar 99,99 %. Sedangkan rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 6.110 desa yang terdiri dari 6.028 desa berlistrik PLN, 76 desa non PLN dan 6 desa LTSHE.

Program Listrik Perdesaan adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini untuk menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, dan meningkatkan layanan PLN dengan menambah jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.

Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE (Lampu Tenaga Surya Hemat Energi) kepada 6.206 Rumah Tangga di Provinsi Sumatera Utara. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2020-2022 begitu juga pelanggan yang berada di desa non PLN.

A2.4. SISTEM *ISOLATED* NIAS

Pulau Nias yang terletak di sebelah Barat Pulau Sumatera mempunyai kondisi sebagai berikut:

(i) Merupakan pulau yang terpisah cukup jauh dari pulau Sumatera

(ii) Pemerintahan terdiri dari 4 Kabupaten dan 1 Kota

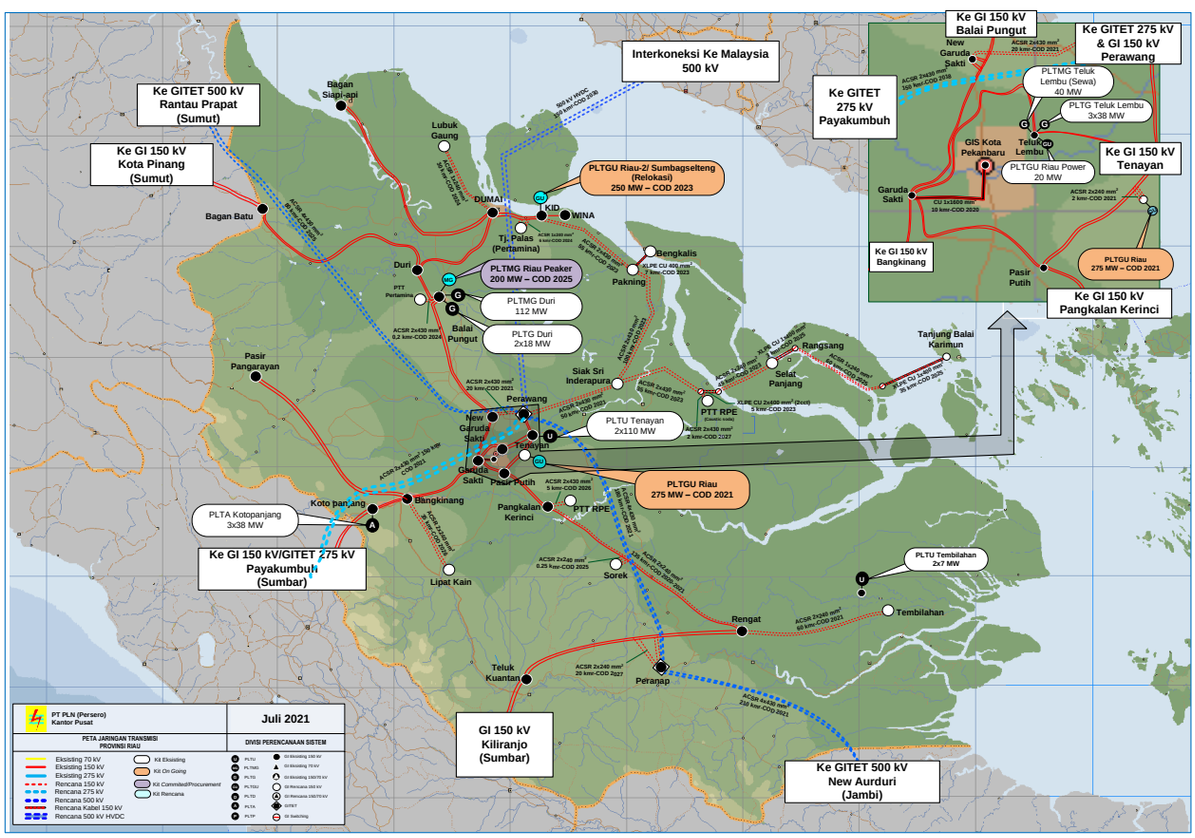
(iii) Mata pencaharian utama adalah bercocok tanam kelapa dan nelayan

Sistem tenaga listrik Pulau Nias terdiri dari Sistem Gunung Sitoli dan Sistem Teluk Dalam yang sebagian besar dipasok dari PLTG dan PLTD dengan beban puncak tahun 2020 sebesar 42 MW, sistem distribusi dengan JTM 1,453 kms, JTR 1,105 kms dan gardu distribusi 1,469 unit atau 72,684 KVA. Rencana pengembangan pembangkit di Pulau Nias ialah dengan penggunaan pembangkit berbahan bakar gas. Selain itu terdapat potensi Pembangkit Listrik Tenaga Bio di Pulau Nias yang dapat dikembangkan sesuai kebutuhan sistem.

LAMPIRAN A.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI RIAU

A3.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Riau terdiri dari sistem interkoneksi dan *isolated*. Sistem Interkoneksi 150 kV Riau (Sistem Riau) merupakan bagian dari Sistem Sumatera yang melayani sebagian besar pelanggan di provinsi Riau. Beban puncak tertinggi Riau tahun 2020 sebesar 806 MW. Berdasarkan potensi sumber daya alam setempat, sebagian besar pembangkit (baru dan eksisting) di Provinsi Riau adalah pembangkit gas. Sedangkan potensi pembangkit batubara di provinsi Riau hanya terdapat di Riau sebelah selatan (Peranap dan Perawang). Potensi sumber daya pembangkit energi terbarukan di Provinsi Riau saat ini yang dimungkinkan adalah pembangkit biomass, namun sampai saat ini masih sangat sedikit pengembang yang mengusulkan pembangkit biomass di Provinsi Riau. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Riau ditunjukkan pada Gambar A3.1.



Gambar A3.1. Peta Sistem Tenaga listrik Provinsi Riau

Penjualan sejak tahun 2012-2020 tumbuh rata-rata sebesar 8,76%. Komposisi penjualan energi tahun 2012-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A3.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2012-2020 dapat dilihat seperti pada Tabel A3.2.

Tabel A3.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	1.629	1.806	2.050	2.192	2.359	2.423	2.496	2.636	2.804
2	Bisnis	693	760	847	836	931	946	1.013	1.080	1.070
3	Publik	280	304	339	359	390	405	465	465	444
4	Industri	121	132	172	200	224	296	404	466	650
	Total	2.724	3.002	3.409	3.586	3.905	4.070	4.377	4.647	4.967
	Pertumbuhan (%)	15,36	10,20	13,56	5,22	8,87%	4,23	7,55	6,16	6,88

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A3.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	789,3	900,7	992,4	1.087,9	1.201,7	1.329,8	1.449,0	1.558,8	1.663,1
2	Bisnis	77,5	83,1	88,8	95,8	105,4	115,8	126,6	133,8	143,7
3	Publik	19,5	22,0	24,3	27,3	30,5	34,1	37,5	42,2	46,2
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
	Total	886,5	1.005,9	1.105,8	1.211,3	1.337,8	1.480,0	1.613,4	1.735	1.853
	Pertumbuhan (%)	19,23	13,47	9,93	9,54	10,44	10,63	9,01	7,5	6,8

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A3.3, A3.4 dan A3.5.

Tabel A3.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[15)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTA	Sumatera	3	114,0	114,0	115,7
PLTG	Sumatera	3	64,8	43,7	45,1
PLTMG	Sumatera	7	112,7	100,2	101,5
PLTU	Sumatera	2	220,0	170,0	176,1
Jumlah PLN		**15**	**511,5**	**427,9**	**438,4**
IPP					
PLTMG	Sumatera	1	25,0	25,0	23,0
Jumlah IPP		**1**	**25,0**	**25,0**	**23,0**
Sewa					
PLTBM	Sumatera	3	3,5	3,5	4,3
PLTD	Sumatera	1	14,0	14,0	7,0
PLTG	Sumatera	4	102,5	100,5	99,5
PLTMG	Sumatera	5	162,0	162,0	143,2
Jumlah Sewa		**13**	**282,0**	**280,0**	**254,0**
Jumlah		**29**	**818,5**	**732,9**	**715,4**

[15)] Sumber : Data SILM PT. PLN

Tabel A3.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[16)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Koto Panjang	150/20	2	90
2	Bangkinang	150/20	2	90
3	Garuda Sakti	150/20	4	240
4	Teluk Lembu	150/20	3	180
5	Pasir Pangaraian	150/20	2	60
6	Duri	150/20	2	120
7	Dumai	150/20	3	150
8	Bagan Batu	150/20	2	40
9	Balai Pungut	150/20	2	90
10	KID	150/20	1	60
11	Teluk Kuantan	150/20	2	90
12	Pasir Putih	150/20	3	120
13	New Garuda Sakti	150/20	1	60
14	Pangkalan Kerinci	150/20	2	90
15	Perawang	150/20	1	60
16	Rengat	150/20	1	30
17	Tenayan	150/20	1	30
18	Bagan Siapi-Api	150/20	1	30
19	GIS Pekanbaru	150/20	1	60
TOTAL			36	1.690

Tabel A3.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[17)]

No.	Kriteria	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	9.373	8.230	8.783	9.604	11.051	12.097	12.626	14.296
2	JTR (kms)	13.246	16.921	19.066	21.183	24.563	25.090	25.107	25.889
3	Gardu Distribusi (MVA)	1.026	1.129	1.211	1.268	1.344	1.419	1.462	1.562

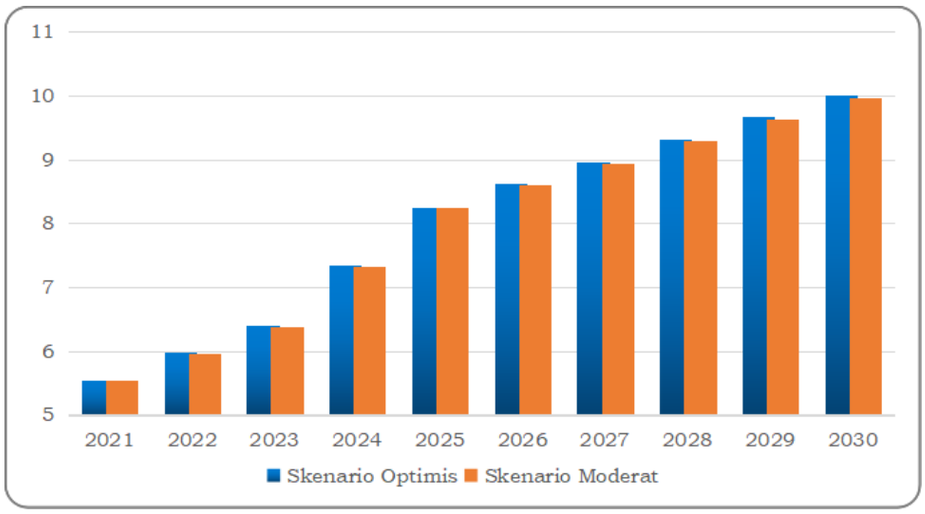
*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

A3.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pandemi Covid-19 yang terjadi pada awal tahun 2020, menyebabkan pertumbuhan ekonomi hingga beberapa tahun kedepan menjadi tertekan. Terdapat dua *probability* proyeksi pertumbuhan ekonomi, yang akan mendrive *demand* listrik. Kedua skenario proyeksi *demand* ditampilkan pada Gambar A3.2 berikut. Pertumbuhan *demand* rata-rata tahun 2021 s/d 2030 Provinsi Riau, untuk masing-masing skenario adalah:

- Optimis 7,24%
- Moderat 7,19%

16) Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS
17) Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW RKR



Gambar A3.2 Proyeksi *Demand* Provinsi Riau (TWh)

Berdasarkan kedua skenario tersebut, diambil skenario moderat sebagai referensi untuk pengembangan infrastuktur ketenagalistrikan. Namun untuk mengantisipasi *gap* antara perencanaan dan realisasi, perlu dilakukan evaluasi dan koreksi sampai kondisi menjadi kembali stabil.

Tabel A3.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[18)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	3.046	3.238	3.418	3.587	3.749	3.906	4.059	4.211	4.363	4.500
2	Bisnis	1.148	1.238	1.320	1.398	1.475	1.557	1.646	1.744	1.851	1.964
3	Publik	558	590	622	655	691	729	770	812	856	900
4	Industri	789	907	1.027	1.684	2.326	2.408	2.470	2.522	2.563	2.599
	Total	5.540	5.973	6.386	7.324	8.241	8.599	8.945	9.290	9.633	9.962
	Pertumbuhan (%)	11,5	7,81	6,92	14,68	12,53	4,34	4,02	3,85	3,69	3,42

Tabel A3.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[19)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.715	1.763	1.809	1.852	1.893	1.932	1.970	2.006	2.042	2.077
2	Bisnis	151	158	165	171	177	184	190	197	204	211
3	Publik	49	51	54	56	59	61	63	66	68	70
4	Industri	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Total	1.915	1.973	2.028	2.080	2.129	2.177	2.224	2.270	2.315	2.359
	Pertumbuhan (%)	3,33%	3,04%	2,76%	2,55%	2,38%	2,26%	2,15%	2,06%	1,97%	1,90%

Tabel A3.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[20)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	3,82	5.540	6.090	1.009	1.915.179
2022	3,26	5.973	6.556	1.081	1.973.384

[18)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[19)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[20)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2023	2,64	6.386	6.998	1.149	2.027.903
2024	2,13	7.324	7.995	1.308	2.079.520
2025	1,82	8.241	8.982	1.463	2.129.103
2026	1,74	8.599	9.338	1.514	2.177.226
2027	1,85	8.945	9.692	1.565	2.224.121
2028	2,08	9.290	10.045	1.615	2.269.875
2029	2,33	9.633	10.405	1.666	2.314.614
2030	2,33	9.962	10.748	1.714	2.358.699
Pertumbuhan (%)	2,40%	7,19%	6,96%	5,15%	2,44%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan Kawasan Industri Dumai, Kawasan Industri Tanjung Buton, Pertamina Dumai, Pelabuhan, Pertamina Rokan, Kawasan Industri lainnya dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Riau. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastuktur tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi, dan gardu induk.

A3.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Riau memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari minyak bumi diperkirakan sekitar 2.875,2 MMSTB, gas bumi sekitar 1,093 BCF. Adapun potensi batubara mencapai 1.800,1 juta ton, panas bumi spekulatif sekitar 41 MWe yang terdapat di 4 lokasi. Selain itu terdapat potensi CBM sekitar 52,5 TCF [21)].

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2030 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Riau dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada Tabel A3.9 dan Tabel A3.10.

Tabel A3.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit*

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTG/MG	-	-	-	-	200	-	-	-	-	-	200

21) Sumber : RUKN 2019 - 2038

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLT Lain	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	4
Jumlah	**-**	**-**	**4**	**-**	**200**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**204**
IPP											-
PLTGU	275	-	-	-	-	-	-	-	-	-	275
PLTM	-	-	19	9	12	-	-	-	-	-	40
PLTA	-	10	-	-	90	-	-	160	-	400	660
PLT Lain	-	1	6	-	56	-	-	-	-	-	63
Jumlah	**275**	**11**	**25**	**9**	**159**	**-**	**-**	**160**	**-**	**400**	**1.039**
Total											
PLTGU	275	-	-	-	-	-	-	-	-	-	275
PLTG/MG	-	-	-	-	200	-	-	-	-	-	200
PLTM	-	-	19	9	12	-	-	-	-	-	40
PLTA	-	10	-	-	90	-	-	160	-	400	660
PLT Lain	-	1	10	-	56	-	-	-	-	-	68
Jumlah	**275**	**11**	**29**	**9**	**359**	**-**	**-**	**160**	**-**	**400**	**1.243**

* Termasuk kuota sistem Sumatera

Tabel A3.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumatera	PLTGU	Riau	275,0	2021	Konstruksi	IPP
2	Sumatera	PLTBm	Rantau Sakti (EBTKE)	1,0	2022	Konstruksi	IPP
3	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	3,1	2023	Perencanaan	IPP
4	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	4,1	2023	Perencanaan	PLN
5	Sumatera	PLTGU	Riau-2/Sumbagselteng (Relokasi)**	250,0	2023	Pengadaan	IPP
6	Sumatera	PLTBg	Ujung Batu	3,0	2023	Konstruksi	IPP
7	Sumatera	PLTMG	Riau Peaker	2x100,0	2025	Konstruksi	PLN
8	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	3,1	2025	Perencanaan	IPP
9	Sumatera	PLTA	Hidro Sumatera (kuota) tersebar*	10,0	2022	Pengadaan	IPP
				90,0 160,0 400	2025 2028 2030	Perencanaan	
10	Sumatera	PLTM	Minihidro (Kuota) Tersebar*	19,1 8,8 12,4	2023 2024 2025	Perencanaan	IPP
11	Sumatera	PLTS	Surya Sumatera (Kuota) tersebar*	50,1	2025	Perencanaan	IPP
12	Sumatera	PLT Bio	PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar*	3,0	2025	Perencanaan	IPP
TOTAL				1.242,8			

***** Kuota Sistem Sumatera

** Pembangkit relokasi, tidak terhitung sebagai penambahan kapasitas

Di Provinsi Riau terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTBg Pelalawan-1 1,0 MW
- PLTBg Rokan Hulu-1 1,0 MW
- PLTBg Rokan Hilir-1 1,0 MW
- PLTBg Pelalawan-1 1,2 MW
- PLTBg Pelalawan-2 1,3 MW
- PLTBg Pelalawan-3 2,0 MW
- PLTBg Pelalawan-4 1,0 MW
- PLTBg Bengkalis-1 1,0 MW
- PLTBm Siak-1 15,0 MW

-	PLTBm	Siak-2	3,0	MW
-	PLTBg	Pasir Pangaraian	1,0	MW
-	PLTBm	Bengkalis-2	6,0	MW
-	PLTBg	Rokan Hulu-2	3,0	MW
-	PLTBm	Rokan Hulu-3	7,0	MW
-	PLTBm	Indragiri Hilir-1	1,0	MW
-	PLTBg	Rokan Hulu-4	3,0	MW
-	PLTBg	Indragiri Hilir-2	5,0	MW
-	PLTBg	Siak-3	1,0	MW
-	PLTBg	Tersebar	23,3	MW
-	PLTBm	Tersebar	13,6	MW
-	PLTBm	Indragiri Hilir-3	10,0	MW
-	PLTBg	Indragiri Hilir-4	10,0	MW
-	PLTBm	Dumai	40,0	MW
-	PLTBg	Pelalawan-5	8,3	MW
-	PLTHybrid	Dumai Riau	65,0	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Beberapa pembangkit PLTGU yang belum dalam tahap konstruksi akan menggunakan mesin PLTGU relokasi dari Sistem Jawa. Hal ini dilakukan untuk mengoptimalkan utilisasi pembangkit PLTGU eksisting di Jawa. Rencana relokasi ini masuk dalam list pembangunan pembangkit di atas namun tidak diperhitungkan sebagai penambahan kapasitas pembangkit karena sifatnya hanya berupa relokasi pembangkit.

Dalam pengembangan pembangkit di Provinsi Riau terdapat rencana pembangunan PLTMG Riau Peaker 200 MW yang saat ini statusnya sudah efektif kontrak dan berdasarkan progres dapat dioperasikan di tahun 2023. Namun dengan adanya penurunan *demand* yang signifikan di Sistem Sumatera (dibanding RUPTL 2019-2028), maka sesuai hasil kajian simulasi sistem baik secara teknis maupun finansial, PLTMG ini akan optimal jika mulai dioperasikan pada tahun 2025. Terkait dengan hal tersebut perlu kajian

lebih lanjut baik untuk optimalisasi sistem maupun evaluasi dampak secara kontraktual perlu dilakukan. Pada RUPTL ini, COD pembangkit tersebut untuk Sistem Sumatera tetap disesuaikan dengan hasil kajian kebutuhan sistem sampai semua kajian dan evalusi yang dibutuhkan selesai.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A3.11 dan Tabel A3.12.

Tabel A3.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500 kV	360	-	-	-	560	-	-	-	-	-	920
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300	300
275 kV	300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300
150 kV	399	-	562	72	197	80	6	-	-	-	1.316
Jumlah	1.059	-	562	72	757	80	6	-	-	300	2.836

Tabel A3.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
1	Peranap/Riau 1	Perawang/Riau 2	500	2 cct, 4 Zebra	360	2021	Konstruksi
2	Rantau Prapat	Perawang/Riau 2	500	2 cct, 4 Zebra	560	2025	Rencana
3	Payakumbuh	Perawang (Eks New Garuda Sakti)	275	2 cct, 2 Zebra	300	2021	Konstruksi
4	Perawang	New Garuda Sakti	150	2 cct, 2 Zebra	40	2021	Konstruksi
5	Rengat	Tembilahan	150	2 cct, 2 Hawk	120	2021	Konstruksi
6	Rengat	Pangkalan Kerinci	150	1 cct, 2 Hawk	135	2021	Konstruksi
7	Perawang	Siak Sri Indra Pura	150	2 cct, 2 Zebra	100	2021	Konstruksi
8	PLTGU Riau	inc. 2 PI (Pasir Putih-Tenayan)	150	2 cct, 2 Hawk	4	2021	Konstruksi
9	KID	Pakning	150	2 cct, 2 Zebra	110	2023	Committed
10	Pakning	Bengkalis	150	2 cct, XLPE CU 1x400 mm2 (Setara 1x240mm2)	14	2023	Committed
11	Siak Sri Indra Pura	Landing Point Arah Selat Panjang	150	2 cct, 2 Zebra	70	2023	Committed
12	Landing Point Arah Selat Panjang	Landing Point Selat Panjang	150	2 cct, XLPE CU 2x400 mm2 (Setara 2x240mm2)	10	2023	Committed
13	Landing Point Selat Panjang	Selat Panjang	150	2 cct, 2 Hawk	90	2023	Committed
14	Pakning	Siak	150	2 cct, 2 Zebra	200	2023	Rencana
15	Dumai (rekonduktoring)	Kawasan Industri Dumai (KID)	150	2 cct, HTLS 1x310 mm2	68	2023	Rencana
16	Tanjung Palas	Inc. 2 Pi (KID - Dumai)	150	2 cct, HTLS 1x310 mm2	12	2024	Rencana
17	Balai Pungut	PTT Pertamina	230	2 cct, 2 Zebra	0,4	2024	Rencana
18	Lubuk Gaung	Dumai	150	2 cct, 2 Hawk	60	2024	Rencana
19	Sorek	Inc 2 phi (Rengat-Pangkalan Kerinci)	150	4 cct, 1 Hawk	1	2025	Rencana
20	Selat Panjang	Pulau Rangsang	150	2 cct, XLPE CU 1x400 mm2 (Setara 1x240mm2)	6	2025	Rencana
21	Pulau Rangsang	Landing Point TBK	150	2 cct, 1 Hawk	120	2025	Rencana
22	Landing Point TBK	Tanjung Balai Karimun	150	2 cct, XLPE CU 1x400 mm2 (Setara 1x240mm2)	70	2025	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
23	Bangkinang	Lipat Kain	150	2 cct, 2 Hawk	70	2026	Rencana
24	PTT RPE Kerinci	Pangkalan Kerinci	150	2 cct, 2 Zebra	10	2026	Rencana
25	Peranap	Inc. 2 Pi (Tl.Kuantan-Rengat)	150	4 cct, 1 Hawk	6	2027	Rencana
26	Perawang	Peninsular	500	2 cct, HVDC	300	2030	Rencana
	TOTAL				2.836		

Beberapa potensi project interkoneksi antar negara dari Provinsi Riau :

- Rencana interkoneksi Sumatera-Malaysia, merupakan salah satu potensi proyek strategis yang dapat meningkatkan keandalan pasokan serta meningkatkan utilitas pembangkit, mengingat terdapat perbedaan waktu beban puncak pada kedua sistem. Dalam perhitungan neraca daya interkoneksi tersebut sudah diperhitungkan pada tahun 2030. Interkoneksi ini dihubungkan langsung dengan jalur *backbone* 500 kV Sumatera yang terdekat dengan Malaysia, yaitu SUTET 500 kV Perawang-R. Prapat atau GITET Perawang. Berdasarkan *joint study* sebelumnya transmisi yang menghubungkan ke Malaysia adalah menggunakan SUTT HVDC dan *submarine cable* dengan kapasitas sekitar 600 MW serta *switching station* di sisi Indonesia berada di Pulau Rumpat. Kapasitas interkoneksi 600 MW tersebut masih dapat ditingkatkan sesuai kesepakatan selanjutnya (dengan dasar *joint study* terbaru) selama mendapatkan nilai ke-ekomian di kedua belah pihak.
- Potensi interkoneksi Sistem Sumatera ke Sistem Singapura. Dengan rencana tambahan pembangkit EBT di Sistem Sumatera sebesar 47% serta potensi pembangkit EBT sampai 10 GW EBT, maka PLN dapat mentransfer energi EBT ke Singapura. Diperlukan kepastian lebih lanjut dengan skema B to B yang saling menguntungkan kedua belah pihak. Berdasarkan kondisi geografis interkoneksi yang terdekat antara Sumatera dan Singapura adalah pada jalur SUTET 500 kV Perawang-Peranap ataupun GITET Perawang/Peranap. Dengan pertimbangan keamanan di kedua sistem, Interkoneksi tersebut dimungkinkan menggunakan sistem HVDC 500 kV melalui transmisi dan *submarine Cable*. Selain untuk menjangkau potensi beban di Singapura, jalur ini juga dimungkinkan untuk menjangkau potensi beban di Pulau Batam dan beberapa kawasan termasuk KEK di Pulau Bintan. Kegiatan ini dilaksanakan dengan skema B to B yang saling menguntungkan dan berbagi resiko beberapa pihak terkait. Selama keekonomiannya tercapai, dan adanya kesepakatan untuk

sharing recovery investment yang *fair* maka dapat membuka kesempatan untuk dibuat *station converter* di Sistem Bintan.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A3.13 dan Tabel A3.14.

Tabel A3.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	750	750
500/275 kV	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500
275/150 kV	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500
150/230 kV	-	-	-	500	-	-	-	-	-	-	500
150/20 kV	120	60	90	120	120	30	120	-	-	60	720
Jumlah	1.120	60	90	620	120	30	120	-	-	810	2.970

Tabel A3.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext. /Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
1	Peranap/Riau 1	500	New	4 LB	2021	Konstruksi
2	Perawang (Ex New Garuda Sakti)/Riau 2	500/275	New	1x500	2021	Konstruksi
3	Perawang	500	Ext	2 LB	2025	Rencana
4	Perawang (Converter)	500	New	1x750	2030	Rencana
5	Perawang (Ex New Garuda Sakti)	275/150	New	2x250	2021	Konstruksi
6	Perawang (Ex New Garuda Sakti)	275	Ext	LB	2021	Konstruksi
7	New Garuda Sakti	150	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
8	Pangkalan Kerinci	150	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
9	Perawang	150	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
10	Perawang	150	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
11	PLTGU Riau	150	New	4 LB	2021	Konstruksi
12	Rengat	150	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
13	Rengat	150	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
14	Siak Sri Indra Pura	150/20	New	1x60	2021	Konstruksi
15	Tembilahan	150/20	New	1x60	2021	Konstruksi
16	Rengat	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
17	Bengkalis	150/20	New	2x30	2023	Committed
18	KID	150	Ext	2 LB	2023	Rencana
19	Pakning	150	New	4 LB	2023	Committed
20	Pakning	150/20	New	6 LB	2023	Rencana
21	Selat Panjang	150/20	New	1x30	2023	Committed
22	Siak Sri Indra Pura	150	Ext	2 LB	2023	Committed
23	Dumai	150	Ext	2 LB	2024	Konstruksi
24	Lubuk Gaung	150/20	New	2x60	2024	Rencana
25	Tanjung Palas	150	New	2 LB	2024	Rencana
26	PTT Pertamina (Converter)	150/230	New	4x125	2024	Rencana
27	GIS Kota Pekan Baru	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
28	Selat Panjang	150	Ext	2 LB	2025	Rencana
29	Sorek	150/20	New	1x60	2025	Rencana
30	Lipat Kain	150/20	New	1x30	2026	Rencana
31	Pangkalan Kerinci	150	Ext	2 LB	2026	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext. /Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
32	Duri	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
33	Peranap	150/20	New	1x60	2027	Rencana
34	Pasir Putih	150/20	Uprate	1x60	2030	Rencana
	TOTAL			2.970		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A3.15.

Tabel A3.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	(kms)	(kms)	MVA	
2021	142	162	87	61.688
2022	256	290	70	58.205
2023	213	239	65	54.518
2024	271	303	43	51.617
2025	382	424	31	49.583
2026	287	315	29	48.123
2027	259	282	27	46.895
2028	559	605	25	45.754
2029	495	527	24	44.739
2030	177	186	23	44.085
Jumlah	**3.042**	**3.333**	**422**	**505.208**

Pengembangan Listrik Perdesaan

Selain pengembangan jaringan distribusi diatas, juga terdapat program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2030 seperti pada Tabel A3.16.

Tabel A3.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	Unit	kW	
2021	400	347	10	118		15.621
2022	241	144	3	48		3.631
2023	139	138	4	49	4.100	4.018
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0

Tabel A3.17. Rencana Pengambilalihan RT Belistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	2021	2022	2023
Riau	837	0	0

Rasio Elektrifikasi di Provinsi Riau TW IV tahun 2020 mencapai 99.82 % sedangkan rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 1.859 desa berlistrik PLN.

Program Listrik Perdesaan adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.

Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE (Lampu Tenaga Surya Hemat Energi) kepada 837 Rumah Tangga di Provinsi Riau. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2020-2021 begitu juga dengan pelanggan non PLN.

A3.4. SISTEM TENAGA LISTRIK BENGKALIS DAN SELAT PANJANG

Sistem tenaga listrik di Pulau Bengkalis dan Pulau Selat Panjang saat ini disuplai oleh sistem *isolated* PLTD berbahan bakar HSD. Sistem Bengkalis meliputi wilayah Kecamatan Bukit Batu (Bengkalis) dengan beban puncak total 20 MW. Sedangkan Sistem Selat Panjang meliputi wilayah Kabupaten Meranti dengan beban puncak total 12 MW. Pulau Bengkalis dan Selat Panjang direncanakan interkoneksi dengan Sistem Sumatera melalui transmisi 150 kV, dengan terinterkoneksinya Sistem Bengkalis dan Selat Panjang, maka PLTD di sistem tersebut dapat di *off* kan.

A3.5. PASOKAN KE SISTEM PERTAMINA HULU ROKAN (PHR) DENGAN FREKUENSI 60 Hz

Pasokan daya ke sistem PHR yang merupakan kilang minyak (*Block* Rokan) yang akan dioperasikan oleh Pertamina. Sistem PHR ini menggunakan listrik AC dengan frekuensi 60 Hz, sehingga tidak bisa langsung di interkoneksikan ke sistem PLN. Pasokan daya tersebut akan dipasok oleh PT MCTN menggunakan PLTG *Cogeneration* (Listrik dan Uap). PT MCTN adalah perusahaan yang telah diakuisisi oleh PLN pada tahun 2021 (sesuai dengan

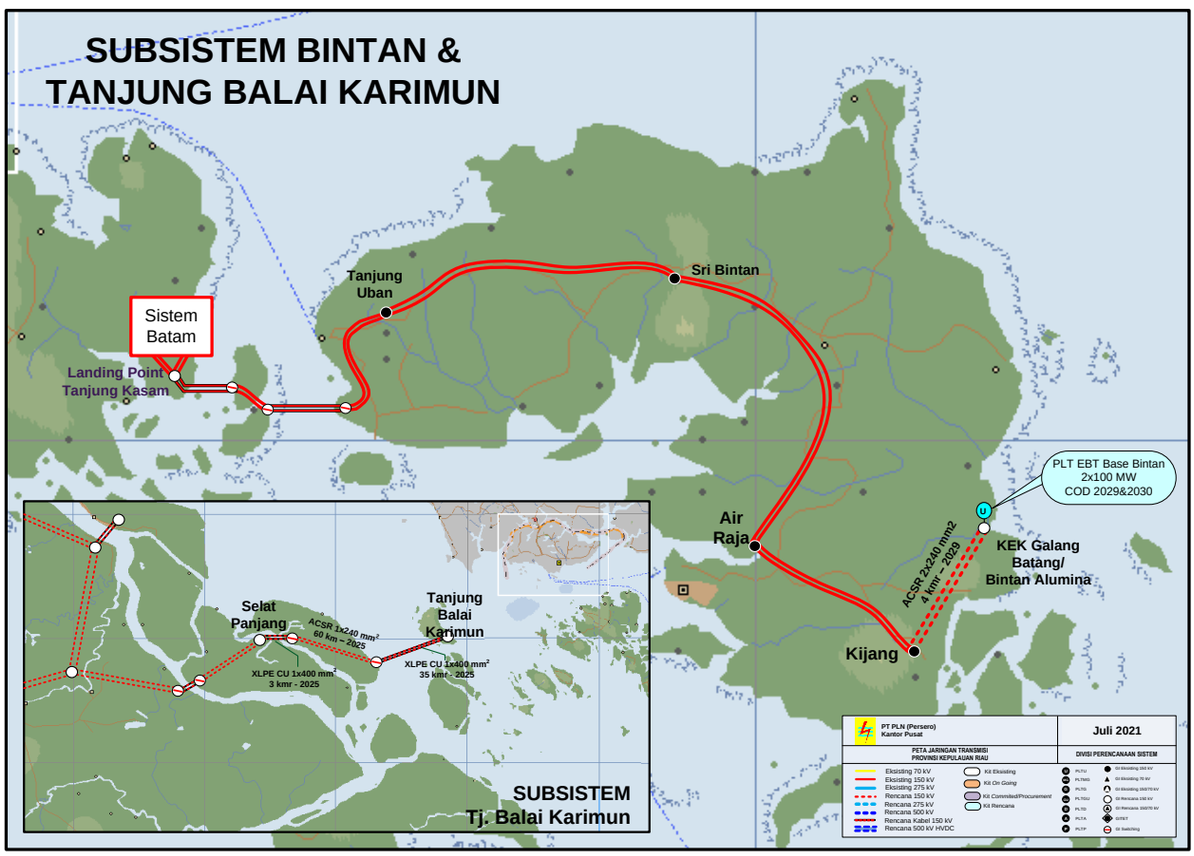
persetujuan Menteri BUMN tahun 2021) dan merupakan pembangkit eksisting yang sudah menyuplai sistem *Block* Rokan. Pembangkit PLTG *Cogeneration* tersebut memiliki kapasitas daya 3x100 MW dan kemampuan *steam* sebesar 360 MBCWEPD. Selain suplai menggunakan melalui pembangkit PT MCTN, pada tahun 2024 juga direncanakan akan diinterkoneksikan ke Sistem Sumatera menggunakan *converter* HVDC *back to back*. Dengan terinterkoneksinya sistem PHR dan Sistem Sumatera ini, maka operasi pada kedua sistem dapat dioptimalkan sesuai kebutuhan (Ekspor/Impor). Selain itu juga pasokan ke sistem PHR akan lebih handal, karena tidak bergantung pada satu pembangkit.

Kapasitas *converter* yang direncanakan adalah 5x100 MW, namun kapasitas ini dapat disesuaikan kembali sesuai dengan kondisi terkini. Penyesuaian kapasitas tersebut tetap memperhatikan kehandalan dan keekonomian di kedua belah pihak.

LAMPIRAN A.4
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI KEPULAUAN RIAU *(tanpa BATAM)*

A4.1. KONDISI SAAT INI

Provinsi Kepulauan Riau mempunyai posisi geografis yang sangat strategis karena berada pada pintu masuk Selat Malaka dari sebelah timur dan juga berbatasan dengan pusat bisnis dan keuangan di Wilayah Asia Tenggara. Provinsi Kepulauan Riau dimungkinkan untuk menjadi salah satu pusat pertumbuhan ekonomi bagi Republik Indonesia dimasa depan. Apalagi saat ini pada beberapa daerah di Kepulauan Riau (Batam, Bintan dan Karimun) tengah diupayakan sebagai *pilot project* pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK). Peta sistem tenaga listrik Provinsi Riau ditunjukkan pada Gambar A4.1.



Gambar A4.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Bintan (Provinsi Kepulauan Riau)

Penerapan kebijakan KEK di Batam-Bintan-Karimun merupakan bentuk kerjasama antara Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah dengan partisipasi dunia usaha. KEK ini nantinya merupakan simpul-simpul dari

pusat kegiatan ekonomi unggulan yang perlu didukung dengan infrastruktur yang berdaya saing internasional. Kepulauan Riau memerlukan dukungan pasokan tenaga listrik yang cukup dan handal terutama di Kota Tanjung Pinang yang merupakan ibu kota Provinsi Kepulauan Riau.

Pasokan listrik untuk kota Tanjung Pinang dipasok dari PLTU sewa dan transfer dari Sistem Batam melalui transmisi dan kabel laut Batam-Bintan. Dengan beroperasinya kabel laut 150 kV Batam-Bintan maka Sistem Batam-Bintan telah menjadi satu sistem tenaga listrik.

Daerah yang juga berkembang pesat yaitu Kabupaten Karimun yang di *supply* dari Sistem Tanjung Balai Karimun. Sistem tersebut di pasok dari PLTD Bukit Carok dan PLTU Tanjung Balai Karimun. Direncanakan akan dibangun interkoneksi ke Tanjung Balai Karimun melalui transmisi 150 kV Selat Panjang – Pulau Rangsang – Tanjung Balai Karimun.

Penjualan sejak tahun 2012-2020 tumbuh rata-rata sebesar 7,11%. Komposisi penjualan energi tahun 2012-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A4.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2012-2020 dapat dilihat seperti pada Tabel A4.2.

Tabel A4.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	323	348	376	393	414	413	420	456	485
2	Bisnis	144	160	162	164	186	229	266	295	267
3	Publik	54	62	67	70	76	81	85	95	95
4	Industri	24	25	28	28	30	33	34	41	39
	Total	546	596	634	656	706	756	805	886	887
	Pertumbuhan (%)	12,91	9,18	6,35	3,44	7,70	7,05	6,59	10,01	0,18

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A4.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	137,5	155,3	168,3	177,4	195,8	207,8	221,2	235,5	249,3
2	Bisnis	17,4	19,1	20,5	21,5	23,6	25,1	26,1	26,8	27,8
3	Publik	3,9	4,4	4,9	5,2	5,8	6,3	7,0	8,1	8,7
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1
	Total	158,8	178,9	193,8	204,3	225,3	239,3	254,4	270,5	286,0
	Pertumbuhan (%)	11,33	12,62	8,36	5,40	10,27	6,22	6,33%	6,3	5,9

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A4.3, A4.4 dan A4.5.

Tabel A4.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[22)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTU	Kepri	2	14,0	12,6	12,6
PLTS	Kepri	3	0,8	0,7	0,7
PLTD	Kepri	253	118,7	82,3	82,3
Jumlah PLN		**258**	**133,5**	**95,6**	**95,6**
IPP					
PLTMG	Kepri	1	0,1	0,1	0,1
PLTBM	Kepri	1	0,9	0,9	0,9
Jumlah IPP		**2**	**1,0**	**1,0**	**1,0**
SEWA					
PLTU	Kepri	1	30,0	30,0	30,0
PLTD	Kepri	3	5,5	5,5	5,5
Jumlah SEWA		**4**	**35,5**	**35,5**	**35,5**
Jumlah		**264**	**170,0**	**132,1**	**132,1**

Tabel A4.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[23)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Ngenang	150/20	1	10
2	Tanjung Uban	150/20	1	60
3	Sri Bintan	150/20	1	30
4	Air Raja	150/20	2	120
5	Kijang	150/20	1	30
TOTAL			6	250

Tabel A4.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi [24)]

No.	Kriteria	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	2,624	1.657	1.716	1.958	2.230	2.244	2.264	2.429
2	JTR (kms)	3,225	1.447	1.484	1.687	1.830	2.210	2.210	2.279
3	Gardu Distribusi (MVA)	515	240	252	283	294	303	307	262

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

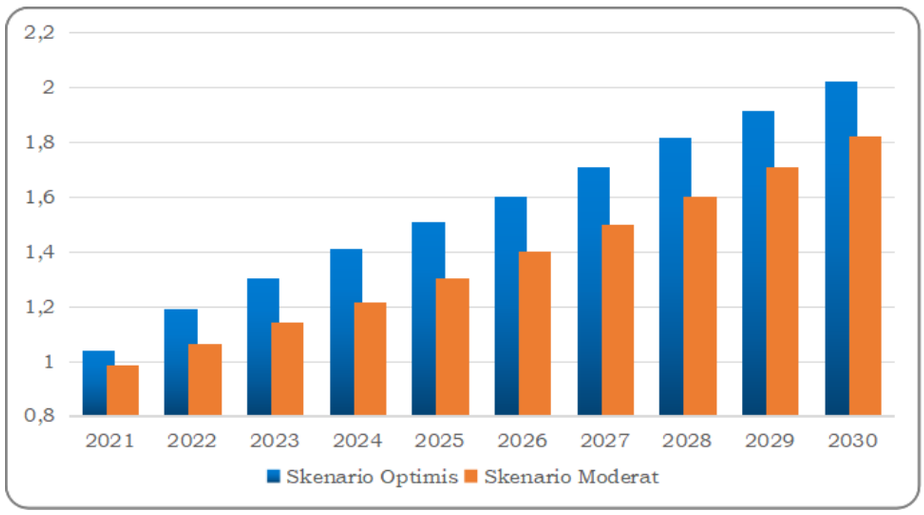
A4.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pandemi Covid-19 yang terjadi pada awal tahun 2020, menyebabkan pertumbuhan ekonomi hingga beberapa tahun kedepan menjadi tertekan. Terdapat dua *probability* proyeksi pertumbuhan ekonomi, yang akan mendrive *demand* listrik. Kedua skenario proyeksi *demand* ditampilkan pada Gambar

[22)] Sumber : SILM PT. PLN (Persero)
[23)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS
[24)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW RKR

A4.2 berikut. Pertumbuhan *demand* rata-rata tahun 2021 s/d 2030 Provinsi Kepulauan Riau, untuk masing-masing skenario adalah:

- Optimis 8,57%
- Moderat 7,41%



Gambar A4.2 Proyeksi *Demand* Provinsi Kepulauan Riau (TWh)

Berdasarkan kedua skenario tersebut, diambil skenario moderat sebagai referensi untuk pengembangan infrastuktur ketenagalistrikan. Namun untuk mengantisipasi *gap* antara perencanaan dan realisasi, perlu dilakukan evaluasi dan koreksi sampai kondisi menjadi kembali stabil.

Tabel A4.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik[25)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	523	550	573	595	616	637	657	678	700	721
2	Bisnis	303	330	359	395	441	492	547	602	659	722
3	Publik	107	118	131	144	158	174	191	210	231	254
4	Industri	52	65	77	84	90	98	105	112	120	127
	Total	985	1.064	1.140	1.218	1.305	1.401	1.501	1.603	1.709	1.824
	Pertumbuhan (%)	10,32	7,98	7,14	6,82	7,18	7,35	7,13	6,82	6,61	6,72

Tabel A4.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[26)]

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	264.1	270.1	275.9	281.4	286.8	291.9	296.7	301.3	305.8	310.1
2	Bisnis	28.8	29.8	30.8	31.9	330	34.1	35.3	36.5	37.7	38.9
3	Publik	9.8	10.7	11.7	12.7	13.6	14.5	15.5	16.5	17.6	18.6
4	Industri	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0. 2	0.2	0. 3	0.3	0.3
	Total	303	310	318	326	333	340	347	354	361	368
	Pertumbuhan (%)	5.94	2.60	2.53	2.35	2.31	2.15	2.04	1.96	1.90	1.84

[25)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[26)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030

Tabel A4.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[27)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	4,50	985	1.090	175	303,001
2022	4,52	1.064	1.176	187	310,871
2023	4,24	1.140	1.260	200	318,749
2024	4,27	1.218	1.345	212	326,249
2025	4,40	1.305	1.441	226	333,772
2026	4,50	1.401	1.547	241	340,958
2027	4,52	1.501	1.657	257	347,923
2028	4,46	1.603	1.770	272	354,729
2029	4,39	1.709	1.887	289	361,461
2030	4,31	1.824	2.012	306	368,107
Pertumbuhan (%)	4,41%	7,41%	7,36%	6,82%	2,56%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan KEK Galang Batang (PT. Bintan Alumina Indonesia), Kawasan Wisata Lagoi (PT. Bintan Resort Cakrawala), Kawasan Industri Bintan (PT. Bintan Industrial Estate), Kawasan Industri lainnya, dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Kepulauan Riau. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastuktur tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi, dan gardu induk.

A4.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Kepulauan Riau memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari minyak bumi diperkirakan sekitar 304,2 MMSTB, gas bumi sekitar 50.008 BCF[28].

Pengembangan Pembangkit

Dalam rangka optimalisasi BPP Sistem Batam-Bintan, direncanakan akan dibangun PLT*Base* Bintan 2x100 MW sehingga memungkinkan ekspor dan impor dari kedua pulau tersebut, dan relokasi pembangkit dari tempat lain ke Bintan.

[27)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[28] Sumber : RUKN 2019 - 2038

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2030 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Kepulauan Riau dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A4.9 dan Tabel A4.10.

Tabel A4.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLT Lain	1	2	1	-	-	-	-	-	-	-	4
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	-	-	100	100	200
Jumlah	**1**	**2**	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**100**	**100**	**204**
IPP											-
PLT Lain	-	4	-	2	24	-	-	-	-	-	30
Jumlah	**-**	**4**	**-**	**2**	**24**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**30**
Total											
PLT Lain	1	6	1	2	24	-	-	-	-	-	34
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	-	-	100	100	200
Jumlah	**1**	**6**	**1**	**2**	**24**	**-**	**-**	**-**	**100**	**100**	**234**

Tabel A4.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	0,7 1,5	2021 2022	Perencanaan	PLN
2	Natuna	PLTBio	PLTBio (Kuota) Kepulauan Riau	4,0	2022	Pengadaan	IPP
3	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	1,40	2023	Perencanaan	PLN
4	Kepri	PLT Bio	PLTBio (Kuota) Kepulauan Riau	2,40	2024	Perencanaan	IPP
5	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	24,0	2025	Perencanaan	IPP
6	Tj. Pinang	PLT EBT Base	EBT Base Bintan	2x100,0	2029 2030	Perencanaan	PLN
	TOTAL			234,0			

Di Provinsi Kepulauan Riau terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTS Komunal Tersebar 24,0 MW
- PLTBm Natuna 4,0 MW
- PLTBm Tanjung Batu 2,0 MW
- PLTBm Tanjung Batu 2 2,0 MW
- PLTBm Dabo 1 4,0 MW
- PLTBm Lingga 1 2,0 MW
- PLTBm Kundur 2,5 MW
- PLTS Kepri Tersebar 1,8 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar

potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

PLN terbuka untuk bekerjasama dengan badan usaha lain (baik kerjasama Wilus ataupun sebagai IPP) untuk mengembangkan pembangkit di Sistem Bintan. Sistem Bintan memiliki potensi *demand* yang cukup tinggi, namun ketidakpastian *demand* tersebut cukup tinggi. Ketidakpastian tersebut mengakitbatkan resiko *over investment* PLN, maka untuk memperkecil resiko tersebut PLN menerapkan skema bisnis yang *take-or-pay*. Oleh karena itu, jika ada badan usaha lain berminat untuk bekerjasama dalam hal pembangunan Pembangkit, maka lebih di prioritaskan untuk pengembang yang dapat juga meng-*create demand* serta kerjasama dengan skema *take and pay* .

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A4.11 dan Tabel A4.12.

Tabel A4.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8
Jumlah	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8

Tabel A4.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
1	Kijang	PLT EBT Base Bintan	150	2 cct, 2 Hawk	8	2029	Rencana
Total					8		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A4.13 dan Tabel A4.14.

Tabel A4.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150/20	-	-	-	-	60	-	-	-	-	-	60
Total	-	-	-	-	60	-	-	-	-	-	60

Tabel A4.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext. Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
1	Tanjung Balai Karimun	150/20	New	2x30	2025	Rencana
2	PLT EBT Base Bintan	150/20	New	2 LB	2029	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext. Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
3	Kijang*	150/20	Ext	2 LB	2023	Rencana
4	Kijang	150/20	Ext	2 LB	2029	Rencana
TOTAL				60		

*) Ext 2 LB untuk PLTG Relokasi

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A4.15.

Tabel A4.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	(kms)	(kms)	(MVA)	
2021	47	46	12	16.991
2022	37	36	5	7.870
2023	34	33	5	7.878
2024	33	32	5	7.500
2025	35	34	5	7.523
2026	37	35	5	7.186
2027	36	35	4	6.965
2028	35	34	4	6.806
2029	34	33	4	6.732
2030	35	34	4	6.646
Jumlah	**364**	**352**	**54**	**82.097**

Pengembangan Listrik Perdesaan

Selain pengembangan jaringan distribusi diatas, juga terdapat program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2030 yang diperlihatkan pada Tabel A4.16.

Tabel A4.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	7,45	26,75	0,20	3	650	1.234
2022	3,50	25,90	0,10	1	1.500	2.348
2023	0	20,30	0	0	1.400	1.567
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0

Rasio Elektrifikasi Provinsi Kepulauan Riau TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 99,16% sedangkan Rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 416 desa yang terdiri dari 380 desa berlistrik PLN dan 36 desa non PLN.

Program Listrik Perdesaan adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.

A4.4. SISTEM TENAGA LISTRIK KEPULAUAN (*ISOLATED*)

Kabupaten Natuna terletak paling utara dari Wilayah Republik Indonesia di kawasan Laut Cina Selatan seperti terlihat pada Gambar A4.2. Natuna berada pada jalur pelayaran internasional Hongkong, Jepang, Korea dan Taiwan. Kabupaten ini terkenal dengan penghasil migas dengan cadangan yang sangat besar.



Gambar A4.2. Peta Pulau Natuna

Sistem tenaga listrik Pulau Natuna (Sistem Ranai, Sedanau, Selat Lampa dan Klarik) dipasok dari PLTD dengan Kapasitas terpasang 25 MW dan beban

puncak 10 MW. Sistem distribusi dengan JTM 524 kms, JTR 420 kms dan gardu distribusi sebanyak 228 unit dengan daya 13,68 MVA.

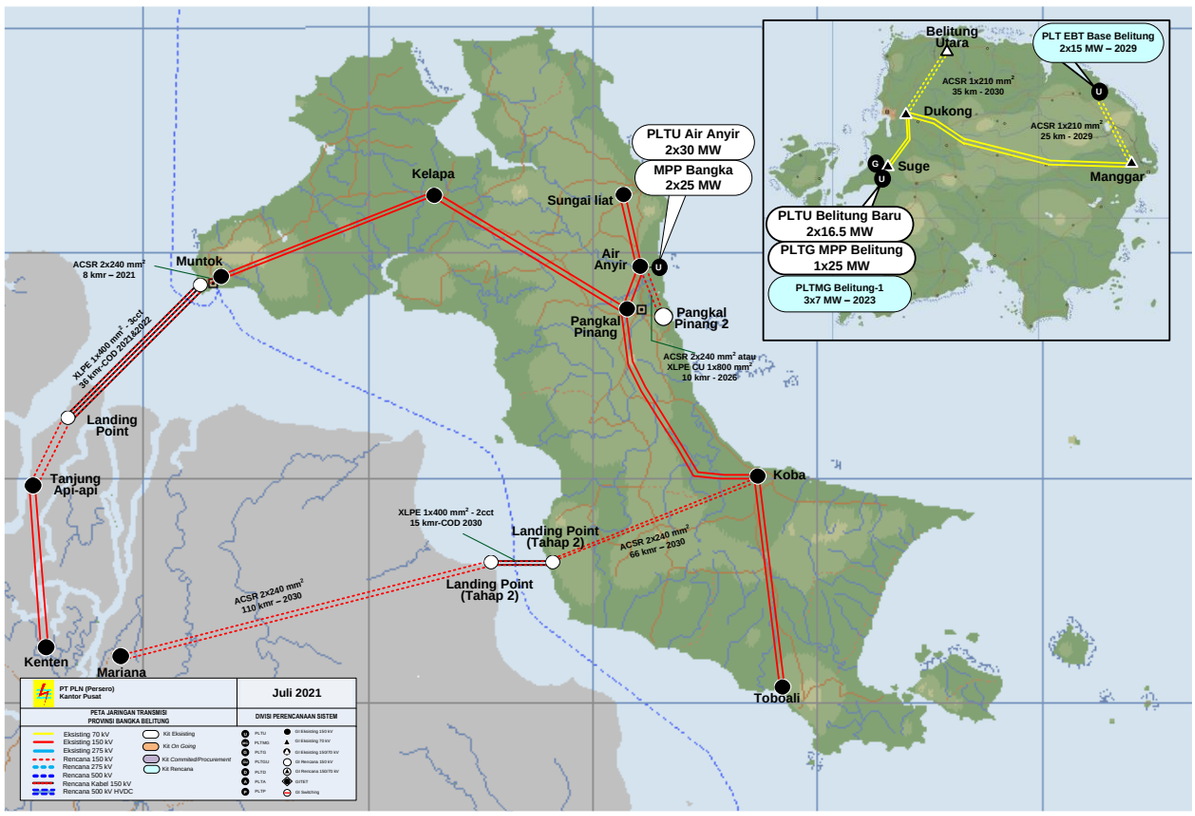
Selain di Pulau Natuna, diperlukan juga pengembangan di sistem tenaga listrik *isolated* di Pulau Lingga yang saat ini disuplai PLTD berbahan bakar HSD. Untuk memperkuat sistem dalam rangka mengantisipasi pertumbuhan beban, akan dilakukan pembangunan kabel laut 20 kV yang menghubungkan Pulau Dabo Singkep – Pulau Selayar – Pulau Lingga. Beban puncak di Sistem Lingga adalah sebesar 2,15 MW sedangkan beban puncak di Sistem Dabo Singkep sebesar 4,43 MW.

LAMPIRAN A.5
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG

A5.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Bangka Belitung secara garis besar dikelompokkan menjadi dua sistem tenaga listrik yang terpisah yaitu:

1. Sistem Bangka yang dipasok dari PLTU, PLTG dan PLTD milik PLN dan PLTBg/PLTBm IPP dan *excess power* melalui jaringan distribusi 20 kV.
2. Sistem Belitung yang dipasok dari PLTU, PLTG, PLTD PLN, PLTBg/PLTBm IPP melalui jaringan distribusi 20 kV.



Gambar A5.1. Peta Sistem Tenaga listrik Bangka Belitung

Provinsi Bangka-Belitung merupakan provinsi baru yang masih berkembang. Lokasinya yang berada diantara Pulau Sumatera dan Pulau Kalimantan, menjadikan lokasi Provinsi Babel menjadi strategis. Kedepannya Sistem Bangka akan berfokus pada perkembangan industri, sedangkan Sistem Belitung sebagai kawasan pariwisata. Saat ini *project* kawasan Industri yang sudah di tetapkan pemerintah di Pulau Bangka adalah KI Sadai, Sedangkan di Pulau Belitung, dilokasi Belitung Utara (Tanjung Kelayang) sudah ditetapkan pemerintah menjadi KEK pariwisata.

Penjualan sejak tahun 2012-2020 tumbuh rata-rata sebesar 9,69%. Komposisi penjualan energi tahun 2012-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A5.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2012-2020 dapat dilihat seperti pada Tabel A5.2.

Tabel A5.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	473	509	576	603	620	619	645	689	710
2	Bisnis	110	122	130	148	159	178	192	205	194
3	Publik	43	48	54	60	71	74	80	88	89
4	Industri	39	43	45	51	70	108	149	186	225
	Total	665	721	805	862	920	979	1.066	1.167	1.218
	Pertumbuhan (%)	24,11	8,50	11,67	6,96	6,77	6,45	8,90	9,44	4,37

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A5.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	240,0	277,2	314,4	342,9	359,3	390,1	411,7	431.7	447.8
2	Bisnis	12,3	14,5	16,6	19,0	22,2	23,2	25,8	27,5	30,6
3	Publik	6,2	7,1	7,9	8,8	9,7	10,7	11,5	12,4	13,3
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6
	Total	258,6	299,0	339,1	370,9	391,4	424,4	449,5	472,1	492,3
	Pertumbuhan (%)	18,72	15,60	13,41%	9,38	5,53	8,44	5,91	5,9	4,3

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A5.3, A5.4 dan A5.5.

Tabel A5.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[29)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTU	Bangka	2	60,0	44,0	44,0
	Belitung	2	33,0	29,7	29,7
PLTS	Bangka	2	0,2	0,2	0,2
	Belitung	2	0,1	0,0	0,0
PLTD	Bangka	46	90,0	58,0	58,0
	Belitung	17	30,0	17,5	17,5
Jumlah PLN		**71**	**213,3**	**149,4**	**149,4**
IPP					
PLTG	Bangka	2	50,0	50,0	50,0
	Belitung	1	25,0	25,0	25,0
PLTBM	Bangka	2	8,0	8,0	5,0
	Belitung	1	3,0	3,0	0,0
PLTBG	Bangka	2	3,2	3,2	3,2
	Belitung	1	1,8	1,8	1,8
Jumlah IPP		**9**	**91,0**	**91,0**	**85,0**

[29)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
SEWA					
PLTD	Bangka	6	38,0	38,0	38,0
Jumlah SEWA		**6**	**38,0**	**38,0**	**38,0**
Jumlah		**86**	**342,3**	**278,4**	**272,4**

Tabel A5.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[30)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
	Sistem Bangka		10	510
1	Pangkalpinang (GI Kampak)	150/20	2	120
2	Sungailiat	150/20	2	90
3	Air Anyir	150/20	2	120
4	Kelapa	150/20	1	30
5	Muntok	150/20	1	60
6	Koba	150/20	1	30
7	Toboali	150/20	1	60
	Sistem Belitung		6	210
1	Dukong	70/20	2	60
2	Suge (GI Pembangkit)	70/20	3	90
3	Manggar	70/20	1	60

Tabel A5.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[31)]

No.	Kriteria	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	3.258	3.527	3.623	4.019	4.386	4.822	5.204	5.460
2	JTR (kms)	2.544	2.767	4.196	4.354	4.750	5.108	5.334	5.556
3	Gardu Distribusi (MVA)	252	269	269	297	341	368	393	568

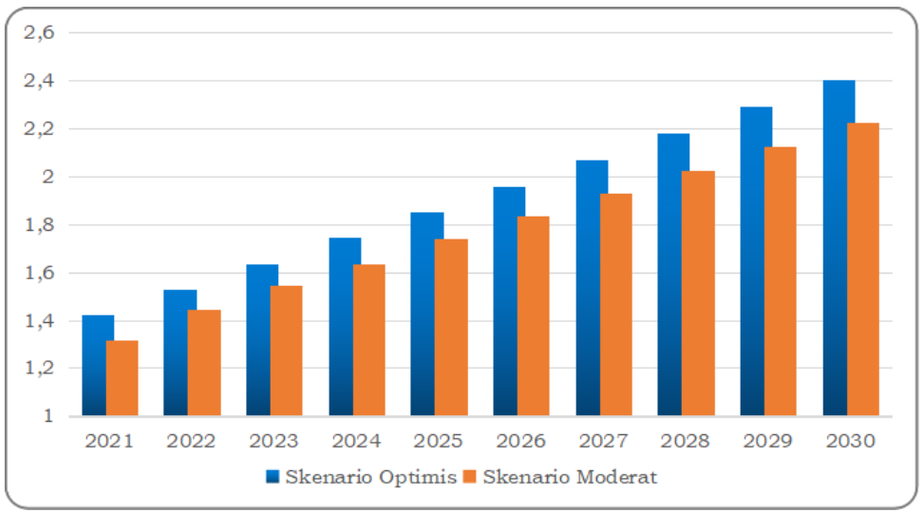
*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

A5.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pandemi Covid-19 yang terjadi pada awal tahun 2020, menyebabkan pertumbuhan ekonomi hingga beberapa tahun kedepan menjadi tertekan. Terdapat dua *probability* proyeksi pertumbuhan ekonomi, yang akan men-*drive demand* listrik. Kedua skenario proyeksi *demand* ditampilkan pada Gambar A5.2 berikut. Pertumbuhan *demand* rata-rata tahun 2021 s/d 2030 Provinsi Bangka Belitung untuk masing-masing skenario adalah:

- Optimis 7,09%
- Moderat 6,23%

30) Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS
31) Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW Babel



Gambar A5.2 Proyeksi *Demand* Provinsi Bangka Belitung (TWh)

Berdasarkan kedua skenario tersebut, diambil skenario moderat sebagai referensi untuk pengembangan infrastuktur ketenagalistrikan. Namun untuk mengantisipasi *gap* antara perencanaan dan realisasi, perlu dilakukan evaluasi dan koreksi sampai kondisi menjadi kembali stabil.

Tabel A5.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[32)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	761	798	833	868	903	938	974	1.010	1.046	1.083
2	Bisnis	208	227	246	269	288	308	329	351	373	396
3	Publik	94	102	111	120	130	141	153	165	178	193
4	Industri	253	318	354	380	418	446	474	502	529	555
	Total	1.316	1.444	1.544	1.637	1.740	1.834	1.931	2.028	2.127	2.227
	Pertumbuhan (%)	8,05	9,76	6,93	6,02	6,26	5,43	5,26	5,03	4,88	4,72

Tabel A5.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[33)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	467	485	504	523	541	560	579	598	616	635
2	Bisnis	33	35	38	40	43	45	48	50	53	56
3	Publik	14	15	16	17	18	19	20	21	22	24
4	Industri	0.78	0.95	1	1	1	1	2	2	2	2
	Total	514	536	559	581	603	626	648	670	694	716
	Pertumbuhan (%)	4,18	4,30	4,14	3,99	3,86	3,73	3,60	3,49	3,38	3,30

Tabel A5.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[34)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,48	1.316	1.438	233	514,269
2022	5,70	1.444	1.578	255	536,379
2023	5,61	1.544	1.686	273	558,563
2024	5,52	1.637	1.785	289	580,829
2025	5,42	1.740	1.895	306	603,225

[32)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[33)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[34)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2026	5,32	1.834	1.997	322	623.949
2027	5,20	1.931	2.100	338	646.501
2028	5,07	2.028	2.204	354	669.124
2029	4,95	2.127	2.309	371	691.812
2030	4,94	2.227	2.420	388	714.682
Pertumbuhan (%)	5,32%	6,23%	6,16%	6,04%	3,83%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan KEK Tanjung Kelayang Belitung, Kawasan Industri Sadai (Bangka Selatan), PT. Timah Muntok, Kawasan Industri lainnya, dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Bangka Belitung. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi, dan gardu induk.

A5.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Kepulauan Bangka Belitung memiliki potensi energi primer berupa panas bumi sekitar 106 MWe yang tersebar di 7 lokasi, yaitu pada Sungai Liat/Palawan, Pangkal Pinang/Pemali, Air Tembaga/Terak, Buding, Nyelanding, Permis dan Dendang [35].

Sumber energi di Bangka Belitung untuk membangkitkan energi listrik sangat terbatas. Oleh sebab itu kebutuhan energi primer untuk pembangkitan tenaga listrik di Babel harus didatangkan dari luar wilayah berupa batubara, gas dan BBM.

Pengembangan Pembangkit

Sistem Tenaga listrik Provinsi Kepulauan Bangka Belitung memiliki dua Sistem *Isolated* Besar yaitu Sistem Bangka dan Sistem Belitung, dengan mempertimbangkan antara lain :

1. Perlunya peningkatan kepastian tambahan kapasitas pembangkit tenaga listrik di Provinsi Bangka Belitung sebagaimana yang sudah direncanakan.

[35] Sumber : RUKN 2019 - 2038

2. Secara Geografis, Provinsi Bangka Belitung dekat dengan Pulau Sumatera, yang merupakan lumbung energi primer untuk Pembangkit Listrik dengan biaya operasi murah, terutama batubara. Selain itu Pulau Sumatera juga berpotensi mempunyai surplus energi listrik.

Maka berdasarkan hal tersebut di atas, pendekatan pengembangan sistem tenaga listrik Provinsi Bangka Belitung tidak lagi menggunakan pendekatan sistem *isolated* besar terutama Pulau Bangka.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2030 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Bangka Belitung dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A5.9 dan Tabel A5.10.

Tabel A5.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**Jumlah**
PLN											
PLTG/MG	-	-	21	-	-	-	-	-	-	-	21
PLT Lain	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	-	-	30	-	30
Jumlah	**0,2**	**-**	**21**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**30**	**-**	**51**
IPP											-
PLT Lain	3	2	53	12	5	-	-	-	-	-	75
Jumlah	**3**	**2**	**53**	**12**	**5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**75**
Total											
PLTG/MG	-	-	21	-	-	-	-	-	-	-	21
PLT Lain	3	2	53	12	5	-	-	-	-	-	75
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	-	-	30	-	30
Jumlah	**3**	**2**	**74**	**12**	**5**	**-**	**-**	**-**	**30**	**-**	**126**

Tabel A5.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
	Sistem Bangka			58,2			
1	Bangka	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	0,2	2021	Perencanaan	PLN
2	Bangka	PLTS	PLTS Belinyu (PEMDA)	1,0	2021	Perencanaan	IPP
3	Bangka	PLTS	Dedieselisasi	23,0	2023	Perencanaan	IPP
4	Bangka	PLTBm	Sadai Bangka Selatan	10,0	2023	PPA	IPP
5	Bangka	PLTBio	PLTBio Bangka (Kuota) tersebar*	2,0 2,0	2021 2022	Pengadaan*	IPP
				5,0 5,0	2023 2025	Perencanaan	
6	Bangka	PLTS	Surya Bangka (Kuota Tersebar)*	10,0	2023	Perencanaan	IPP
	Sistem Belitung			68,0			
1	Belitung	PLTG/MG	Belitung 1	21,0	2023	Perencanaan	PLN
2	Belitung	PLTS	Surya Belitung (Kuota Tersebar)	5,0	2023	Perencanaan	IPP
3	Belitung	PLT Bio	PLTBio Belitung (Kuota) tersebar*	12,0	2024	Perencanaan	IPP
4	Belitung	PLT EBT Base	PLT EBT Base Belitung (Kuota) tersebar*	30,0	2029	Perencanaan	PLN
TOTAL				126,2			

*Proses PPA

Di Provinsi Bangka Belitung terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTBg Bangka Tengah 2,0 MW
- PLTBg Bangka Barat 6,0 MW
- PLTBg Belitung 5,0 MW
- PLTB Belitung Timur 10,0 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Dalam rangka meningkatkan keandalan sistem dan menurunkan Sistem Bangka maka akan dibangun kabel laut 150 kV Sumatera-Bangka yaitu dari GI Tanjung Api-Api ke GI Muntok dengan target COD 2022 dan dari GI Mariana ke GI Koba dengan target COD 2030.

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A5.11 dan Tabel A5.12.

Tabel A5.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150 kV	44	80	-	-	-	20	-	-	-	162	306
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	52	70	122
Jumlah	44	80	-	-	-	20	-	-	52	232	428

Tabel A5.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
	Sistem Bangka				306		
1	Sumatera Landing Point	Bangka Landing Point	150	1 cct, XLPE CU 1x400 mm2 (Under Sea)	36	2021	Konstruksi
2	Bangka Landing Point (Sunsang)	Muntok	150	1 cct, 2 Hawk	8	2021	Konstruksi
3	Sumatera Landing Point	Bangka Landing Point	150	2 cct, XLPE CU 1x400 mm2 (Under Sea)	72	2022	Konstruksi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
4	Bangka Landing Point (Sunsang)	Muntok	150	1 cct, 2 Hawk	8	2022	Konstruksi
5	Pangkal Pinang 2	Air Anyir	150	2 cct, 2 Hawk	20	2026	Konstruksi
6	Koba	Bangka Landing Point (Tahap 2)	150	2 cct, 2 Hawk	132	2030	Rencana
7	Sumatera Landing Point (Tahap 2)	Bangka Landing Point (Tahap 2)	150	2 cct, XLPE CU 2x400 mm2 (Under Sea)	30	2030	Rencana
	Sistem Belitung				122		
1	Manggar	PLT EBT Base Belitung	70	2 cct, ACSR 1x210 mm2	52	2029	Rencana
2	Dukong	Belitung Utara /Tj.Tinggi	70	2 cct, ACSR 1x210 mm2	70	2030	Konstruksi
TOTAL					428		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A5.13 dan A5.14.

Tabel A5.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150/20 kV	-	-	-	-	-	120	60	60	-	-	240
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30	30
Jumlah	-	-	-	-	-	120	60	60	-	30	270

Tabel A5.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru / Ext / Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
	Sistem Bangka			240		
1	Bangka Landing Point (Muntok)	150	New	3 LB	2022	Konstruksi
2	Air Anyir	150	Ext	2 LB	2026	Konstruksi
3	Pangkal Pinang 2	150/20	New	2x60	2026	Konstruksi
4	Kelapa	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
5	Koba	150/20	Ext	1x60	2028	Rencana
6	Koba	150	Ext	2 LB	2030	Rencana
	Sistem Belitung			30		
1	Manggar	70/20	Ext	2 LB	2029	Rencana
2	Belitung Utara/Tj.Tinggi	70/20	New	1x30	2030	Konstruksi
3	Dukong	70	Ext	2 LB	2030	Konstruksi
TOTAL				270		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A5.15.

Tabel A5.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	(kms)	(kms)	(MVA)	
2021	211	373	47	21.910

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	(kms)	(kms)	(MVA)	
2022	302	549	37	22.109
2023	338	636	34	22.184
2024	166	325	28	22.266
2025	311	619	34	22.396
2026	397	818	34	22.475
2027	298	639	35	22.553
2028	270	594	36	22.623
2029	291	657	36	22.687
2030	262	607	37	22.870
Jumlah	**2.843**	**5.817**	**357**	**224.074**

Pengembangan Listrik Perdesaan

Selain pengembangan jaringan distribusi diatas, juga terdapat program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2030 yang diperlihatkan pada Tabel A5.16.

Tabel A5.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	Kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	54.3	32.8	1.62	21	150	1.417
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0

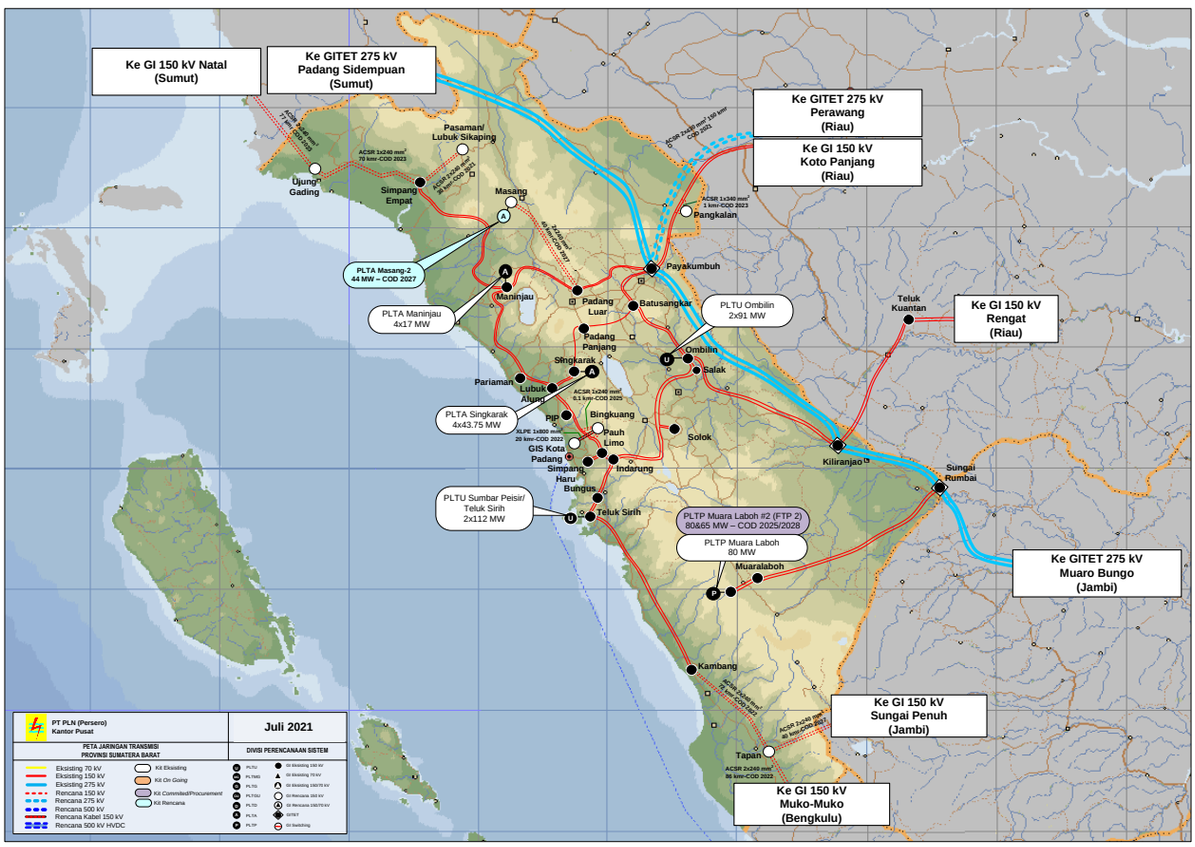
Rasio Elektrifikasi di Provinsi Bangka Belitung TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 99,99% sedangkan rasio desa Berlistrik TW IV Tahun 2020 di Provinsi Bangka Belitung telah mencapai 100% dari total 391 desa/kelurahan yang tercatat sesuai Permendagri No. 137 tahun 2017. Program Listrik Perdesaan Bangka Belitung saat ini dilakukan untuk melakukan perluasan jaringan listrik ke dusun-dusun dan pulau terpencil yang belum teraliri listrik PLN.

Program Listrik Perdesaan adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini untuk menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, dan meningkatkan layanan PLN dengan menambah jam nyala pelanggan sebagai upaya dalam pemerataan pembangunan. Program Listrik Perdesaan juga diarahkan untuk menggunakan potensi sumber energi terbarukan setempat.

LAMPIRAN A.6
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI SUMATERA BARAT

A6.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Sumatera Barat terdiri atas sistem interkoneksi 150 kV dan sistem *isolated* kepulauan Mentawai. Sistem interkoneksi 150 kV saat ini membentang dari Desa Silaping di Kabupaten Pasaman Barat – Kecamatan Pangkalan di Kabupaten 50 Koto – Desa Sungai Rumbai Kecamatan Sungai di Kabupaten Dharmasraya, sampai ke Kecamatan Lunang Silaut di Kabupaten Pesisir Selatan. Pasokan sistem tenaga listrik Provinsi Sumatera Barat berasal dari sistem interkoneksi 150 kV Sumatera Bagian Tengah. Beban puncak tertinggi Sumatera Barat tahun 2020 sebesar 602 MW. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Sumatera Barat ditunjukkan pada Gambar A6.1.



Gambar A6.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Sumatera Barat

Penjualan sejak tahun 2012-2020 tumbuh rata-rata sebesar 4,83 %. Komposisi penjualan energi tahun 2012-2020 per sektor pelanggan

ditunjukkan pada Tabel A6.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2012-2020 dapat dilihat seperti pada Tabel A6.2.

Tabel A6.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	1.238	1.294	1.425	1.481	1.534	1.574	1.596	1.650	1.718
2	Bisnis	356	381	402	400	420	450	503	535	527
3	Publik	205	224	244	251	268	282	304	335	327
4	Industri	771	799	842	838	828	998	986	925	857
	Total	2.571	2.698	2.913	2.971	3.050	3.314	3.389	3.445	3.429
	Pertumbuhan (%)	10,14	4,96	7,95	1,99	2,64	8,69	2,25	1,64	(0,46)

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A6.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	862,5	919,0	969,6	1.022,1	1.065,4	1.121,8	1.178,2	1.239,9	1.294,6
2	Bisnis	69,3	75,9	80,3	86,7	95,9	108,5	121,7	131,8	145,3
3	Publik	30,8	32,7	34,4	36,1	38,1	40,5	42,8	45,2	47,1
4	Industri	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
	Total	962,9	1.027,9	1.084,6	1.145,3	1.199,8	1.271,3	1.343,2	1.417,4	1.487,7
	Pertumbuhan (%)	7,38	6,75	5,52	5,61	4,74	5,97	5,65	5,5	4,96

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A6.3, A6.4 dan A6.5.

Tabel A6.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting[36)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTA	Sumatera	11	253,5	252,9	250,0
PLTG	Sumatera	3	64,5	49,0	29,1
PLTU	Sumatera	4	424,0	340,0	364,0
PLTD	Pokai	5	0,7	0,6	0,2
	Sikakap	6	1,4	1,0	0,5
	Seay baru	4	0,4	0,3	0,1
	Saumangayak	3	0,2	0,1	0,1
	Mailepet	7	1,8	1,0	0,4
	Tua Pejat	8	4,9	3,4	1,7
	Saibi	2	0,2	0,2	0,1
	Peipei	2	0,2	0,2	0,0
	Betaet	3	0,3	0,1	0,0
Jumlah PLN		**58**	**752,0**	**648,9**	**646,1**
IPP					
PLTMH	Sumatera	3	20,5	20,5	19,5
Jumlah IPP		**3**	**20,5**	**20,5**	**19,5**
Jumlah		**61**	**772,5**	**669,4**	**665,6**

[36)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)

Sistem tenaga listrik *isolated* Kepulauan Mentawai dipasok dari Sistem Siberut, Sipora, Pagai Utara dan Pagai Selatan dengan menggunakan PLTD sebanyak 9 lokasi (unit), Total Kapasitas Terpasang 10,137 MW, daya mampu *netto* sebesar 6,95 MW dan beban puncak 3,06 MW. Sistem Distribusi dengan JTM 194,471 kms, JTR 194,680 kms dan gardu distribusi 118 unit atau 8,305 MVA.

Tabel A6.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk[37)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	PIP	150/20	3	120
2	Pauh Limo	150/20	2	120
3	Simpang Haru	150/20	3	144
4	Lubuk Alung	150/20	2	50
5	Maninjau	150/20	1	20
6	Padang Luar	150/20	2	90
7	Simpang Empat	150/20	2	50
8	Padang Panjang	150/20	2	70
9	Solok	150/20	2	80
10	Salak	150/20	2	80
11	Kiliranjao	150/20	3	110
12	Payakumbuh	150/20	2	90
13	Batu Sangkar	150/20	2	50
14	Bungus	150/20	2	60
15	Pariaman	150/20	2	60
16	Kambang	150/20	2	90
17	Indarung	150/20	2	60
18	S. Rumbai	150/20	1	30
19	Muaralabuh	150/20	1	60
TOTAL			37	1.404

Tabel A6.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[38)]

No.	Kriteria	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	9.119	9.385	9.854	10.493	11.032	11.774	11.616	12.276
2	JTR (kms)	11.646	12.557	13.154	13.855	15.537	19.736	18.811	18.223
3	Gardu Distribusi (MVA)	667	691	729	841	897	1.101	951	1.144

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

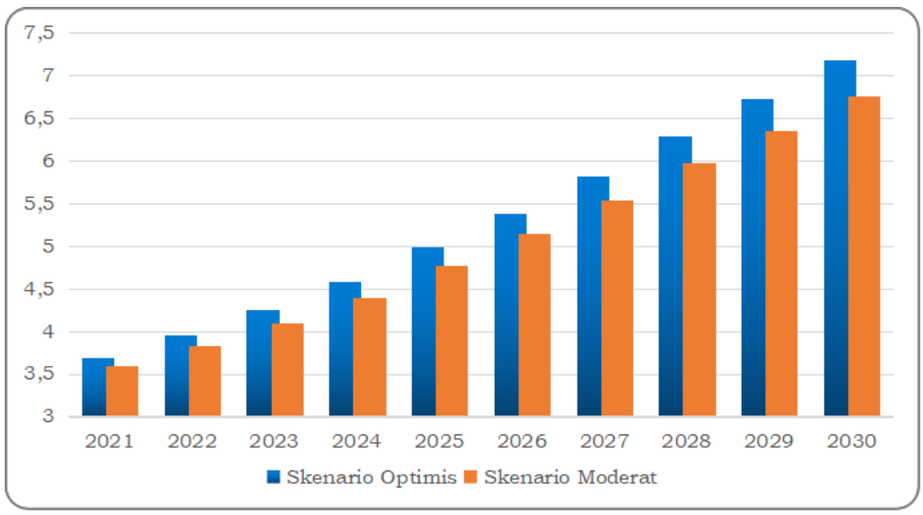
A6.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pandemi Covid-19 yang terjadi pada awal tahun 2020, menyebabkan pertumbuhan ekonomi hingga beberapa tahun kedepan menjadi tertekan.

[37)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS
[38)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW Sumbar

Terdapat dua *probability* proyeksi pertumbuhan ekonomi, yang akan men-*drive demand* listrik. Kedua skenario proyeksi *demand* ditampilkan pada Gambar A6.2 berikut. Pertumbuhan *demand* rata-rata tahun 2021 s/d 2030 Provinsi Sumatera Barat untuk masing-masing skenario adalah:

- Optimis 7,61%
- Moderat 6,97%



Gambar A6.2 Proyeksi *Demand* Provinsi Sumatera Barat (TWh)

Berdasarkan kedua skenario tersebut, diambil skenario moderat sebagai referensi untuk pengembangan infrastuktur ketenagalistrikan. Namun untuk mengantisipasi *gap* antara perencanaan dan realisasi, perlu dilakukan evaluasi dan koreksi sampai kondisi menjadi kembali stabil.

Tabel A6.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[39)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.846	1.984	2.140	2.311	2.500	2.703	2.922	3.156	3.328	3.593
2	Bisnis	551	591	641	698	759	825	898	976	1.061	1.151
3	Publik	379	412	449	489	536	583	635	692	743	804
4	Industri	812	827	853	902	990	1.041	1.098	1.156	1.233	1.208
	Total	3.588	3.814	4.083	4.399	4.784	5.153	5.552	5.980	6.364	6.757
	Pertumbuhan (%)	4,64	6,32	7,04	7,75	8,76	7,70	7,75	7,71	6,42	6,16

Tabel A6.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[40)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.312	1.328	1.343	1.358	1.372	1.386	1.401	1.415	1.428	1.442
2	Bisnis	156	169	183	197	212	228	244	261	278	296
3	Publik	49	52	54	57	61	64	67	71	75	79
4	Industri	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
	Total	1.517	1.549	1.566	1.613	1.631	1.679	1.713	1.747	1.781	1.817
	Pertumbuhan (%)	2,00	2,10	2,04	2,05	2,03	2,02	2,01	2,01	1,97	2,00

[39)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[40)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030

Tabel A6.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[41)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,58	3.588	3.874	694	1,517,433
2022	6,20	3.814	4.113	737	1,549,225
2023	6,42	4.083	4.400	788	1,580,831
2024	6,57	4.399	4.737	849	1,613,161
2025	6,66	4.784	5.139	921	1,645,913
2026	6,70	5.153	5.522	990	1,679,121
2027	6,72	5.552	5.935	1.064	1,712,937
2028	6,72	5.980	6.388	1.145	1,747,351
2029	6,73	6.364	6.793	1.217	1,781,843
2030	6,72	6.757	7.210	1.292	1,817,478
Pertumbuhan (%)	6,50%	6,97%	6,83%	6,83%	2,02%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan kawasan Industri dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Sumatera Barat. Untuk melayani kebutuhan Konsumen Industri dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastuktur tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi, dan gardu induk.

A6.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Sumatera Barat memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari batubara mencapai 795,5 juta ton dan panas bumi spekulatif sekitar 801 MWe yang terdapat pada 17 lokasi. Potensi tenaga air skala besar 3.607 MW (sudah termasuk potensi tenaga air di Provinsi Riau) yang berada pada 12 lokasi, sedangkan potensi CBM sekitar 0,5 TCF.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2030 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Sumatera Barat dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A6.9 dan Tabel A6.10.

[41)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030

Tabel A6.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit*

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTA	-	-	-	-	-	-	44	-	-	-	44
PLT Lain	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**44**	**-**	**-**	**-**	**45**
IPP											-
PLTP	-	-	-	10	110	-	-	65	-	-	185
PLTM	19	20	32	17	12	-	-	-	-	-	100
PLTA	-	10	-	-	90	-	-	160	-	400	660
PLT Lain	-	-	15	3	53	-	-	-	-	-	72
Jumlah	**19**	**30**	**47**	**30**	**266**	**-**	**-**	**225**	**-**	**400**	**1.017**
Total											
PLTP	-	-	-	10	110	-	-	65	-	-	185
PLTM	19	20	32	17	12	-	-	-	-	-	100
PLTA	-	10	-	-	90	-	44	160	-	400	704
PLT Lain	1	-	15	3	53	-	-	-	-	-	72
Jumlah	**19**	**30**	**47**	**30**	**266**	**-**	**44**	**225**	**-**	**400**	**1.062**

* Termasuk kuota sistem Sumatera

Tabel A6.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumatera	PLTM	Induring	2,0	2021	Konstruksi	IPP
2	Sumatera	PLTM	Lintau I	9,0	2021	Konstruksi	IPP
3	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	0,7	2021	Perencanaan	PLN
4	Sumatera	PLTM	Siamang Bunyi	1,7	2021	Konstruksi	IPP
5	Sumatera	PLTM	Tongar	6,0	2021	PPA	IPP
6	Sumatera	PLTM	Bayang Nyalo	6,0	2022	PPA	IPP
7	Sumatera	PLTM	Pelangai Hulu	9,8	2022	Konstruksi	IPP
8	Sumatera	PLTM	Rabi Jonggor	4,5	2022	PPA	IPP
9	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	15,2	2023	Perencanaan	IPP
10	Sumatera	PLTM	Muara Sako	3,0	2023	PPA	IPP
11	Sumatera	PLTM	Sikarbau	2,0	2023	PPA	IPP
12	Sumatera	PLTM	Tras	1,6	2023	PPA	IPP
13	Sumatera	PLTM	Tuik	6,3	2023	PPA	IPP
14	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	3,3	2024	Perencanaan	IPP
15	Sumatera	PLTM	Bendungan PU Batanghari **	5,0	2024	Perencanaan	IPP
16	Sumatera	PLTM	Tarusan	3,2	2024	PPA	IPP
17	Sumatera	PLTP	Muara Laboh (FTP2)	80,0 65,0	2025 2028	PPA	IPP
18	Sumatera	PLTA	Masang-2 (FTP2)	44,0	2027	Commited	PLN
19	Sumatera	PLTA	Hidro Sumatera (kuota) tersebar*	10,0	2022	Pengadaan	IPP
				90,0 160,0 400	2025 2028 2030	Perencanaan	
20	Sumatera	PLTM	Minihidro (Kuota) Tersebar*	19,1 8,8 12,4	2023 2024 2025	Perencanaan	IPP
21	Sumatera	PLTP	Panas Bumi Sumatera (Kuota) Tersebar*	10,0 30,0	2024 2025	Perencanaan	IPP
22	Sumatera	PLTS	Surya Sumatera (Kuota) tersebar*	50,1	2025	Perencanaan	IPP
23	Sumatera	PLT Bio	PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar*	3,0	2025	Perencanaan	IPP
TOTAL				1.061,6			

***** Kuota Sistem Sumatera

**Merupakan penugasan Kementrian PUPR (dapat menggunakan Kuota PLTM Mini Hidro tersebar)

Di Provinsi Sumbar terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Air Pura	13,1	MW
-	PLTA	Akuaman	78,9	MW
-	PLTA	Batang Sinamar	20,5	MW
-	PLTA	Dusun Tengah	40,0	MW
-	PLTA	Liki	15,6	MW
-	PLTA	Lubu	28,0	MW
-	PLTA	Masang III	105,0	MW
-	PLTA	Padang Aro	40,0	MW
-	PLTA	Pasaman	62,0	MW
-	PLTA	Pasaman 2	41,2	MW
-	PLTM	Air Betung	10,0	MW
-	PLTM	Air Pura 1	8,4	MW
-	PLTM	Air Pura 2	9,0	MW
-	PLTM	Air Rampuh	1,8	MW
-	PLTM	Batang Anai	1,4	MW
-	PLTM	Batang Anai 2	7,2	MW
-	PLTM	Batang Antokan	1,5	MW
-	PLTM	Batang Gerak	5,1	MW
-	PLTM	Batang Lembang	1,0	MW
-	PLTM	Batang Samo	7,0	MW
-	PLTM	Batang Sangir	9,8	MW
-	PLTM	Batang Talu	3,1	MW
-	PLTM	Batang Patimah	2,8	MW
-	PLTM	Batang Tarusan-1	10,0	MW
-	PLTM	Benteng Anai	1,4	MW
-	PLTM	Bendung Gerak Batang Hari	5,1	MW
-	PLTM	Bonjol	4,5	MW
-	PLTM	Bukit Cubadak	9,2	MW
-	PLTM	Gaduang	7,7	MW
-	PLTM	Gumanti 1	4,0	MW
-	PLTM	Hydropower	10,0	MW
-	PLTM	Kanaikan	4,8	MW
-	PLTM	Kerambil	3,0	MW
-	PLTM	Koto Lamo	5,0	MW
-	PLTM	Koto Rambah	7,6	MW
-	PLTM	Kuran Kuran	6,0	MW
-	PLTM	Laruang Gosan	4,0	MW
-	PLTM	Lembah Anai	1,5	MW
-	PLTM	Lintau 2	9,7	MW
-	PLTM	Lintau 3	8,9	MW
-	PLTM	Lubu-2	10,0	MW
-	PLTM	Lubuk Gadang	8,2	MW
-	PLTM	Lubuk Pisang	10,0	MW
-	PLTM	Lumpo	3,0	MW

-	PLTM	Malalak	2,4	MW
-	PLTM	Manggiu	5,7	MW
-	PLTM	Manggui Tanang	1,0	MW
-	PLTM	Muara Air	1,7	MW
-	PLTM	Muaro	0,7	MW
-	PLTM	Nagari Kasang	2,0	MW
-	PLTM	Ngalau Gadang 2	4,2	MW
-	PLTM	Pabrik Kelapa Sawit Ptpn 6	5,0	MW
-	PLTM	Pancung Taba	3,2	MW
-	PLTM	Pasinggrahan	0,5	MW
-	PLTM	Patimah	2,8	MW
-	PLTM	Pelangai 1	3,3	MW
-	PLTM	Pelangai 2	6,0	MW
-	PLTM	Pelangai Hulu Atas	9,8	MW
-	PLTM	Pinti Kayu	10,0	MW
-	PLTM	Sampu	7,5	MW
-	PLTM	Sei Ludang 1 & 2	8,0	MW
-	PLTM	Sianok Duku	6,6	MW
-	PLTM	Sianok Puar	3,7	MW
-	PLTM	Sinaiah	3,5	MW
-	PLTM	Sungai Aur	2,3	MW
-	PLTM	Sungai Garam Hydro	10,0	MW
-	PLTM	Tarusan Koko	10,0	MW
-	PLTM	Talu	3,0	MW
-	PLTM	Telun Berasap	8,0	MW
-	PLTP	G.Talang	20,0	MW
-	PLTP	Bonjol (FTP2)	60,0	MW
-	PLTP	Simisioh	55,0	MW
-	PLTP	Sumani	50,0	MW
-	PLTP	Cubadak	20,0	MW
-	PLTP	Talamau	20,0	MW
-	PLTP	Tandikat Singgalang	20,0	MW
-	PLTP	Panti	55,0	MW
-	PLTS	Komunal Tersebar	0,2	MW
-	PLTBm	Mentawai	9,8	MW
-	PLTS	Terapung Singkarak	48,0	MW
-	PLTS	Sumbar Tersebar	0,5	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan

studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A6.11 dan Tabel A6.12.

Tabel A6.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150 kV	60	334	141	-	0,2	0,2	160	-	-	-	695
Jumlah	60	334	141	-	0,2	0,2	160	-	-	-	695

Tabel A6.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
1	Lubuk Sikaping/Pasaman	Simpang Empat	150	2 cct, 2 Hawk	60	2021	Konstruksi
2	Kambang	Tapan	150	2 cct, 2 Hawk	143	2022	Konstruksi
3	GIS Kota Padang	Single phi PIP/Lubuk Alung-Pauhlimo (Lokasi Bingkuang)	150	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	40	2022	Committed
4	Tapan	Muko-Muko	150	2 cct, 2 Hawk	151	2022	Konstruksi
5	Pangkalan	Inc. single Phi (Payakumbuh-Kotopanjang)	150	2 cct, 1x340 mm2	1	2023	Rencana
6	Ujung Gading	Simpang Empat (operasi single phi)	150	2 cct, 2 Hawk	140	2023	Rencana
7	Bingkuang	Inc. 2 Pi (Pauh Limo - L.Alung)	150	2 cct, 1 Hawk	0,2	2025	Committed
8	Pangkalan	Inc. double Phi	150	2 cct, 1x340 mm2	0,1	2026	Rencana
9	Ujung Gading	Inc double phi	150	2 cct, 2 Hawk	0,1	2026	Rencana
10	Masang-2	Padang Luar	150	2 cct, 2 Hawk	80	2027	Rencana
11	Sungai Penuh	Tapan	150	2 cct, 2 Hawk	80	2027	Rencana
TOTAL					695		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A6.13 dan Tabel A6.14.

Tabel A6.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150/20 kV	120	90	90	-	210	-	120	60	60	-	750
Jumlah	120	90	90	-	210	-	120	60	60	-	750

Tabel A6.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext. /Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
1	Payakumbuh	275	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
2	Maninjau	150/20	Ext	1x60	2021	Konstruksi
3	Pasaman/Lubuk Sikaping	150/20	New	1x60	2021	Konstruksi
4	Simpang Empat	150	Ext	2 LB	2021	Rencana
5	Tapan/Lunang	150/20	New	1x30	2022	Konstruksi
6	GIS Kota Padang	150/20	New	1x60	2022	Committed
7	Kambang	150	Ext	2 LB	2022	Konstruksi
8	Ujung Gading	150/20	New	1x30	2023	Rencana
9	Pangkalan	150/20	New	1x60	2023	Rencana
10	Simpang Empat	150	Ext	2 LB	2023	Rencana
11	Bingkuang (GI/GIS)	150/20	New	1x60	2025	Committed
12	Lubuk Alung	150/20	Uprate	1x60	2025	Rencana
13	Payakumbuh	150/20	Uprate	1x60	2025	Rencana
14	Muara Laboh	150/20	Ext	1x30	2025	Rencana
15	Ujung Gading	150/20	Ext	2 LB	2026	Rencana
16	Pangkalan	150/20	Ext	2 LB	2026	Rencana
17	Batusangkar	150/20	Uprate	1x60	2027	Rencana
18	Masang 2	150/20	New	1x30	2027	Rencana
19	Sungai Rumbai	150/20	Ext	1x30	2027	Rencana
20	GIS Kota Padang	150/20	Ext	1x60	2028	Rencana
21	Pariaman	150/20	Uprate	1x60	2029	Rencana
	TOTAL			750		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A6.15.

Tabel A6.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	(kms)	(kms)	(MVA)	
2021	242	222	43	29.736
2022	384	349	47	31.792
2023	442	396	48	31.607
2024	503	445	50	32.329
2025	591	515	52	32.752
2026	543	465	54	33.208
2027	567	479	56	33.817
2028	586	487	59	34.413
2029	507	415	60	34.493
2030	502	406	64	35.635
Jumlah	**4.868**	**4.179**	**534**	**329.781**

Pengembangan Listrik Perdesaan

Selain pengembangan jaringan distribusi diatas, juga terdapat program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2030 yang diperlihatkan pada Tabel A6.16.

Tabel A6.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	278	164	2,47	50	700	5.188
2022	339	269	4,57	85	0	4.358
2023	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0

Tabel A6.17. Rencana Pengambilalihan RT Belistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	2021	2022	2023
Sumbar	1120	0	0

Rasio elektrifikasi untuk Provinsi Sumatera Barat TW IV tahun 2020 sebesar 98,97 % sedangkan rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 1.158 desa dengan rincian 1.151 desa berlistrik PLN, 5 desa non PLN, dan 2 desa LTSHE. .

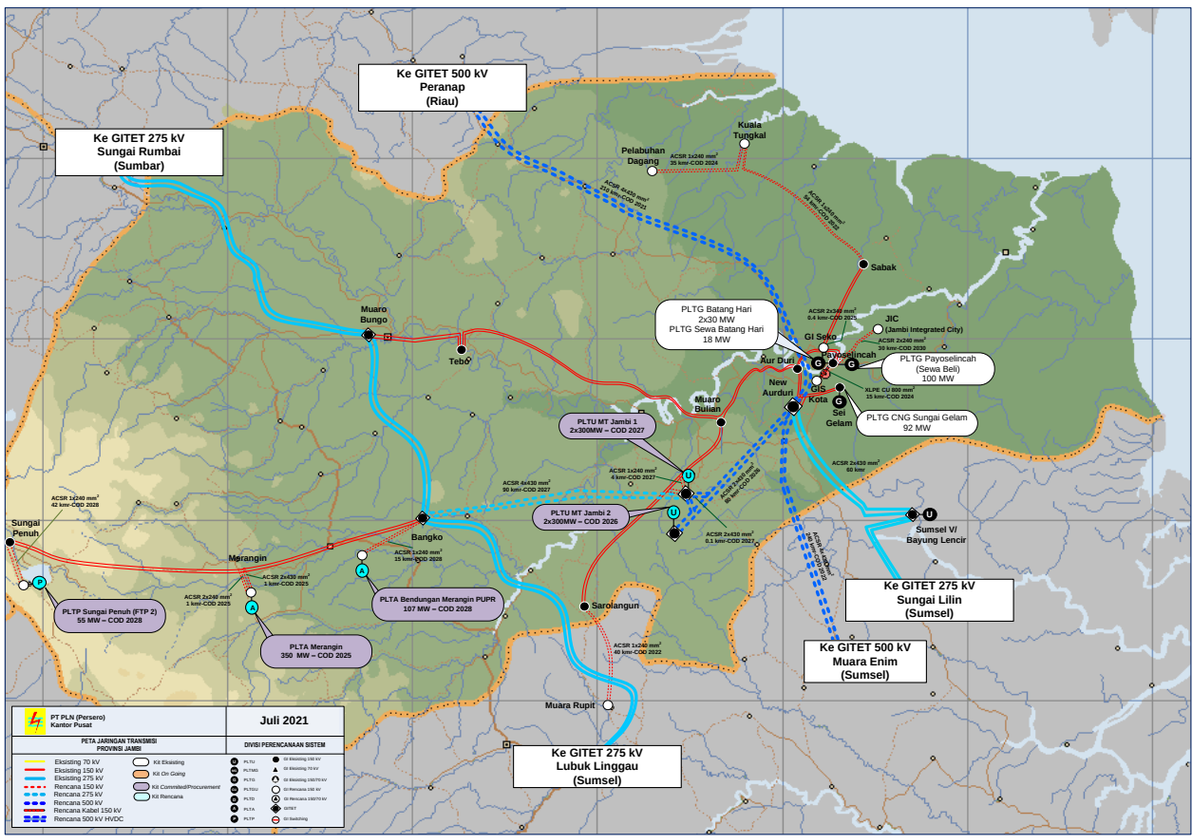
Program Listrik Perdesaan adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.

Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE (Lampu Tenaga Surya Hemat Energi) kepada 3.255 Rumah Tangga di Provinsi Sumatera Barat. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2020-2021 demikian juga pelanggan di desa-desa non PLN.

LAMPIRAN A.7
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI JAMBI

A7.1. KONDISI SAAT INI

Provinsi Jambi saat ini dipasok dari sistem interkoneksi Sumbagselteng melalui saluran transmisi 150 kV. Beban puncak tertinggi Jambi tahun 2020 sebesar 385 MW. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Jambi ditunjukkan seperti pada Gambar A7.1.



Gambar A7.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Jambi

Penjualan sejak tahun 2012-2020 tumbuh rata-rata sebesar 6,9%. Komposisi penjualan energi tahun 2012-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A7.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2012-2020 dapat dilihat seperti pada Tabel A7.2.

Tabel A7.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	829	897	966	1.001	1.041	1.070	1.183	1.244	1.315
2	Bisnis	219	271	287	312	338	344	368	385	373
3	Sosial	84	93	103	109	121	125	144	155	161
4	Industri	78	102	111	113	108	129	147	148	162
	Jumlah	1.210	1.362	1.467	1.535	1.609	1.667	1.842	1.932	2.011
	Pertumbuhan (%)	15,69	12,61	7,68	4,64	4,82	3,63	4,24	4,84	4,09

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A7.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	464,7	511,2	554,1	601,8	641,9	695,9	746,0	874,0	928,5
2	Bisnis	27,1	30,9	33,2	36,1	39,0	42,3	44,0	48,8	49,7
3	Sosial	12,7	14,3	15,6	17,3	19,1	21,3	23,1	27,3	29,1
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5
	Jumlah	504,6	556,6	603,1	655,5	700,2	759,8	813,6	950,6	1.007,9
	Pertumbuhan (%)	11,70	10,32	8,35	8,69	6,82	8,51	7,08	5,5	6,03

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A7.3, A7.4 dan A7.5.

Tabel A7.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[42)]

Pembangkit	**Sistem Tenaga Listrik**	**Jumlah Unit**	**Total Kapasitas (MW)**	**Daya Mampu Netto (MW)**	**DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir**
PLN					
PLTG	Sumatera	2	93,6	93,6	65,0
PLTMG	Sumatera	13	184,7	173,5	163,3
Jumlah PLN		**15**	**278,3**	**267,1**	**228,3**
IPP					
PLTU	Sumatera	1	81,5	81,5	81,5
Jumlah IPP		**1**	**81,5**	**81,5**	**81,5**
Sewa					
PLTG	Sumatera	2	61,2	60,0	59,7
Jumlah Sewa		**2**	**61,2**	**60,0**	**59,7**
Jumlah		**18**	**421,0**	**408,6**	**369,5**

Tabel A7.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk[43)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Aur Duri	150/20	3	150
2	Payo Selincah	150/20	2	120
3	Muara Bulian	150/20	2	90
4	Sungai Gelam	150/20	2	90

[42)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)
[43)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
5	Muara Sabak	150/20	1	60
6	Sarolangun	150/20	1	30
7	New Aurduri	150/20	1	60
8	Muara Bungo	150/20	3	150
9	Bangko	150/20	2	90
10	Muara Tebo	150/20	1	60
11	Sungai Penuh	150/20	2	60
TOTAL			20	990

Tabel A7.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[44)]

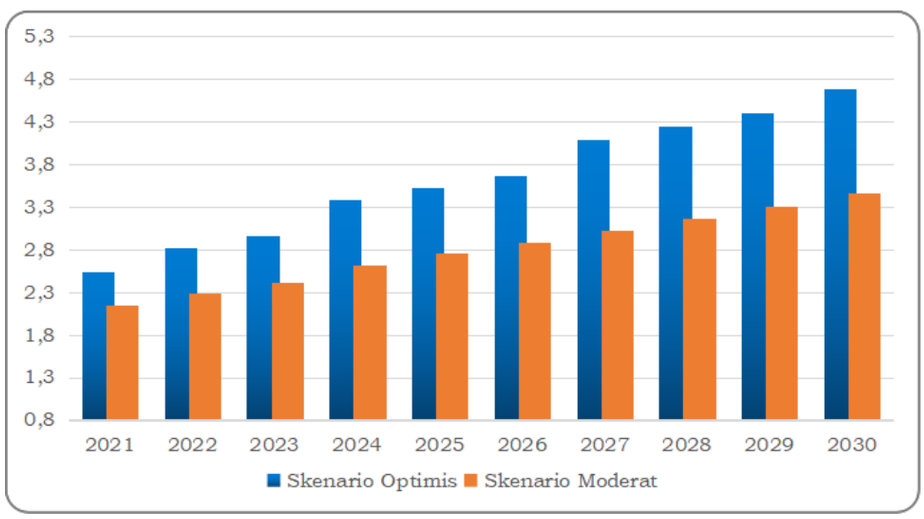
No.	Kriteria	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	5.365	5.698	6.670	7.079	7.550	8.051	8.782	8.539
2	JTR (kms)	4.514	4.514	5.291	5.572	5.763	6.210	7.213	7.079
3	Gardu Distribusi (MVA)	476	533	584	663	699	761	822	665

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

A7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pandemi Covid-19 yang terjadi pada awal tahun 2020, menyebabkan pertumbuhan ekonomi hingga beberapa tahun kedepan menjadi tertekan. Terdapat dua *probability* proyeksi pertumbuhan ekonomi, yang akan men-*drive demand* listrik. Kedua skenario proyeksi *demand* ditampilkan pada Gambar A7.2 berikut. Pertumbuhan *demand* rata-rata tahun 2021 s/d 2030 Provinsi Jambi untuk masing-masing skenario adalah:

- Optimis 8,96%
- Moderat 5,52%



Gambar A7.2 Proyeksi *Demand* Provinsi Jambi (TWh)

[44)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW S2JB

Berdasarkan kedua skenario tersebut, diambil skenario moderat sebagai referensi untuk pengembangan infrastuktur ketenagalistrikan. Namun untuk mengantisipasi *gap* antara perencanaan dan realisasi, perlu dilakukan evaluasi dan koreksi sampai kondisi menjadi kembali stabil.

Tabel A7.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[45)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.408	1.499	1.582	1.662	1.741	1.820	1.900	1.982	2.065	2.150
2	Bisnis	378	394	411	432	454	478	502	527	553	580
3	Sosial	205	226	247	268	289	309	329	349	368	387
4	Industri	152	173	180	250	269	285	297	309	315	341
	Jumlah	2.143	2.291	2.421	2.612	2.752	2.891	3.028	3.166	3.300	3.457
	Pertumbuhan (%)	5,97	6,94	5,64	7,91	5,38	5,03	4,72	4,58	4,23	4,75

Tabel A7.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[46)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	943	959	974	983	992	1.000	1.008	1.016	1.025	1.032
2	Bisnis	51	53	56	59	62	66	69	72	76	80
3	Sosial	30	33	35	37	40	42	45	47	50	52
4	Industri	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
	Jumlah	1.025	1.045	1.065	1.080	1.095	1.109	1.123	1.137	1.151	1.165
	Pertumbuhan (%)	1,73	1,94	1,93	1,36	1,35	1,33	1,29	1,25	1,23	1,21

Tabel A7.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[47)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	3,55	2.143	2.410	457	1,025,378
2022	3,93	2.291	2.571	487	1,045,248
2023	3,97	2.421	2.709	513	1,065,435
2024	4,01	2.612	2.905	551	1,079,972
2025	4,02	2.752	3.054	575	1,094,559
2026	4,01	2.891	3.189	596	1,109,077
2027	3,98	3.028	3.328	617	1,123,353
2028	3,94	3.166	3.471	639	1,137,449
2029	3,88	3.300	3.612	660	1,151,452
2030	3,87	3.457	3.777	685	1,165,370
Pertumbuhan (%)	3,91%	5,52%	5,15%	4,70%	1,46%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan Kawasan Industri Kemingking, Kawasan Industri Tanjung Jabung Timur, Kawasan Industri dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Jambi. Untuk melayani kebutuhan KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastuktur tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi, dan gardu induk.

[45)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[46)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[47)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030

A7.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Jambi memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari minyak bumi 228,3 MMSTB, gas bumi sekitar 5.517,8 BCF, batubara sekitar 2.224,9 juta ton, potensi panas bumi diperkirakan sekitar 422 MWe tersebar di 9 lokasi dan tenaga air 3.102 MW (sudah termasuk potensi di Provinsi Bengkulu, Sumatera Selatan, dan Lampung). Potensi minihidro dan mikrohidro sekitar 477 MW.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2030 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Jambi dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A7.9 dan Tabel A7.10.

Tabel A7.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit*

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	55	-	-	55
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**55**	**-**	**-**	**55**
IPP											-
PLTU MT	-	-	-	-	-	600	600	-	-	-	1.200
PLTP	-	-	-	10	30	-	-	-	-	-	40
PLTM	-	-	19	9	12	-	-	-	-	-	40
PLTA	-	10	-	-	440	-	-	267	-	400	1.117
PLT Lain	-	1	-	-	53	-	-	-	-	-	54
Jumlah	**-**	**11**	**19**	**19**	**536**	**600**	**600**	**267**	**-**	**400**	**2.451**
Total											
PLTU MT	-	-	-	-	-	600	600	-	-	-	1.200
PLTP	-	-	-	10	30	-	-	55	-	-	95
PLTM	-	-	19	9	12	-	-	-	-	-	40
PLTA	-	10	-	-	440	-	-	267	-	400	1.117
PLT Lain	-	1	-	-	53	-	-	-	-	-	54
Jumlah	**-**	**11**	**19**	**19**	**536**	**600**	**600**	**322**	**-**	**400**	**2.506**

* Termasuk kuota sistem Sumatera

Tabel A7.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumatera	PLTBg	Karang Anyer (EBTKE)	1,0	2022	Konstruksi	IPP
2	Sumatera	PLTA	Merangin	350,0	2025	PPA	IPP
3	Sumatera	PLTU MT	Jambi-2	2x300,0	2026	PPA	IPP
4	Sumatera	PLTU MT	Jambi-1	2x300,0	2027	PPA	IPP

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
5	Sumatera	PLTA	Bendungan Merangin PUPR	107,0	2028	Perencanaan	IPP
6	Sumatera	PLTP	Sungai Penuh (FTP2)	55,0	2028	Commited	PLN
7	Sumatera	PLTA	Hidro Sumatera (kuota) tersebar*	10,0	2022	Pengadaan	IPP
				90,0 160,0 400	2025 2028 2030	Perencanaan	
8	Sumatera	PLTM	Minihidro (Kuota) Tersebar*	19,1 8,8 12,4	2023 2024 2025	Perencanaan	IPP
9	Sumatera	PLTP	Panas Bumi Sumatera (Kuota) Tersebar*	10,0 30,0	2024 2025	Perencanaan	IPP
10	Sumatera	PLTS	Surya Sumatera (Kuota) tersebar*	50,1	2025	Perencanaan	IPP
11	Sumatera	PLT Bio	PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar*	3,0	2025	Perencanaan	IPP
	TOTAL			2.506,4			

* Kuota Sistem Sumatera

Di Provinsi Jambi terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Gunung Tujuh-Telun Berasap	16,0	MW
-	PLTA	Merangin 4	200,0	MW
-	PLTA	Merangin 5	21,0	MW
-	PLTA	Bangko 2	87,0	MW
-	PLTA	Bangko 1	81,0	MW
-	PLTA	Bangko 3	93,0	MW
-	PLTA	Bangko 4	61,2	MW
-	PLTM	Sarolangun	1,0	MW
-	PLTM	Nilo	5,0	MW
-	PLTP	Graho Nyabu #1	50,0	MW
-	PLTP	Graho Nyabu #2	60,0	MW
-	PLTP	Sungai Penuh Semurup	30,0	MW
-	PLTP	Sungai Penuh Small Scale	5,0	MW
-	PLTP	Sungai Tenang	10,0	MW
-	PLTBg	Sungai Gelam	2,0	MW
-	PLTBg	Pelawan Sarolangun	1,3	MW
-	PLTBg	Muaro Jambi	2,2	MW
-	PLTBm	Sungai Bahar	9,0	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar

potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A7.11 dan Tabel A7.12.

Tabel A7.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500 kV	420	-	-	-	-	160	0,2	-	-	-	580
275 kV	-	-	-	-	-	-	180	-	-	-	180
150 kV	-	109	-	100	5	-	8	114	-	60	396
Jumlah	420	109	-	100	5	160	188	114	-	60	1.156

Tabel A7.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
1	New Aurduri/Jambi 2	Peranap/Riau 1	500	2 cct, 4 Zebra	420	2021	Konstruksi
2	New Aurduri	PLTU Jambi 1	500	2 cct, 2 Zebra	80	2026	Committed
3	PLTU Jambi 1	PLTU Jambi 2	500	2 cct, 2 Zebra	80	2026	Committed
4	PLTU Jambi 1	inc. 2pi (New Aurduri - PLTU Jambi 2)	500	2 cct, 2 Zebra	0,2	2027	Committed
5	Bangko	PLTU Jambi 1	275	2 cct, 4 Zebra	180	2027	Committed
6	Muara Sabak	Kuala Tungkal	150	2 cct, 1 Hawk	109	2022	Konstruksi
7	GI/GIS Kota Jambi	Payo Selincah	150	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	30	2024	Committed
8	Kuala Tungkal	Pelabuhan Dagang	150	2 cct, 1 Hawk	70	2024	Konstruksi
9	PLTA Merangin	Inc (Arah Bangko)	150	2 cct, 2 Zebra	2	2025	Committed
10	PLTA Merangin	Inc (Arah Sungai Penuh)	150	2 cct, 2 Hawk	2	2025	Committed
11	Seko	Inc. 2 Phi (Aurduri-Payoselincah)	150	4 cct, ACSR 2x340 mm2	1	2025	Rencana
12	Seko	Tx Muaro Sabak	150	2 cct, ACSR 2x340 mm2	0,4	2025	Rencana
13	PLTU Jambi 1	Inc. 2 Phi (Murabulian-Sarolangun)	150	2 cct, 1 Hawk	8	2027	Rencana
14	Bangko	PLTA Bendungan Merangin	150	2 cct, 1 Hawk	30	2028	Committed
15	PLTP Sungai Penuh	Sungai Penuh	150	2 cct, 1 Hawk	84	2028	Rencana
16	Jambi Integrated City (JIC)	Payoselincah	150	2 cct, 2 Hawk	60	2030	Rencana
TOTAL					1.156		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A7.13 dan Tabel A7.14.

Tabel A1.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500/275 kV	500	-	-	-	-	-	500	-	-	-	1.000
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	500	-	-	-	500
150/20 kV	-	30	-	210	120	60	30	-	-	-	450
Jumlah	500	30	-	210	120	60	1.030	-	-	-	1.950

Tabel A1.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext/ Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
1	New Aurduri	500/275	New	1x500	2021	Konstruksi
2	New Aurduri/Jambi 2	500	Ext	2 LB	2022	Rencana
3	New Aurduri/Jambi 2	500	Ext	2 LB	2026	Committed
4	PLTU Jambi 1	500/275	New	1x500	2027	Committed
5	New Aurduri	275	Ext	LB	2021	Konstruksi
6	PLTU Jambi 1	275/150	New	2x250	2027	Committed
7	Bangko	275	Ext	2 LB	2027	Committed
8	Kuala Tungkal	150/20	New	1x30	2022	Konstruksi
9	Muara Sabak	150	Ext	2 LB	2022	Konstruksi
10	Sarolangun	150	Ext	2 LB	2022	Konstruksi
11	Payoselincah	150	Ext	2 LB	2024	Rencana
12	GIS Kota Jambi	150/20	New	2x60	2024	Rencana
13	Kuala Tungkal	150	Ext	2 LB	2024	Rencana
14	Pelabuhan Dagang	150/20	New	1x30	2024	Konstruksi
15	Sarolangun	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
16	Merangin	150/20	New	4 LB	2025	Committed
17	Muara Bulian	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
18	Seko	150/20	New	1x60	2025	Rencana
19	Bangko	150/20	Uprate	1x60	2026	Rencana
20	Sungai Penuh	150	Ext	2 LB	2027	Rencana
21	PLTU Jambi 1	150/20	New	1x30	2027	Rencana
22	PLTP Sungai Penuh	150	New	2 LB	2028	Rencana
23	Sungai Penuh	150	Ext	2 LB	2028	Rencana
24	Payoselincah (Line Bay GIS)	150	Ext	2 LB	2030	Rencana
25	Jambi Integrated City	150	New	2 LB	2030	Rencana
	TOTAL			1.950		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A7.15.

Tabel A7.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	(kms)	(kms)	(MVA)	
2021	150	169	30	17,440
2022	178	201	35	19,870
2023	147	167	36	20,187
2024	210	240	27	14,537

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	(kms)	(kms)	(MVA)	
2025	146	168	27	14,587
2026	139	160	27	14,518
2027	132	154	27	14,276
2028	130	152	27	14,096
2029	121	143	28	14,004
2030	138	163	28	13,918
Jumlah	**1,491**	**1,715**	**293**	**157,432**

Pengembangan Listrik Perdesaan

Selain pengembangan jaringan distribusi diatas, juga terdapat program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2030 yang diperlihatkan pada Tabel A7.16.

Tabel A7.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	137,6	124,9	2,9	58		2.409
2022	142,18	109,4	3,25	65		2.217
2023	102,32	67,56	2,4	48		2.344
2024	56,22	35,60	1	20		493
2025	83,20	78,97	1,7	34		995
2026	90,40	76,62	1,85	37		1.031
2027	85,55	79,37	1,85	37		1.119
2028	98,98	74,84	1,55	31		1.221
2029	83,96	65,20	1,5	30		992
2030	84,91	61,96	1,6	32		989

Tabel A7.17. Rencana Pengambilalihan RT Belistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	**2021**	**2022**	**2023**
Jambi	231	0	0

Rasio elektrifikasi untuk Provinsi Jambi pada TW IV tahun 2020 mencapai 99,72% sedangkan rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 1.562 desa yang terdiri dari 1.553 desa berlistrik PLN, 7 desa non PLN dan 2 desa LTSHE..

Program Listrik Perdesaan adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini untuk menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, dan meningkatkan layanan PLN. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan. Metode

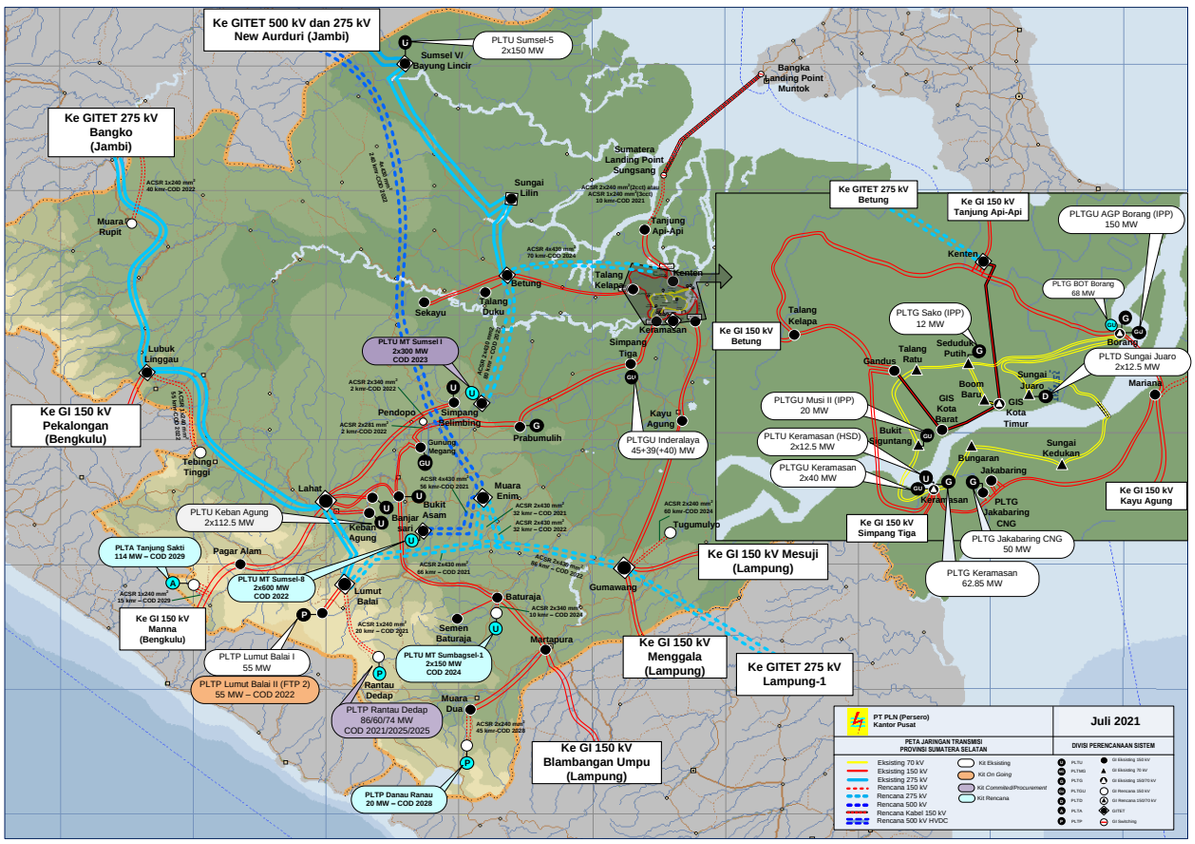
program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan SUTM, SUTR dan Gardu Distribusi ke desa-desa.

Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE (Lampu Tenaga Surya Hemat Energi) kepada 5.703 Rumah Tangga di Provinsi Jambi. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2020-2022 demikian juga dengan pelanggan di desa-desa non PLN.

LAMPIRAN A.8
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI SUMATERA SELATAN

A8.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak tertinggi sistem tenaga listrik Sumatera Selatan tahun 2020 sebesar 894 MW dimana dipasok dari pembangkit yang terinterkoneksi melalui *grid* 150 kV dan 70 kV seperti ditunjukkan pada Gambar A8.1.



Gambar A8.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Sumatera Selatan

Penjualan sejak tahun 2012-2020 tumbuh rata-rata sebesar 6,1%. Komposisi penjualan energi tahun 2012-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A8.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2012-2020 dapat dilihat seperti pada Tabel A8.2.

Tabel A8.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	1.787	2.164	2.354	2.486	2.599	2.657	2.731	2.924	3.065
2	Bisnis	588	636	677	733	743	782	864	926	891
3	Sosial	239	280	301	328	351	373	401	435	423
4	Industri	643	641	671	739	780	893	937	970	930
	Jumlah	3.257	3.721	4.003	4.287	4.473	4.705	4.934	5.254	5.308
	Pertumbuhan (%)	9,23	14,26	7,57	7,09	4,34	5,20	4,87	6,49	1,21

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A8.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	1.179,8	1.304,7	1.415,6	1.517,0	1.600,5	1.720,7	1.837,8	1.952,7	2.044,2
2	Bisnis	44,3	47,6	50,1	51,9	55,9	61,2	58,8	60,6	62,8
3	Sosial	26,2	28,8	31,1	33,8	36,8	41,1	44,6	48,6	52,4
4	Industri	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8
	Jumlah	1.250,8	1.381,5	1.497,2	1.603,2	1.693,8	1.823,6	1.942,0	2.062,6	2160,2
	Pertumbuhan (%)	13,05	10,46	8,37	7,08	5,65	7,67	6,50	6,2	4,7

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A8.3, A8.4 dan A8.5.

Tabel A8.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[48)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTD	Sumatera	2	25,0	19,0	20,0
PLTG	Sumatera	12	263,6	231,9	173,8
PLTGU	Sumatera	4	160,0	149,5	129,3
PLTU	Sumatera	4	260,0	200,0	196,7
Jumlah PLN		**22**	**708,6**	**600,4**	**519,8**
IPP					
PLTG	Sumatera	2	23,4	23,4	22,0
PLTGU	Sumatera	6	279,4	279,4	299,3
PLTMG	Sumatera	2	22,0	22,0	19,4
PLTMH	Sumatera	1	9,9	9,9	10,6
PLTP	Sumatera	1	55,1	55,1	55,1
PLTS	Sumatera	1	2,0	2,0	0,0
PLTU	Sumatera	10	1007,0	1007,0	1072,3
Jumlah IPP		**23**	**1398,8**	**1398,8**	**1478,7**
Jumlah		**45**	**2107,4**	**1999,2**	**1998,5**

[48)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)

Tabel A8.4. Kapasitas Trafo Gardu Induk Eksisting[49)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Keramasan	150/20	1	60
		70/20	1	30
2	Bungaran	70/20	2	60
3	Sungai Kedukan	70/20	2	45
4	Mariana	150/20	2	46
5	New Jakabaring	150/20	2	120
6	Kayu Agung	150/20	1	60
7	Bukit Siguntang	70/20	3	90
8	Boom Baru	70/20	2	60
9	Sungai Juaro	70/20	2	50
10	Talang Ratu	70/20	2	40
11	Seduduk Putih	70/20	2	60
12	GIS Kota Barat	150/20	1	60
13	GIS Kota Timur	150/20	1	60
14	Borang	150/20	1	30
15	Talang Kelapa	150/20	2	120
16	Betung	150/20	2	120
17	Tanjung Api-api	150/20	1	30
18	Sungai Lilin	150/20	1	30
19	Gandus	150/20	2	120
20	Sekayu	150/20	1	30
21	Kenten	150/20	2	120
22	Prabumulih	150/20	3	150
23	Gunung Megang	150/20	2	90
24	Simpang Tiga	150/20	2	120
25	Lubuk Linggau	150/20	3	150
26	Gumawang	150/20	3	120
27	Lahat	150/20	2	90
28	Bukit Asam	150/20	2	120
29	Baturaja	150/20	3	180
30	Martapura	150/20	1	60
31	Muara Dua	150/20	1	60
32	Lumut Balai	150/20	1	60
33	Pagar Alam	150/20	3	105
TOTAL			62	2.746

Tabel A8.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[50)]

No.	Kriteria	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	9.790	10.482	12.181	12.646	13.024	13.565	13.890	12.947
2	JTR (kms)	13.073	10.029	10.190	10.287	10.533	10.901	11.043	10.562
3	Gardu Distribusi (MVA)	1.128	1.238	1.442	1.539	1.660	1.787	1.868	1.343

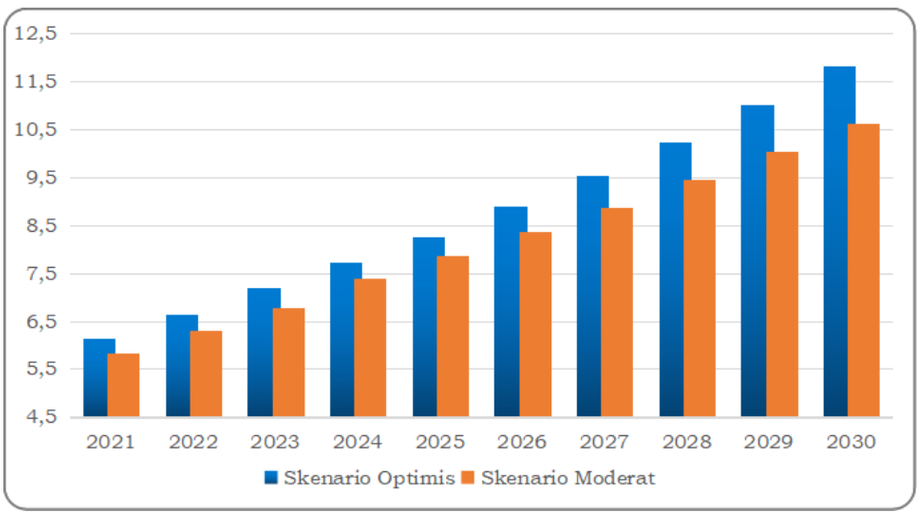
*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

[49)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS
[50)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW S2JB

A8.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pandemi Covid-19 yang terjadi pada awal tahun 2020, menyebabkan pertumbuhan ekonomi hingga beberapa tahun kedepan menjadi tertekan. Terdapat dua *probability* proyeksi pertumbuhan ekonomi, yang akan men-*drive demand* listrik. Kedua skenario proyeksi *demand* ditampilkan pada Gambar A8.2 berikut. Pertumbuhan *demand* rata-rata tahun 2021 s/d 2030 Provinsi Sumatera Selatan untuk masing-masing skenario adalah:

- Optimis 8,34%
- Moderat 7,15%



Gambar A8.2 Proyeksi *Demand* Provinsi Sumatera Selatan (TWh)

Berdasarkan kedua skenario tersebut, diambil skenario moderat sebagai referensi untuk pengembangan infrastuktur ketenagalistrikan. Namun untuk mengantisipasi *gap* antara perencanaan dan realisasi, perlu dilakukan evaluasi dan koreksi sampai kondisi menjadi kembali stabil.

Tabel A8.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik[51)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	3479	3742	3985	4217	4446	4676	4908	5145	5388	5604
2	Bisnis	819	883	938	993	1048	1103	1159	1215	1273	1332
3	Sosial	543	587	626	663	695	726	755	784	811	838
4	Industri	986	1106	1232	1531	1685	1860	2059	2314	2565	2843
	Jumlah	5.827	6.318	6.781	7.405	7.874	8.364	8.881	9.458	10.037	10.617
	Pertumbuhan (%)	9,77	8,44	7,32	9,21	6,34	6,23	6,19	6,49	6,12	5,79

[51)] Sumber : *Demand Forecast* 2020 - 2029

Tabel A8.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[52)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	2.091	2.115	2.139	2.163	2.186	2.209	2.231	2.253	2.274	2.295
2	Bisnis	68	72	76	79	83	87	91	95	98	103
3	Sosial	55	58	60	63	64	66	68	69	71	72
4	Industri	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
	Jumlah	2.215	2.246	2.276	2.306	2.334	2.363	2.391	2.418	2.445	2.472
	Pertumbuhan (%)	2,55	1,39	1,34	1,29	1,25	1,22	1,18	1,15	1,11	1,09

Tabel A8.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[53)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	4,51	5.827	6.448	857	2,215,287
2022	4,32	6.318	6.978	925	2,246,076
2023	4,14	6.781	7.471	988	2,276,083
2024	3,97	7.405	8.116	1.071	2,305,557
2025	3,82	7.874	8.615	1.135	2,334,471
2026	3,68	8.364	9.111	1.197	2,362,902
2027	3,55	8.881	9.650	1.265	2,390,820
2028	3,43	9.458	10.253	1.341	2,418,260
2029	3,31	10.037	10.866	1.418	2,445,188
2030	3,31	10.617	11.480	1.495	2,471,779
Pertumbuhan (%)	3,80%	7,15%	6,85%	6,60%	1,36%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan untuk industri gasifikasi batubara oleh PT Pertamina dan PT Bukit Asam, KEK Tanjung Api-Api, Kawasan Industri Gandus, Pelabuhan Swarna Dwipa, Semen OKU, Galtam, Gunung Pantara Barisan dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Sumatera Selatan. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya, PLN menyiapkan infrastuktur tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi dan gardu induk.

A8.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Sumatera Selatan memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari potensi sumber tenaga air skala besar yaitu 3.102 MW (sudah termasuk di Provinsi Jambi, Bengkulu, dan Lampung), minyak bumi diperkirakan

[52)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[53)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030

1.091,9 MMSTB, gas bumi sekitar 13.585,9 BCF, dan batubara diperkirakan sekitar 50.226 juta ton serta panas bumi sekitar 918 MWe, potensi CBM sekitar 183 TCF.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2030 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Sumatera Selatan dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A8.9 dan Tabel A8.10.

Tabel A8.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit*

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-	20
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	114	-	114
PLT Lain	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	**-**	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**20**	**114**	**-**	**135**
IPP											-
PLTU MT	-	1.200	600	300	-	-	-	-	-	-	2.100
PLTP	86	55	-	10	164	-	-	-	-	-	315
PLTM	8	4	19	9	21	-	-	-	-	-	61
PLTA	-	10	-	-	90	-	-	160	-	400	660
PLT Lain	-	1	-	25	53	-	-	-	-	-	79
Jumlah	**94**	**1.269**	**619**	**344**	**329**	**-**	**-**	**160**	**-**	**400**	**3.214**
Total											
PLTU MT	-	1.200	600	300	-	-	-	-	-	-	2.100
PLTP	86	55	-	10	164	-	-	20	-	-	335
PLTM	8	4	19	9	21	-	-	-	-	-	61
PLTA	-	10	-	-	90	-	-	160	114	400	774
PLT Lain	-	2	-	25	53	-	-	-	-	-	80
Jumlah	**94**	**1.270**	**619**	**344**	**329**	**-**	**-**	**180**	**114**	**400**	**3.350**

* Termasuk kuota sistem Sumatera

Tabel A8.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumatera	PLTM	Endikat	8,0	2021	Konstruksi	IPP
2	Sumatera	PLTP	Rantau Dedap (FTP2)	86,0 134,0	2021 2025	Konstruksi	IPP
3	Sumatera	PLTM	Kenali	3,6	2022	Konstruksi	IPP
4	Sumatera	PLTP	Lumut Balai (FTP2) #2	55,0	2022	Konstruksi	IPP
5	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	1,2	2022	Perencanaan	PLN
6	Sumatera	PLTSa	Sukawinatan (EBTKE)	0,5	2022	Konstruksi	IPP
7	Sumatera	PLTU MT	Sumsel-8	2x600,0	2022	Konstruksi	IPP
8	Sumatera	PLTU MT	Sumsel-1	2x300,0	2023	Konstruksi	IPP
9	Sumatera	PLTSa	Pembangkit Sampah (Kuota) tersebar*	25,0	2024	Perencanaan	IPP
10	Sumatera	PLTU MT	Sumbagsel-1	2x150,0	2024	PPA	IPP
11	Sumatera	PLTM	Semendo	9,0	2025	PPA	IPP
12	Sumatera	PLTP	Danau Ranau (FPT2)	20,0	2028	Commited	PLN
13	Sumatera	PLTA	Tanjung Sakti	114,0	2029	Perencanaan	PLN

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
14	Sumatera	PLTA	Hidro Sumatera (kuota) tersebar*	10,0	2022	Pengadaan	IPP
				90,0 160,0 400	2025 2028 2030	Perencanaan	
15	Sumatera	PLTM	Minihidro (Kuota) Tersebar*	19,1 8,8 12,4	2023 2024 2025	Perencanaan	IPP
16	Sumatera	PLTP	Panas Bumi Sumatera (Kuota) Tersebar*	10,0 30,0	2024 2025	Perencanaan	IPP
17	Sumatera	PLTS	Surya Sumatera (Kuota) tersebar*	50,1	2025	Perencanaan	IPP
18	Sumatera	PLT Bio	PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar*	3,0	2025	Perencanaan	IPP
TOTAL				3.349,7			

***** Kuota Sistem Sumatera

Di Provinsi Sumatera Selatan terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Endikat 36,0 MW
- PLTM Belimbing 8,0 MW
- PLTM Bindu 1 10,0 MW
- PLTM Bindu 2 10,0 MW
- PLTM Bindu II 10,0 MW
- PLTM Gilas 2,2 MW
- PLTM Kambas 1,2 MW
- PLTM Lawang Agung 2,5 MW
- PLTM Lematang 2 8,6 MW
- PLTM Palak Tengah 6,0 MW
- PLTM Pulau Kidak 2,0 MW
- PLTM Pulau Panggung 6,0 MW
- PLTM Selabung 4,5 MW
- PLTM Saka 10,0 MW
- PLTM Lawang Agung 2,5 MW
- PLTM Tanjung Agung 6,0 MW
- PLTM Telanai Banding Agung 6,0 MW
- PLTM Telema 6,7 MW
- PLTP Lumut Balai Small Scale 5,0 MW
- PLTP Margabayur #1 30,0 MW
- PLTP Margabayur #2 30,0 MW
- PLTP Tanjung Sakti 50,0 MW
- PLTBm Cipta Sari 5,0 MW
- PLTBm Ngulak 5,0 MW
- PLTBm Kayu Labu 5,0 MW
- PLTBm Kirana Rindu 5,0 MW
- PLTBm Muara Bahar 5,0 MW
- PLTBg Gelumbang 2,0 MW
- PLTBg Simpang Sender 3,0 MW
- PLTBm Indralaya 9,9 MW
- PLTSa Palembang 25,0 MW
- PLTSa Sukawinatan 0,5 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Di Provinsi Sumatera Selatan terdapat potensi pembangkit batubara yang dapat dikembangkan baik berupa proyek baru ataupun ekspansi. Pengembangan tersebut dapat dilakukan dengan catatan sesuai kebutuhan sistem dan dapat bermanfaat secara keekonomian untuk masyarakat luas. Untuk memenuhi hal tersebut, maka lebih diutamakan bagi pengembang yang dapat mendorong pertumbuhan *demand* di Sistem Sumatera.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A8.11 dan Tabel A8.12.

Tabel A8.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500 kV	112	480	-	-	-	-	-	-	-	-	592
275 kV	196	236	160	140	-	-	-	-	-	-	732
150 kV	60	218	-	140	-	-	-	90	60	220	788
Jumlah	368	934	160	280	-	-	-	90	60	220	2.112

Tabel A1.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
1	PLTU Sumsel-8	Muara Enim	500	2 cct, 2 Zebra	112	2021	Konstruksi
2	Muara Enim/Sumsel 1	New Aur Duri/ Jambi 2	500	2 cct, 4 Zebra	480	2022	Konstruksi
3	Lumut Balai (Ex Lahat APBN)	Muara Enim (tx)	275	2 cct, 2 Zebra	132	2021	Konstruksi
4	Muara Enim	Muara Enim (tx) (incomer 1/arah lumut balai)	275	2 cct, 2 Zebra	64	2021	Konstruksi
5	Muara Enim (tx)	Gumawang	275	2 cct, 2 Zebra	172	2022	Konstruksi
6	Muara Enim	Muara Enim (tx) (incomer 2/arah Gumawang)	275	2 cct, 2 Zebra	64	2022	Konstruksi
7	PLTU Sumsel-1	Betung	275	2 cct, 2 Zebra	160	2023	Konstruksi
8	Betung	Palembang - 1/Palembang Utara	275	2 cct, 4 Zebra	140	2024	Konstruksi
9	Tanjung Api-Api	Sumatera Landing Point	150	1 cct, 2 Hawk	20	2021	Konstruksi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
10	PLTP Rantau dedap	Lumut Balai	150	2 cct, 1 Hawk	40	2021	Konstruksi
11	Sarolangun	Muara Rupit	150	2 cct, 1 Hawk	80	2022	Konstruksi
12	Lubuk Linggau	Tebing Tinggi	150	2 cct, 1 Hawk	110	2022	Konstruksi
13	Pendopo	Inc. 2 pi (Lahat-Sp.Belimbing)	150	2 cct, ACSR 2x340 mm2	4	2022	Konstruksi
14	Pendopo	Inc. 2 pi (Gn.Megang-Prabumulih)	150	2 cct, ACSR 2x281 mm2	4	2022	Konstruksi
15	Tanjung Api-Api	Sumatera Landing Point	150	1 cct, 2 Hawk	20	2022	Konstruksi
16	Tugumulyo	Gumawang	150	2 cct, 2 hawk	120	2024	Konstruksi
17	PLTU Sumbagsel-1	Baturaja	150	2 cct, ACSR 2x340	20	2024	PPA
18	Muara Dua	PLTP Danau Ranau	150	2 cct, 1 Hawk	90	2028	Rencana
19	PLTA Tanjung Sakti	Double phi Manna - Pagar Alam	150	4 cct, 1 Hawk	60	2029	Rencana
20	Mariana	Sumatera Landing Point 2	150	2 cct, 2 Hawk	220	2030	Konstruksi
TOTAL					2.112		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A8.13 dan Tabel A8.14.

Tabel A1.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500/275 kV	500	1.000	-	-	-	-	-	-	-	-	1.500
275/150 kV	-	750	-	500	-	-	-	-	250	-	1.500
150/20 kV	-	120	-	180	-	-	-	120	-	-	420
Jumlah	500	1.870	-	680	-	-	-	120	250	-	3.420

Tabel A1.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext / Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
1	Muara Enim	500/275	New	1x500	2021	Konstruksi
2	Muara Enim	500	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
3	Muara Enim	500/275	Ext	2x500	2022	Rencana
4	Muara Enim	275	New	4 LB	2021	Konstruksi
5	Gumawang	275/150	Ext	2x250	2022	Rencana
6	Gumawang	275/150	New	1x250	2022	Konstruksi
7	Gumawang	275	Ext	2 LB	2023	Konstruksi
8	Muara Enim	275	Ext	LB	2022	Konstruksi
9	Betung	275	Ext	2 LB	2023	Konstruksi
10	Palembang-1/Palembang Utara/Kenten	275/150	New	1x500	2024	Konstruksi
11	Lumut Balai	275/150	Ext	1x250	2029	Konstruksi
12	Lumut Balai	150	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
13	Tebing Tinggi	150/20	New	1x30	2022	Konstruksi
14	Lubuk Linggau	150	Ext	2 LB	2022	Konstruksi
15	Pendopo	150/20	New	1x60	2022	Konstruksi
16	Sumatera Landing Point (Tj.Carat)	150	New	3 LB	2022	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext / Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
17	Tanjung Api-Api	150	Ext	1 LB	2021	Konstruksi
		150	Ext	1 LB	2022	Konstruksi
18	Muara Rupit	150/20	New	1x30	2022	Konstruksi
19	Tugumulyo	150/20	New	1x60	2024	Konstruksi
20	Tanjung Api-Api	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
21	Sekayu	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
22	Baturaja	150	Ext	2 LB	2024	PPA
23	Tanjung Api-Api	150/20	Ext	1x60	2028	Rencana
24	Muara Dua	150	Ext	2 LB	2028	Rencana
25	Gumawang	150/20	Uprate	1x60	2028	Rencana
26	Danau Ranau	150	New	2 LB	2028	Rencana
27	Mariana	150	Ext	2 LB	2030	Rencana
	TOTAL			3.420		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A8.15.

Tabel A8.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	(kms)	(kms)	(MVA)	
2021	401	203	38	55.109
2022	370	185	21	30.790
2023	330	164	20	30.007
2024	424	209	20	29.474
2025	300	146	19	28.913
2026	300	145	19	28.431
2027	304	146	19	27.918
2028	325	155	18	27.440
2029	313	148	18	26.928
2030	301	142	18	26.591
Jumlah	**3.369**	**1.643**	**209**	**311.601**

Pengembangan Listrik Perdesaan

Selain pengembangan jaringan distribusi diatas, juga terdapat program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2030 yang diperlihatkan pada Tabel A8.16.

Tabel A8.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	Kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	137,19	83,51	1,90	38		3.513
2022	156,06	53,26	1,95	39		3.606
2023	16,00	9,60	0,40	8		3.833
2024	181,20	38,65	1,60	32		3.849
2025	132,70	35,65	1,25	25		3.687

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	Kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2026	132,80	35,65	1,25	25		3.702
2027	129,80	34,45	1,20	24		3.634
2028	143,50	38,95	1,35	27		3.947
2029	71,80	19,45	0,70	14		2.705
2030	67,20	18,00	0,60	12		1.154

Saat ini rasio elektrifikasi untuk Provinsi Sumatera Selatan TW IV tahun 2020 sebesar 98,71% sedangkan rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 3.239 desa dengan rincian 3.195 desa berlistrik PLN dan 44 desa non PLN. Pelanggan-pelanggan di desa non PLN tersebut direncanakan akan diambil alih bertahap oleh PLN.

Program Listrik Perdesaan adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan. Metode program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan SUTM, SUTR dan gardu distribusi.

LAMPIRAN A.9
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI BENGKULU

A9.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik Provinsi Bengkulu terdiri dari Sistem interkoneksi 150 kV dan 70 kV serta sistem *isolated*. Pasokan utama sistem tenaga listrik provinsi Bengkulu berasal dari sistem interkoneksi Sumbagselteng melalui transmisi 150 kV dan 70 kV. Beban puncak tertinggi Bengkulu tahun 2020 sebesar 176 MW. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Bengkulu diperlihatkan pada Gambar A9.1.



Gambar A9.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Bengkulu

Penjualan sejak tahun 2012-2020 tumbuh rata-rata sebesar 8,57%. Komposisi penjualan energi tahun 2012-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A9.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2012-2020 dapat dilihat seperti pada Tabel A9.2.

Tabel A9.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	417	478	545	585	602	622	647	670	717
2	Bisnis	80	88	103	109	110	112	123	133	145
3	Sosial	44	49	55	60	64	66	71	78	77
4	Industri	26	26	27	31	48	52	66	74	74
	Jumlah	567	642	730	785	825	853	907	955	1.013
	Pertumbuhan (%)	14,78	13,15	13,74	7,65	5,02	3,39	6,40	5,29	6,12

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A9.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	316,4	357,0	381,5	405,2	428,9	459,7	493,0	521,9	545,8
2	Bisnis	12,9	13,9	14,6	15,3	16,6	17,8	17,8	18,2	18,8
3	Sosial	8,1	9,0	9,6	10,3	11,4	12,7	13,9	15,1	16,0
4	Industri	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Jumlah	337,4	380,0	405,6	430,9	457,1	490,4	524,8	555,3	580,8
	Pertumbuhan (%)	16,30	12,64	6,75	6,22	6,08	7,28	7,04	5,80	4,60

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A9.3, A9.4 dan A9.5.

Tabel A9.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[54)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTA	Sumatera	10	236,3	231,6	234,0
PLTD	Sumatera (Ipuh)	23	14,2	6,3	6,3
	Sumatera (Kota Bani)	21	10,7	6,7	6,7
	Sumatera (Muko-Muko)	7	6,2	3,9	3,9
	Enggano	2	0,5	0,3	0,3
Jumlah PLN		**63**	**267,9**	**248,8**	**251,2**
IPP					
PLTA	Sumatera	4	18,0	18,0	18,8
Jumlah IPP		**4**	**18,0**	**18,0**	**18,0**
SEWA					
PLTD	Sumatera (Bantal)	1	5,0	5,0	5,0
	Sumatera (Ipuh)	1	3,0	3,0	3,0
	Sumatera (Muko-Muko)	1	5,0	5,0	5,0
Jumlah SEWA		**3**	**13,0**	**13,0**	**13,0**
EXCESS					
PLTBG	Sumatera (Kota Bani)	1	2,0	2,0	2,0
Jumlah EXCESS		**1**	**2,0**	**2,0**	**2,0**
Jumlah		**71**	**300,9**	**281,8**	**284,2**

[54)] Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)

Sistem tenaga listrik Pulau Enggano dipasok dari PLTD dengan Kapasitas terpasang 500 kW dan beban puncak 208 kW. Sistem Distribusi dengan JTM 42 kms, JTR 24 kms dan gardu distribusi 16 unit atau 0,8 MVA.

Tabel A9.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk[55)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Sukamerindu	70/20	3	120
2	Pekalongan	70/20	1	15
		150/20	2	90
3	Tes	70/20	2	45
4	Manna	150/20	2	60
5	P. Baai	150/20	2	120
6	Muara Aman	70/20	1	30
TOTAL			13	480

Tabel A9.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[56)]

No.	Kriteria	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	3.514	3.745	3.827	4.209	4.561	4.692	4.760	4.791
2	JTR (kms)	3.260	5.233	5.841	6.006	6.147	6.189	6.226	6.235
3	Gardu Distribusi (MVA)	228	250	270	317	339	360	365	329

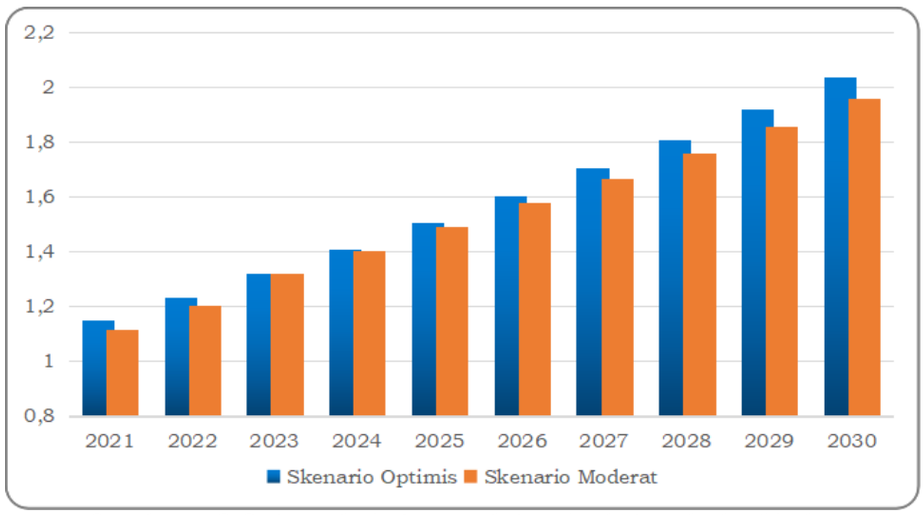
*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

A9.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pandemi Covid-19 yang terjadi pada awal tahun 2020, menyebabkan pertumbuhan ekonomi hingga beberapa tahun kedepan menjadi tertekan. Terdapat dua *probability* proyeksi pertumbuhan ekonomi, yang akan men-*drive demand* listrik. Kedua skenario proyeksi *demand* ditampilkan pada Gambar A9.2 berikut. Pertumbuhan *demand* rata-rata tahun 2021 s/d 2030 Provinsi Bengkulu, untuk masing-masing skenario adalah:

- Optimis 7,07%
- Moderat 6,65%

[55)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS
[56)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) UIW S2JB



Gambar A9.2 Proyeksi *Demand* Provinsi Bengkulu (TWh)

Berdasarkan kedua skenario tersebut, diambil skenario moderat sebagai referensi untuk pengembangan infrastuktur ketenagalistrikan. Namun untuk mengantisipasi *gap* antara perencanaan dan realisasi, perlu dilakukan evaluasi dan koreksi sampai kondisi menjadi kembali stabil.

Tabel A9.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[57)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	770	818	869	923	981	1043	1108	1175	1246	1321
2	Bisnis	159	168	176	183	190	198	206	213	221	229
3	Sosial	97	104	111	119	127	135	143	151	160	169
4	Industri	92	115	166	179	191	202	212	222	231	239
	Jumlah	1.118	1.205	1.322	1.404	1.490	1.577	1.668	1.762	1.858	1.958
	Pertumbuhan (%)	10,35	7,75	9,73	6,24	6,08	5,90	5,75	5,61	5,46	5,41

Tabel A9.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[58)]

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	552	558	563	569	574	580	585	590	595	600
2	Bisnis	20	21	22	23	24	25	27	28	29	31
3	Sosial	16	17	17	18	18	19	19	20	20	21
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Jumlah	588	595	603	610	617	624	631	638	644	651
	Pertumbuhan (%)	1,22	1,25	1,23	1,19	1,17	1,14	1,11	1,08	1,05	1,02

Tabel A9.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[59)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	4,16	1.118	1.222	226	587,918
2022	3,99	1.205	1.315	243	595,280
2023	3,84	1.322	1.440	265	602,613
2024	3,70	1.404	1.522	280	609,808

[57)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[58)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
[59)] Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	3,57	1.490	1.613	296	616,948
2026	3,44	1.577	1.702	311	623,970
2027	3,33	1.668	1.796	328	630,899
2028	3,22	1.762	1.894	345	637,731
2029	3,12	1.858	1.995	362	644,401
2030	3,12	1.958	2.101	381	650,972
Pertumbuhan (%)	3,55%	6,65%	6,40%	6,15%	1,15%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan Kawasan Industri Dalam Pelabuhan (P. Baai), Kawasan Industri dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Bengkulu. Untuk melayani kebutuhan KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastuktur tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi, dan gardu induk.

A9.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Bengkulu memiliki potensi energi primer yang terdiri dari batubara, yang diperkirakan cadangannya mencapai 192,10 juta ton, panas bumi yang diperkirakan potensinya mencapai 580 MWe yang tersebar pada 5 lokasi antara lain Tambang Sawah, B. Gedung Hulu Lais, Lebong Simpang, Suban Ayam dan Kepahiang/Gunung Kaba, serta tenaga air di lokasi tersebar. Selain itu terdapat potensi CBM sekitar 3,6 TCF.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2030 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Bengkulu dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A9.9 dan Tabel A9.10.

Tabel A9.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit*

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTP	-	-	-	-	110	-	-	110	-	-	220
PLT Lain	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3
Jumlah	**0,3**	**-**	**-**	**-**	**110**	**-**	**-**	**110**	**-**	**-**	**220**
IPP											-
PLTP	-	-	-	10	30	-	-	-	-	-	40
PLTM	8	25	19	9	12	-	-	-	-	-	73

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLTA	-	10	-	-	90	-	-	160	-	400	660
PLT Lain	-	-	1	-	53	-	-	-	-	-	54
Jumlah	**8**	**35**	**20**	**19**	**186**	**-**	**-**	**160**	**-**	**400**	**827**
Total											
PLTP	-	-	-	10	140	-	-	110	-	-	260
PLTM	8	25	19	9	12	-	-	-	-	-	73
PLTA	-	10	-	-	90	-	-	160	-	400	660
PLT Lain	0,3	-	1	-	53	-	-	-	-	-	54
Jumlah	**8**	**35**	**20**	**19**	**296**	**-**	**-**	**270**	**-**	**400**	**1.047**

* Termasuk kuota sistem Sumatera

Tabel A9.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumatera	PLTM	Padang Guci-2	7,0	2021	Konstruksi	IPP
2	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	0,3	2021	Perencanaan	PLN
3	Sumatera	PLTM	Sengak 1	0,7	2021	Konstruksi	IPP
4	Sumatera	PLTM	Kanzy 3	5,0	2022	PPA	IPP
5	Sumatera	PLTM	Ketaun 3	10,0	2022	PPA	IPP
6	Sumatera	PLTM	Tunggang	10,0	2022	Konstruksi	IPP
7	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	0,6	2023	Perencanaan	IPP
8	Sumatera	PLTP	Hululais (FTP2)	2x55,0	2025	Commited	PLN
9	Sumatera	PLTP	Kepahiang #1	55,0	2028	Commited	PLN
10	Sumatera	PLTP	Kepahiang #2	55,0	2028	Commited	PLN
11	Sumatera	PLTA	Hidro Sumatera (kuota) tersebar*	10,0 90,0 160,0 400	2022 2025 2028 2030	Pengadaan Perencanaan	IPP
12	Sumatera	PLTM	Minihidro (Kuota) Tersebar*	19,1 8,8 12,4	2023 2024 2025	Perencanaan	IPP
13	Sumatera	PLTP	Panas Bumi Sumatera (Kuota) Tersebar*	10,0 30,0	2024 2025	Perencanaan	IPP
14	Sumatera	PLTS	Surya Sumatera (Kuota) tersebar*	50,1	2025	Perencanaan	IPP
15	Sumatera	PLT Bio	PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar*	3,0	2025	Perencanaan	IPP
TOTAL				1.046,9			

***** Kuota Sistem Sumatera

Di Provinsi Bengkulu terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Kepahiang 36,0 MW
- PLTA Ketaun Tengah 13,1 MW
- PLTA Talang Ratu 18,0 MW
- PLTA Lebong-2 12,0 MW
- PLTA Talang Ratu 18,0 MW
- PLTA Musi Kota Agung 27,4 MW
- PLTA Tanjung Sakti 50,0 MW
- PLTM Air Tenam 7,0 MW
- PLTM Aur Gading 2,7 MW
- PLTM Belimbing 8,0 MW
- PLTM Embong 4,0 MW
- PLTM Kanzy 3 4,3 MW

-	PLTM	Ketaun 1	4,2	MW
-	PLTM	Ketaun 2	2,0	MW
-	PLTM	Ketaun 3	9,9	MW
-	PLTM	Ketaun Hilir	9,9	MW
-	PLTM	Kinal	7,0	MW
-	PLTM	Klingi	2,7	MW
-	PLTM	Lubuk Banyau	2,5	MW
-	PLTM	Nakon 1	7,3	MW
-	PLTM	Muara Kemumu	2,2	MW
-	PLTM	Nakai 1	3,2	MW
-	PLTM	Nakai 2	5,0	MW
-	PLTM	Pilubang	8,0	MW
-	PLTM	Puguk	5,3	MW
-	PLTM	Seluma	6,0	MW
-	PLTM	Air Dikit	6,0	MW
-	PLTP	Bukit Daun #1	55,0	MW
-	PLTP	Bukit Daun #2	30,0	MW
-	PLTP	Hululais (FTP2) #3	55,0	MW
-	PLTP	Hululais (FTP2) #4	55,0	MW
-	PLTP	Hululais Small Scale #1	10,0	MW
-	PLTP	Hululais Small Scale #2	10,0	MW
-	PLTP	Tambang Sawah	10,0	MW
-	PLTP	Lawang – Malintang	20,0	MW
-	PLTBg	Lubuk Banyau	2,5	MW
-	PLTBm	Ketahun	4,0	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A9.11 dan A9.12.

Tabel A9.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150 kV	108	-	124	-	100	-	-	312	-	-	644
Jumlah	108	-	124	-	100	-	-	312	-	-	644

Tabel A9.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
1	Pulo Baai	Arga Makmur	150	2 cct, 2 Hawk	108	2021	Konstruksi
2	Manna	Bintuhan	150	2 cct, 1 Hawk	124	2023	Konstruksi
3	Pekalongan	PLTP Hululais	150	2 cct, 2 Hawk	100	2025	Committed
4	Kepahiang	Inc 2phi (Pekalongan-Pulo Baai)	150	2 cct, 2 Hawk	20	2028	Rencana
5	Muko-Muko	Arga Makmur	150	2 cct, 2 Hawk	292	2028	Konstruksi
TOTAL					644		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A9.13 dan A9.14.

Tabel A9.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150/20 kV	60	60	60	-	90	-	-	30	60	-	360
Jumlah	60	60	60	-	90	-	-	30	60	-	360

Tabel A9.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru / Ext / Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
1	Arga Makmur	150/20	New	1x60	2021	Konstruksi
2	Pulo Baai	150	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
3	Muko Muko	150/20	New	1x60	2022	Konstruksi
4	Bintuhan	150/20	New	1x60	2023	Konstruksi
5	Manna	150	Ext	2 LB	2023	Konstruksi
6	PLTP Hululais	150/20	New	1x30	2025	Committed
7	Pekalongan	150	Ext	2 LB	2025	Committed
8	Pulo Baai	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
9	Arga Makmur	150	Ext	2 LB	2028	Konstruksi
10	Muko Muko	150	Ext	2 LB	2028	Konstruksi
11	Kepahiang	150/20	New	1x30	2028	Rencana
12	Arga Makmur	150/20	Ext	1x60	2029	Konstruksi
TOTAL				360		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A9.15.

Tabel A9.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	(kms)	(kms)	(MVA)	
2021	35	150	5	7.075
2022	32	139	5	7.362
2023	40	178	5	7.333
2024	26	117	5	7.195
2025	26	116	5	7.141
2026	25	115	5	7.021
2027	24	114	5	6.929
2028	24	113	4	6.832
2029	23	111	4	6.670
2030	23	112	4	6.571
Jumlah	**279**	**1.265**	**46**	**70.129**

Pengembangan Listrik Perdesaan

Selain pengembangan jaringan distribusi diatas, juga terdapat program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2030 yang diperlihatkan pada tabel Tabel A9.16.

Tabel A9.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	13,39	21,71	0,50	10		302
2022	13,64	14,13	0,65	13		47
2023	9,81	23,40	0,55	11		517
2024	37,84	16,95	0,80	16		440
2025	4,50	9,30	0,25	5		317
2026	7,40	11,55	0,20	4		216
2027	5,50	8,70	0,20	4		262
2028	32,60	7,80	0,40	8		191
2029	5,80	10,75	0,25	5		356
2030	6,25	6,97	0,25	5		140

Tabel A9.17. Rencana Pengambilalihan RT Belistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	2021	2022	2023
Bengkulu	5.744	3.633	0

Rasio Elektrifikasi di Provinsi Bengkulu TW IV tahun 2020 sudah mencapai 99,99% sedangkan rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 1.513 desa dengan rincian 1.510 desa berlistrik PLN, 1 desa non PLN dan 2 desa LTSHE. Desa-desa tersebut nantinya akan diambil alih secara bertahap oleh PLN.

Program Listrik Perdesaan adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan

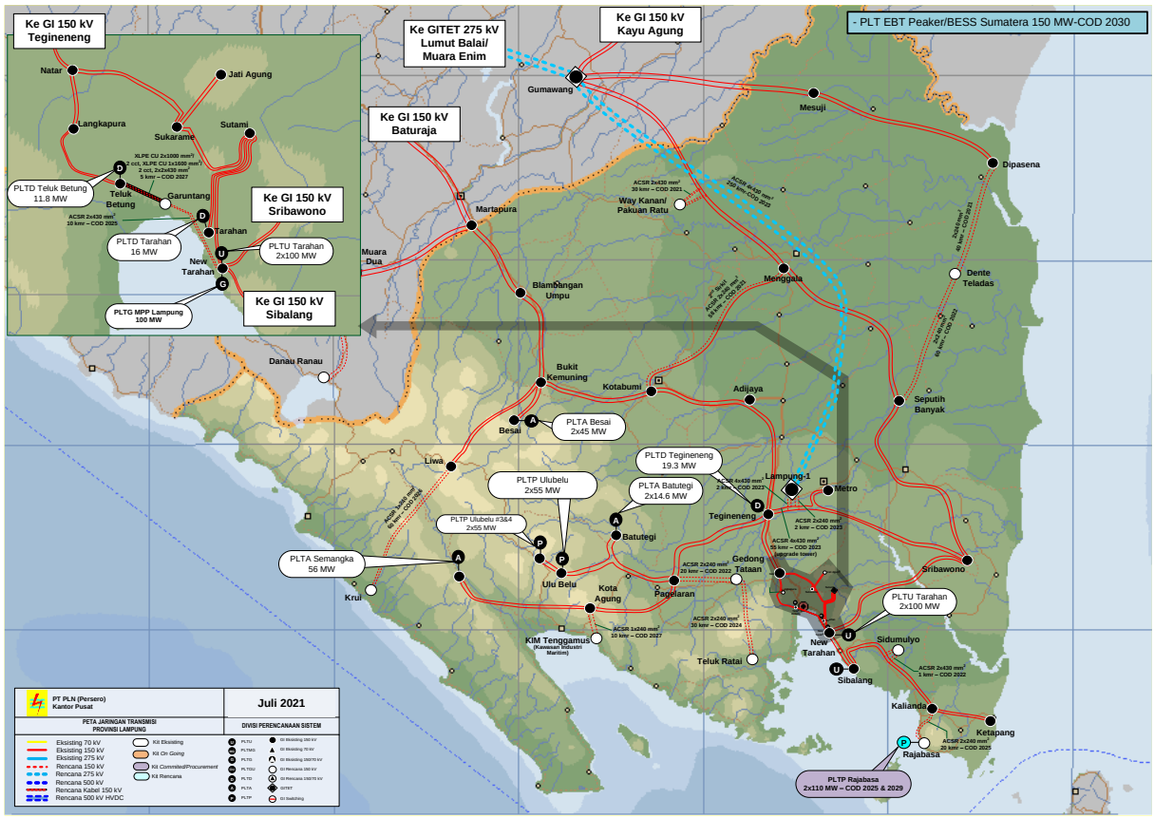
layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan. Metode program listrik perdesaan yang direncanakan adalah dengan pembangunan jaringan, pembangkit ke desa-desa, dan PLTS Komunal.

Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE (Lampu Tenaga Surya Hemat Energi) kepada 5.744 Rumah Tangga di Provinsi Bengkulu. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2020-2022.

LAMPIRAN A.10
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI LAMPUNG

A10.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik Lampung terdiri dari sistem interkoneksi 150 kV yang tersambung dengan Sistem Sumbagsel dan beban puncak tertinggi tahun 2020 sebesar 970 MW. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Lampung diperlihatkan pada Gambar A10.1.



Gambar A10.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Lampung

Penjualan sejak tahun 2012-2020 tumbuh rata-rata sebesar 8,86%. Komposisi penjualan energi tahun 2012-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan Tabel A10.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan tahun 2012-2020 dapat dilihat seperti pada Tabel A10.2.

Tabel A10.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	1.731	1.877	2.069	2.205	2.335	2.402	2.492	2.746	3.000
2	Bisnis	383	427	399	401	432	468	525	587	594
3	Sosial	188	206	214	239	256	278	322	379	361
4	Industri	491	671	710	726	798	851	919	974	1.005
	Jumlah	2.793	3.182	3.392	3.571	3.820	3.998	4.257	4.686	4.959
	Pertumbuhan (%)	15,15	13,90	6,62	5,26	6,98	4,66	6,47	10,08	5,82

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A10.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	1.296,0	1.467,4	1.564,8	1.652,8	1.736,2	1.855,6	1.977,4	2.101,9	2.192,3
2	Bisnis	31,9	34,5	35,5	37,8	45,4	49,9	54,5	55,5	63,8
3	Publik	30,7	34,4	36,9	39,9	44,5	49,7	54,3	59,2	63,5
4	Industri	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,5
	Jumlah	1.359,1	1.536,7	1.637,8	1.731,2	1.826.8	1.955,9	2.087,0	2.217,7	2.321,2
	Pertumbuhan (%)	9,51	13,07	6,58	5,70	5,53	7,07	6,70	6,26	4,67

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada Tabel A10.3, A10.4 dan A10.5.

Tabel A10.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[60)]

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTA	Sumatera	4	118,6	117,6	118,0
PLTD	Sumatera	8	59,3	26,9	37,7
PLTG	Sumatera	1	21,4	14,8	15,0
PLTP	Sumatera	2	110,0	103,8	99,5
PLTD	Sumatera	4	400,9	290,0	309,4
	Pulau Sebesi	5	0,5	0,4	0,4
Jumlah PLN		**24**	**710,7**	**553,5**	**580,0**
IPP					
PLTA	Sumatera	2	55,0	55,0	57,3
PLTP	Sumatera	2	90,9	90,9	101,7
PLTU	Sumatera	3	24,0	24,0	21,3
Jumlah IPP		**7**	**169,9**	**169,9**	**180,3**
SEWA					
PLTG	Sumatera	4	112,9	112,9	112,1
PLTMG	Sumatera	2	54,0	54,0	55,8
Jumlah SEWA		**6**	**166,9**	**166,9**	**167,9**
Jumlah		**37**	**1047,5**	**890,3**	**928,2**

60) Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero)

Tabel A10.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk[61)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Tarahan	150/20	2	90
2	Teluk Betung	150/20	3	180
3	Sutami	150/20	2	90
4	Kalianda	150/20	2	90
5	New Tarahan	150/20	2	60
6	Sukarame	150/20	2	90
7	Adijaya	150/20	2	90
8	Tegineneng	150/20	2	90
9	Natar	150/20	3	150
10	Sribawono	150/20	3	110
11	Metro	150/20	2	120
12	Seputih Banyak	150/20	3	150
13	Pagelaran	150/20	2	120
14	Ulubelu	150/20	1	30
15	Kota Agung	150/20	2	90
16	Kotabumi	150/20	2	120
17	Menggala	150/20	3	150
18	Bukit Kemuning	150/20	2	90
19	Liwa	150/20	1	30
20	Mesuji	150/20	1	60
21	Blambangan Umpu	150/20	2	90
TOTAL			44	2.090

Tabel A10.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi[62)]

No.	Kriteria	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	9.904	10.332	10.826	11.476	12.683	13.542	13.976	14.263
2	JTR (kms)	27.853	29.535	31.321	14.559	15.802	17.136	17.495	17.970
3	Gardu Distribusi (MVA)	994	1.021	1.137	1.217	1.391	1.555	1.684	1.771

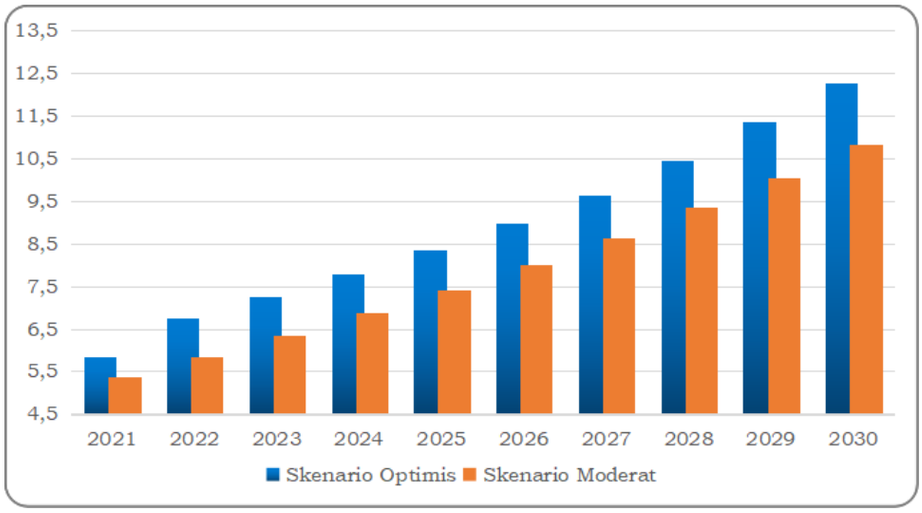
*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

A10.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pandemi Covid-19 yang terjadi pada awal tahun 2020, menyebabkan pertumbuhan ekonomi hingga beberapa tahun kedepan menjadi tertekan. Terdapat dua *probability* proyeksi pertumbuhan ekonomi, yang akan men-*drive demand* listrik. Kedua skenario proyeksi *demand* ditampilkan pada Gambar A10.2 berikut. Pertumbuhan *demand* rata-rata tahun 2021 s/d 2030 Provinsi Lampung, untuk masing-masing skenario adalah:

- Optimis 9,58%
- Moderat 8,14%

61) Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero) P3BS
62) Sumber : Data SILM PT. PLN (Persero) UID Lampung



Gambar A10.2 Proyeksi *Demand* Provinsi Lampung (TWh)

Berdasarkan kedua skenario tersebut, diambil skenario moderat sebagai referensi untuk pengembangan infrastuktur ketenagalistrikan. Namun untuk mengantisipasi *gap* antara perencanaan dan realisasi, perlu dilakukan evaluasi dan koreksi sampai kondisi menjadi kembali stabil.

Tabel A10.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[63)]

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	3.230	3.450	3.693	3.964	4.283	4.637	5.028	5.457	5.926	6.454
2	Bisnis	634	693	790	870	941	1.015	1.103	1.206	1.289	1.378
3	Publik	383	410	438	467	500	532	565	598	629	662
4	Industri	1.119	1.283	1.417	1.565	1.697	1.822	1.952	2.086	2.210	2.323
	Total	5.365	5.836	6.338	6.867	7.420	8.006	8.649	9.347	10.055	10.818
	Pertumbuhan (%)	8,19	8,77	8,60	8,34	8,06	7,89	8,04	8,06	7,58	7,58

Tabel A10.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[64)]

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	2.229	2.248	2.267	2.285	2.303	2.320	2.336	2.352	2.367	2.381
2	Bisnis	68	70	73	77	80	84	88	91	94	98
3	Publik	65	67	70	73	75	78	81	83	86	88
4	Industri	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Total	2.364	2.387	2.412	2.436	2.460	2.484	2.506	2.528	2.549	2.569
	Pertumbuhan (%)	1,84	0,99	1,04	1,01	0,98	0,95	0,91	0,87	0,83	0,79

Tabel A10.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[65)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	4,16	5.365	6.033	1.134	2.363.812
2022	4,00	5.836	6.555	1.222	2.387.122
2023	3,84	6.338	7.106	1.314	2.411.993
2024	3,70	6.867	7.684	1.409	2.436.296

63) Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
64) Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030
65) Sumber : *Demand Forecast* 2021 - 2030

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	3,57	7.420	8.287	1.508	2.460.267
2026	3,45	8.006	8.925	1.611	2.483.574
2027	3,33	8.649	9.625	1.724	2.506.160
2028	3,22	9.347	10.383	1.847	2.528.000
2029	3,12	10.055	11.150	1.989	2.548.995
2030	3,12	10.818	11.969	2.145	2.569.072
Pertumbuhan (%)	3,55%	8,14%	8,01%	7,41%	1,02%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan pelanggan KEK Wisata Pesawaran, Kawasan Industri Mesuji, Kawasan Industri Way Pisang, Kawasan Industri Maritim (KIM) Tanggamus, Kawasan Industri Dipasena, PT. Central Pertiwi Bahari (CPB), Mako Armabar, ITERA, Kawasan Wisata Bakauheni, Perluasan Bandara Radin Inten II, Pusat Pemerintahan Kotabaru, *Food Estate*, Kawasan Industri lain, dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Lampung. Untuk melayani kebutuhan KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastuktur tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi, dan gardu induk.

A10.3. PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Lampung memiliki potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik yang terdiri dari batubara, tenaga air dan panas bumi. Potensi batubara sekitar 107,9 juta ton, potensi tenaga air sekitar 3.102 MW (sudah termasuk potensi di Provinsi Jambi, Bengkulu, dan Sumatera Selatan), potensi panas bumi sekitar 1.243 MWe yang terdapat di 13 lokasi diantaranya di daerah Wai Umpu, Danau Ranau, Purunan, G. Sekincau, Bacingot, Suoh Antatai, Fajar Bulan, Natar, Ulubelu, Lempasing, Wai Ratai, Kalianda dan Pematang Belirang.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2030 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Lampung dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A10.9 dan Tabel A10.10.

Tabel A10.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit*

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLT Lain	1	1	-	-	-	-	-	-	-	150	151
Jumlah	**1**	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**150**	**151**
IPP											
PLTP	-	-	-	10	140	-	-	-	110	-	260
PLTM	-	15	19	9	12	-	-	-	-	-	55
PLTA	-	10	-	-	90	-	-	160	-	400	660
PLT Lain	-	-	1	-	53	-	-	-	-	-	55
Jumlah	**-**	**25**	**20**	**19**	**296**	**-**	**-**	**160**	**110**	**400**	**1.030**
Total											
PLTP	-	-	-	10	140	-	-	-	110	-	260
PLTM	-	15	19	9	12	-	-	-	-	-	55
PLTA	-	10	-	-	90	-	-	160	-	400	660
PLT Lain	1	1	1	-	53	-	-	-	-	150	206
Jumlah	**1**	**25**	**20**	**19**	**296**	**-**	**-**	**160**	**110**	**550**	**1.181**

* Termasuk kuota Sistem Sumatera

Tabel A10.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi / Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	0,6	2021	Perencanaan	PLN
2	Sumatera	PLTM	Batu Brak	7,7	2022	Konstruksi	IPP
3	Sumatera	PLTM	Besai Kemu	7,0	2022	Konstruksi	IPP
4	*Isolated*	PLTS	Pembangkit EBT LISDES	0,8	2022	Perencanaan	PLN
5	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	1,4	2023	Perencanaan	IPP
6	Sumatera	PLTP	Rajabasa (FTP2)	2x110,0	2025/2029	PPA	IPP
7	Sumatera	PLTA	Hidro Sumatera (kuota) tersebar*	10,0	2022	Pengadaan	IPP
				90,0 160,0 400	2025 2028 2030	Perencanaan	
8	Sumatera	PLT Lain	PLT EBT Peaker / BESS Sumatera	150,0	2030	Perencanaan	PLN
9	Sumatera	PLTM	Minihidro (Kuota) Tersebar*	19,1 8,8 12,4	2023 2024 2025	Perencanaan	IPP
10	Sumatera	PLTP	Panas Bumi Sumatera (Kuota) Tersebar*	10,0 30,0	2024 2025	Perencanaan	IPP
11	Sumatera	PLTS	Surya Sumatera (Kuota) tersebar*	50,1	2025	Perencanaan	IPP
12	Sumatera	PLT Bio	PLTBio Sumatera (kuota) Tersebar*	3,0	2025	Perencanaan	IPP
TOTAL				1.180,9			

***** Kuota Sistem Sumatera

Di Provinsi Lampung terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Besai 2 24,0 MW
- PLTA Semuong 30,0 MW
- PLTM Way Simpang Kanan 7,8 MW
- PLTM Besay 9,2 MW
- PLTM Way Simpang Kiri 3,9 MW
- PLTM Halami 4,0 MW
- PLTM Semuong Lower 7,0 MW
- PLTM Simpang Balak 10,0 MW
- PLTM Way Melesom 2,8 MW

- PLTM Sumber Jaya 6,0 MW
- PLTM Way Melesom 2,8 MW
- PLTM Sumberjaya 6,0 MW
- PLTM Sukarame 7,0 MW
- PLTM Kukusan 5,4 MW
- PLTM Way Semaka 10,0 MW
- PLTP Sekincau (FTP2) #1 55,0 MW
- PLTP Way Ratai (FTP2) 55,0 MW
- PLTP Sekincau (FTP2) #2 165,0 MW
- PLTP Ulubelu Small Scale 10,0 MW
- PLTP Way Panas 110,0 MW
- PLTS Lampung Tersebar 1,2 MW
- PLTS Bakahuni 100,0 MW
- PLTS Pulau Legundi 5,0 MW
- PLTS Sebesi 5,0 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A10.11 dan A10.12.

Tabel A10.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
275 kV	-	-	324	-	-	-	-	-	-	-	324
150 kV	258	161	18	60	60	80	30	-	-	-	667
Jumlah	258	161	342	60	60	80	30	-	-	-	991

Tabel A10.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
1	Gumawang	Lampung-1	275	2 cct, 4 Zebra	324	2023	Konstruksi
2	Menggala	Kotabumi	150	1 cct, 2 Hawk (2nd sirkit)	58	2021	Konstruksi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	Target COD	Status
3	Pakuan Ratu/Way Kanan	inc. 2 PI (Menggala-Gumawang)	150	4 cct, 2 Zebra	120	2021	Konstruksi
4	Dente Teladas	Dipasena	150	2 cct, 2 Hawk	80	2021	Konstruksi
5	Dente Teladas	Seputih Banyak	150	2 cct, 2 Hawk	120	2022	Konstruksi
6	Pagelaran	Gedong Tataan	150	2 cct, 2 Hawk	40	2022	Konstruksi
7	Sidomulyo	Inc. 2 Pi (Kalianda-Sebalang)	150	2 cct, 2 Zebra	1	2022	Konstruksi
8	Lampung-1	Inc. 2 Pi (Tegineneng - Metro - Sribawono) Arah Tegineneng	150	2 cct, 4 Zebra	4	2023	Rencana
9	Lampung-1	Inc. 2 Pi (Tegineneng - Metro - Sribawono) Arah metro/sribawono	150	2 cct, 2 Hawk	4	2023	Rencana
10	Tegineneng (Upgrade Tower)	Lampung-1 (Upgrade Tower)	150	2 cct, 4 Zebra	10	2023	Rencana
11	Gedong Tataan	Teluk Ratai	150	2 cct, 2 Hawk	60	2024	Konstruksi
12	Garuntang	New Tarahan	150	2 cct, 2 Zebra	20	2025	Rencana
13	Kalianda	PLTP Rajabasa	150	2 cct, 2 Hawk	40	2025	Rencana
14	Liwa	Krui	150	2 cct, 2 Hawk	80	2026	Konstruksi
15	Teluk Betung	Garuntang	150	2 cct, XLPE CU 2x1000 mm2/2 cct, XLPE CU 1x1600 mm2/2 cct, 2xZebra	10	2027	Rencana
16	KIM Tenggamus	Kota Agung	150	2 cct, 1 Hawk	20	2027	Konstruksi
	TOTAL				991		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk sampai tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A10.13 dan A10.14.

Tabel A1.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
275/150 kV	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	250
150/20 kV	120	120	300	60	90	240	240	120	60	60	1.410
Jumlah	120	120	550	60	90	240	240	120	60	60	1.660

Tabel A1.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru / Ext / Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
1	Lampung-1	275/150	New	1x250	2023	Konstruksi
2	Menggala	150	Ext	1 LB	2021	Konstruksi
3	Kotabumi	150	Ext	1 LB	2021	Konstruksi
4	Dente Teladas	150/20	New	1x60	2021	Konstruksi
5	Seputih Banyak	150	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
6	Dipasena	150	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
7	Dente Teladas	150	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
8	Pakuan Ratu/Way Kanan	150/20	New	1x60	2021	Konstruksi
9	Gedong Tataan	150/20	New	1x60	2022	Konstruksi
10	Pagelaran	150	Ext	2 LB	2022	Konstruksi
11	Lampung-1	150/20	New	1x60	2023	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru / Ext / Uprate	Kapasitas (MVA)/LB	Target COD	Status
12	Sidomulyo	150/20	New	1x60	2022	Konstruksi
13	Adijaya	150/20	Uprate	1x60	2023	Rencana
14	Dipasena	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
15	Ketapang	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
16	New Tarahan	150/20	Uprate	1x60	2023	Konstruksi
17	Teluk Ratai	150/20	New	1x60	2024	Konstruksi
18	Gedong Tataan	150	Ext	2 LB	2024	Konstruksi
19	GIS Garuntang	150/20	New	1x60	2025	Rencana
20	New Tarahan	150	Ext	2 LB	2025	Rencana
21	Kalianda	150	Ext	2 LB	2025	Rencana
22	Sidomulyo	150/20	Ext	1x30	2025	Konstruksi
23	Liwa	150	Ext	2 LB	2026	Konstruksi
24	Krui	150/20	New	1x60	2026	Konstruksi
25	Mesuji	150/20	Ext	1x60	2026	Rencana
26	Seputih Banyak	150/20	Uprate	1x60	2026	Rencana
27	Sribawono	150/20	Uprate	1x60	2026	Rencana
28	Teluk Betung	150	Ext	2 LB	2027	Rencana
29	KIM Tenggamus	150/20	New	1x60	2027	Rencana
30	Kota Agung	150	Ext	2 LB	2027	Konstruksi
31	Lampung-1	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
32	Langkapura	150/20	Ext	1x60	2027	Konstruksi
33	Pakuan Ratu/Way Kanan	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
34	Teluk Ratai	150	Ext	1 TB	2027	Committed
35	GIS Garuntang	150/20	Ext	1x60	2028	Rencana
36	Ketapang	150/20	Ext	1x60	2028	Rencana
37	Sutami	150/20	Uprate	1x60	2029	Committed
38	Bukit Kemuning	150/20	Uprate	1x60	2030	Rencana
	TOTAL			1.660		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada Tabel A10.15.

Tabel A10.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM	JTR	TRAFO	Tambahan Pelanggan
	(kms)	(kms)	(MVA)	
2021	275	159	32	42.614
2022	290	165	18	23.310
2023	290	162	19	24.871
2024	287	157	18	24.304
2025	282	152	18	23.971
2026	281	149	18	23.307
2027	291	152	17	22.586
2028	298	153	16	21.841
2029	285	144	16	20.995
2030	290	145	15	20.076
Jumlah	**2.868**	**1.538**	**187**	**247.874**

Pengembangan Listrik Perdesaan

Selain pengembangan jaringan distribusi diatas, juga terdapat program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2030 yang diperlihatkan pada Tabel A10.16.

Tabel A10.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	46	211	18,1	97	601	2728
2022	141	142	7,41	73	751	8824
2023	128	101	3,85	38	0	5005
2024	0	0	0	0	-	0
2025	0	0	0	0	-	0
2026	0	0	0	0	-	0
2027	0	0	0	0	-	0
2028	0	0	0	0	-	0
2029	0	0	0	0	-	0
2030	0	0	0	0	-	0

Tabel A10.17. Rencana Pengambilalihan RT Belistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	**2021**	**2022**	**2023**
Lampung	2308	1211	0

Rasio Elektrifikasi di Provinsi Lampung pada TW IV tahun 2020 sudah mencapai 99,99% sedangkan rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 2.640 desa dengan rincian 2.624 desa berlistrik PLN, 10 desa non PLN dan 6 desa LTSHE. Desa-desa tersebut nantinya akan diambil alih secara bertahap oleh PLN.

Program Listrik Perdesaan adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.

Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE (Lampu Tenaga Surya Hemat Energi) kepada 4.272 Rumah Tangga di Provinsi Lampung. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2020-2022.

LAMPIRAN A.11
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN BARAT

A.11.1 KONDISI SISTEM TENAGA LISTRIK SAAT INI

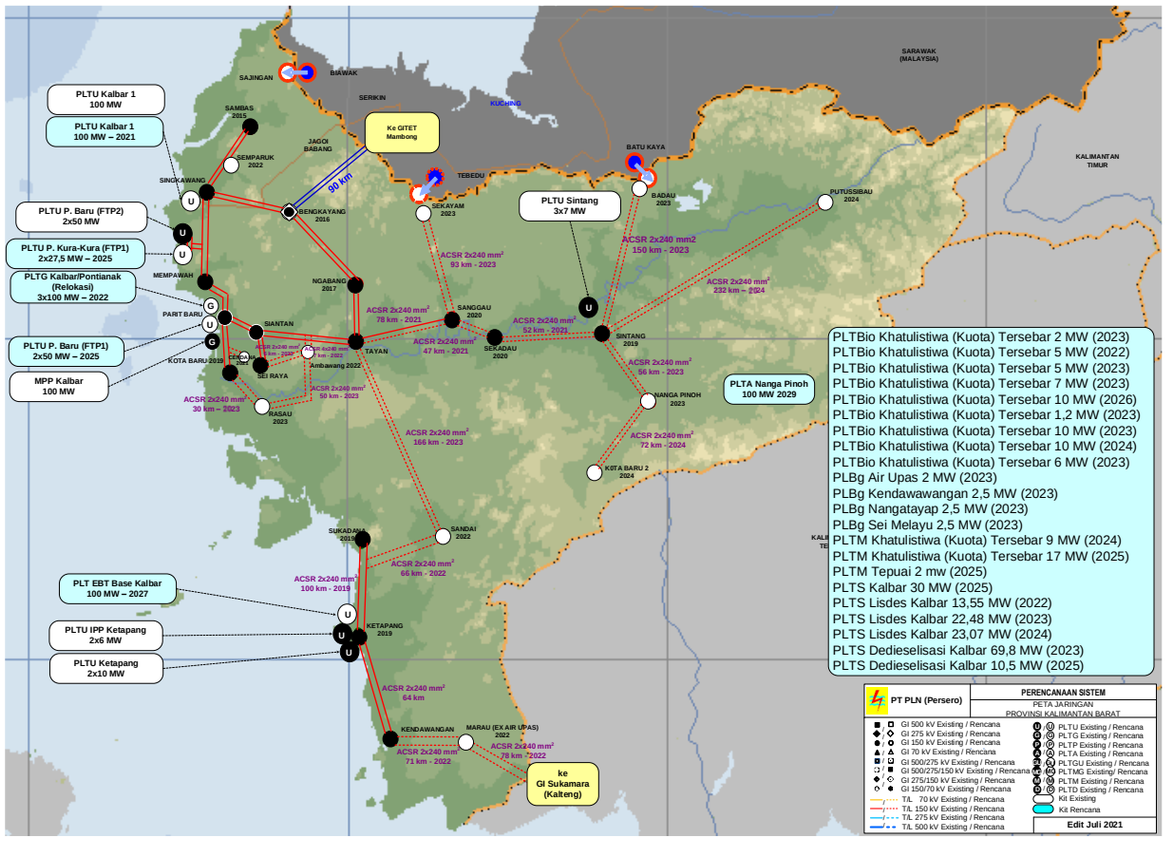
Sistem tenaga listrik di Kalimantan Barat terdiri dari satu sistem interkoneksi 150 kV Khatulistiwa dan beberapa sistem *isolated*. Sistem interkoneksi 150 kV meliputi Kota Pontianak, Kota Singkawang, Kabupaten Kubu Raya, Kabupaten Mempawah, Kabupaten Sambas, Kabupaten Bengkayang, Kabupaten Landak hingga sebagian Kabupaten Sanggau dan Sekadau . Sistem *isolated* terdiri atas Sistem Sintang, Sistem Nanga Pinoh (Kab. Melawi), Sistem Putussibau (Kab. Kapuas Hulu), Sistem Ketapang (Kab. Ketapang dan Kab. Kayong Utara), dan sistem *isolated* tersebar lainnya.

Sistem Khatulistiwa saat ini terinterkoneksi dengan Sarawak melalui transmisi 275 kV Bengkayang (Kalimantan Barat) – Mambong (Sarawak). Interkoneksi Kalbar-Sarawak ini berdampak pada penurunaan biaya pokok produksi dengan menggantikan pembangkit BBM dan meningkatkan keandalan Sistem Khatulistiwa dalam upaya memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai pembangunan proyek pembangkit non BBM di Kalimantan Barat selesai. Suplai daya sebesar 230 MW dari Sarawak beroperasi 100 MW pada saat beban dasar dan tambahan 130 MW pada saat beban puncak. Sebagai antisipasi kekurangan daya jangka pendek telah dibangun *Mobile Power Plant* (MPP) 3x100 MW Pontianak. MPP dapat direlokasi jika daya dari pembangkit pada Sistem Khatulistiwa sudah mencukupi. PLTU Parit Baru (FTP2) 2x50 MW juga turut berkontribusi terhadap perkuatan suplai daya pembangkit di Sistem Khatulistiwa

Untuk sistem *isolated* kecil tersebar, sebagian besar pasokan listriknya masih bersumber dari pembangkit berbahan bakar minyak dengan jam operasi pelayanan masih dibawah 24 jam. Sistem-sistem ini sebagian besar kedepannya akan terinterkoneksi dengan Sistem Khatulistiwa.

Pengembangan transmisi di Kalimantan Barat akan diarahkan ke Selatan dan ke Timur dengan jaringan 150 kV. Sistem Khatulistiwa direncanakan akan terinterkoneksi dengan Sistem Kalseltengtimra pada tahun 2023 melalui Sukamara (Kalimantan Tengah), sehingga terbentuk sistem interkoneksi Kalimantan.

Pengembangan sistem tenaga listrik Kalimantan Barat dapat dilihat pada Gambar A11.1.



Gambar A11.1. Pengembangan Sistem Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Barat

Penjualan tenaga listrik sejak tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 7,9%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2020 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel A11.1 dan Tabel A11.2.

Tabel A11.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	869	1.009	1.115	1.213	1.297	1.398	1.430	1.471	1.589	1.732
2	Bisnis	367	371	377	392	423	471	498	538	567	555
3	Publik	121	138	157	165	173	184	188	205	233	231
4	Industri	78	86	91	93	97	107	136	159	183	198
Jumlah		1.435	1.604	1.740	1.862	1.990	2.161	2.252	2.373	2.573	2.716
Pertumbuhan %		11,3	11,8	8,5	7,0	6,8	8,6	4,2	5,4	8,4	5,6

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A11.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	589,3	667,5	730,0	790,0	832,7	884,8	943,0	1.014,5	1.085,4	1.161,5
2	Bisnis	45,3	49,8	54,3	57,3	60,4	64,7	69,0	72,1	71,8	74,0
3	Publik	18,5	19,8	21,4	23,1	24,4	26,4	28,4	30,3	32,6	34,8
4	Industri	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6
Jumlah		653,4	737,4	806,0	870,7	918,0	976,4	1.040,9	1.117,5	1.190,3	1.270,9
Pertumbuhan %		13,1	12,9	9,3	8,0	5,4	6,4	6,6	7,4	6,5	6,77

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Komposisi pembangkit eksisting PLN, *excess* dan juga IPP di sistem tenaga listrik Kalimantan Barat sampai tahun 2020 diperlihatkan pada Tabel A11.3.

Tabel A11.3 Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTD	Khatulistiwa	18	90.0	59.0	59.0
	Sanggau	5	6.0	4.2	4.2
	Sekadau	7	7.7	4.9	4.9
	Sintang	11	12.9	7.5	7.5
	Putussibau	11	13.0	8.8	8.8
	Ketapang	12	23.0	14.3	14.3
	Balai Karangan	5	4.0	2.0	2.0
	Nanga tayap	3	1.2	0.1	0.1
	Air Upas	3	2.8	2.1	2.1
	Kota Baru	1	0.3	0.3	0.3
	Semitau	9	6.2	3.7	3.7
	Tepuai	3	4.0	3.0	3.0
	Badau	5	3.5	2.1	2.1
	Padang Tikar	11	5.9	2.7	2.7
PLTG	Khatulistiwa	1	34	30	30
PLTU	Khatulistiwa	2	100	80	80
	Sanggau	2	14	12.6	12.6
	SIntang	3	21	21	21
	Ketapang	2	20	20	20
Jumlah PLN		114	369	278	278
IPP					
PLTBm	Khatulistiwa	1	15	10	10
PLTG	Khatulistiwa	2	100	100	100
PLTU	Khatulistiwa	1	100	100	100
Jumlah IPP		4	215	210	210
Excess					
PLTM	Balai Karangan	1	1.2	1.2	1.2
	Sajingan	1	0.8	0.8	0.8
	Badau	1	0.4	0.4	0.4
PLTBm	Khatulistiwa	1	7	5	5
	Ketapang	1	7	5	5
Jumlah Excess		5	16.4	12.4	12.4
Import					
PLTA	Khatulistiwa	1	230	140	140
Jumlah Import		1	230	140	140
Sewa					
PLTD	Sanggau	12	12	12	12
	Sekadau	8	8	-	-
	Sintang	9	9	9	9
	Nangapinoh	8	8	8	8
	Ketapang	10	10	10	10
	Balai Karangan	2	2	2	2.5
	Air Upas	4	3.5	3.5	3.5
	Nanga tayap	6	6	6	6
	Kota Baru	2	1	1	1.5

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
Jumlah Sewa		61	59.5	51.5	52.5
Jumlah		184	790	592	593

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Kalimantan Barat ditunjukkan pada Tabel A11.4 dan Tabel A11.5 berikut.

Tabel A11.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

NO	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Siantan	150/20	2	120
2	Seiraya	150/20	3	180
3	Parit Baru	150/20	2	60
4	Mempawah	150/20	3	120
5	Singkawang	150/20	3	150
6	Kota Baru	150/20	3	150
7	Sambas	150/20	3	120
8	Bengkayang	150/20	2	60
9	Bengkayang	275/150	2	500
10	Ngabang	150/20	2	60
11	Tayan	150/20	2	60
12	PLTU Bengkayang	150/20	1	30
13	Sanggau	150/20	1	30
14	Ketapang	150/20	1	60
15	Sukadana	150/20	1	30
	Total		31	1.730

Realisasi fisik sistem distribusi sampai tahun 2020 ditunjukan pada Tabel A11.5 berikut.

Tabel A11.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
JTM (kms)	8.755	9.036	9.709	9.836	10.412	10.639	11.228	11.692	11.956	12.445
JTR (kms)	8.582	8.801	10.686	10.878	12.314	12.337	12.943	13.931	14.154	14.695
Gardu Distribusi (MVA)	459	495	549	641	671	721	813	889	942	968

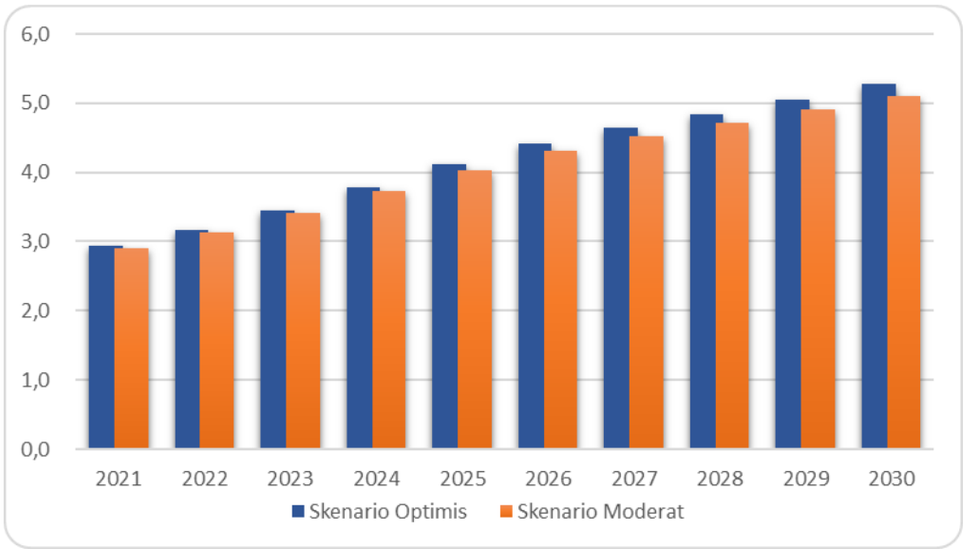
*) Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

*) Sumber: Laporan Statistik

A11.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan ekonomi 5 tahun terakhir (2015-2019) di Kalimantan Barat rata-rata 4,76% per tahun. Sehubungan dengan waktu pemulihan penjualan akibat pandemi COVID-19, PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik

menggunakan dua skenario, yaitu optimis dan moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar A11.2.



Gambar A11.2 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

Berdasarkan histori realisasi penjualan, mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional dan peningkatan rasio elektrifikasi, serta dampak pandemi COVID-19 terhadap penjualan dan waktu pemulihan penjualan, maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik 2021–2030 Provinsi Kalimantan Barat diberikan pada Tabel A11.6 dan Tabel A11.8, sedangkan proyeksi jumlah pelanggan diberikan pada Tabel A11.7.

Tabel A11.6 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.843,5	1.928,7	2.015,3	2.103,2	2.192,3	2.282,3	2.373,2	2.464,6	2.556,4	2.649,5
2	Bisnis	598,6	648,5	700,5	755,8	807,0	861,6	919,8	981,5	1.047,0	1.116,8
3	Publik	238,2	253,0	269,0	286,0	303,8	322,2	340,5	358,4	375,2	391,5
4	Industri	228,2	297,9	425,5	576,4	733,5	852,2	893,2	915,0	934,7	953,2
Jumlah		2.908,5	3.128,1	3.410,2	3.721,4	4.036,6	4.318,3	4.526,7	4.719,5	4.913,4	5.111,0
Pertumbuhan %		7,1	7,5	9,0	9,1	8,5	7,0	4,8	4,3	4,1	4,0

Tabel A11.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.186,5	1.230,9	1.259,8	1.283,0	1.299,1	1.311,9	1.324,4	1.336,6	1.348,5	1.360,1
2	Bisnis	78,2	83,0	88,2	93,7	99,7	106,0	112,8	119,9	127,5	135,6
3	Publik	35,6	36,9	37,8	38,6	39,2	39,7	40,2	40,6	41,1	41,5
4	Industri	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
Jumlah		1.300,9	1.351,4	1.386,4	1.416,0	1.438,6	1.458,2	1.478,0	1.497,9	1.517,8	1.538,0
Pertumbuhan %		2,4	3,9	2,6	2,1	1,6	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3

Tabel A11.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Prov. Kalbar

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)		
2021	4,2	2.909	3.456	586	1.300.934
2022	4,6	3.128	3.704	627	1.351.450
2023	4,6	3.410	4.032	681	1.386.355
2024	4,6	3.721	4.393	741	1.415.954
2025	4,5	4.037	4.758	802	1.438.574
2026	4,5	4.318	5.083	855	1.458.204
2027	4,4	4.527	5.320	894	1.477.963
2028	4,4	4.720	5.539	929	1.497.857
2029	4,3	4.913	5.758	964	1.517.827
2030	4,3	5.111	5.980	1.000	1.538.000
Pertumbuhan	4,4	6,4%	6,2%	6,1%	1,9%

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), kawasan industri (KI), pariwisata dan beberapa potensi pelanggan industri besar di Kalimantan Barat. Beberapa diantaranya yaitu KI Ketapang, KI Mandor/Landak, Pelabuhan Kijing, KI Tayan, KI Semparuk dan lainnya. Untuk melayani kebutuhan KI dan pelanggan industri tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

A11.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi di Provinsi Kalimantan Barat berupa tenaga air, biomassa, biogas, batubara, dan *uranium/thorium*. Potensi-potensi tersebut sebagian dapat dimanfaatkan sebagai sumber energi pembangkit tenaga listrik di Kalimantan Barat dengan terlebih dahulu melalui kajian baik kajian kebutuhan sistem maupun kajian keekonomian.

Potensi PLTA/PLTM di Kalimantan Barat tersebar di beberapa lokasi sebesar 241 MW. Pemanfaatan potensi tenaga air menjadi PLTA/PLTM pada umumnya perlu didahului dengan survei dan studi yang mendalam.

Potensi biomassa di Provinsi Kalimantan Barat paling banyak adalah dari limbah perkebunan sawit yang tersebar yang dapat digunakan sebagai bahan energi primer untuk PLTBio. Pemanfaatan potensi ini sangat didukung oleh banyaknya pabrik pengolahan sawit yang ada di Kalimantan Barat. Potensi

PLTBio di Kalimantan Barat sebesar 81 MW dan dimungkinkan berubah sesuai kondisi aktual.

Potensi batubara di Kalimantan Barat tersebar di sekitar Kabupaten Sintang dan Kapuas Hulu, perlu dilakukan studi lebih lanjut untuk memastikan cadangan batubara di Kalimantan Barat, sehingga dapat digunakan sebagai bahan bakar untuk PLTU di Kalimantan Barat.

Selain batubara, terdapat pula potensi energi nuklir berupa *uranium/thorium* di Kabupaten Melawi yang dapat digunakan sebagai energi primer PLTN. Potensi *uranium* di Kabupaten Melawai menurut atlas geologi sumber daya mineral dan energi Kalbar terdapat potensi *uranium* sebesar ± 24.112 ton. Namun pemanfaatan nuklir sebagai energi primer masih menunggu adanya kebijakan dari Pemerintah yang didukung studi kelayakan pembangunan PLTN.

Pengembangan Pembangkit

Dalam upaya penurunan BPP dan sekaligus meningkatkan keandalan sistem tenaga listrik di Kalimantan Barat, dilakukan pembangunan pembangkit non-BBM seperti PLTU, PLTG, PLTBio, dan juga pembangkit non BBM lainnya, baik dibangun oleh PLN, IPP atupun KSO dengan pemda setempat. Pembangkit-pembangkit ini akan terinterkoneksi ke Sistem Khatulistiwa. Sedangkan untuk menekan BPP di subsistem lainnya dilakukan pembangunan dengan memanfaatkan sumber daya alam yang tersedia dan percepatan interkoneksi dengan Sistem Khatulistiwa.

Khusus untuk tenaga listrik di daerah 3T (Terluar, Terdepan dan Tertinggal) termasuk di dalamnya daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, terpencil, pulau-pulau kecil terluar, daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis maka akan dilakukan pengembangan EBT sesuai dengan potensi yang ada, serta PLTD relokasi sesuai kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Pengembangan pembangkit di Provinsi Kalimantan Barat ditampilkan pada Tabel A11.9 dan Tabel A11.10.

Tabel A11.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW)

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	100	-	100
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	100	-	-	-	100
PLTG	-	300*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
PLTS	-	14	22	23	30	-	-	-	-	-	169
PLTU	-	-	-	-	155	-	-	-	-	-	155
Jumlah	-	14	22	23	187	-	100	-	100	-	446
IPP											
PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTM	-	-	-	9	17	-	-	-	-	-	26
PLTBio	-	5	31	10	-	10	-	-	-	-	56
PLTBg	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTS	-	-	69,8	-	10,5	-	-	-	-	-	80
Jumlah	100	5	111	19	28	10	-	-	-	-	192
Total											
PLTU	100	-	-	-	155	-	-	-	-	-	255
PLTG	-	300*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	100	-	-	-	100
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	100	-	100
PLTM	-	-	-	9	19	-	-	-	-	-	28
PLTS	-	14	92	23	41	-	-	-	-	-	169
PLTBio	-	5	31	10	-	10	-	-	-	-	56
PLTBg	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-	10
Jumlah	100	19	133	42	215	10	100	-	100	-	718,2

* Pembangkit relokasi, tidak terhitung sebagai penambahan kapasitas

Tabel A11.10 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
1	Khatulistiwa	PLTU	Kalbar 1	100	2021	Konstruksi	IPP
2	Khatulistiwa	PLTG	Kalbar/Pontianak (Relokasi)*	3x100	2022	Relokasi	PLN
3	Khatulistiwa	PLTBio	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	5	2022	Rencana	IPP
4	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kalbar	13,6	2022	Rencana	PLN
5	Khatulistiwa	PLTBg	Air Upas	2	2023	Rencana	IPP
6	Khatulistiwa	PLTBg	Kendawangan	2,5	2023	Rencana	IPP
7	Khatulistiwa	PLTBio	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	5	2023	Rencana	IPP
8	Khatulistiwa	PLTBio	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	1,2	2023	Rencana	IPP
9	Khatulistiwa	PLTBio	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	2	2023	*Rencana*	IPP
10	Khatulistiwa	PLTBio	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	6	2023	*Rencana*	IPP
11	Khatulistiwa	PLTBio	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	7	2023	Rencana	IPP
12	Khatulistiwa	PLTBio	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	10	2023	Rencana	IPP

NO	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
13	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kalbar	22,5	2023	Rencana	PLN
14	Khatulistiwa	PLTBg	Nanga Tayap	2,5	2023	Rencana	IPP
15	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	69,8	2023	Rencana	IPP
16	Khatulistiwa	PLTBg	Sei Melayu	2,5	2023	Rencana	IPP
17	Khatulistiwa	PLTM	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	9	2024	Rencana	*IPP*
18	Khatulistiwa	PLTBio	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	10	2024	Rencana	IPP
19	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kalbar	23,1	2024	Rencana	PLN
20	Khatulistiwa	PLTS	Kalbar	30	2025	Rencana	PLN
21	Khatulistiwa	PLTM	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	17	2025	Rencana	*IPP*
22	Khatulistiwa	PLTU	Pantai Kura-Kura (FTP1)	2x27,5	2025	Konstruksi	PLN
23	Khatulistiwa	PLTU	Parit Baru (FTP1)	2x50	2025	Konstruksi	PLN
24	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	10,5	2025	Rencana	IPP
25	Tepuai	PLTM	Tepuai	2	2025	Rencana	PLN
26	Khatulistiwa	PLTBio	Khatulistiwa (Kuota) Tersebar	10	2026	Rencana	IPP
27	Khatulistiwa	PLT EBT Base	Kalbar	100	2027	Rencana	PLN
28	Khatulistiwa	PLTA	Nanga Pinoh	100	2029	Rencana	PLN
				718,2			

* Pembangkit relokasi, tidak terhitung sebagai penambahan kapasitas

Di Provinsi Kalimantan Barat terdapat potensi pembangkit energi baru terbarukan (EBT) yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Ambalau 100 MW
- PLTA Nanga Balang 133 MW
- PLTBg Kab. Landak 2 MW
- PLTBg PLTBg Meliau, Kab. Sanggau 2 MW
- PLTBm Kapuas, Sanggau 1,2 MW
- PLTBm Kualamandor 5 MW
- PLTBm Malinau 9,8 MW
- PLTBm Muara Pawan, Ketapang 10 MW
- PLTBm Nanga Pinoh, Melawi 10 MW
- PLTBm Putussibau Utara, Kapuas Hulu 10 MW
- PLTBm Sekadau Hilir, Kab. Sekadau 10 MW
- PLTBm Sekayam, Balai Karangan, 6 MW
- PLTBm Sungai Tebelian, Kab. Sintang 10 MW
- PLTBm Tumbang titi, Air Upas, Ketapang 5 MW
- PLTM Banangar (Melanggar) 2,5 MW
- PLTM Bedigong 0,04 MW
- PLTM Boyan Tanjung 8 MW
- PLTM Engkasan 0,04 MW
- PLTM Jitan 3,4 MW
- PLTM Kalis 8 MW

-	PLTM	Kalis	3	MW
-	PLTM	Kembayung 1	6,41	MW
-	PLTM	Kembayung 2	4,46	MW
-	PLTM	Mahap	1,3	MW
-	PLTM	Mentebah	8	MW
-	PLTM	Nanga Dangkan	2	MW
-	PLTM	Nanga Raun	9	MW
-	PLTN	Kalbar	400	MW
-	PLTS	Dsn Berakak Kec Tayan Hulu Sanggau	0,024	MW
-	PLTS	Dsn Doroi Kec Noyan Sanggau	0,022	MW
-	PLTS	Dsn Ketori Kec Jangkang Sanggau	0,048	MW
-	PLTS	Dsn Terati Kec Jangkang Sanggau	0,04	MW
-	PLTSa	Siantan	10	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Beberapa pembangkit PLTGU yang belum dalam tahap konstruksi akan menggunakan mesin PLTGU relokasi dari Sistem Jawa. Hal ini dilakukan untuk mengoptimalkan utilisasi pembangkit PLTGU eksisting di Jawa. Rencana relokasi ini masuk dalam list pembangunan pembangkit di atas namun tidak diperhitungkan sebagai penambahan kapasitas pembangkit karena sifatnya hanya berupa relokasi pembangkit.

Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

***Power Exchange* Energi Listrik dengan Sarawak (Malaysia)**

Sebagai bagian dari rencana penyediaan tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Barat, PLN melakukan pembelian tenaga listrik dari Sarawak melalui transmisi interkoneksi 275 kV dengan daya kontrak pembelian hingga 230 MW yang kemudian di amandemen menjadi 170 MW pada tahun 2019 seiring dengan beroperasinya PLTU skala besar PLN. PLN mengimpor tenaga

listrik untuk memenuhi kebutuhan energi listrik sebesar 110 MW sampai dengan tahun 2021. Kontrak ini dapat diperpanjang berdasarkan kesepakatan kedua belah pihak dengan skema *power exchange* (ekspor-impor). Skema *power-exchange* dimungkinkan jika kedua sistem dalam kondisi *oversupply* (kelebihan pasokan daya) pada waktu yang berbeda, sehingga dapat saling mengisi kekurangan pasokan. Oleh karena itu, kepastian dan ketepatan waktu beroperasinya PLTG/GU 3x100 MW Pontianak *Peaker* di Sistem Khatulistiwa menjadi hal yang sangat krusial. Selain itu, upaya penyelesaian PLTU (FTP-1) Parit Baru 2x50 MW dan PLTU (FTP-1) Pantai Kura-Kura 2x27,5 MW juga tetap dilakukan agar secara *regional balance* sistem ini semakin handal dan BPP Sistem Khatulistiwa semakin menurun.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Transmisi

Pengembangan jaringan transmisi di Provinsi Kalimantan Barat selama periode 2021-2030 ditampilkan pada Tabel A11.11 dan Tabel A11.12 berikut:

Tabel A11.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	354	519	1.302	608	-	-	10	-	-	-	2.793
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	354	519	1.302	608	-	-	10	-	-	-	2.793

Tabel A11.12 Rencana Pengembangan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	Cendana	*Incomer 1 phi* (P.Baru-K.Baru)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	1	2021	Kostruksi
2	Sanggau	Sekadau	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	93,26	2021	Kostruksi
3	Sintang	Sekadau	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	104	2021	Kostruksi
4	Tayan	Sanggau	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	156	2021	Kostruksi
5	Ambawang	*Incomer 2 phi* (Siantan-Tayan)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xHawk*	14	2022	Rencana
6	Kendawangan	Marau (ex. Air Upas)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	142	2022	Pengadaan
7	Marau (ex. Air Upas)	Sukamara	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	156	2022	Pengadaan
8	Parit Baru	Siantan	150 kV	*Uprating 2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)*	35	2022	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
9	Parit Baru	Kota Baru	150 kV	*Uprating 2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)*	40	2022	Rencana
10	Sandai	Inc 1 Phi (Ketapang-Sukadana)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	132	2022	Kostruksi
11	Sandai	Tayan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	332	2023	Rencana
12	Ambawang	Rasau	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	100	2023	Rencana
13	Ambawang	Sei raya	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	12	2023	Rencana
14	Badau	Sintang	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	300	2023	Rencana
15	Kotabaru	Rasau	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	60	2023	Rencana
17	Sekayam (Eks.Entikong)	Sanggau	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	186	2023	Rencana
18	Siantan	Tayan	150 kV	*Uprating 2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)*	200	2023	Rencana
19	Sintang	Nanga Pinoh	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	112	2023	Rencana
20	Nanga Pinoh	Kota Baru 2	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	144	2024	Rencana
21	Sintang	Putussibau	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	464	2024	Rencana
22	PLT EBT *Base* Kalbar3	Ketapang	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2027	Rencana
	Jumlah				2.793		

Pengembangan GI

Di Provinsi Kalimantan Barat akan dikembangkan GI 150 kV baru dan pengembangan trafo GI eksisting. Pengembangan transmisi dan gardu induk ini ditujukan untuk memastikan ketersediaan tenaga listrik di setiap wilayah di Kalimantan Barat dengan melakukan transfer energi dari pusat pembangkit yang ada di daerah barat Kalimantan Barat serta rencana mewujudkan kebijakan pembangunan satu GI disetiap Kabupaten. Rencana pengembangan gardu induk selama periode 2021-2030 ditampilkan pada Tabel A11.13 dan Tabel A11.14 berikut.

Tabel A11.13 Rekapitulasi Rencana Pengembangan GI 150 kV (MVA)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150/20 kV	30	150	150	60	-	-	60	180	60	-	690
Total	30	150	150	60	-	-	60	180	60	-	690

Tabel A11.14 Rencana Pengembangan GI 150 kV

No	Nama GI	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Cendana/(Eks.Jeruju)	150/20 kV	*New*	30	2021	Konstruksi
2	Sekadau (arah Sintang)	150 kV	*Ext*	2LB	2021	Konstruksi
3	Ambawang	150/20 kV	*New*	60	2022	Rencana
4	Marau (eks.Air Upas)	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
5	Sandai	150/20 kV	*New*	30	2022	Pengadaan
6	Semparuk (Sisipan)	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
7	Tayan (arah Sandai)	150 kV	*Ext*	2LB	2022	Rencana
8	PLTU Pantai Kura-Kura FTP1 (arah PLTU Parit Baru FTP 2)	150 kV	*Ext*	2LB	2022	Konstruksi
9	Ambawang (arah Rasau)	150 kV	*Ext*	2LB	2023	Rencana
10	Ambawang (arah Seiraya)	150 kV	*Ext*	2LB	2023	Rencana
11	Badau	150/20 kV	*New*	30	2023	Rencana
13	Kota Baru (Rasau)	150 kV	*Ext*	2LB	2023	Rencana
14	Nanga Pinoh	150/20 kV	*New*	30	2023	Rencana
15	Rasau	150/20 kV	*New*	60	2023	Rencana
16	Sekayam (Eks.Entikong)	150/20 kV	*New*	30	2023	Rencana
17	Sanggau (Arah Sekayam)	150 kV	*Ext*	2LB	2023	Rencana
18	Kota Baru 2	150/20 kV	*New*	30	2024	Rencana
19	Nanga Pinoh (Arah Kota Baru 2)	150 kV	*Ext*	2LB	2024	Rencana
20	Putussibau	150/20 kV	*New*	30	2024	Rencana
21	Sintang (arah Putussibau)	150 kV	*Ext*	2LB	2024	Rencana
22	Ketapang (Arah Kalbar 3)	150 kV	*Ext*	2LB	2026	Rencana
23	Ketapang	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
24	Cendana/(Eks.Jeruju)	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
25	Sanggau	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
26	Semparuk (Sisipan)	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
27	Kota Baru	150/20 kV	*Upr*	60	2029	Rencana
	Jumlah			690		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik tahun 2021-2030 dan untuk meningkatkan rasio elektrifikasi maka direncanakan pengembangan distribusi. Pengembangan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi. Tabel A11.15 memperlihatkan rencana pengembangan sistem distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik pedesaan) di Kalimantan Barat tahun 2021-2030.

Tabel A11.15 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2021	412	750	24	30.018
2022	532	986	41	50.516
2023	664	1257	28	34.905
2024	707	1373	24	29.599
2025	691	1378	18	22.620
2026	597	1221	16	19.630
2027	430	897	16	19.759
2028	390	826	16	19.894
2029	386	826	16	19.970
2030	387	839	17	20.173
Jumlah	5.195	10.351	216	267.085

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Barat

Saat ini rasio elektrifikasi untuk Provinsi Kalimantan Barat TW IV tahun 2020 sebesar 98,74%, sedangkan rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 2.130 desa dengan rincian 1.596 desa berlistrik PLN, 489 desa non PLN dan 45 desa LTSHE. Desa-desa tersebut nantinya akan diambil alih secara bertahap oleh PLN. Namun masih terdapat satu kabupaten yang memiliki rasio elektrifikasi dibawah 96% yaitu Kab. Sekadau (95,12%).

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Barat adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022 serta melistriki daerah 3T (Terdepan, Terluar, Tertinggal) di Provinsi Kalimantan Barat. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan. Rincian pengembangan fisik dan kebutuhan investasi untuk pengembangan listrik perdesaan dapat dilihat pada Tabel A11.16.

Tabel A11.16 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2021	783	477	19,03	268	-	22.856
2022	1.617	839	26,05	385	13.551	40.271
2023	308	446	5,45	78	22.481	23.282
2024	366	483	5,30	85	23.069	22.946
2025	0	0	0	0	-	0
2026	0	0	0	0	-	0
2027	0	0	0	0	-	0
2028	0	0	0	0	-	0

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2029	0	0	0	0	-	0
2030	0	0	0	0	-	0

Metode program listrik perdesaan yang dilakukan saat ini adalah dengan pembangunan PLTS Komunal di desa yang belum terjangkau jaringan, pemanfaatan potensi air untuk pembangunan PLT Mikro Hidro atau PLT Piko Hidro, lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), Alat Penyimpan Daya Listrik (APDAL) dan pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa yang masih terisolir. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa. Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE (Lampu Tenaga Surya Hemat Energi) kepada 7.072 Rumah Tangga di Provinsi Kalimantan Barat. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2021-2023.

Tabel A11.17. Rencana Pengambilalihan RT Belistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	2021	2022	2023
Kalbar	6.024	5.311	0

A11.4 ELEKTRIFIKASI DAERAH PERBATASAN ANTAR NEGARA

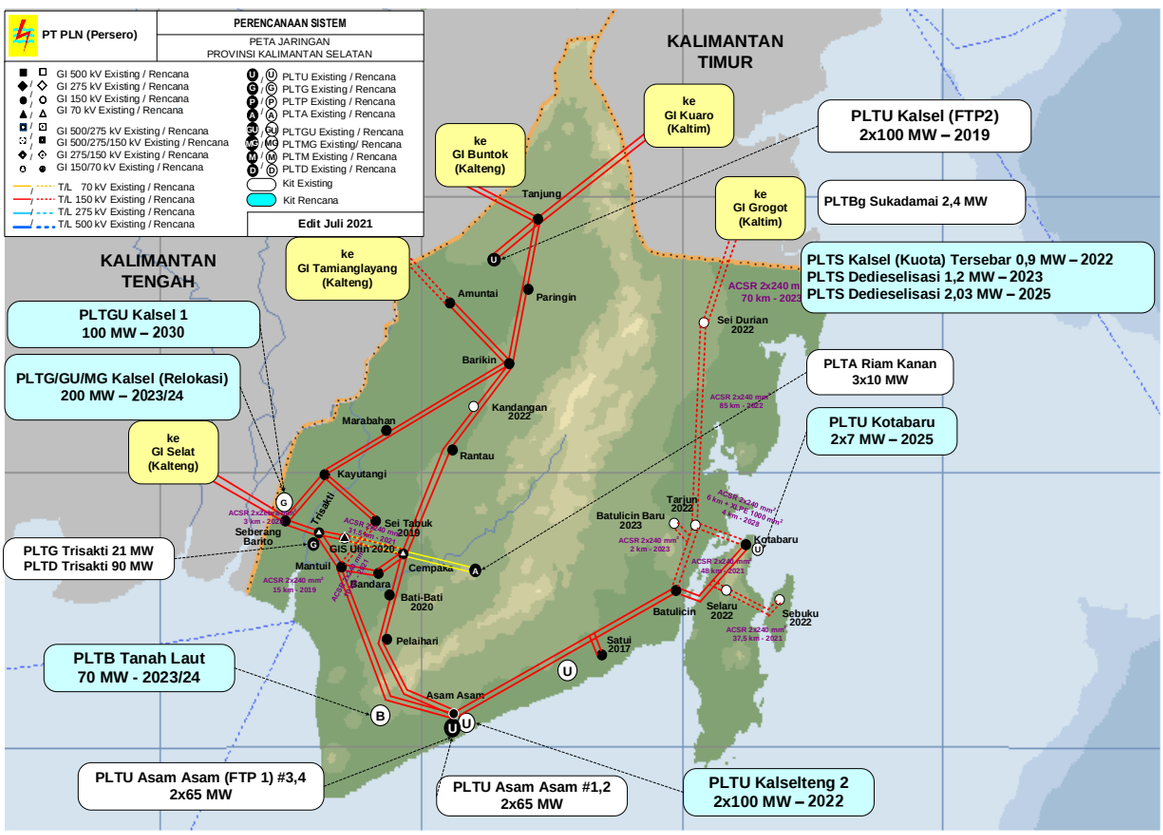
Pemenuhan kebutuhan energi listrik untuk daerah terpencil di perbatasan antara Kalimantan Barat dan Sarawak masih terkendala sukarnya penyediaan infrastruktur ketenagalistrikan. Sementara kondisi sistem tenaga listrik di Wilayah Sarawak jauh lebih baik. Hal ini menimbulkan terjadinya kesenjangan yang cukup signifikan. Untuk mengurangi kesenjangan tersebut, PLN sudah melakukan pembelian tenaga listrik skala kecil untuk tiga sistem *isolated* di daerah perbatasan yaitu Sistem Sajingan sebesar 800 kW, Sistem Badau sebesar 400 kW, dan Sistem Entikong sebesar 1.200 kW sampai kondisi sistem setempat dapat terpenuhi melalui interkoneksi dengan Sistem Khatulistiwa, dan dapat berubah apabila ada kebijakan lain dari pemerintah. Namun ketergantungan ke Sistem Serawak akan diberhentikan dengan dibangunnya gardu induk-gardu induk yang akan mensuplai sistem-sistem tersebut. Sistem Badau kedepannya akan disuplai dari GI Badau dan untuk Sistem Entikong akan disuplai dari GI Sekayam, sedangkan untuk Sistem Sajingan akan dilakukan perkuatan jaringan distribusi.

LAMPIRAN A.12
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN SELATAN

A.12.1 KONDISI SISTEM TENAGA LISTRIK SAAT INI

Sistem tenaga listrik Provinsi Kalimantan Selatan sebagian besar dipasok dari Sistem Barito, sedangkan sistem–sistem *isolated* tersebar antara lain Kotabaru serta Unit Listrik Desa (ULD) dipasok dari PLTD setempat.

Sistem 150 kV Kalseltengtim merupakan sistem interkoneksi antara Sistem Barito (Kalselteng) dan Sistem Mahakam (Kaltim) yang telah interkoneksi pada tahun 2018, membentang dari Sangatta di Kalimantan Timur hingga ke Pangkalan Bun di Kalimantan Tengah. Beroperasinya transmisi 150 kV Barikin – Kayutangi di tahun 2019 dapat menurunkan pembebanan pada ruas Transmisi 150 kV Barikin – Cempaka akibat evakuasi daya dari PLTU IPP Kalsel (FTP 2) 2x100 MW. Konfigurasi sistem tenaga listrik interkoneksi di Kalimantan Selatan saat ini dan rencana pengembangannya dapat dilihat pada Gambar A12.1.



Gambar A12.1 Peta Pengembangan Sistem Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Selatan

Penjualan energi listrik periode 2011-2020 di Kalimantan Selatan tumbuh rata-rata sebesar 8,4%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2020 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada pada Tabel A12.1 dan Tabel A12.2.

Tabel A12.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	940	1.089	1.223	1.354	1.420	1.490	1.496	1.553	1.666	1.783
2	Bisnis	260	302	334	380	388	413	435	493	539	511
3	Publik	129	142	155	171	185	202	213	237	263	254
4	Industri	138	156	169	187	194	211	249	320	379	392
Jumlah		1.467	1.688	1.881	2.093	2.188	2.316	2.392	2.602	2.848	2.939
Pertumbuhan %		10,2	15,1	11,4	11,3	4,5	5,9	3,3	8,8	9,4	4,2

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A12.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	711,0	770,5	838,9	875,6	923,1	963,4	1.017,8	1.086,3	1.099,5	1.192,4
2	Bisnis	30,8	34,4	38,8	41,3	44,4	48,5	53,5	55,8	57,1	59,8
3	Publik	23,2	25,0	27,0	28,7	30,7	34,0	37,3	41,0	47,9	47,2
4	Industri	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7
Jumlah		765,5	830,4	905,2	946,1	998,7	1.046,4	1.109,2	1.183,8	1.205,2	1.300,1
Pertumbuhan %		7,8	8,5	9,0	4,5	5,6	4,8	6,0	6,7	1,8	7,9

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Sistem Barito

Sistem Barito merupakan sistem interkoneksi dengan jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV, dipasok dari beberapa jenis pembangkit meliputi PLTA, PLTU, PLTD dan PLTG termasuk *excess power*. Pada tahun 2018, sistem 150 kV Barito telah terinterkoneksi dengan Sistem Mahakam di Kaltim. Sistem 150 kV Barito telah mendapatkan pasokan pembangkit baru PLTU Pulang Pisau 2x60 MW dan PLTMG Bangkanai tahap pertama 155 MW. Pada tahun 2019 terdapat tambahan pasokan dari pembangkit baru beroperasi, yaitu PLTU IPP Kalsel FTP-2 (PLTU Tanjung *Power* Indonesia) 2x100 MW.

Daya terpasang dan beban puncak sistem sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Selatan dapat dilihat pada Tabel A12.3.

Tabel A12.3 Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTA	Barito	3	30	28,5	28,5
PLTD	Barito	19	87.74	48.30	48.30

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
	Sei Durian	41	6.81	5.15	5.15
	Sebuku	15	4.27	3.12	3.12
	Isolated tersebar	18	2.12	1.50	1.50
PLTG	Barito	1	21.00	17.00	17.00
PLTU	Barito	4	260.00	199.00	199.00
Jumlah PLN		101	411.94	302.57	302.57
IPP					
PLTU	Barito	2	200	200	200
Jumlah IPP		2	200	200	200
Excess					
PLTU	Barito	2	55	55	55
Jumlah Excess		2	55	55	55
Jumlah		105	666,9	557,6	557,6

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Kalimantan Selatan ditunjukan pada Tabel A12.4 dan Tabel A12.5.

Tabel A12.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

NO	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Cempaka	150/20	3	150
2	Cempaka	70/20	2	20
3	Aranio/PLTA	70/20	1	6
4	Ulin	70/20	3	80
5	Trisakti	70/20	2	25
6	Trisakti	150/20	2	120
7	Mantuil	150/20	3	110
8	Seberang Barito	150/20	2	40
9	Barikin	150/20	2	60
10	Tanjung	150/20	2	120
11	Amuntai	150/20	2	60
12	Asam-Asam	150/20	2	40
13	Pelaihari	150/20	3	90
14	Rantau	150/20	2	60
15	Batulicin	150/20	2	60
16	Kayu Tangi	150/20	1	30
17	Bandara	150/20	1	60
18	Satui	150/20	1	30
19	Marabahan	150/20	1	30
	Total		37	1.191

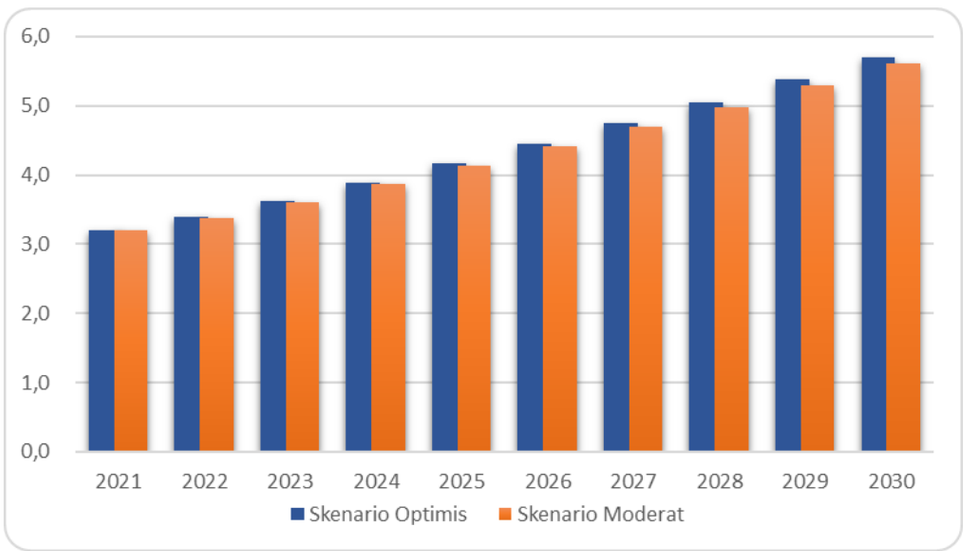
Tabel A12.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
JTM (kms)	7.245	7.495	7.654	7.645	8.264	8.605	8.850	8.899	9.500
JTR (kms)	7.026	7.504	8.758	9.263	9.691	9.953	10.182	10.384	10.590
Gardu Distribusi (MVA)	512	550	622	662	718	769	775	712	837

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

A.12.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kalimantan Selatan dalam lima tahun (2015-2019) terakhir rata-rata sebesar 4,38% per tahun. Provinsi Kalimantan Selatan memiliki sumber daya energi yang melimpah dengan tersedianya cadangan batubara dan gas *methane* yang cukup besar. Selain itu, di beberapa kawasan sudah banyak dibuka perkebunan kelapa sawit. Pengusahaan sumber daya alam batubara dan mulai berkembangnya perkebunan kelapa sawit, telah membuat ekonomi Kalsel tumbuh positif dan mempunyai prospek yang bagus. Kondisi demikian akan berpengaruh kepada pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di Kalimantan Selatan. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario, yaitu optimis dan moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar A12.2.



Gambar A12.2 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

Berdasarkan histori realisasi penjualan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional dan peningkatan rasio elektrifikasi termasuk proyeksi pertumbuhan pelanggan seperti pada Tabel A12.7, maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik 2021–2030 diberikan pada Tabel A12.6 dan Tabel A12.8.

Tabel A12.6 Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.957,9	2.051	2.144,9	2.239,2	2.334	2.429,1	2.525	2.621	2.717,9	2.814,2
2	Bisnis	555,6	609	668,1	733,5	805,7	885,0	971,6	1.066,1	1.168,6	1.281,3
3	Publik	263,5	281,8	301,6	323	345,9	370,5	396,7	424,5	453,9	485,3
4	Industri	417,5	441,5	497,8	570,4	646,9	724,8	794,9	868,6	946,0	1.026,8
Jumlah		3.194,6	3.383,3	3.612,3	3.866,1	4.132,5	4.409,4	4.688,2	4.980,2	5.286,4	5.607,6
Pertumbuhan %		8,7	5,9	6,8	7,0	6,9	6,7	6,3	6,2	6,1	6,1

Tabel A12.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.207,2	1.225,7	1.240,0	1.254,1	1.268,1	1.281,9	1.295,5	1.308,8	1.322,0	1.335,0
2	Bisnis	62,5	65,3	68,2	71,1	74,2	77,4	80,6	83,9	87,3	90,7
3	Publik	48,8	50,4	51,9	53,5	55,0	56,4	57,9	59,3	60,8	62,2
4	Industri	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Jumlah		1.319	1.342	1.361	1.379	1.398	1.416	1.435	1.453	1.471	1.512
Pertumbuhan %		1,47	1,73	1,40	1,37	1,34	1,32	1,29	1,26	1,24	2,78

Tabel A12.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)		
2021	3,9	3.195	3.764	607	1.319.222
2022	4,3	3.383	3.976	640	1.342.025
2023	4,3	3.612	4.234	681	1.360.783
2024	4,3	3.866	4.520	726	1.379.436
2025	4,3	4.132	4.820	773	1.397.986
2026	4,3	4.409	5.131	821	1.416.392
2027	4,2	4.688	5.443	870	1.434.691
2028	4,2	4.980	5.768	921	1.452.806
2029	4,1	5.286	6.108	974	1.470.809
2030	4,1	5.608	6.464	1.029	1.511.715
Pertumbuhan	4,2	6,6%	6,3%	6,2%	1,5%

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan kawasan industri dan beberapa potensi pelanggan industri besar di Kalimantan Selatan antara lain seperti KI Batu Licin, KI Jorong dan pelanggan besar lainnya. Untuk melayani kebutuhan KI dan pelanggan industri serta bisnis tersebut PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

A12.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana sistem tenaga listrik yang meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Kalimantan Selatan dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat dan sebaran penduduknya. Pengembangan pembangkit dengan menggunakan potensi energi terbarukan setempat juga sangat didukung. Namun, dengan dikembangkannya pembangkit energi terbarukan yang bersifat *intermittent*, maka akan memberikan pengaruh yang signifikan pada stabilitas sistem kelistrikan di Kalimantan Selatan. Oleh karena itu, kesiapan pembangkit *follower* sangat dibutuhkan. Opsi lain adalah dengan menyediakan *Battery Energy Storage System* (BESS) sehingga dampak *intermittency* terhadap sistem dapat dieliminasi.

Selain sebagai *buffer* terhadap *intermittency*, opsi BESS dapat juga digunakan dalam skema *load shifting*[66], sehingga penggunaan pembangkit *peaker* dapat dikurangi. Kajian lebih lanjut dan dalam dibutuhkan untuk menganalisa renacana penggunaan BESS di sistem kelistrikan Kalimantan Selatan.

Potensi Energi Primer

Provinsi Kalimantan Selatan merupakan salah satu daerah di Indonesia yang memiliki sumber energi primer sangat besar, meliputi batubara, gas *methane* batubara (*coal bed methane*/CBM) dan tenaga air. Potensi batubaranya sangat besar dengan berbagai tingkat kalori sebagaimana dapat dilihat pada Tabel A12.9. Deposit batubara diperkirakan lebih dari 1,8 miliar ton, sementara produksinya rata-rata mencapai 12 juta ton per tahun. Selain itu juga terdapat potensi pemanfaatan gasifikasi batubara.

Selain batubara, Provinsi Kalimantan Selatan juga mempunyai potensi bioenergi, bayu dan tenaga air. Beberapa diantaranya adalah DAS Barito, Riam Kanan, Riam Kiwa, dan Sampanahan. Umumnya DAS tersebut berhulu di Pegunungan Meratus dan bermuara di Laut Jawa dan Selat Makassar. Keberadaan DAS tersebut kurang berpotensi untuk dijadikan PLTA *run-off-river* karena topografinya yang landai.

[66] Skema *load shifting* memungkinkan baterai mengisi daya pada saat beban rendah (*off peak period*) dan memasok daya ke sistem pada saat beban puncak (*peak period*) sehingga penggunaan pembangkit pemikul beban puncak dapat dikurangi.

Tabel A12.9 Potensi Batubara Kalimantan Selatan

No	Kualitas Kelas	Kriteria (Kal/gr, adb)	Sumberdaya (Juta Ton)				Cadangan (Juta Ton)
			Tereka	Tertunjuk	Terukur	Jumlah	
1	Kalori Rendah	<5100	371	0	601	972	536
2	Kalori Sedang	5100 - 6100	4793	301	2526	7621	1287
3	Kalori Tinggi	6100 - 7100	336	33	110	479	44
4	Kalori Sangat Tinggi	>7100	18	0	12	30	0
Jumlah			5518	334	3249	9101	1868

Sumber : Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi KESDM, 2006

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik periode 2021-2030, direncanakan penambahan proyek pembangkit listrik yang meliputi PLTU batubara, PLTG/MG/GU serta beberapa pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTBg dan PLTB untuk memanfaatkan potensi energi bayu di daerah Kabupaten Tanah Laut.

Khusus untuk tenaga listrik di daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2030 di Kalimantan Selatan dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit di Provinsi Kalimantan Selatan ditampilkan pada Tabel A12.10 dan Tabel A12.11.

Tabel A12.10 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW)

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTG/MG	-	-	65*	135*	-	-	-	-	-	-	-
PLTU	-	200	-	-	14	-	-	-	-	-	214
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	100
PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	-	200	-	-	14	-	-	-	-	100	314
IPP											
PLTS	-	0,9	1,2	-	2	-	-	-	-	-	4,2
PLTB	-	-	30	40	-	-	-	-	-	-	70,0
Jumlah	-	1	31	40	2	-	-	-	-	-	74
Total											
PLTB	-	-	30	40	-	-	-	-	-	-	70
PLTG/MG	-	-	65*	135*	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	100
PLTS	-	1	1	-	2	-	-	-	-	-	4
PLTU	-	200	-	-	14	-	-	-	-	-	214
Jumlah	-	201	31	40	16	-	-	-	-	100	388,15

* Pembangkit relokasi, tidak terhitung sebagai penambahan kapasitas

Tabel A12.11 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Nama Jenis Pembangkit	Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
1	*Isolated*	PLTS	Kalsel (Kuota) Tersebar	0,9	2022	Rencana	*IPP*
2	Barito	PLTU	Kalselteng 2	2x100	2022	Konstruksi	PLN
3	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	1,2	2023	Rencana	IPP
4	Barito	PLTG/MG/GU/ MGU	Kalsel (Relokasi)*	200*	2023/24	Relokasi	PLN
5	Barito	PLTB	Tanah Laut	70	2023/24	Rencana	*IPP*
6	Barito	PLTU	Kotabaru	2x7	2025	Konstruksi	PLN
7	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	2,03	2025	Rencana	IPP
8	Barito	PLTGU	Kalsel 1	100	2030	Rencana	*PLN*
		Jumlah		388,2			

* Pembangkit relokasi, tidak terhitung sebagai penambahan kapasitas

Di Provinsi Kalimantan Selatan terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Muara Jambi 284 MW
- PLTA Riam Kiwa 42 MW
- PLTB Tanah Laut 70 MW
- PLTBg Tanah Laut 1 MW
- PLTBm Mantuil 10 MW
- PLTM Gendang Timburu 0,6 MW
- PLTM Kiram Atas 0,9 MW
- PLTM Muara Kendihin 0,6 MW
- PLTM Riam Kiwa 10 MW
- PLTM Sampanahan 0,6 MW
- PLTS Tabalong, Kalsel 12 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Beberapa pembangkit PLTGU yang belum dalam tahap konstruksi akan menggunakan mesin PLTGU relokasi dari Sistem Jawa. Hal ini dilakukan untuk mengoptimalkan utilisasi pembangkit PLTGU eksisting di Jawa. Rencana relokasi ini masuk dalam list pembangunan pembangkit di atas

namun tidak diperhitungkan sebagai penambahan kapasitas pembangkit karena sifatnya hanya berupa relokasi pembangkit.

Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Secara umum, pengembangan transmisi di Kalimantan Selatan dimaksudkan untuk menyalurkan daya dari pusat pembangkit ke pusat beban termasuk untuk menjangkau daerah *isolated* yang masih menggunakan PLTD. Selain itu, memperkuat *backbone* sistem interkoneksi antara Sistem Barito dengan Sistem Mahakam dengan membangun transmisi dari GI Sei Durian ke GI Grogot. Pembangunan transmisi kabel laut di Batulicin untuk jalur interkoneksi ke Pulau Laut sehingga dalam jangka panjang Pulau Laut akan dipasok dari Sistem 150 kV Barito di daratan yang lebih efisien serta untuk mengatasi *bottleneck* dilakukan dengan kegiatan *uprating*.

Selama periode 2021-2030 direncanakan akan dibangun saluran transmisi 150 kV sesuai Tabel A12.12 dan Tabel A12.13.

Tabel A12.12 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150 kV	256	236	326	-	-	-	-	20	-	-	838
Total	256	236	326	-	-	-	-	20	-	-	838

Tabel A12.13 Rencana Pengembangan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	Batulicin	Tarjun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	96	2021	Konstruksi
2	Cempaka	Ulin (GIS)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	63	2021	Rencana
3	Paringin	*Incomer* 1 phi (Barikin-Tanjung)	150 kV	1 cct, ACSR 2xHawk	1	2021	Konstruksi
4	Pulang Pisau	Inc 1 Phi (Palangkaraya - Mintin)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	1	2021	Konstruksi
5	Sebuku	inc 1 phi (Batu licin - Kota baru)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	75	2021	Konstruksi
6	Sei Tabuk	Mantuil	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2021	Konstruksi
7	Barikin	Amuntai	150 kV	*Uprating* 2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	60	2022	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
8	Inc 2 Phi (Batulicin Kotabaru)	Selaru	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	1	2022	Konstruksi
9	Kandangan	*Incomer* 1 phi (Cempaka-Barikin)	150 kV	1 cct, ACSR 1xHawk	6	2022	Konstruksi
10	Tarjun	Sei Durian	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	169	2022	Rencana
11	Asam asam	Satui	150 kV	*Uprating* 2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	128	2023	Rencana
12	Batulicin Baru	Inc 2 Phi (Batulicin - Tarjun)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	4	2023	Rencana
13	PLTG/MG/GU Kalsel	Seberang Barito	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	6	2023	Rencana
14	Satui	Batulicin	150 kV	*Uprating* 2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	150	2023	Rencana
15	Seberang Barito	Kayutangi	150 kV	*Uprating* 2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	38	2023	Rencana
16	L. Point Kota Baru	Kota Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	3	2028	Rencana
17	L.Point Tarjun	L. Point Kota Baru	150 kV	2 cct, Kabel Laut	8	2028	Rencana
18	Tarjun	L.Point Tarjun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	9	2028	Rencana
	Jumlah				838		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Di Provinsi Kalimantan Selatan akan dikembangkan GI 150 kV baru dan pengembangan trafo GI eksisting. Pengembangan transmisi dan Gardu Induk ini ditujukan untuk memastikan ketersediaan tenaga listrik di setiap wilayah di Kalimantan Selatan dengan melakukan transfer energi dari pusat pembangkit. Untuk lokasi yang lahannya sangat terbatas seperti di GI Ulin, dapat dipertimbangkan dibangun dengan konstruksi *gas insulated switch gear* (GIS). Rencana pengembangan Gardu Induk selama periode 2021-2030 ditampilkan pada Tabel A12.14 dan Tabel A12.15 berikut.

Tabel A12.14 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
70 kV	-	-	20*	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	240	120	60	30	-	-	-	540	-	-	990
Total	240	120	60	30	-	-	-	540	-	-	990

*Trafo relokasi

Tabel A12.15 Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Amuntai	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Konstruksi
2	Asam-Asam	150/20 kV	*Upr*	60	2021	Konstruksi
3	Barikin	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Konstruksi
4	Batulicin (arah Tarjun)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2021	Pengadaan
5	Cempaka (Arah Ulin)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2021	Rencana
6	Kayutangi	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Konstruksi
7	Amuntai (arah Tamiang Layang)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2022	Pengadaan
8	Kandangan	150/20 kV	*New*	30	2022	Konstruksi
9	Sebuku	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
10	Sei Durian	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
11	Selaru	150/20 kV	*New*	6LB	2022	Rencana
12	Tarjun	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
13	Aranio (PLTA Riam Kanan)	70 kV	*Upr*	20*	2023	Rencana
14	Batulicin Baru	150/20 kV	*New*	60	2023	Rencana
15	Seberang Barito (arah Kalsel *Peaker*)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2023	Rencana
16	Selaru	150/20 kV	*Upr*	30	2024	Rencana
17	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
18	Batulicin	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
19	Cempaka	150/20 kV	*Upr*	60	2028	Rencana
20	Kandangan	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
21	Kota Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
22	Kota Baru (Arah Tarjun)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2028	Rencana
23	Mantuil	150/20 kV	*Upr*	60	2028	Rencana
24	Rantau	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
25	Satui	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
26	Tarjun (Arah Kota Baru)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2028	Rencana
27	Trisakti	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
	Jumlah			990		

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, direncanakan juga pembangunan jaringan distribusi 20 kV. Proyeksi kebutuhan jaringan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik pedesaan) sampai tahun 2030 tercantum pada Tabel A12.16.

Tabel A12.16 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2021	164	190	23	19.112
2022	126	147	28	22.803

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2023	147	171	24	18.758
2024	155	180	24	18.653
2025	154	180	24	18.549
2026	152	177	24	18.406
2027	146	170	24	18.299
2028	146	170	24	18.115
2029	146	170	24	18.003
2030	146	170	24	17.811
Jumlah	1.480	1.725	245	188.511

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Selatan

Saat ini rasio elektrifikasi untuk Provinsi Kalimantan Selatan TW IV tahun 2020 sebesar 99,99%, sedangkan rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 2.008 desa dengan rincian 1.980 desa berlistrik PLN, 12 desa non PLN dan 16 desa LTSHE. Desa-desa tersebut nantinya akan diambil alih secara bertahap oleh PLN.

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Selatan adalah percepatan rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022 serta melistriki daerah 3T (Terdepan, Terluar, Tertinggal) di Provinsi Kalimantan Selatan. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program listrik perdesaan diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Seiring dengan rencana pengembangan distribusi di atas, juga direncanakan pengembangan listrik perdesaan selama kurun waktu 2021-2030 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel A12.17 .

Tabel A12.17 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2021	294	166	8	140	-	8.362
2022	167	77	5	81	-	10.262
2023	0	0	0	0	-	0
2024	0	0	0	0	-	0
2025	0	0	0	0	-	0
2026	0	0	0	0	-	0
2027	0	0	0	0	-	0
2028	0	0	0	0	-	0
2029	0	0	0	0	-	0
2030	0	0	0	0	-	0

Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan untuk memasok listrik ke rumah-rumah penduduk terutama yang sulit dijangkau.
Metode program listrik perdesaan yang dilakukan saat ini adalah dengan pembangunan PLTS Komunal dan *hybrid system*, penggantian lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE) ke sistem *grid*, pembangunan jaringan dan pembangkit di desa-desa.
Berdasarkan histori, program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan proses pra elektrifikasi sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.
Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE kepada 4.165 Rumah Tangga di Provinsi Kalimantan Selatan. Sesuai dengan Permendagri No.137 Tahun 2017, di TW III tahun 2020 masih terdapat 12 desa yang berlistrik Non PLN dan 17 desa LTSHE. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2021-2023 sesuai tabel di bawah.

Tabel A12.17. Rencana Pengambilalihan RT Belistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	2021	2022	2023
Kalsel	3.980	0	0

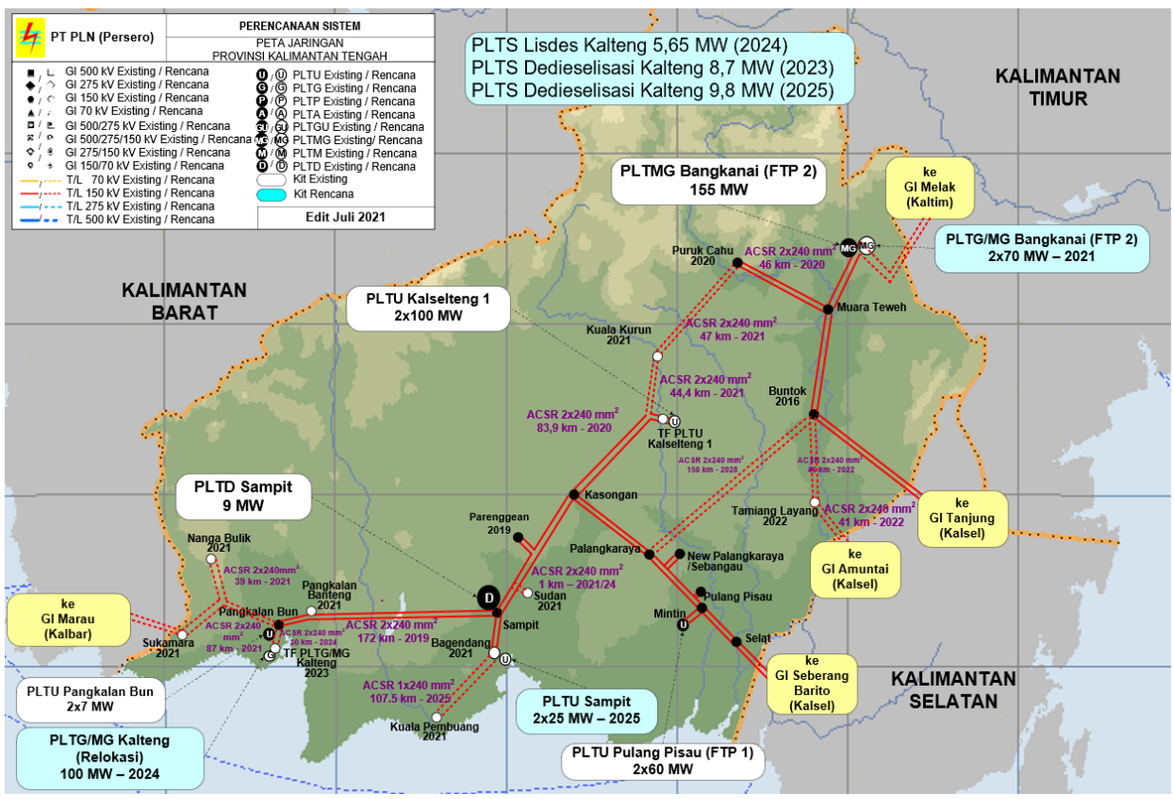
A12.4 SISTEM SISTEM TENAGA LISTRIK *ISOLATED*

Kalimantan Selatan dengan wilayah daratan yang sangat luas mempunyai banyak kelompok penduduk yang tersebar jauh dan terisolasi. Sistem tenaga listriknya dipasok dari PLTD. Sistem ini secara bertahap diupayakan untuk dapat tersambung ke Sistem Barito melalui *grid extension* sehingga lebih andal dan efisien. Untuk daerah yang jauh dari *grid* dengan beban yang relatif kecil, direncanakan akan dibangun PLTS komunal.

LAMPIRAN A.13
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN TENGAH

A.13.1 KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Tengah sebagian besar dipasok dari sistem interkoneksi 150 kV Kalseltengtim dan beberapa sistem *isolated*. Sistem interkoneksi 150 kV Kalseltengtim adalah gabungan dari interkoneksi sistem 150 kV Barito dan sistem 150 kV Mahakam. Sistem tersebut memiliki pembangkit PLTU, PLTG/MG dan beberapa pembangkit lainnya. Pasokan listrik untuk sistem *isolated* sebagian besar masih bersumber dari pembangkit berbahan bakar minyak, dengan daya mampu pembangkitan rata-rata dalam kondisi cukup namun tanpa cadangan yang memadai. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Kalimantan Tengah dan rencana pengembangannya sebagaimana diperlihatkan pada Gambar A13.1



Gambar A13.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Tengah

Penjualan energi listrik sejak tahun 2011-2020 di Kalimantan Tengah tumbuh rata-rata sebesar 10,2%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2020 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel A13.1 dan Tabel A13.2.

Tabel A13.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	440	514	582	663	701	730	745	785	842	931
2	Bisnis	130	148	175	196	222	237	248	261	286	293
3	Publik	62	69	76	85	96	104	108	119	132	140
4	Industri	19	21	22	26	29	28	33	59	70	130
Jumlah		650	752	855	970	1.049	1.099	1.135	1.224	1.330	1.494
Pertumbuhan %		13,9	15,8	13,6	13,5	8,1	4,8	3,3	7,8	8,7	12,3

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A13.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	286,2	317,4	356,2	378,8	403,4	434,3	478,3	521,1	607,4	599,7
2	Bisnis	27,6	32,2	38,1	43,7	51,7	56,5	59,3	60,4	61,8	62,6
3	Publik	11,8	12,8	13,9	14,9	15,9	17,1	18,9	16,5	19,3	24,3
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Jumlah		325,7	362,5	408,3	437,6	471,1	508,0	556,7	598,3	688,7	686,8
Pertumbuhan %		14,9	11,3	12,7	7,2	7,7	7,8	9,6	7,5	15,1	(0,28)

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Sebagian beban Kalimantan Tengah dipasok dari Sistem Interkoneksi 150 kV Kalseltengtim (sistem 150 kV Barito dan sistem 150 kV Mahakam) dan selebihnya tersebar di berbagai tempat terisolasi yang dipasok dari pembangkit setempat.

Rincian data pembangkitan, kemampuan mesin dan beban puncak tertingggi sistem tenaga listrik Provinsi Kalimantan Tengah dapat dilihat pada Tabel A13.3.

Tabel A13.3 Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTD	Barito	28	21	16	4
	Puruk Cahu	5	4	3	3
	Kuala Pambuang	8	8	6	5
	Kuala Kurun	4	5	4	3
	Sukamara	6	6	4	3
	Nanga Bulik	9	10	8	7
	Isolated	225	34	25	25
PLTMG	Barito	16	156	138	138
PLTU	Barito	2	120	90	100
Jumlah PLN		303	365	294	288
IPP					
PLTU	Barito	4	211	211	211
Jumlah IPP		4	211	211	211
Excess					
EBT	Barito	5	9	9	9
Jumlah Excess		5	9	9	9

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
Sewa					
	Puruk Cahu	1	5	5	5
	Kuala Kurun	1	2	2	2
	Sukamara	1	3	3	3
Jumlah Sewa		3	10	10	10
Jumlah		315	594	523	517

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Kalimantan Tengah ditunjukan pada Tabel A13.4 dan Tabel A13.5.

Tabel A13.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Palangkaraya	150/20	2	90
2	Sebangau (Ex, New Palangkaraya)	150/20	1	60
3	Pulang Pisau	150/20	1	10
4	Selat	150/20	2	50
5	Sampit	150/20	3	120
6	PLTU Sampit	150/20	1	20
7	Kasongan	150/20	2	90
8	Buntok	150/20	1	30
9	Muara Teweh	150/20	1	30
10	GIS Mintin	150/20	1	10
11	PLTMG Bangkanai	150/20	1	10
12	Parenggean	150/20	1	30
13	Pangkalan Bun	150/20	2	120
14	Pulau Laut	150/20	1	30
15	Puruk Cahu	150/20	1	30
	Total		21	730

Tabel A13.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

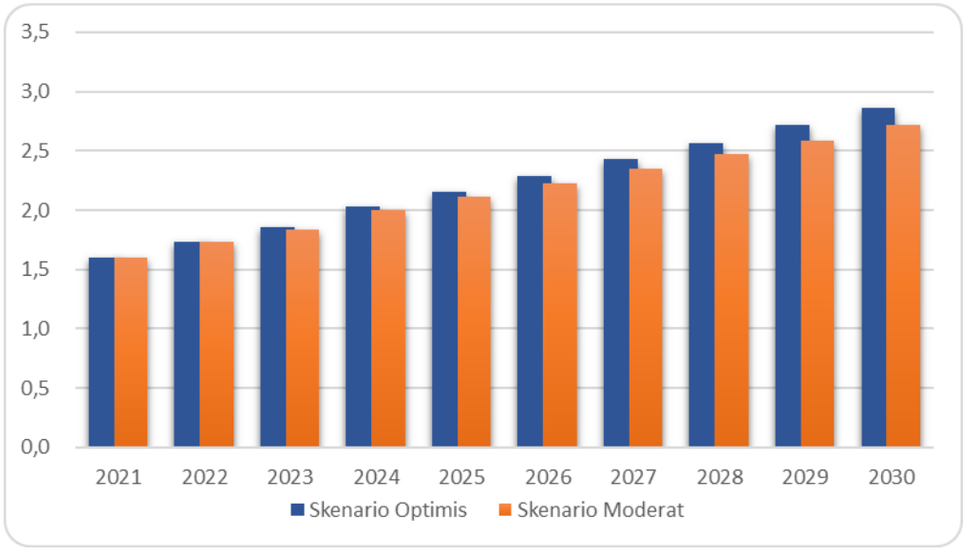
Kriteria	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
JTM (kms)	4.172	4.408	4.801	5.081	5.587	5.837	6.310	6.327	7.398
JTR (kms)	3.198	3.366	3.596	3.923	4.135	4.309	4.421	4.595	4.916
Gardu Distribusi (MVA)	244	248	289	319	350	379	398	389	425

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

A13.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kalimantan Tengah dalam lima tahun (2015-2019) terakhir tumbuh rata-rata sebesar 6.21% per tahun. Sektor pertanian, perkebunan sawit, pertambangan batubara dan perdagangan menjadikan ekonomi Kalimantan Tengah tumbuh dinamis dan prospektif. Kondisi tersebut

berpengaruh pada kebutuhan listrik di Kalimantan Tengah yang terus meningkat. Mengingat rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di Kalimantan Tengah masih cukup rendah, maka pertumbuhan kebutuhan listrik hingga lima tahun mendatang diperkirakan masih tinggi. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario, yaitu optimis dan moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar A13.2.



Gambar A13.2 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

Porsi terbesar penjualan di Provinsi Kalimantan Tengah adalah pada sektor pelanggan rumah tangga. Porsi penjualan di sektor pelanggan bisnis dan industri masih relatif kecil. Berdasarkan realisasi penjualan lima tahun terakhir, mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional dan peningkatan rasio elektrifikasi termasuk proyeksi pertumbuhan pelanggan seperti pada Tabel A13.7. Maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik 2021–2030 diberikan pada Tabel A13.6 dan Tabel A13.8.

Tabel A13.6. Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.003	1.066	1.131	1.198	1.268	1.340	1.413	1.489	1.566	1.645
2	Bisnis	319,3	343,4	367,8	392,4	417,0	441,5	465,7	489,5	512,8	536,7
3	Publik	148,9	159,1	170,0	181,7	194,1	207,2	221,0	235,5	250,7	266,8
4	Industri	130,6	163,6	169,2	228,4	234,4	240,6	246,9	253,4	260,2	267,2
Jumlah		1.602,1	1.732,1	1.838,1	2.001	2.113,5	2.229,0	2.347	2.467,4	2.589,7	2.715,6
Pertumbuhan %		6,8	8,1	6,1	8,9	5,6	5,5	5,3	5,1	5,0	4,9

Tabel A13.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	673,3	682,7	691,9	701,0	709,9	718,8	727,3	735,7	743,9	751,9
2	Bisnis	63,6	64,8	66,3	68,0	69,8	71,8	73,8	76,0	78,1	80,3
3	Publik	25	26,4	27,5	28,7	30,0	31,3	32,7	34,2	35,7	37,3
4	Industri	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Jumlah		762,4	805,8	786,0	798,1	810,2	822,3	834,3	846,3	858,1	869,9
Pertumbuhan %		11	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4

Tabel A13.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)		
2021	5,2	1.602	1.888	310	762,465
2022	5,4	1.732	2.036	333	774,194
2023	5,4	1.838	2.154	352	786,080
2024	5,3	2.001	2.340	382	798,108
2025	5,2	2.113	2.465	402	810,188
2026	5,1	2.229	2.594	422	822,317
2027	5,0	2.347	2.725	443	834,317
2028	4,9	2.467	2.858	464	846,278
2029	4,8	2.590	2.992	485	858,149
2030	4,8	2.716	3.130	507	869,986
Pertumbuhan	5,1	6,1%	5,9%	5,7%	2,4%

Proyeksi kebutuhan energi listrik diatas telah memperhitungkan beberapa potensi pelanggan besar di Kalimantan Tengah. Untuk melayani kebutuhan pelanggan industri tersebut PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

A13.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana sistem tenaga listrik meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Kalimantan Tengah dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat.

Potensi Energi Primer

Provinsi Kalimantan Tengah merupakan salah satu daerah di Indonesia yang menyimpan potensi energi primer sangat besar utamanya batubara. Energi yang lain juga tersedia antara lain adalah gas alam dan tenaga air.

Batubara

Provinsi Kalimantan Tengah mempunyai potensi batubara yang besar terutama di Kabupaten Barito Utara. Survei yang telah dilakukan sejak tahun

1975 oleh beberapa institusi, baik pemerintah maupun perusahaan asing seperti PT BHP - Biliton memperkirakan terdapat sekitar 400 juta ton batubara dengan nilai kalori di atas 7.000 kkal per kg dan juga ditemukan batubara dengan kandungan kalori di atas 8.000 kkal per kg di Kabupaten Barito Utara dan Murung Raya bagian utara. Batubara banyak ditemukan di daerah Muara Bakah, Bakanon, Sungai Montalat, Sungai Lahei, Sungai Maruwai dan sekitarnya.

Potensi batubara di Kalimantan Tengah dapat dilihat pada Tabel A13.9.

Tabel A13.9 Potensi Batubara Kalimantan Tengah

No	Kualitas Kelas	Kriteria (Kal/gr, adb)	Sumberdaya (Juta Ton)					Cadangan (Juta Ton)
			Hipotetik	Tertera	Tertunjuk	Terukur	Jumlah	
1	Kalori Rendah	<5100		484			484	
2	Kalori Sedang	5100 - 6100		297	5	44	346	4
3	Kalori Tinggi	6100 - 7100	123	263		73	458	
4	Kalori Sangat Tinggi	>7100		248		77	325	45
Jumlah			123	974	5	194	1613	49

Sumber : Pusat Sumber Daya Geologi, 2006

Potensi gas alam di Kalimantan Tengah terdapat di Bangkanai Kabupaten Barito Utara, yang dapat menghasilkan gas alam 20 MMSCFD selama 20 tahun. Diperkirakan volume gas akan turun secara bertahap menjadi 16 mmscfd mulai tahun ke-16.

Kalimantan Tengah memiliki potensi tenaga air di DAS Barito dan Katingan di Puruk Cahu, Muara Teweh dan Kasongan. Status potensi tersebut dalam tahap identifikasi oleh Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Kalimantan Tengah, dan memerlukan studi lebih lanjut untuk dapat dikembangkan. Potensi tenaga air di Kalimantan Tengah mencapai 356 MW.

Kalimantan Tengah memiliki beberapa sumber energi alternatif lain yang masih dalam tahap kajian. Diantaranya adalah PLTBio yang diperkirakan mampu menghasilkan energi hingga 14 MW.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan beban sampai dengan Tahun 2029 termasuk memenuhi daftar tunggu, rincian pengembangan pembangkit di Kalimantan Tengah ditampilkan pada Tabel A13.10 dan Tabel A13.11. Khusus untuk tenaga listrik di daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, dimana tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan

pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis, maka akan dibangun PLTD dan pembangkit EBT sesuai kebutuhan pengembangan tenaga listrik dengan mempertimbangkan potensi sumber energi di daerah-daerah tersebut.

Tabel A13.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW)

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTG/MG	140	-	-	100*	-	-	-	-	-	-	140
PLTU	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	50
PLTS		-	-	5,7	-						5,7
Jumlah	140	-	-	6	50	-	-	-	-	-	196
IPP											
PLTS	-	-	8,7	-	9,8	-	-	-	-	-	18,5
Jumlah	-	-	9	-	10	-	-	-	-	-	19
Total											
PLTU	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	50
PLTG/MG	140	-	-	100*	-	-	-	-	-	-	140
PLTS	-	-	9	6	10	-	-	-	-	-	24
Jumlah	140	-	9	6	60	-	-	-	-	-	214,15

* Pembangkit relokasi, tidak terhitung sebagai penambahan kapasitas

Tabel A13.11 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Nama Jenis Pembangkit	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
1	Barito	Kalteng	Bangkanai (FTP2)	2x70	2021	Konstruksi	PLN
2	*Isolated*	Kalteng	Dedieselisasi	8,7	2023	Rencana	IPP
3	Barito	Kalteng	Kalteng (Relokasi)*	100*	2024	Relokasi	PLN
4	*Isolated*	Kalteng	Lisdes Kalteng	5,65	2024	Rencana	PLN
5	*Isolated*	Kalteng	Dedieselisasi	9,8	2025	Rencana	IPP
6	Barito	Kalteng	Sampit	2x25	2025	Konstruksi	PLN
	Total			214,2			

* Pembangkit relokasi, tidak terhitung sebagai penambahan kapasitas

Di Provinsi Kalimantan Tengah terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Muara Juloi 284 MW
- PLTA Riam Jerawi 72 MW
- PLTBg Kotawaringin Barat 8 MW
- PLTBg Bukit Makmur, Lamandau 1 MW
- PLTBg Sukamara 2 MW
- PLTBg Tamiyang Layang 3 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota

kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Beberapa pembangkit PLTGU yang belum dalam tahap konstruksi akan menggunakan mesin PLTGU relokasi dari Sistem Jawa. Hal ini dilakukan untuk mengoptimalkan utilisasi pembangkit PLTGU eksisting di Jawa. Rencana relokasi ini masuk dalam list pembangunan pembangkit di atas namun tidak diperhitungkan sebagai penambahan kapasitas pembangkit karena sifatnya hanya berupa relokasi pembangkit.

Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Kedepannya direncanakan sistem 150 kV Barito dengan sistem 150 kV Khatulistiwa di Kalbar akan terhubung melalui jaringan transmisi 150 kV Sukamara (Kalteng) – Marau (Kalbar). Selain itu, rencana pengembangan transmisi dari GI Kasongan ke GI Puruk Cahu serta ke GI Kuala Kurun, GI Palangkaraya ke GI Buntok dan GI Buntok ke GI Tamiang Layang diharapkan dapat memperkuat kehandalan sistem. Untuk kehandalan interkoneksi dengan Kalimantan Timur juga akan dibangun transmisi dari Bangkanai (Kalteng) ke Melak (Kaltim). Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2030 untuk sistem di Kalimantan Tengah ditunjukkan pada Tabel A13.12 dan Tabel A13.13.

Tabel A13.12 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150 kV	437	173	-	61	215	-	-	300	-	-	1.186
Total	437	173	-	61	215	-	-	300	-	-	1.186

Tabel A13.13 Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	Inc PLTU Kalselteng 1	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	88,86	2021	Konstruksi

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
2	Nanga Bulik	*Incomer* 1 phi (Pangkalan Bun-Sukamara)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	78	2021	Konstruksi
3	Pangkalan Banteng	*Incomer* 1 phi (Pangkalan Bun-Sampit)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	1	2021	Konstruksi
4	Pangkalan Bun	Sukamara	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	174	2021	Konstruksi
5	PLTU Sampit	Kuala Pembuang	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	215	2025	Konstruksi
6	Puruk Cahu	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	94	2021	Konstruksi
7	Sudan	Inc 1phi (sampit - Kasongan)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	1	2021	Pengadaan
8	Amuntai	Tamiang Layang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	81	2022	Rencana
9	Buntok	Tamiang Layang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	92	2022	Rencana
10	PLTG Kalteng	Pangkalan Bun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	60	2024	Rencana
11	Sudan	Inc 1phi (sampit - Parenggean)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	1	2024	Rencana
12	Buntok	Palangkaraya	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	300	2028	Rencana
	Jumlah				1.185,8		

Pengembangan Gardu Induk

Selama periode 2021-2030, akan dibangun gardu induk baru dan dilakukan perluasan untuk beberapa gardu induk. Rencana pengembangan gardu induk ditunjukkan pada Tabel A13.14 dan A13.15.

Tabel A13.14 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150/20 kV	220	60	30	60	-	60	-	180	-	-	610
Total	220	60	30	60	-	60	-	180	-	-	610

Tabel A13.15 Rencana Pengembangan GI

No	Nama GI	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Kuala Kurun	150/20 kV	*New*	30	2021	Konstruksi
2	Kuala Pembuang	150/20 kV	*New*	30	2021	Konstruksi
3	Nangabulik	150/20 kV	*New*	30	2021	Konstruksi
4	Pangkalan Banteng	150/20 kV	*New*	30	2021	Konstruksi
5	Pulang Pisau	150/20 kV	*Upr*	30	2021	Konstruksi
6	Sudan	150/20 kV	*New*	30	2021	Pengadaan

No	Nama GI	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
7	Sukamara	150/20 kV	*New*	30	2021	Konstruksi
8	Sukamara (arah Marau/Air Upas)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2021	Konstruksi
9	TF PLTU Kalselteng 1	150/20 kV	*Ext*	10	2021	Konstruksi
10	Buntok (arah Tamiang)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2022	Rencana
11	Mintin (PLTU Pulang Pisau)	150/20 kV	Upr	30	2022	Konstruksi
12	Tamiang Layang	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
13	TF PLTG/MG Kalteng	150/20 kV	*New*	30	2023	Rencana
14	Pangkalan Bun (Arah PLTMG)	150 kV	*Ext*	2 LB	2024	Rencana
15	Sudan	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Pengadaan
16	Sudan (Inc 1phi Parenggean - Sampit)	150 kV	*Ext*	2LB	2024	Rencana
17	Palangkaraya	150/20 kV	*Ext*	60	2026	Rencana
18	Buntok (Arah Palangkaraya)	150 kV	*Ext*	2 LB	2028	Rencana
19	Palangkaraya (Arah Buntok)	150 kV	*Ext*	2 LB	2028	Rencana
20	Sampit	150/20 kV	*Upr*	60	2028	Rencana
21	Seberang Barito	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
22	Selat	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
	Jumlah			610		

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, dilakukan juga rencana pengembangan jaringan distribusi. Jaringan distribusi yang akan dikembangkan terdiri dari pembangunan JTM, JTR dan Trafo, (tidak termasuk pengembangan listrik pedesaan) selama periode 2021-2030 secara rinci ditampilkan pada Tabel A13.16.

Tabel A13.16 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2021	232	152	67	75.603
2022	288	188	11	11.729
2023	227	148	11	11.886
2024	339	220	11	12.028
2025	226	146	12	12.080
2026	226	146	12	12.130
2027	225	145	12	11.999
2028	224	145	12	11.961
2029	223	143	12	11.872
2030	224	144	12	11.837
Jumlah	2.434	1.577	171	183.124

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Tengah

Saat ini rasio elektrifikasi untuk Provinsi Kalimantan Tengah TW IV tahun 2020 sebesar 95,05%, sedangkan rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 1.571 desa dengan rincian 1.077 desa berlistrik PLN, 449 desa non PLN dan 45 desa LTSHE. Desa-desa tersebut nantinya akan diambil alih secara bertahap oleh PLN.

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Tengah adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi berlistrik 100% pada tahun 2022 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Kalimantan Tengah. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.

Selain pengembangan distribusi juga direncanakan pengembangan listrik desa untuk meningkatkan rasio elektrifikasi di Kalimantan Tengah. Secara rinci rencana pengembangan listrik perdesaan pada periode 2021-2030 ditampilkan pada Tabel A13.17.

Tabel A13.17. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2021	703	260	9,5	192	-	15.393
2022	665	225	9,6	198	-	15.286
2023	1.180	351	15,7	319	-	25.891
2024	0	48	0,00	0	5.650	26.743
2025	0	0	0	0	-	0
2026	0	0	0	0	-	0
2027	0	0	0	0	-	0
2028	0	0	0	0	-	0
2029	0	0	0	0	-	0
2030	0	0	0	0	-	0

Metode program listrik perdesaan yang dilakukan saat ini adalah dengan pembangunan PLTS Komunal dan penggantian lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE) yang masanya telah habis, APDAL (Alat Penyimpanan Daya Listrik), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Secara histori, program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan proses pra elektrifikasi sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE kepada 5.594 Rumah Tangga di Provinsi Kalimantan Tengah. Sesuai dengan Permendagri No.137 Tahun 2017, di TW II tahun 2020 masih terdapat 466 desa yang berlistrik Non PLN dan 45 desa LTSHE. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2021-2023 sesuai tabel di bawah.

Tabel A13.17. Rencana Pengambilalihan RT Belistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	2021	2022	2023
Kalteng	4.676	839	0

A13.4 SISTEM-SISTEM *ISOLATED*

Sistem tenaga listrik kecil pada daerah terpencil yang saat ini dipasok dari PLTD minyak, pada dasarnya akan beralih masuk ke *grid* Barito dengan *grid extension*, kecuali sistem *isolated* yang berlokasi sangat jauh dari *grid* Barito. Untuk daerah yang jauh dari grid dengan beban relatif besar seperti di Kuala Pambuang akan dibangun transmisi 150 kV ke sistem 150 kV Barito. Sedangkan untuk daerah *isolated* yang bebannya masih rendah, direncanakan akan dibangun beberapa PLTS komunal *hybrid*.

LAMPIRAN A.14
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

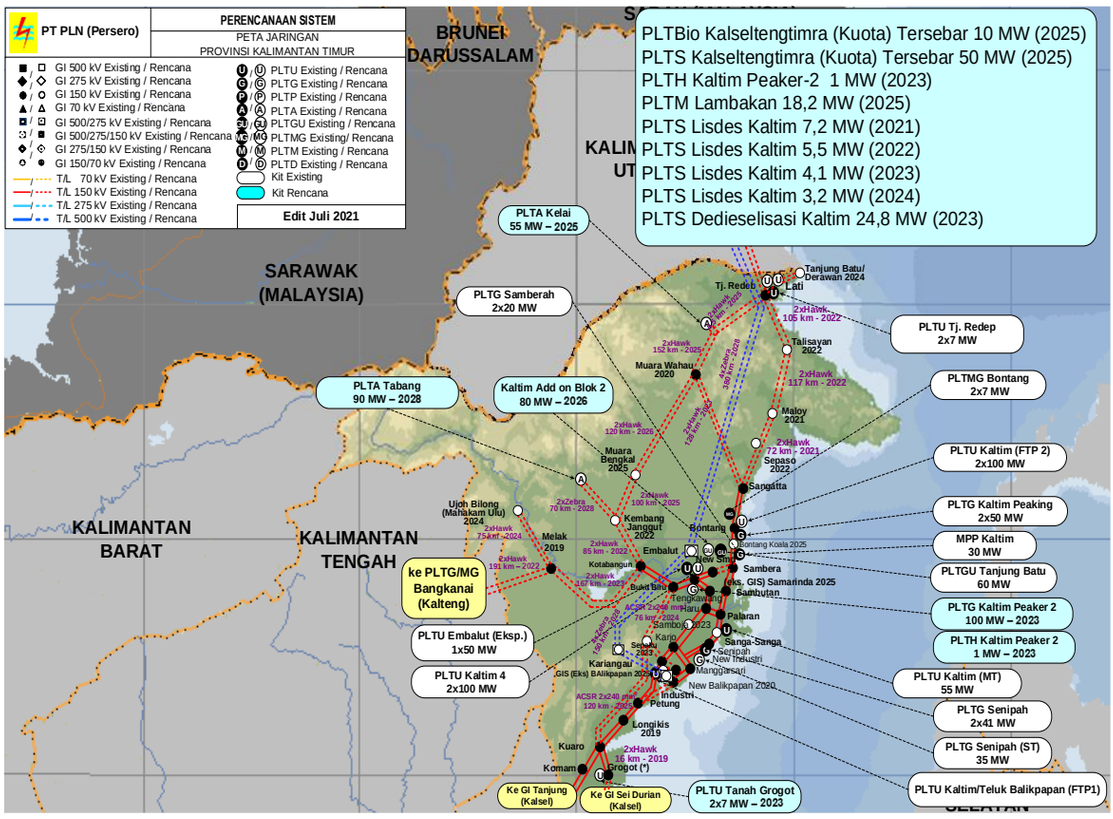
A14.1 KONDISI SISTEM TENAGA LISTRIK SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Timur terdiri atas sistem interkoneksi 150 kV Kalsetengtim (sistem 150 kV Barito dan sistem 150 kV Mahakam) yang terinterkoneksi pada tahun 2018 melalui SUTT 150 kV Kuaro - Petung, serta sistem *isolated* 20 kV. Pada sistem interkoneksi 150 kV,peran pembangkit berbahan bakar minyak mulai berkurang dengan beroperasinya pembangkit non-BBM (batubara dan gas) serta rencana gasifikasi di Tanjung Batu. Dengan tersambungnya dua sistem besar tersebut maka pasokan daya di Sistem Kalimantan Timur yang semula berlebih dapat disalurkan ke Sistem Kalimantan Selatan dan Tengah sehingga berdampak pada penurunan biaya pokok produksi. Sistem Kalseltengtim tahun 2022 direncanakan akan terinterkoneksi dengan Kalimantan Utara melalui Tanjung Redep – Tanjung Selor. Sistem ini pada tahun yang sama juga akan terinterkoneksi dengan Kalimantan Barat melalui Sukamara – Marau sehingga tahun 2022 akan terbentuk Sistem Interkoneksi Kalimantan.

Sistem Mahakam dipasok dari beberapa jenis pembangkit yaitu PLTU, PLTGU, PLTG, PLTMG dan PLTD, baik milik PLN maupun IPP serta mesin sewa dan *excess power*. Saat ini Sistem Mahakam memiliki cadangan daya yang cukup besar sehingga sangat memungkinkan untuk penambahan pelanggan baru yang memerlukan daya besar.

Beberapa sistem tenaga listrik pada beberapa kabupaten di Provinsi Kalimantan Timur yaitu Kabupaten Kutai Barat (Melak) dan Kabupaten Mahakam Ulu (Long Bangun), sistem-sistem tersebut masih dilayani melalui jaringan tegangan menengah 20 kV dan dipasok dari PLTD berbahan bakar minyak. Kabupaten Paser (Tanah Grogot) dan Kabupaten Penajam Paser Utara (Petung) saat ini sudah mendapat pasokan listrik dari Sistem Mahakam (Kalimantan Timur) melalui jaringan tegangan tinggi 150 kV Kuaro – Grogot.

Peta sistem tenaga listrik Provinsi Kalimantan Timur ditunjukkan pada Gambar A14.1.



Gambar A14.1 Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Kalimantan Timur

Penjualan energi listrik sejak tahun 2011-2020 di Kalimantan Timur tumbuh rata-rata sebesar 7,1% per tahun. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2020 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada pada Tabel A14.1 dan Tabel A14.2.

Tabel A14.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	1.161	1.324	1.432	1.625	1.708	1.802	1.749	1.797	1.933	2.076
2	Bisnis	495	540	578	633	698	758	769	850	924	904
3	Publik	188	204	222	242	261	282	283	304	333	318
4	Industri	141	143	144	152	166	170	194	221	253	300
Jumlah		1.984	2.211	2.376	2.653	2.832	3.011	2.995	3.172	3.443	3.599
Pertumbuhan %		8,1	11,4	7,5	11,7	6,7	6,3	(0,6)	5,9	8,5	5,3

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A14.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	465,0	529,8	606,5	676,3	727,3	775,0	832,5	891,4	951,6	1.016,5
2	Bisnis	30,8	33,8	38,4	41,0	43,9	46,7	50,6	53,1	55,3	57,6
3	Publik	13,7	14,9	18,4	19,0	20,1	20,0	21,4	23,3	25,2	26,6
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
Jumlah		509,7	578,8	663,6	736,6	791,6	842,0	904,9	968,2	1.032,5	1.101,2
Pertumbuhan %		12,7	13,6	14,7	11,0	7,5	6,4	7,5	7,0	6,6	6,7

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Paraf :

Terdapat penambahan pembangkit IPP PLTU pada tahun 2020 sebesar 200 MW di Kalimantan Timur yang diantara laian adalah IPP PLTU Kaltim FTP 2 unit-2 100 MW dan IPP PLTU Kaltim 4 unit-2 100 MW, untuk sistem tenaga listrik 20 kV *isolated* saat ini mayoritas masih dipasok dari PLTD BBM, dan hampir seluruh sistem tenaga listrik 20 kV *isolated* masih dipasok dari PLTD BBM. Daya pada sistem-sistem ini masih mengalami keterbatasan akibat hampir tidak adanya penambahan kapasitas pembangkit baru, sedangkan beban yang ada terus tumbuh dengan cepat. Untuk beberapa daerah yang berpenduduk relatif sedikit dan terpencil, sistem tenaga listriknya masih sangat kecil dilayani jaringan tegangan rendah yang tersambung langsung dengan PLTD setempat. Kondisi sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Timur diberikan pada Tabel A14.3.

Tabel A14.3 Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Jenis Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTD	Mahakam	39,0	133,3	52,2	52,2
	Berau	13,0	16,1	10,3	10,3
	Melak	15,0	20,0	15,5	15,5
	Sangkulirang	10,0	4,4	1,7	1,7
	Muara Bengkal	8,0	3,8	2,1	2,1
	Muara Wahau	10,0	7,8	5,0	5,0
	Talisayan	7,0	4,4	2,5	2,5
PLTG	Mahakam	4,0	200,0	182,0	182,0
PLTGU	Mahakam	4,0	80,0	76,0	76,0
PLTMG	Mahakam	6,0	53,1	47,4	47,4
PLTU	Mahakam	2,0	220,0	170,0	170,0
Jumlah PLN		118	742,8	564,6	564,6
IPP					
PLTG	Mahakam	2,0	82,0	82,0	82,0
PLTGU	Mahakam	1	35	35	35
PLTU	Mahakam	9,0	550,0	550,0	550,0
PLTD	Mahakam	5,0	44,5	40,0	40,0
Jumlah IPP		16	676,5	672,0	707,0
Excess					
PLTMG	Mahakam	1	4,0	4,0	4,0
PLTU	Mahakam	5,0	50,0	44,0	44,0
	Berau	1	15,0	15,0	15,0
Jumlah Excess		7	69,0	63,0	63,0
Sewa					

Jenis Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLTMG	Mahakam	0	0.0	0.0	0.0
Jumlah Sewa		0	0.0	0.0	0.0
Jumlah		141	1488.3	1299.6	1334.6

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Kalimantan Timur ditunjukan pada Tabel A14.4 dan Tabel A14.5.

Tabel A14.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

NO	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Gn Malang / Industri	150/20	3	150
2	Batakan/Manggar Sari	150/20	4	170
3	Karang Joang/Giri Rejo	150/20	2	90
4	Sei Keledang/Harapan Baru	150/20	2	90
5	Tengkawang	150/20	4	180
6	Embalut	150/20	2	60
7	Bukuan	150/20	3	150
8	Tenggarong / Bukit Biru	150/20	2	60
9	Sambutan	150/20	2	90
10	Sambera	150/20	2	60
11	Bontang / Teluk Pandan	150/20	3	110
12	Kuaro	150/20	1	20
13	Petung	150/20	2	90
14	Kariangau	150/20	1	60
15	Senipah	150/20	1	30
16	Sangatta	150/20	2	60
17	Grogot	150/20	2	60
18	Komam (Batu Sopang)	150/20	1	30
19	Longikis	150/20	1	30
20	Kota Bangun	150/20	1	30
21	New Balikpapan	150/20	1	60
	Jumlah		42	1,680

Tabel A14.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

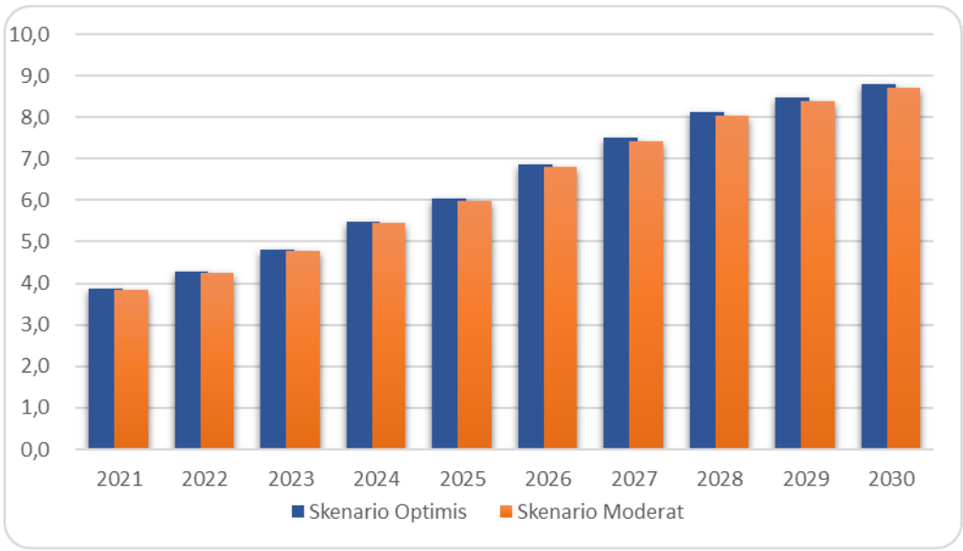
Kriteria	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
JTM (kms)	4.859	5.507	6.426	6.615	6.910	7.235	6.746	6.359	6.387
JTR (kms)	5.738	6.194	11.942	6.341	7.133	7.381	7.761	6.644	6.666
Gardu Distribusi (MVA)	753	817	315	961	1.022	1.060	1.088	1.070	1.134

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Paraf :

A14.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Berdasarkan pertumbuhan ekonomi lima tahun terakhir (2014-2018) dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 1,0 % pertahun. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario optimis dan moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar A14.2.



Gambar A14.2 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

Dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional dan peningkatan rasio elektrifikasi termasuk proyeksi pertumbuhan pelanggan seperti pada Tabel A14.7, maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik di Kalimantan Timur periode 2021-2030 diberikan pada Tabel A14.6 dan Tabel A14.8.

Tabel A14.6 Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	2.190,4	2.311,1	2.434,7	2.561,5	2.691,6	2.824,6	2.960,2	3.076,0	3.145,0	3.214,1
2	Bisnis	990,5	1.063,8	1.198,6	1.477,3	1.659,8	1.948,6	2.136,4	2.389,8	2.533,0	2.677,4
3	Publik	343,2	361,7	381,0	400,9	421,6	442,9	464,9	487,5	510,8	535,0
4	Industri	311,6	511,8	751,7	1.008,0	1.209,6	1.590,7	1.867,2	2.085,1	2.188,5	2.285,4
Jumlah		3.835,7	4.248,3	4.766,0	5.447,8	5.982,6	6.806,9	7.428,8	8.038,4	8.377,3	8.711,9
Pertumbuhan %		6,5	10,8	12,2	14,3	9,8	13,8	9,1	8,2	4,2	4,0

Tabel A14.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.061,6	1.074,1	1.086,5	1.098,6	1.110,5	1.122,0	1.133,3	1.144,4	1.155,2	1.165,7
2	Bisnis	60,7	64,3	68,1	72,0	76,1	80,4	84,7	89,2	93,7	98,5
3	Publik	28,0	29,4	30,9	32,5	34,1	35,7	37,4	39,1	40,8	42,6
4	Industri	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
Jumlah		1.150,8	1.168,3	1.186,0	1.203,6	1.221,2	1.238,6	1.256,0	1.273,2	1.290,3	1.307,4
Pertumbuhan %		4,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3

Paraf :

Tabel A14.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)		
2021	1,4	3.836	4.287	624	1.150.782
2022	1,7	4.248	4.748	690	1.168.332
2023	1,6	4.766	5.326	773	1.186.006
2024	1,6	5.448	6.088	882	1.203.649
2025	1,6	5.983	6.685	968	1.221.193
2026	1,6	6.807	7.605	1.100	1.238.647
2027	1,6	7.429	8.300	1.198	1.256.005
2028	1,5	8.038	8.980	1.295	1.273.239
2029	1,5	8.377	9.358	1.348	1.290.346
2030	1,5	8.712	9.732	1.400	1.307.424
Pertumbuhan	1,6	9,2%	9,2%	9,0%	1,7%

Proyeksi kebutuhan energi listrik di atas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus Maloy Batuta Trans Kalimantan (KEK-MBTK), rencana pengembangan Kawasan Industri (KI), industri pariwisata dan beberapa potensi pelanggan industri besar di Kalimantan Timur serta rencana melistriki Ibu Kota Negara (IKN) baru. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan IKN tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik diantaranya adalah pembangkit, transmisi, dan gardu induk. Untuk rencana IKN, PLN akan melakukan studi khusus untuk rencana pengembangan pembangkit, transmisi, gardu induk dan jaringan distribusi.

Rencana pemindahan ibu kota negara (IKN) ke Pulau Kalimantan telah diumumkan Presiden pada tahun 2019. Pemindahan ini mulai aktif dilaksanakan pada tahun 2024 dan diharapkan selesai pada tahun 2029. Inisiasi awal lokasi adalah di sebagian Kabupaten Penjam Paser Utara dan sebagian di Kabupaten Kutai Kartanegara. Hingga saat ini, penyusunan *Master Plan* Ibu Kota sedang dilaksanakan oleh Bappenas. Pemerintah menargetkan rencana induk (*masterplan*) pembangunan ibu kota baru di Kalimantan Timur akan selesai pada akhir 2020.

Untuk rancangan zonasi dan tahapan pembangunan ibu kota negara baru yang disampaikan oleh Bappenas dibagi menjadi 3 tahapan besar sebagai berikut :

- Tahapan pertama yaitu pembangunan kawasan inti pusat pemerintahan pada tahun 2021-2024 yang terdiri dari
  - Istana
  - Kantor Lembaga Negara (Eksekutif, Legislatif, Yudikatif)
  - Taman Budaya
  - *Botanical Garden*

- Tahapan kedua yaitu pembangunan kawasan ibu kota negara pada tahun 2025-2029 yang terdiri dari
  - Perumahan ASN/TNI/POLRI
  - *Diplomatic Compound*
  - Fasilitas pendidikan dan kesehatan
  - Universitas, *Science and Techno Park*
  - *High Tech and Clean Industries*
  - *R&D Center*
  - *MICE/Convention Center*
  - *Sport Center, Museum*
  - *Shopping Mall*
  - Pangkalan Militer
- Tahapan ketiga yaitu pembangunan perluasan kawasan ibu kota negara pada tahun 2030-2045 sebagai berikut
  - *National Park*
  - Konservasi Orang Utan
  - Klaster Permukiman Non-ASN
  - Metropolitan
  - Wilayah pengembangan terkait dengan wilayah provinsi sekitarnya

Estimasi kebutuhan listrik IKN adalah lebih kurang 800 MVA yang akan disiapkan secara bertahap oleh PLN. Untuk kebutuhan tersebut, akan dibangun tambahan insfrastruktur baik pembangkit, transmisi maupun GI yang relatif banyak, mengingat pada saat ini, beban listrik di Kabupaten Penajam Paser Utara hanya mencapai 15,89 MVA. Kebutuhan listrik di Penajam Paser Utara dipasok dari Gardu Induk (GI) Petung dengan kapasitas sebesar 90 MVA. Sementara itu, beban listrik di Kabupaten Kutai Kartanegara baru mencapai 117,54 MW. Kebutuhan listrik itu dipasok dari GI Karang Joang, GI Manggarasari dan GI Senipah dengan total 300 MVA. Kebutuhan IKN ini akan dipasok dari Sistem kelistrikan Kalseltengtimra, yang merupakan *grid* yang menghubungkan Sistem Barito di Kalselteng, Sistem Mahakam di Kaltim dan Sistem Kayan di Kaltara. Pasokan dari grid diharapkan dapat meningkatkan kecukupan dan keandalan pasokan ke IKN.

A14.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Sebagai upaya untuk memenuhi kebutuhan listrik di Provinsi Kalimantan Timur, rencana akan dibangun beberapa pembangkit, transmisi, gardu induk dan jaringan distribusi, dengan mempertimbangkan ketersediaan potensi energi primer setempat.

Potensi Energi Primer

Kalimantan Timur sebagai daerah penghasil batubara dan migas dalam jumlah besar merupakan lumbung energi nasional. Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Pemprov Kalimantan Timur, sumber energi yang ada meliputi (termasuk Kalimantan Utara):

- Selain batubara, terdapat pula potensi *uranium* di Kabupaten Kutai Barat dan Kutai Kartanegara yang dapat digunakan sebagai energi primer PLTN. Namun pemanfaatan *uranium* sebagai energi primer masih menunggu adanya kebijakan dari Pemerintah yang didukung studi kelayakan pembangunan PLTN.
- Cadangan gas bumi mencapai 46 TSCF dengan produksi 2 TSCF per tahun, termasuk perkiraan sisa cadangan Blok Mahakam sebesar 5,7 TSCF.
- Cadangan minyak bumi di Kalimantan Timur sebesar 985 MMSTB dan produksinya mencapai 57 MMSTB per tahun,
- Potensi gas metana batubara (CBM) sebesar 108 TSCF
- Potensi gas bumi di Bontang untuk pembangkit *wellhead* dengan kapasitas 40 MW. Potensi ini dapat dikembangkan apabila terdapat *demand*, telah menyelesaikan studi kelayakan baik teknis maupun finansial dan studi penyambungan sistem yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
- Selain itu juga terdapat sumber energi alternatif lain yang masih dalam tahap kajian, yaitu air dan bioenergi. Potensi air mencapai 830 MW dan bioenergi mencapai 48 MW. Potensi energi surya di Kalimantan Timur sebesar 0.7 MW.

Potensi-potensi tersebut diatas memungkinkan berubah sesuai hasil studi.

Pengembangan Pembangkit

Sesuai dengan ketersediaan sumber energi primer di Kaltim, untuk memenuhi kebutuhan listriknya akan dibangun pembangkit yaitu PLTU batubara, PLTG/MG/GU dan PLTA.

Khusus untuk konsumen tenaga listrik di daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis maka PLN akan merelokasi PLTD dari sistem *isolated* yang sudah disambung ke *grid* untuk jangka pendek. Sedangkan untuk jangka panjang, secara bertahap akan dikembangkan pembangkit EBT sesuai potensi energi setempat yang

disesuaikan dengan kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Selama periode 2021-2030 direncanakan tambahan pembangkit baru dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A14.9 dan Tabel A14.10.

Tabel A14.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW)

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTGU	-	-	-	-	-	80	-	-	-	-	80
PLTG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTA	-	-	-	-	73	-	-	90	-	-	163,2
PLTS	7	5	5	3	-	-	-	-	-	-	20,9
Jumlah	7	5	105	3	73	80	-	90	-	-	364
IPP											
PLTU	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	14
PLTBio	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
PLTS	-	-	25	-	50	-	-	-	-	-	75
Jumlah	-	-	39	-	60	-	-	-	-	-	99
Total											
PLTU	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	14
PLTGU	-	-	-	-	-	80	-	-	-	-	80
PLTG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTA	-	-	-	-	73	-	-	90	-	-	163
PLTS	7,2	5,5	29,9	3,2	50,0	-	-	-	-	-	96
PLTBio	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
Jumlah	7,2	5,5	143,9	3,2	133,2	80	-	90	-	-	462,92

Tabel A14.10 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	Nama Sistem Tenaga Listrik	Nama Jenis Pembangkit	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
1	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltim	7,2	2021	Rencana	PLN
2	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltim	5,5	2022	Rencana	PLN
3	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	24,8	2023	Rencana	IPP
4	Mahakam	PLTG	Kaltim *Peaker* 2	100	2023	Committed	PLN
5	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltim	4,1	2023	Rencana	PLN
6	Mahakam	PLTS	PLTH Kaltim *Peaker* 2	1	2023	Committed	PLN
7	Mahakam	PLTU	Tanah Grogot	2x7	2023	Konstruksi	IPP
8	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltim	3,2	2024	Rencana	PLN
9	Mahakam	PLTS	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	50	2025	Rencana	IPP
10	Mahakam	PLTBio	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	10	2025	Rencana	IPP
11	Mahakam	PLTA	Kelai	55	2025	Rencana	PLN
12	Mahakam	PLTA	Lambakan	18,2	2025	Rencana	PLN
13	Mahakam	PLTGU	Kaltim Add on Blok 2	80	2026	Rencana	PLN
14	Mahakam	PLTA	Tabang	90	2028	Rencana	PLN
				462,9			

Paraf :

Di Provinsi Kalimantan Timur terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Boh	270	MW
-	PLTA	Long Bangun	20	MW
-	PLTA	Mentarang 1	300	MW
-	PLTA	Tabang	240	MW
-	PLTBg	Berau	3	MW
-	PLTBg	Pasir Damai, Grogot	1	MW
-	PLTBm	Kaltim tersebar	31,5	MW
-	PLTBm	Penajam Paser utara	9,5	MW
-	PLTBm	PLTBm Berau	3	MW
-	PLTN	Kaltim	100	MW
-	PLTS	Teluk Alulu, Maratua	0,7	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Beban sistem tenaga listrik Kalimantan Timur sudah cukup besar tetapi masih banyak daerah yang belum terjangkau oleh sistem 150 kV Mahakam. Sebagai upaya untuk mengembangkan sistem tenaga listrik di Kaltim dan menurunkan penggunaan BBM, di daerah-daerah terpencil yang masih menggunakan PLTD secara bertahap akan dibangun jaringan transmisi 150 kV dan di interkoneksikan dengan sistem 150 kV Mahakam.

Untuk mempercepat pengembangan sistem tenaga listrik di Kabupaten Kutai Barat (Melak), PLN akan membangun jaringan transmisi 150 kV dari PLTMG Bangkanai ke Melak, jalur tersebut juga nantinya akan menjadi interkoneksi 150 kV dari Kalimantan Tengah ke Kalimantan Timur melalui daerah perbatasan provinsi.

Untuk menginterkoneksikan sistem *isolated* 20 kV dengan sistem 150 kV Mahakam dan sekaligus menghubungkan ke sistem di Kalimantan Utara, PLN akan membangun jaringan transmisi 150 kV yang membentang dari Sangatta sampai dengan Tanjung Redeb melalui Sepaso, Maloy dan Talisayan juga dari Sangatta ke Tanjung Redeb melalui Muara Wahau.

Untuk memenuhi kebutuhan rencana Ibu Kota Negara, PLN sedang melakukan kajian terkait pengembangan jaringan transmisi 150 kV dan 500 kV, yang akan terinterkoneksi dengan Sistem Kalimantan. Selama periode 2021-2030 direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV seperti ditampilkan dalam Tabel A14.11 dan Tabel A14.12.

Tabel A14.11 Rekapitulasi Rencana Pengembangan Transmisi (KMS)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150 kV	219	1.156	656	465	905	240	-	140	-	-	3.781
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	300	-	-	300
Total	219	1.156	656	465	905	240	-	440	-	-	4.081

Tabel A14.12 Rincian Rencana Pengembangan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	*New* Balikpapan	Kariangau	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	31	2021	Konstruksi
2	*New* Samarinda	Sambera	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	44	2021	Konstruksi
3	Sangatta	Maloi	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	144	2021	Konstruksi
4	Kembang Janggut	Kotabangun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	190	2022	Rencana
5	PLTMG Bangkanai	Melak	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	382	2022	Recana
6	Talisayan	Maloy	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	234	2022	Rencana
7	Tanah Grogot	Sei Durian	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	140	2022	Rencana
8	Tanjung Redeb	Talisayan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	210	2022	Konstruksi
9	Kariangau	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	64	2023	Rencana
10	Melak	Kotabangun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	334	2023	Rencana
11	Muara Wahau	Sangatta	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	256	2023	Rencana
12	Samboja	Inc 2 Phi (Karangjoang -Harapan Baru)	150 kV	4 cct, ACSR 2xHawk	2	2023	Rencana
13	Embalut	Bukit Biru	150 kV	*Uprating* 2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	40	2024	Rencana

Paraf :

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
14	Harapan Baru	Bukuan	150 kV	*Uprating* 2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	24	2024	Rencana
15	Melak	Ujoh Bilang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	150	2024	Rencana
16	Tanjung Redeb	Tanjung Batu (Derawan)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	100	2024	Rencana
17	Tenggarong/Bukit Biru	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	151	2024	Rencana
18	Bontang Lestari (ex Bontang Koala)	Inc 2 Phi (PLTU Kaltim 2 (FTP 2) - Bontang)	150 kV	4 cct, ACSR 2xHawk	10	2025	Rencana
19	Industri (Coastal Road)	Petung (Coastal Road)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	90	2025	Rencana
20	Kembang Janggut	Muara Bengkal	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	200	2025	Rencana
21	Kuaro	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	250	2025	Rencana
22	Muara Wahau	Tanjung Redeb	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	304	2025	Rencana
23	*New* Balikpapan	Balikpapan (Eks. GIS Balikpapan)	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 800 mm	20	2025	Rencana
24	PLTA Kelai	Inc 2 phi (M.Wahau-Tj.Redeb)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	1	2025	Rencana
25	Samarinda (Ex.GIS)	*New* Samarinda	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 800 mm	30	2025	Rencana
26	Muara Bengkal	Muara Wahau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	240	2026	Rencana
27	GITET Embalut	GITET IKN	500 kV	2 cct, 4xZebra	150	2028	Rencana
28	GITET IKN	GITET Balikpapan	500 kV	2 cct, 4xZebra	150	2028	Rencana
29	PLTA Tabang	Kembang Janggut	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	140	2028	Rencana
	Jumlah				4.081		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Rencana pengembangan GI di Kalimantan Timur sebagian besar untuk menjangkau sistem *isolated* menggantikan peran PLTD dan sebagian untuk peningkatan pelayanan dan keandalan serta mengambil beban dari GI yang sudah tidak dapat dikembangkan lagi. Terkait rencana pengembangan transmisi 500 kV maka akan dibangun GITET di Samarinda dan Balikpapan, untuk pemenuhan kebutuhan Ibu Kota Negara (IKN) dilakukan kajian tersendiri melingkupi jaringan transmisi, gardu induk, sampai distribusi dan terus berkoordinasi dengan bidang terkait.

Rincian pengembangan gardu induk dalam periode 2021-2030 di Provinsi Kalimantan Timur diperlihatkan pada Tabel A14.13 dan A14.14.

Paraf :

Tabel A14.13 Rekapitulasi Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	1.500	-	-	1.500
150/20 kV	60	90	60	120	210	-	60	180	-	-	780
Total	60	90	60	120	210	-	60	1.680	-	-	2.280

Tabel A14.14 Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Maloy	150/20 kV	*New*	30	2021	Pengadaan
2	Sanga-Sanga	150/20 kV	*Ext*	30	2021	Konstruksi
3	PLTU Teluk Balikpapan (arah New Balikpapan)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2021	Konstruksi
4	Kembang Janggut	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
5	Sepaso	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
6	Talisayan	150/20 kV	*New*	30	2022	Pengadaan
7	Grogot (Arah Sei Durian)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2022	Rencana
8	Kotabangun (arah Kembang Janggut)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2022	Rencana
9	Tanjung Redeb (arah Talisayan)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2022	Pengadaan
10	Samboja	150/20 kV	*New*	30	2023	Rencana
11	Semoi/Sepaku	150/20 kV	*New*	30	2023	Rencana
12	Kariangau (arah Sepaku)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2023	Rencana
13	Sangatta (arah Muara Wahau)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2023	Rencana
14	Mahakam Ulu/ Ujoh Bilang	150/20 kV	*New*	30	2024	Rencana
15	Tanjung Batu/ Derawan	150/20 kV	*New*	30	2024	Rencana
16	Tenggarong/BukitBiru	150/20 kV	*Upr*	60	2024	Rencana
17	Melak (arah Ujoh Bilang)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2024	Rencana
18	Tenggarong (arah Sepaku)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2024	Rencana
19	Balikpapan (Eks. GIS)	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
20	Bontang Lestari (Ex. Bontang Koala)	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
21	Muara Bengkal	150/20 kV	*New*	30	2025	Rencana
22	Samarinda (Eks.GIS)	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
23	Industri (arah Petung)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2025	Rencana
24	Kembang Janggut (arah Muara Bengkal)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2025	Rencana
25	New Samarinda (Arah Samarinda Ex. GIS)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2025	Rencana
26	Petung (arah Industri)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2025	Rencana
27	Tanjung Redeb (arah Muara Wahau)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2025	Rencana
28	Muara Wahau (Arah Muara Bengkal)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2026	Rencana
29	Maloy	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
30	Balikpapan (Eks. GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
31	Samarinda (Eks.GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
32	Tanjung Redeb	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
33	GITET Balikpapan	500 kV	*New*	500	2028	Rencana
34	GITET Embalut	500 kV	*New*	500	2028	Rencana
35	GITET IKN	500 kV	*New*	500	2028	Rencana
36	Kembang Janggut (arah Tabang)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2028	Rencana
	Jumlah			2.280		

Paraf :

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, direncanakan juga pembangunan jaringan distribusi. Pengembangan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi. Proyeksi kebutuhan jaringan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik pedesaan) sampai tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A14.15.

Tabel A14.15 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	kms	kms	MVA	
2021	319	194	121	49.629
2022	618	369	45	17.550
2023	754	436	46	17.673
2024	963	537	47	17.643
2025	729	390	47	17.544
2026	1096	570	48	17.454
2027	799	399	48	17.358
2028	765	372	49	17.234
2029	416	197	49	17.107
2030	406	190	50	17.078
Jumlah	6.867	3.655	550	206.271

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Timur

Saat ini rasio elektrifikasi untuk Provinsi Kalimantan Timur TW IV tahun 2020 sebesar 99,99%, sedangkan rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 1.038 desa dengan rincian 816 desa berlistrik PLN, 211 desa non PLN dan 11 desa LTSHE. Desa-desa tersebut nantinya akan diambil alih secara bertahap oleh PLN.

Provinsi Kalimantan Timur, terdiri dari 7 Kabupaten dan 3 Kota, yaitu Kabupaten Berau, Kabupaten Kutai Timur, Kabupaten Kutai Kartanegara, Kabupaten Kutai Barat, Kabupaten Penajam Paser Utara, Kabupaten Paser, Kabupaten Mahakam Ulu, Kota Balikpapan, Kota Samarinda dan Kota Bontang. Provinsi Kalimantan Timur memiliki 1.038 desa. Sampai saat ini, rasio desa Berlistrik di Kalimantan Timur sudah mencapai 100%.

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Timur diupayakan pada program PLN dengan tujuan untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dalam mendukung program 3 T (Terdepan, Terluar dan Tertinggal). Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat

digunakan. Seiring dengan rencana pengembangan distribusi diatas, juga direncanakan pengembangan listrik perdesaan selama kurun waktu 2021-2030 sebagaimana ditunjukkan Tabel A14.16.

Tabel A14.16 Rencana Pengembangan Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2021	354	239	5,93	106	7.195	11.855
2022	679	262	6,93	113	5.456	12.074
2023	413	174	3,88	52	4.103	6.778
2024	0	72	0,00	0	3.157	2.368
2025	821	394	15,63	337	-	11.071
2026	677	245	6,90	163	-	6.924
2027	583	183	3,30	97	-	3.191
2028	540	130	1,95	65	-	1.422
2029	484	124	1,30	49	-	1.001
2030	269	104	1,13	44	-	776

Metode program listrik perdesaan yang dilakukan saat ini adalah dengan pembangunan PLTS Komunal di desa yang belum terjangkau jaringan dan penggantian lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE) yang telah memasuki masa purna, pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Secara histori, program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE kepada 3.633 RT di Provinsi Kalimantan Timur. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2020-2021.

Pada tahun 2021 akan dilakukan pengambilalihan 513 RT berlistrik LTSHE sesuai tabel di bawah ini.

Tabel A14.17. Rencana Pengambilalihan RT Belistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	**2021**	**2022**	**2023**
Kaltim	513	0	0

A14.4 SISTEM TENAGA LISTRIK *ISOLATED*

Sistem Tenaga Listrik Daerah Terpencil

Sistem tenaga listrik skala sangat kecil di daerah terpencil yang sangat jauh dari pusat beban, saat ini direncanakan akan dilengkapi dengan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) baik melalui program listrik perdesaan maupun melalui kerja sama dengan Pemerintah Daerah.

Untuk daerah-daerah yang memiliki potensi tenaga mini hidro, dapat dikembangkan menjadi PLTM dan pemerintah daerah serta IPP dapat berpartisipasi dalam pembangunannya.

Selain itu, untuk daerah–daerah yang mempunyai potensi *excess power* pembangkit non BBM dan energi terbarukan, direncanakan mengembangkan kerjasama untuk menyerap kelebihan daya dalam rangka mengurangi konsumsi BBM.

Sistem Tenaga Listrik Daerah Perbatasan

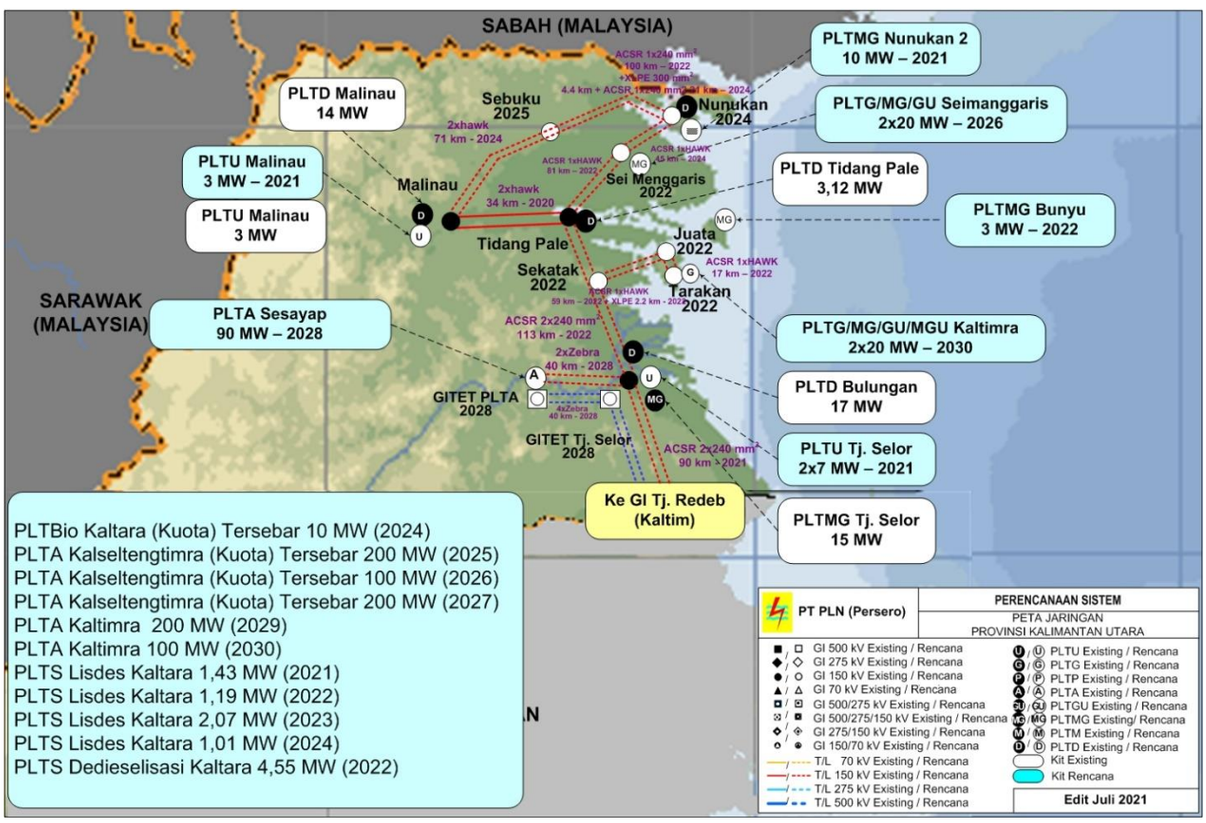
Kabupaten di Kalimantan Timur yang berbatasan langsung dengan Serawak, Malaysia yaitu Kabupaten Mahakam Ulu yang merupakan wilayah pemekaran baru dari Kabupaten Kutai Barat. Kondisi di daerah perbatasan ini sebagian besar belum berlistrik. Potensi air dari hulu sungai Mahakam berpotensi dikembangkan sebagai PLTMH dan perlu dilakukan studi lebih lanjut. Selain itu PLN akan melakukan kerjasama dengan Pemerintah Daerah dan Satuan Kerja Listrik Perdesaan untuk membangun PLTMH dan PLTS.

LAMPIRAN A.15
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN UTARA

A15.1 KONDISI SISTEM TENAGA LISTRIK SAAT INI

Sejalan dengan terbentuknya Provinsi Kalimantan Utara, Sesuai Undang-Undang No. 20 tahun 2012 tanggal 16 November 2012, maka kebutuhan tenaga listrik dalam beberapa tahun kedepan diperkirakan akan tumbuh tinggi, terutama di kota-kota besar seperti Tanjung Selor sebagai ibukota provinsi dan Tana Tidung, Malinau, Nunukan sebagai ibukota kabupaten.

Sesuai kondisi geografis, sistem tenaga listrik di Kalimantan Utara masih merupakan sistem *isolated* tersebar di setiap kabupaten/kota yang sebagian besar dipasok dari PLTD minyak melalui jaringan 20 kV, sehingga biaya pokok produksi masih tinggi. Kalimantan Utara direncanakan akan terhubung dengan sistem 150 KV Kalimantan (sistem 150 kV Kalseltengtim dan sistem 150 kV Khatulistiwa) pada tahun 2022, sehingga potensi-potensi pembangkit murah dapat disalurkan ke Kalimantan Utara. Peta sistem tenaga listrik Kalimantan Utara ditunjukan Gambar A15.1.



Gambar A15.1 Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Kalimantan Utara

Penjualan energi listrik selama tahun 2011-2020 di Kalimantan Utara tumbuh rata-rata sebesar 8,0% per tahun. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2020 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel A15.1 dan Tabel A15.2.

Tabel A15.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Rumah Tangga	146	160	177	205	218	236	238	256	281	304
2	Bisnis	75	60	66	73	76	82	82	89	96	95
3	Publik	38	40	42	47	53	58	61	66	73	75
4	Industri	34	31	32	37	34	37	43	53	60	51
Jumlah		293	292	317	362	382	413	424	465	510	525
Pertumbuhan %		20,3	(0,5)	8,8	14,1	5,5	8,3	2,6	9,8	9,7	2,9

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel A15.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Rumah Tangga	62,2	71,8	81,3	89,5	97,7	106,7	114,2	126,8	138,1	149,2
2	Bisnis	6,3	7,1	7,6	8,0	8,5	8,9	9,2	9,6	10,1	10,3
3	Publik	2,9	3,6	5,3	4,7	4,6	5,1	4,5	4,6	5,0	5,3
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Jumlah		71,4	82,6	94,3	102,3	110,8	120,7	128,0	141,1	153,3	164,9
Pertumbuhan %		27,3	15,7	14,1	8,5	8,3	8,9	6,0	10,3	8,7	7,5

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Saat ini PLTU Tanjung Selor dan PLTMG Tanjung Selor sudah dapat beroperasi untuk menyuplai kebutuhan listrik. Untuk beberapa daerah yang berpenduduk relatif sedikit dan terpencil, memilik sistem tenaga listrik yang kecil dan dilayani jaringan tegangan rendah yang tersambung langsung dari PLTD. Kondisi sistem tenaga listrik Kalimantan Utara ditunjukan Tabel A15.3.

Tabel A15.3 Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTD	Selor	13	13.26	3.74	3.74
	Nunukan	19	17.43	11.63	11.63
	Malinau	9	12	8	8.21
	Tideng Pale	7	4.96	2.8	2.8
	Tarakan	3	7.63	3.8	3.8
PLTMG	Selor	2	17.82	15	15
	Tarakan	2	12	8	8
Jumlah PLN		55	85.07	53.18	53.18
Excess					
PLTU	Selor	1	5	5	5
	Tarakan	1	3.5	3.5	3.5

Pembangkit	Sistem	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLTUG	Selor	1	5	5	5
Jumlah Excess		3	13.5	13.5	13.5
Sewa					
PLTMG	Nunukan	3	6	3.5	3.5
	Tarakan	6	24.4	24.4	24.4
PLTD	Tarakan	2	16.4	16.4	16.4
	Malinau	7	2.35	2.35	2.35
	Tidung Pale	3	0.8	0.8	0.8
Jumlah Sewa		21	49.95	47.45	47.45
Jumlah		79	148.52	114.13	114.13

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Kalimantan Utara ditunjukan pada Tabel A15.4 dan Tabel A15.5.

Tabel A15.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

NO	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Bulungan/Tj. Selor	150/20	1	60
2	Tideng Pale/Tana Tidung	150/20	1	30
3	Malinau	150/20	1	30
	Total		3	120

Tabel A15.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

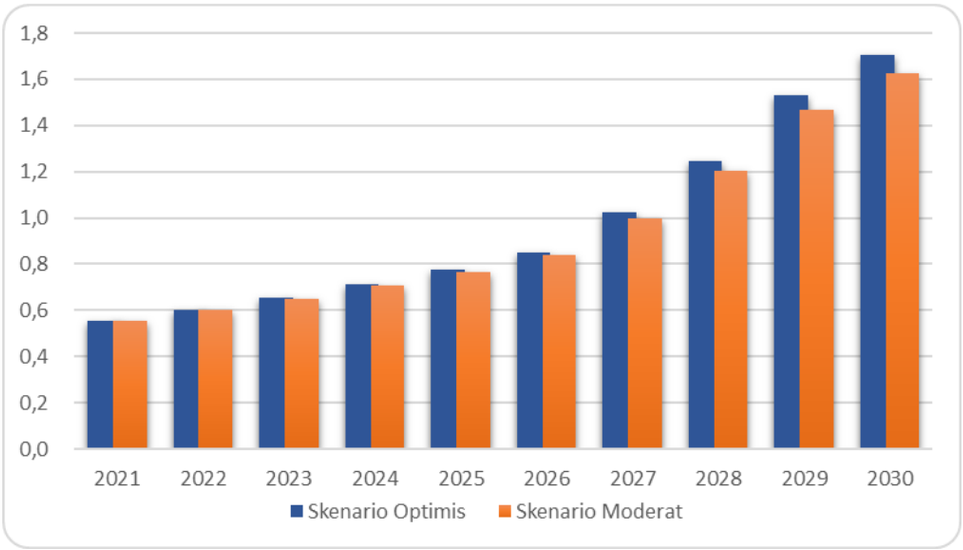
Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
JTM (kms)	153	154	158	155	174	203	7235	114	1.633	1.653
JTR (kms)	256	257	262	263	263	280	7381	1.175	1.477	1.652
Gardu Distribusi (MVA)	64	65	66	76	76	84	1060	177	222	222

*) Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

A15.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI KALIMANTAN UTARA

Pertumbuhan ekonomi di Provinsi Kalimantan Utara (Kaltara) dalam lima tahun terakhir (2015-2019) mencapai rata-rata 4,5% per tahun. Pertumbuhan tertinggi adalah pada sektor rumah tangga, sedangkan terendah adalah pada sektor industri.

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario, yaitu optimis dan moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar A15.2.



Gambar A15.2 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

Mengacu pada realisasi penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN dimasa yang akan datang, maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik 2021–2030 di Kalimantan Utara ditunjukan pada Tabel A15.6 dan Tabel A15.7

Tabel A15.6 Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	321,4	341,2	359,0	377,8	397,6	418,3	440,1	462,9	487,1	506,9
2	Bisnis	99,2	105,1	111,3	117,8	124,6	131,7	139,1	146,8	154,8	163,1
3	Publik	79,2	83,4	87,7	92,2	96,9	101,6	106,5	111,5	116,7	121,9
4	Industri	52,9	71,3	93,0	117,5	147,4	187,7	313,9	484,0	708,5	835,0
Jumlah		552,6	601,0	651,0	705,3	766,4	839,4	999,6	1.205,3	1.467,1	1.626,9
Pertumbuhan %		5,2	8,8	8,3	8,3	8,7	9,5	19,1	20,6	21,7	10,9

Tabel A15.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	164,1	176,1	183,1	190,4	197,9	205,8	214,0	222,4	231,3	235,0
2	Bisnis	10,6	10,9	11,3	11,6	12,0	12,3	12,7	13,1	13,6	14,0
3	Publik	5,5	5,7	6,0	6,3	6,5	6,9	7,2	7,5	7,9	8,3
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Jumlah		180,3	192,9	200,5	208,4	216,6	225,1	234,0	243,3	252,9	257,5
Pertumbuhan %		9,4	7,0	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0	4,0	1,8

Tabel A15.8 Proyeksi KebutuhanTenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)		
2021	4,3	553	595	97	180.324
2022	4,6	601	647	106	192.897
2023	4,6	651	706	115	200.477
2024	4,6	705	765	125	208.365
2025	4,6	766	830	135	216.579
2026	4,5	839	909	148	225.126
2027	4,5	1.000	1.080	175	234.021
2028	4,4	1.205	1.302	211	243.277
2029	4,3	1.467	1.583	256	252.907
2030	4,3	1.627	1.754	283	257.457
Pertumbuhan	4,5	12,1%	12,1%	11,9%	4,6%

Proyeksi kebutuhan energi listrik diatas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Industri dan Pelabuhan Internasional (KIPI) Tanah Kuning, rencana pengembangaan Kawasan Pariwisata, rencana penjulaan ke Sabah dan beberapa potensi pelanggan industri besar di Kalimantan Utara. Untuk melayani kebutuhan KI dan potensi pelanggan industri tersebut PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

A15.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Dalam rangka untuk memenuhi kebutuhan listrik yang tinggi di Provinsi Kalimantan Utara, direncanakan akan dibangun pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi, dengan mempertimbangkan ketersediaan potensi energi primer setempat dan sebaran penduduknya.

Potensi Energi Primer

Kalimantan Utara merupakan salah satu lumbung energi nasional yaitu sebagai daerah penghasil batubara, juga minyak dan gas bumi. Berdasarkan informasi dari Pemprov Kalimantan Utara, sumber energi primer yang ada meliputi :

- Gas alam di lapangan *South* Sebuku Blok Sei Menggaris sebesar 25 MSCF, juga di lapangan Bangkudulis sebesar 18 MMSCFD. Rencana Pemerintah, pasokan gas alam untuk sistem tenaga listrik akan ditingkatkan dari 7,65 TSCF menjadi 7,9 TSCF.
- Potensi Gas alam untuk pengembangan *Well Head* di lapangan Tutung dan Kecapi sebesar 7,5 MMSCFD.

- Potensi tenaga air yang sangat besar, terdapat di daerah aliras sungai (DAS) Kayan yang berlokasi sekitar 300 km dari rencana kawasan industri Maloi/Sangkulirang, selain itu ada juga potensi tenaga air lainnya yang berlokasi di Kalimantan Utara. Potensi tenaga air ini perlu dilakukan studi kelayakan untuk dapat dikembangkan lebih lanjut. Potensi energi air yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik di Kalimantan Utara sebesar 4.965 MW.
- Potensi pembangkit surya di Kalimantan Utara sebesar 3 MW.

Rencana Penjualan Tenaga Listrik ke Sabah (Malaysia)

Sebagai bagian dari rencana pengembangan dan peningkatan penjualan tenaga listrik di Kalimantan Utara, saat ini PLN sedang melakukan studi bersama dengan TNB dan Sabah *Electricity* SDN terkait potensi penjualan tenaga listrik ke Sabah (Malaysia) dengan tetap memprioritaskan penyediaan pasokan listrik untuk daerah setempat. Dengan adanya potensi penjualan energi listrik ini diharapkan akan meningkatkan rencana pengembangan energi listrik dan memaksimalkan pengembangan sumber energi primer yang terdapat di Kalimantan Utara.

Pengembangan Pembangkit

Sesuai dengan ketersediaan sumber energi primer di Kaltara, untuk memenuhi kebutuhan listriknya akan dibangun beberapa pembangkit yaitu PLTU batubara dan PLTMG. Pemanfaatan potensi air yang sangat besar untuk PLTA, perlu kajian yang lebih mendalam dan komprehensif serta mempertimbangkan rencana jangka panjang interkoneksi antar negara terkait dengan kemampuan menyerap energi listrik yang akan diproduksi, risiko berkenaan variasi musim yang terkait erat dengan daya mampu PLTA serta permasalahan kestabilan sistem. Dalam rangka mempercepat pembangunan sistem tenaga listrik dan peningkatan ekonomi di Kaltara, serta untuk melayani kawasan industri dan pelanggan-pelanggan besar yang diantara KIPI Tanah Kuning, maka direncanakan pengembangan potensi DAS Kayan menjadi PLTA Kayan *Cascade*. Potensi ini akan dikembangkan sesuai pertumbuhan *demand*.

Khusus untuk tenaga listrik di daerah terpencil, pulau-pulau kecil terluar, daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis maka PLN akan merelokasi PLTD dari sistem

isolated yang sudah disambung ke *grid* untuk jangka pendek. Sedangkan untuk jangka panjang, secara bertahap akan dikembangkan pembangkit EBT sesuai potensi energi setempat yang disesuaikan dengan kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Selama periode 2021-2030, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A15.9 dan Tabel A15.10 berikut.

Tabel A15.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit (MW)

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17
PLTMG	10	3	-	-	-	-	-	-	-	-	13
PLTG/ MG/GU	-	-	-	-	-	40	-	-	-	40	80
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	90	200	100	390
PLTS	1,4	1,2	6,6	1,0	-	-	-	-	-	-	10,2
Jumlah	28	4	7	1	-	40	-	90	200	140	510,2
IPP											
PLTA	-	-	-	-	200	100	200	-	-	-	500
PLTBio	-	-	-	10	-	-	-	-	-	-	10
Jumlah	-	-	-	10	200	100	200	-	-	-	510
Total											
PLTU	17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17
PLTMG	10	3	-	-	-	-	-	-	-	-	13
PLTG/ MG	-	-	-	-	-	40	-	-	-	40	80
PLTA	-	-	-	-	200	100	200	90	200	100	890
PLTS	1,4	1,2	6,6	1,0	-	-	-	-	-	-	10,2
PLTBio	-	-	-	10	-	-	-	-	-	-	10
Jumlah	28	4	7	11	200	140	200	90	200	140	1.020,2

Tabel A15.10 Rencana Pembangunan Pembangkit

NO	Nama Sistem Tenaga Listrik	Nama Jenis Pembangkit	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
1	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltara	1,43	2021	Rencana	PLN
2	Mahakam	PLTU	Malinau	3	2021	Konstruksi	PLN
3	Mahakam	PLTMG	Nunukan 2	10	2021	Konstruksi	PLN
4	Mahakam	PLTU	Tanjung Selor	2x7	2021	Konstruksi	PLN
5	Bunyu	PLTMG	Bunyu	3	2022	Rencana	PLN
6	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltara	1,19	2022	Rencana	PLN
7	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	4,55	2023	Rencana	IPP
8	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltara	2,07	2023	Rencana	PLN
9	Mahakam	PLTBio	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	10	2024	Rencana	IPP
10	*Isolated*	PLTS	Lisdes Kaltara	1,01	2024	Rencana	PLN
11	Mahakam	PLTA	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	200	2025	Rencana	IPP

NO	Nama Sistem Tenaga Listrik	Nama Jenis Pembangkit	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
12	Mahakam	PLTA	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	100	2026	Rencana	IPP
13	Mahakam	PLTG/MG/GU	Sei Menggaris	2x20	2026	Rencana	PLN
14	Mahakam	PLTA	Kalseltengtimra (Kuota) Tersebar	200	2027	Rencana	IPP
15	Mahakam	PLTA	Sesayap	90	2028	Rencana	PLN
16	Mahakam	PLTA	Kaltimra	200	2029	Rencana	PLN
17	Mahakam	PLTA	Kaltimra	100	2030	Rencana	PLN
18	Mahakam	PLTG/MG/GU/MGU	Kaltimra (Eks.Tarakan)	2x20	2030	Rencana	PLN
				1020,2			

Pembangkit-pembangkit di atas digunakan untuk memenuhi kebutuhan listrik di Kaltara dan juga untuk daerah yang terinterkoneksi dengan Sistem Mahakam, termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar, Kawasan Ekonomi Khusus dan Kawasan Industri. Khusus untuk KIPI Tanah Kuning, kebutuhan akan dipenuhi melalui sistem interkoneksi 150 kV Kalsetengtimra.

Di Provinsi Kalimantan Utara terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Data Dian 1200 MW
- PLTA Kaltara 300 MW
- PLTA Kayan 1 900 MW
- PLTA Kayan 2 1200 MW
- PLTA Kayan 3 1800 MW
- PLTA Mentarang 2 240 MW
- PLTA Mentarang Induk 1375 MW
- PLTA Sei Tubu 200 MW
- PLTA Sembakung 250 MW
- PLTS Tarakan 3 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Kalimantan Utara memiliki sumber energi baru terbarukan hydro yang berpotensi untuk dikembangkan. Potensi PLTA yang cukup besar ini dapat dikembangkan sendiri oleh PLN atau oleh swasta dengan tetap memperhatikan kriteria pengembangan pembangkit yaitu keseimbangan *supply-demand*, kesiapan sistem dan keekonomian. Mempertimbangkan kriteria pengembangan tersebut, maka pembangkit yang dikembangkan harus sesuai dengan kebutuhan listrik, kesiapan sistem dan memperhatikan biaya sehingga tidak merugikan PLN. Namun, tantangan terbesar pengembangan pembangkit adalah ketidakpastian *demand*. Risiko ketidakpastian ini dapat berakibat *overestimated* ataupun *underestimated* infrastruktur ketengalistrikan, khususnya pembangkit. Jika PLTA di Kaltara dikembangkan oleh swasta, maka risiko ketidakpastian *demand* dapat berakibat pada kerugian PLN ketika skema bisnis yang dipilih adalah *take-or-pay*. Oleh karena itu, jika PLTA di Kaltara akan dikembangkan oleh swasta, maka opsi *take-and-pay* adalah opsi yang tepat agar beban dan risiko dari ketidakpastian tidak hanya dibebankan ke PLN.

Untuk mengantisipasi potensi kekurangan daya di Sistem Tarakan dan menunggu transmisi Sekatak-Juata-Tarakan dioperasikan pada tahun 2022, maka MPP Bontang 36 MW yang kontrak gasnya berakhir di Desember 2020 akan dipindahkan ke Sistem Tarakan sehingga rencana PLTMG Gunung Belah 36 MW dibatalkan. Ketika transmisi sudah beroperasi sampai ke Tarakan, maka sistem kelistrikan Tarakan sudah terhubung dengan *Grid* Kalseletengtimra dan mendapatkan pasokan yang handal. MPP Bontang 36 MW akan dipindahkan ke Sei Menggaris untuk memanfaatkan sumber gas murah dan memasok Sistem Nunukan dan menjaga tegangan sistem.

Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan sistem tenaga listrik interkoneksi transmisi 150 kV di Kaltara dimaksudkan untuk mendukung peningkatan pelayanan, efisiensi produksi tenaga listrik, serta pemenuhan kebutuhan daya yang cukup dan andal. Dengan adanya interkoneksi antara Kaltara dengan Kaltim, maka dapat dibangun pembangkit dengan kapasitas yang lebih besar, lebih efisien, serta andal.

Memperhatikan beban sistem tenaga listrik di Kalimantan Utara masih rendah, maka rencana proyek transmisi akan dibangun secara bertahap. Pada tahap pertama akan dibangun transmisi 150 kV Tanjung Selor–Tanjung Redeb, kemudian dikembangkan ke arah Tidang Pale, Malinau, Nunukan dan Tarakan sekaligus untuk pemanfaatan potensi gas di lapangan Sei Menggaris. Selanjutnya akan disambung dengan sistem Kaltim agar menjadi lebih andal dan efisien. Selama periode 2021-2030, direncanakan pengembangan jaringan transmisi seperti ditampilkan dalam Tabel A15.11 dan Tabel A15.12.

Tabel A15.11 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150 kV	180	546	-	483	-	-	-	80	-	-	1.289
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	840	-	-	840
Total	180	546	-	483	-	-	-	920	-	-	2.129

Tabel A15.12. Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	Tanjung Redeb	Tanjung Selor	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2021	Konstruksi
2	Juata	Tarakan	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	34	2022	Rencana
3	Landing Point Apas Payau	Landing Point Juata	150 kV	2 cct Kabel Laut	4,4	2022	Rencana
4	Landing Point Juata	Juata	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	6	2022	Rencana
5	Sei Menggaris	Tidang Pale	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	164	2022	Rencana
6	Sekatak	Landing Point Apas Payau	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	112	2022	Rencana
7	Tanjung Selor	Tidang Pale	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	226	2022	Konstruksi
8	Landing Point Nunukan	Nunukan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	42	2024	Rencana
9	Landing Point Tinabasan	Landing Point Nunukan	150 kV	2 cct Kabel Laut	8,8	2024	Rencana
10	Malinau	Landing Point Tinabasan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	342	2024	Rencana
11	Sei Menggaris	Nunukan	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	90	2024	Rencana
12	GITET PLTA	GITET TJ. Selor	500 kV	2 cct, 4xZebra	80	2028	Rencana
13	GITET TJ. Selor	GITET Embalut	500 kV	2 cct, 4xZebra	760	2028	Rencana
14	PLTA Sesayap	Tj.Selor	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	80	2028	Rencana
	Jumlah				2129,2		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Rencana pembangunan GI di Kalimantan Utara bertujuan untuk menyalurkan daya dari pembangkit non-BBM ke beban sistem yang masih dilayani dari PLTD,

menjangkau sistem *isolated* kecil agar bisa mendapat pasokan yang lebih andal dan lebih murah. Pengembangan GI ini merupakan bagian dari rencana pengembangan sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Utara.

Jumlah GI 150 kV yang akan dibangun dalam periode 2021-2030, seperti diperlihatkan pada Tabel A15.13 dan A15.14.

Tabel A15.13 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	1.500	-	-	1.500
150/20 kV	-	150	-	60	30	-	-	-	-	-	240
Total	-	150	-	60	30	-	-	1.500	-	-	1.740

Tabel A15.14 Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Juata	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
2	Juata	150/20 kV	*Ext*	30	2022	Rencana
3	Seimenggaris (Trafo Relokasi)	150/20 kV	*New*	4LB	2022	Rencana
4	Sekatak	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
5	Tarakan	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
6	Tarakan	150/20 kV	*Ext*	30	2022	Rencana
7	Tidang Pale/Tana Tidung (arah Seimenggaris)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2022	Rencana
8	Muara Wahau (Arah Sangatta)	150 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
9	Nunukan	150/20 kV	*New*	30	2024	Rencana
10	Nunukan	150/20 kV	*Ext*	30	2024	Rencana
11	Malinau (Arah Nunukan)	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2024	Rencana
12	Sebuku	150/20 kV	*New*	30	2025	Rencana
13	GITET PLTA	500 kV	*New*	1000	2028	Rencana
14	GITET Tj. Selor	500 kV	*New*	500	2028	Rencana
15	Tanjung Selor (Arah PLTA Kaltara)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2028	Rencana
	Jumlah			1740		

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, direncanakan juga pembangunan jaringan distribusi. Pengembangan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi. Proyeksi kebutuhan jaringan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik pedesaan) sampai tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel A15.15.

Tabel A15.15. Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2021	61	29	39	15.434
2022	98	46	35	12.573

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2023	106	48	23	7.580
2024	112	49	25	7.888
2025	123	53	27	8.214
2026	143	60	30	8.547
2027	309	126	32	8.895
2028	379	146	35	9.256
2029	460	167	38	9.630
2030	273	94	19	4.550
Jumlah	2.064	817	303	92.567

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Utara

Saat ini rasio elektrifikasi untuk Provinsi Kalimantan Utara TW IV tahun 2020 sebesar 99,94 %, sedangkan rasio desa berlistrik TW IV tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan total 482 desa dengan rincian 293 desa berlistrik PLN, 129 desa non PLN dan 60 desa LTSHE. Desa-desa tersebut nantinya akan diambil alih secara bertahap oleh PLN.

Rasio desa Berlistrik di Provinsi Kalimantan Utara secara total sudah mencapai 100% desa berlistrik, dimana 60,7% sudah berlistrik PLN, selebihnya masih menggunakan Genset dan PLTS komunal baik itu pribadi maupun bantuan dari pemda setempat. Hal ini tidak lepas dari beberapa faktor, salah satunya yaitu belum tersedianya akses jalan yang memungkinkan untuk pembangun jaringan distribusi listrik. Dengan dibangunnya transmisi dan gardu induk di Provinsi Kalimantan Utara diharap dapat meningkatkan Rasio desa Berlistrik di Provinsi Kalimantan Utara.

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Utara adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dalam mendukung program 3 T (Terdepan, Terluar dan Tertinggal). Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan. Seiring dengan rencana pengembangan distribusi di atas, juga direncanakan pengembangan listrik perdesaan selama kurun waktu 2021-2030 baik dengan pengembangan jaringan maupun dengan penambahan pembangkit sebagaimana ditunjukkan pada Tabel A15.16.

Tabel A15.16 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2021	199	96	2,03	42	1.427	3.649
2022	171	137	1,70	42	1.187	2.462
2023	75	140	1,23	35	2.066	2.589
2024	60	142	0,70	26	1.005	1.259
2025	137	137	1,68	39	-	2.582
2026	181	156	2,13	31	-	3.997
2027	147	146	1,58	28	-	2.916
2028	142	137	1,75	28	-	3.487
2029	167	163	2,35	39	-	4.396
2030	130	140	1,45	29	-	2.774

Metode program listrik perdesaan yang dilakukan saat ini adalah dengan pembangunan PLTS Komunal di desa yang belum terjangkau jaringan dan penggantian lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE) yang sudah memasuki habis masa pakai, pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Secara histori, program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan proses pra elektrifikasi sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE kepada 4.865 Rumah Tangga di Provinsi Kalimantan Utara. Sesuai dengan Permendagri No.137 Tahun 2017, pada tahun 2021 terdapat rencana pengambilalihan LTSHE sebanyak 1.003 pelanggan. Dalam kurun waktu 3 (tiga) tahun setelah pemasangan LTSHE, maka rumah tangga akan dilistriki oleh PLN. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2021. Rencan pengambilalihan rumah tangga LTSHE diberikan pada Tabel A15.17 berikut.

Tabel A15.17. Rencana Pengambilalihan RT Belistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	**2021**	**2022**	**2023**
Kaltara	1.003	0	0

A15.4 SISTEM TENAGA LISTRIK DAN *ISOLATED* KALIMANTAN UTARA

Sistem Tenaga Listrik Daerah Terpencil

Sistem tenaga listrik skala sangat kecil di daerah terpencil yang sangat jauh dari pusat beban, saat ini direncanakan akan dilengkapi dengan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS), termasuk melalui kerja sama dengan Pemerintah Daerah. Untuk daerah-daerah yang memiliki potensi tenaga mini hidro, dapat dikembangkan menjadi PLTMH dengan melibatkan Pemerintah Daerah serta pihak IPP untuk pembangunannya.

Sistem Tenaga Listrik Daerah Perbatasan

Ada dua kabupaten di Kalimantan Utara yang berbatasan langsung dengan Sabah, Malaysia yaitu Kabupaten Nunukan dan Kabupaten Malinau. Sebagian besar penduduk di kedua daerah tersebut masih belum menikmati aliran listrik PLN. Untuk memperluas elektrifikasi di dua kabupaten tersebut, PLN akan meningkatkan kapasitas PLTMG dengan memanfaatkan gas alam yang ada di Sembakung/Sebaung di daratan Kaltara. Selanjutnya listrik yang dibangkitkan akan disalurkan ke Nunukan dan Sebatik melalui jaringan kabel laut 20 kV. PLN juga tengah berupaya untuk mendapatkan pasokan gas alam termasuk gas skala kecil, untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik setempat guna menggantikan penggunaan BBM dan penambahan pelanggan.

LAMPIRAN B

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI WILAYAH OPERASI JAWA, MADURA DAN BALI

B 1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA (DKI) JAKARTA

B 2. PROVINSI BANTEN

B 3. PROVINSI JAWA BARAT

B 4. PROVINSI JAWA TENGAH

B 5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA (DIY)

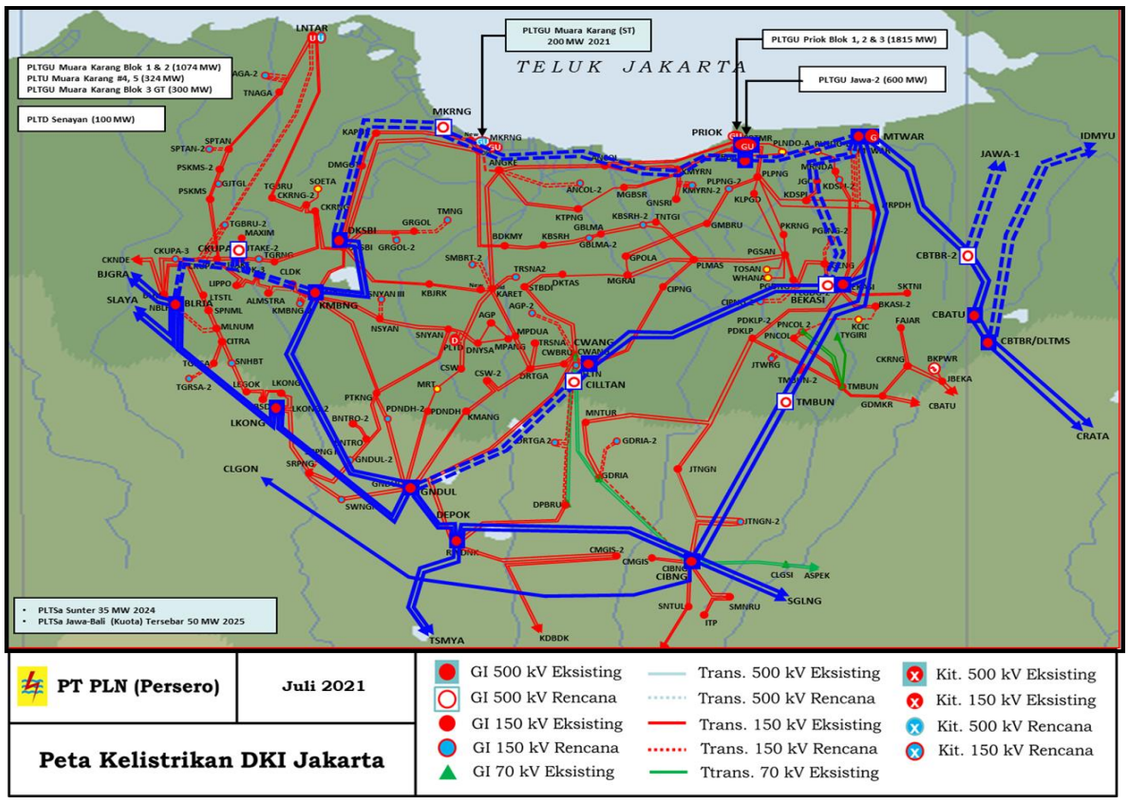
B 6. PROVINSI JAWA TIMUR

B 7. PROVINSI BALI

LAMPIRAN B.1
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI DKI JAKARTA

B1.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi DKI Jakarta (termasuk Kepulauan Seribu) tertinggi tahun 2020 sekitar 5.164 MW yang tercapai di bulan Maret 2020. Kondisi saat ini mulai berkembang *distributed generation* seperti pelanggan membangun pembangkit sendiri yaitu PLTS Atap (*Rooftop PV*) di provinsi DKI Jakarta. Pasokan pembangkit yang terhubung di *grid* 150 kV adalah sekitar 3.313 MW yaitu PLTGU/PLTU Muara Karang, PLTGU/PLTG Tanjung Priok dan PLTD Senayan. Selain itu, terdapat PLTGU Jawa-2 (800 MW) yang terhubung di grid 500 kV.



Gambar B1.1. Peta Sistem tenaga listrik di Provinsi DKI Jakarta

Pembangkit yang baru beroperasi tahun 2019 di Jakarta adalah PLTGU Jawa-2 dengan kapasitas 800 MW yang diharapkan dapat berperan sebagai pembangkit *load follower* di Sistem Jawa Bali. Selain itu, terdapat pembangkit di pusat beban Jakarta, yaitu PLTD Senayan 100 MW yang sangat strategis dan berfungsi untuk meningkatkan keandalan pasokan Sistem Mass Rapid Transit (MRT) sebagai *back up* pasokan dari GI CSW dan GI Pondok Indah serta memenuhi kebutuhan pembangkit *blackstart*.

Pasokan dari *grid* 500 kV melalui 8 GITET, yaitu Gandul, Kembangan, Duri Kosambi, Cawang, Priok, Bekasi, Cibinong dan Depok dengan kapasitas Jumlah 11.000 MVA. Peta sistem tenaga listrik DKI Jakarta ditunjukkan pada Gambar B1.1.

Secara sistem tenaga listrik di Provinsi DKI Jakarta terdapat 6 subsistem yaitu:

- GITET Gandul dan PLTGU Muara Karang memasok Jakarta Selatan, Jakarta Pusat dan sebagian Tangerang Selatan.
- GITET Bekasi, GITET Priok dan PLTGU Priok memasok Jakarta Utara, Jakarta Pusat dan sebagian Bekasi.
- GITET Cawang dan GITET Depok memasok Jakarta Timur, Jakarta Pusat dan Jakarta Selatan.
- GITET Cibinong yang berada di Jawa Barat, selain memasok Bogor juga sebagian Depok dan sebagian Jakarta Timur.
- GITET Kembangan dan GITET Duri Kosambi memasok Jakarta Barat, sebagian Jakarta Pusat dan sebagian Tangerang.
- GITET Depok memasok Depok, sebagian Jakarta Selatan dan sebagian Jakarta Pusat.

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011-2020 per sektor pelanggan di Provinsi DKI Jakarta ditunjukkan pada Tabel B1.1 dan Tabel B1.2.

Tabel B1.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	10.289	11.111	11.430	11.864	12.325	12.671	12.706	13.199	13.995	14.577
2	Bisnis	9.344	10.129	10.573	10.952	11.220	11.655	11.817	12.170	12.263	10.986
3	Publik	1.870	2.335	2.458	2.632	2.722	2.799	2.799	2.901	3.500	2.772
4	Industri	4.655	5.836	5.324	5.003	4.230	4.169	4.322	4.509	4.349	3.832
	Jumlah	26.157	29.410	29.784	30.451	30.497	31.294	31.643	32.779	34.108	32.167
	Pertumbuhan (%)	9,96	12,44	1,27	2,24	0,15	2,61	1,12	3,59	4,05	(5,69)

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel B1.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	2.689	2.845	3.073	3.269	3.494	3.668	3.856	4.040	4.220	4.383
2	Bisnis	231	242	251	259	269	277	288	292	299	307
3	Publik	44	46	48	49	51	53	55	57	59	60
4	Industri	6,4	6,4	6,5	6,5	6,4	6,4	6,3	6,1	5,9	5,9
Jumlah		2.971	3.140	3.379	3.584	3.821	4.005	4.205	4.395	4.584	4.755
Pertumbuhan (%)		12,29	5,69	7,61	6,07	6,60	4,82	5,00	4,51	4,29	3,75

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*))

Sedangkan rincian (jenis, kapasitas dan daya mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B1.3.

Tabel B1.3. Rekap Pembangkit Tenaga Listrik *Existing*

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTU	Jawa Bali	2,0	400,0	324,0	324,0
PLTGU	Jawa Bali	24,0 (6 Blok)	4.438,3	4.132,2	4.132,2
PLTD	Jawa Bali	6,0	105,3	102,1	102,1
Jumlah PLN		32,0	4.943,6	4.558,3	4.558,3
Jumlah		32,0	4.943,6	4.558,3	4.558,3

Untuk gardu induk *existing* yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B1.4, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel B1.5.

Tabel B1.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk *Existing* (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Kemayoran	150/20	4	240
2	Angke	150/20	4	240
3	Muara Karang	150/20	3	180
4	Mangga Besar	150/20	3	180
5	PIK	150/20	3	180
6	Gunung Sahari	150/20	2	120
7	Ancol	150/20	3	180
8	Petukangan	150/20	4	240
9	Bintaro	150/20	3	180
10	Bintaro 2/ Pondok Aren	150/20	3	180
11	Danayasa	150/20	3	180
12	Senayan	150/20	3	180
13	Mampang Baru	150/20	4	240
14	Kemang	150/20	3	180
15	CSW	150/20	2	120
16	New Senayan	150/20	3	180
17	Pulogadung	150/20	5	300
18	Pulomas	150/20	3	180
19	Tanah Tinggi	150/20	3	180
20	Duri Kosambi	150/20	5	300
21	Kembangan	150/20	3	180
22	Cengkareng	150/20	5	300
23	Gandul	150/20	4	240
24	Pondok Indah	150/20	3	180
25	Gandaria	150/20	2	120
26	Cipinang	150/20	3	180
27	Grogol	150/20	3	180

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
28	Kebon Jeruk	150/20	3	180
29	Cawang	150/20	4	240
30	Cawang Baru	150/20	2	120
31	Duren Tiga	150/20	3	180
32	Marunda	150/20	3	180
33	Kandang Sapi	150/20	3	180
34	Priok Timur	150/20	2	120
35	Harapan Indah	150/20	3	180
36	Gambir Baru	150/20	4	240
37	Gedung Pola	150/20	3	180
38	Budi Kemuliaan	150/20	3	180
39	Setia Budi	150/20	3	180
40	Karet Lama	150/20	3	180
41	Ketapang	150/20	3	180
42	Gambir Lama	150/20	3	180
43	Karet Baru	150/20	3	180
44	Kebon Sirih	150/20	2	120
45	Dukuh Atas	150/20	3	180
46	Manggarai	150/20	3	180
47	Abadi Guna Papan	150/20	3	180
48	Taman Rasuna	150/20	3	180
49	Miniatur	150/20	3	180
50	Jatirangon	150/20	5	300
51	Pondok Kelapa	150/20	3	180
52	Penggilingan	150/20	3	180
53	Pegangsaan	150/20	3	180
54	Plumpang	150/20	4	240
55	Kelapa Gading	150/20	2	120
56	Antasari	150/20	3	180
57	Daan Mogot	150/20	3	180
58	JGC	150/20	3	180
59	Plumpang 2	150/20	1	60
60	Grogol 2	150/20	2	120
61	Gandaria 2	150/20	2	120
62	Jatiwaringin	150/20	2	120
Jumlah			190	11.400

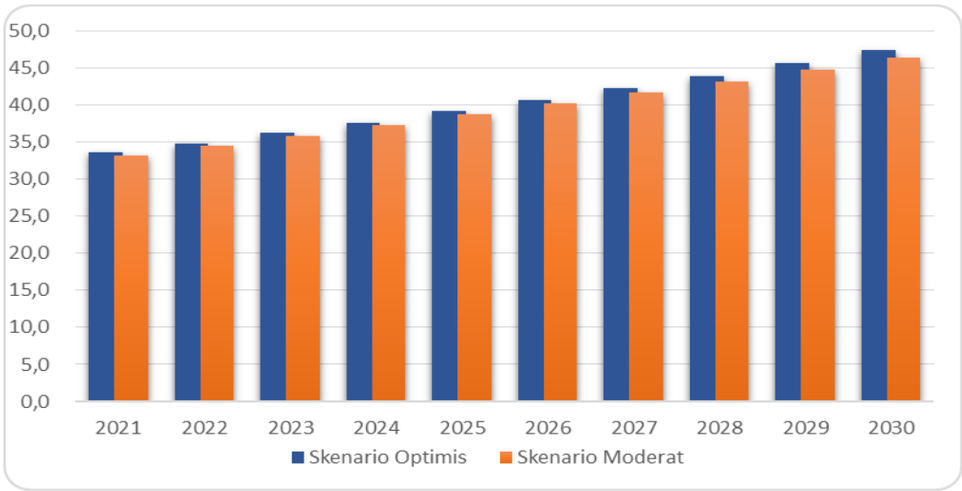
Tabel B1.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2012*	2013*	2014*	2015*	2016	2017	2018	2019	2020**
JTM (kms)	19.209	19.710	20.384	21.466	14.569	15.430	16.500	17.384	18.099
JTR (kms)	33.289	28.987	30.780	32.789	28.315	28.234	36.207	36.885	37.547
Gardu Distribusi (MVA)	8.152	8.503	8.878	9.209	7.115	7.033	7.506	7.630	7.728

*Dist.Jakarta Raya & Tangerang
** Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

B1.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2021 – 2030 diberikan pada Tabel B1.8, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 3,72% (skenario moderat) dan 3,94% (skenario optimis) seperti ditunjukkan pada Gambar B1.2, sedangkan proyeksi jumlah pelanggan ditunjukkan pada Tabel B1.7.



Gambar B1.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (TWh)

Skenario dasar yang digunakan dalam RUPTL 2021-2030 ini menggunakan skenario moderat.

Tabel B1.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	14.700	15.188	15.658	16.110	16.545	16.962	17.362	17.746	18.114	18.466
2	Bisnis	11.806	12.415	13.171	13.969	14.858	15.735	16.656	17.623	18.639	19.711
3	Publik	2.924	3.050	3.184	3.325	3.472	3.625	3.784	3.946	4.113	4.284
4	Industri	3.765	3.781	3.797	3.813	3.829	3.843	3.858	3.872	3.886	3.901
Jumlah		33.194	34.434	35.810	37.217	38.704	40.166	41.660	43.187	44.752	46.362
Pertumbuhan (%)		3,19	3,74	4,00	3,93	3,99	3,78	3,72	3,67	3,62	3,60

Tabel B1.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	4.477	4.613	4.796	4.983	5.172	5.363	5.555	5.749	5.944	6.141
2	Bisnis	320	332	348	364	381	398	416	435	454	474
3	Publik	63	65	66	68	70	73	75	77	79	82
4	Industri	6,0	6,0	6,1	6,2	6,2	6,3	6,3	6,4	6,5	6,5
Jumlah		4.866	5.015	5.216	5.421	5.629	5.839	6.052	6.267	6.484	6.703
Pertumbuhan (%)		2,32	3,07	4,01	3,92	3,83	3,74	3,65	3,55	3,46	3,39

Tabel B1.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,7	33.194	35.502	5.071	4.866.043
2022	6,1	34.434	36.801	5.256	5.015.215
2023	6,2	35.810	38.230	5.459	5.216.408
2024	6,2	37.217	39.614	5.656	5.421.096
2025	6,2	38.704	41.192	5.881	5.628.862
2026	6,2	40.166	42.666	6.091	5.839.461
2027	6,2	41.660	44.201	6.309	6.052.358
2028	6,1	43.187	45.773	6.532	6.267.191
2029	6,1	44.752	47.406	6.765	6.483.809
2030	6,0	46.362	49.081	7.003	6.703.385
Pertumbuhan (%)	6,1	3,7	3,5	3,5	3,5

Dengan berkembangnya *distributed generation* seperti pelanggan membangun pembangkit sendiri yaitu PLTS Atap (*Rooftop PV*) akan berdampak pada turunnya beban siang di Provinsi DKI Jakarta. Proyeksi kebutuhan listrik pada Tabel B1.8 di atas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi DKI Jakarta. Untuk melayani kebutuhan potensi pelaggan besar tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

B1.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Berdasarkan RUKN 2019-2038, Provinsi DKI Jakarta memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari gas bumi sekitar 123,7 BCF, minyak bumi diperkirakan sekitar 20,1 MMSTB. Selain itu terdapat potensi bioenergi sekitar 126,6 MW, surya sekitar 225 MW,dan bayu 4 MW.

Pembangkit listrik berbahan bakar gas di Provinsi DKI Jakarta adalah PLTGU Muara Karang dan PLTGU Priok. Pembangkit di Jakarta merupakan pembangkit *must run* yang harus selalu dioperasikan karena lokasinya yang sangat strategis sehingga diharapkan dapat menjaga keandalan pasokan listrik di DKI Jakarta. Namun demikian, pasokan gas untuk pembangkit di Jakarta saat ini yang berasal dari PHE ONWJ cenderung menurun, selain itu, pasokan gas dari PGN secara PJBG memang tidak cukup, sehingga untuk memenuhi kebutuhan

pasokan gas pembangkit di Jakarta saat beban puncak, PLN memanfaatkan pengoperasian FSRU LNG milik PT Nusantara Regas dengan kapasitas hingga 400 BBTUD.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2030 dipenuhi dengan pengembangan kapasitas pembangkit di Sistem Jakarta sendiri sebesar 285 MW seperti dalam Tabel B1.9 dan pengembangan jaringan 500 kV yang memasok Jakarta untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Khusus untuk pengembangan pembangkit di Jakarta akan dibangun PLTGU Muara Karang yang memiliki fasilitas *daily start-stop* dengan kapasitas 500 MW (GT 300 MW sudah COD tahun 2020), dan terdapat rencana pembangunan PLTSa/EBT lainnya untuk pemenuhan kebutuhan energi di Sistem Jawa Bali melalui pemanfaatan energi yang ramah lingkungan yang diharapkan dapat berperan serta dalam menurunkan tingkat emisi CO_2.

Tabel B1.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTGU	200,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200,0
Jumlah	200,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200,0
IPP											
PLT Lain	-	-	-	35,0	50,0	-	-	-	-	-	85,0
Jumlah	-	-	-	35,0	50,0	-	-	-	-	-	85,0
Total											
PLTGU	200,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200,0
PLT Lain	-	-	-	35,0	50,0	-	-	-	-	-	85,0
Jumlah	200,0	-	-	35,0	50,0	-	-	-	-	-	285,0

Tabel B1.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTGU	Muara Karang	200,0	2021	Konstruksi	PLN
2	Jawa Bali	PLTSa	Sunter	35,0	2024	Pendanaan	IPP
3	Jawa Bali	PLTSa	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2025	Rencana	IPP
Jumlah				285,0			

Seiring dengan diterbitkanya regulasi terkait pemanfaatan PLTS Atap (*Rooftoop* PV), serta semakin murahnya biaya pengembangan PLTS, maka pengguna PLTS atap di Jakarta diperkirakan akan semakin meningkat. Pemanfaatan PLTS atap tersebut merupakan salah satu bentuk dukungan masyarakat dalam mencapai target bauran energi dari EBT sebesar 23% pada tahun 2025.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET 500 kV bertujuan untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, menurunkan BPP dan SUTET terkait pengembangan GITET. Rencana pengembangan SUTT/SKTT 150 kV bertujuan untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Rincian rencana pembangunan jaringan transmisi di Provinsi DKI Jakarta tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Tabel pembangunan jaringan transmisi B1.12.

Dalam rangka peningkatan keandalan dan efektivitas operasi transmisi *existing* khususnya kabel minyak, akan dilakukan assesmen untuk menentukan kelayakan penggantian kabel minyak menjadi kabel XLPE. Assesmen yang dilakukan meliputi beberapa aspek, yaitu tingkat *security* sistem, data statistik historikal gangguan, kondisi *health index asset* dan peningkatan kapasitas. Selanjutnya berdasarkan hasil assesmen tersebut menjadi dasar dilaksanakannya/tidak dilaksanakannya penggantian kabel minyak.

Tabel B1.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500 kV	-	30,0	30,0	-	-	41,0	-	-	20,0	-	121,0
150 kV	51,0	79,0	38,2	50,7	52,0	15,2	-	-	102,5	11,0	399,6
Jumlah	51,0	109,0	68,2	50,7	52,0	56,2	-	-	122,5	11,0	520,6

Tabel B1.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Target COD	Status
1	CSW II / Antasari	Inc. (Durentiga - Kemang)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	5,2	2021	*Energize*
2	Gandaria II / Jl. Raya Bogor	Gandaria	150 kV	New, 2 cct, SKTT	9,4	2021	*Energize*
3	Grogol II / Kedaung	Inc. (Duri Kosambi - Grogol)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4,0	2021	*Energize*
4	Jatiwaringin	Inc. (Tambun - Pondok Kelapa)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1,0	2021	*Energize*
5	Karet Baru	Karet Lama	150 kV	New, 1 cct, SKTT	0,2	2021	Pengadaan
6	Angke	Ketapang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	11,7	2021	Konstruksi
7	Karet Baru	Kebon Jeruk	150 kV	New, 2 cct, SKTT	12,5	2021	Konstruksi
8	Mampang Baru	Abadi Guna Papan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	7,0	2021	Konstruksi
9	Kembangan II / Metland Cyber City	Inc. (Ciledug - Kembangan)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	1,1	2022	Konstruksi
10	Traksi Halim	Poncol Baru II	150 kV	New, 1 cct, SKTT	2,5	2022	Konstruksi
11	Traksi Halim	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	150 kV	New, 1 cct, SKTT	5,5	2022	Konstruksi
12	Priok	Tx. Kemayoran	150 kV	New, 2 cct, SKTT	3,0	2022	Rencana
13	Muara Karang	Duri Kosambi	500 kV	New, 2 cct, SUTET	30,0	2022	Konstruksi

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Target COD	Status
14	Gandul	Kemang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	24,0	2022	Rencana
15	Penggilingan II / Rawa Kuning	Penggilingan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	12,0	2022	Konstruksi
16	Cawang Baru	Taman Rasuna	150 kV	New, 1 cct, SKTT	11,2	2022	Rencana
17	Cawang Baru	Abadi Guna Papan	150 kV	New, 1 cct, SKTT	10,6	2022	Rencana
18	Plumpang II	Inc. (Plumpang - Gambir Baru)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	1,0	2022	*Energize*
19	Tomang	Grogol	150 kV	New, 2 cct, SKTT	8,1	2022	Konstruksi
20	Gambir Lama II	Inc. (Kebon Sirih - Gambir Lama)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	2,0	2023	Konstruksi
21	Kebon Sirih II	Inc. (Gambir Lama - Pulo Mas | Tanah Tinggi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2,0	2023	Konstruksi
22	Gandaria	Cibinong	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24,0	2023	Konstruksi
23	Priok	Muara Tawar	500 kV	New, 2 cct, SUTET	30,0	2023	Konstruksi
24	Taman Rasuna	Abadi Guna Papan	150 kV	New, 1 cct, SKTT	2,8	2023	Rencana
25	Pulo Gadung II	Pulo Gadung Rekondisi	150 kV	New, 2 cct, SKTT	1,0	2023	Konstruksi
26	Senayan III / Ulujami	New Senayan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6,4	2023	Konstruksi
27	Cipinang II / Jatinegara	Pulo Gadung II	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10,0	2024	Konstruksi
28	Duren Tiga II / Ragunan	Depok II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	16,7	2024	Konstruksi
29	Kebon Jeruk	Duri Kosambi	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20,0	2024	Rencana
30	Pondok Kelapa II	Inc. (Bekasi - Pondok Kelapa)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4,0	2024	Rencana
31	Muara Karang Lama	Budi Kemuliaan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	24,0	2025	Rencana
32	Budi Kemuliaan	Kebon Sirih	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4,0	2025	Rencana
33	Senayan	Petukangan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20,0	2025	Rencana
34	Danayasa	Abadi Guna Papan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4,0	2025	Rencana
35	Cawang Baru II / Cililitan	Cawang	500 kV	New, 2 cct, SKTET	1,0	2026	Rencana
36	Cawang Baru II / Cililitan	Gandul	500 kV	New, 2 cct, SUTET	40,0	2026	Rencana
37	Tx Cawang Baru	Tx. Ragunan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	3,6	2026	Rencana
38	Duren Tiga II / Ragunan	Tx. Ragunan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,6	2026	Konstruksi
39	Cawang Baru	Tx. Cawang Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	9,1	2026	Konstruksi
40	Abadi Guna Papan II	Cawang Baru	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20,6	2029	Konstruksi
41	Bekasi	Tx. Marunda	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	29,6	2029	Rencana
42	Tx. Marunda	Kandang Sapi II	150 kV	New, 2 cct, SKTT	3,0	2029	Rencana
43	Kandang Sapi II	Marunda	150 kV	New, 2 cct, SKTT	3,0	2029	Rencana
44	Kemayoran II / Pademangan	Inc. (Kemayoran - Gunung Sahari)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6,0	2029	Konstruksi
45	Kemayoran II / Pademangan	Inc. (Kemayoran - Gunung Sahari)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6,0	2029	Konstruksi
46	Priok	Muarakarang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	20,0	2029	Rencana
47	Angke	Ancol	150 kV	New, 2 cct, SKTT	11,8	2029	Rencana
48	Ancol	Kemayoran	150 kV	New, 2 cct, SKTT	9,6	2029	Rencana
49	Semanggi Barat II / Petamburan	Karet Lama	150 kV	New, 2 cct, SKTT	3,0	2029	Rencana
50	Taman Rasuna II / Benhil	Karet Lama	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10,0	2029	Rencana
51	Ancol II / Pinangsia	Angke	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10,0	2030	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup Pekerjaan	Panjang (kms)	Target COD	Status
52	Gandul II / Pamulang	Inc. (Serpong - Petukangan | Bintaro)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1,0	2030	Rencana
Jumlah					520,6		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET 500 kV bertujuan untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan evakuasi daya ke sistem tegangan tinggi. Rencana pengembangan GI 150 kV bertujuan untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Rincian rencana pembangunan gardu induk di Provinsi DKI Jakarta tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Tabel B1.14.

Tabel B1.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500/150 kV	-	1.000	-	-	1.000	1.000	-	-	-	-	3.000
150/20 kV	480	480	360	240	-	300	-	-	420	120	2.400
Jumlah	480	1.480	360	240	1.000	1.300	-	-	420	120	5.400

Tabel B1.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
1	Gambir Baru	150/20 kV	Ext	60	2021	*Energize*
2	Gandaria	150 kV	Ext	2 LB	2021	*Energize*
3	Gandaria II / Jl. Raya Bogor	150/20 kV	New	120	2021	*Energize*
4	Grogol II / Kedaung	150/20 kV	New	120	2021	*Energize*
5	Jatiwaringin	150/20 kV	New	120	2021	*Energize*
6	Karet Lama	150 kV	Ext	1 LB	2021	Pengadaan
7	Karet Baru	150 kV	Ext	1 LB	2021	Pengadaan
8	Kelapa Gading	150/20 kV	Ext	60	2021	Konstruksi
9	Kandang Sapi	150 kV	Ext	4 LB	2021	Konstruksi
10	Abadi Guna Papan	150 kV	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
11	Marunda	150 kV	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
12	Karet Lama	150 kV	Upr	2 LB	2021	Konstruksi
13	Angke	150 kV	Upr	2 LB	2021	Konstruksi
14	Kembangan II / Metland Cyber City	150/20 kV	New	60	2022	Konstruksi
15	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	150 kV	Ext	1 LB	2022	Konstruksi
16	Poncol Baru II	150 kV	Ext	1 LB	2022	Konstruksi
17	Muara Tawar	500 kV	Ext	-	2022	Rencana
18	Muara Karang New	150/20 kV	New	180	2022	Konstruksi
19	Muara Karang	500/150 kV	New	1000	2022	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
20	Penggilingan	150 kV	Ext	2 LB	2022	Konstruksi
21	Penggilingan II / Rawa Kuning	150/20 kV	New	60	2022	Konstruksi
22	Abadi Guna Papan	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
23	Plumpang II / Sunter	150/20 kV	New	60	2022	*Energize*
24	Grogol	150 kV	Ext	2 LB	2022	Konstruksi
25	Tomang	150/20 kV	New	120	2022	Konstruksi
26	Gambir Lama II	150/20 kV	New	120	2023	Konstruksi
27	Kebon Sirih II	150/20 kV	New	60	2023	Konstruksi
28	Cibinong	150 kV	Ext	2 LB	2023	Konstruksi
29	Gandaria	150 kV	Ext	2 LB	2023	Konstruksi
30	Pulo Gadung II	150/20 kV	New	120	2023	Konstruksi
31	New Senayan	150 kV	Ext	2 LB	2023	Konstruksi
32	Senayan III / Ulujami	150/20 kV	New	60	2023	Konstruksi
33	Pulo Gadung II	150 kV	Ext	2 LB	2024	Konstruksi
34	Cipinang II / Jatinegara	150/20 kV	New	120	2024	Konstruksi
35	Duren Tiga II / Ragunan	150/20 kV	New	60	2024	Konstruksi
36	Karet Lama	150 kV	Ext	1 LB	2024	Rencana
37	Gambir Lama II	150 kV	Ext	1 LB	2024	Rencana
38	Pondok Kelapa II	150/20 kV	New	60	2024	Konstruksi
39	Duri Kosambi	150 kV	Ext	-	2025	Rencana
40	Duri Kosambi	500/150 kV	Ext	500	2025	Rencana
41	Duri Kosambi	500/150 kV	Ext	500	2025	Rencana
42	Budi Kemuliaan	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
43	Muara Karang Lama	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
44	Cawang	500 kV	Ext	2 Dia	2026	Rencana
45	Gandul	500 kV	Ext	1 Dia	2026	Rencana
46	Cawang Baru II / Cililitan	500/150 kV	New	1000	2026	Rencana
47	Cawang Baru II / Cililitan	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
48	Cawang Baru II / Cililitan	150/20 kV	Ext	240	2026	Rencana
49	Abadi Guna Papan II	150/20 kV	New	60	2029	Rencana
50	Bekasi	150 kV	Upr	2 LB	2029	Rencana
51	Kandang Sapi II	150/20 kV	New	60	2029	Konstruksi
52	Kemayoran II / Pademangan	150/20 kV	New	120	2029	Konstruksi
53	Kemayoran II / Pademangan	150 kV	Ext	2 LB	2029	Konstruksi
54	Plumpang	150 kV	Upr	2 LB	2029	Rencana
55	Karet Lama	150 kV	Ext	2 LB	2029	Rencana
56	Semanggi Barat II / Petamburan	150/20 kV	New	60	2029	Rencana
57	Senayan III / Ulujami	150/20 kV	Ext	60	2029	Rencana
58	Taman Rasuna II / Benhil	150/20 kV	New	60	2029	Rencana
59	Angke	150 kV	Ext	2 LB	2030	Rencana
60	Ancol II / Pinangsia	150/20 kV	New	60	2030	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
61	Gandul II / Pamulang	150/20 kV	New	60	2030	Rencana
Jumlah				5.400		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel B1.15.

Tabel B1.15. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2021	914	3788	90	110.549
2022	1338	5808	159	149.173
2023	1604	7409	158	201.193
2024	1625	8041	158	204.688
2025	1801	9507	157	207.766
2026	1805	10188	156	210.599
2027	1904	11442	155	212.897
2028	2009	12842	154	214.833
2029	2123	14424	152	216.618
2030	2253	16262	152	219.576
Jumlah	17.376	99.711	1.491	1.947.891

Untuk meningkatkan keandalan dan jaminan kontinuitas suplai listrik yang tidak terputus, pada Provinsi DKI Jakarta diberlakukan kawasan *Zero Down Time 20* kV. *Zero Down Time* merupakan suatu upaya untuk meminimalkan keluhan pelanggan terkait adanya pemadaman tenaga listrik dengan merekonfigurasi jaringan distribusi dari *spindle* menjadi *looping*. Dua kawasan yang telah diimplementasikan program *Zero Down Time* 20 kV yaitu SCBD dan Mega Kuningan.

Pengembangan Sistem Tenaga Listrik di Kepulauan Seribu

Saat ini Kepulauan Seribu telah memiliki sistem tenaga listrik *existing* berupa Saluran Kabel Laut Tegangan Menengah (SKLTM) dan Saluran Kabel Tegangan Menengah (SKTM). Aset yang dimiliki oleh pemerintah daerah DKI Jakarta yaitu Saluran Tegangan Menengah 87.015 ms, Gardu Distribusi 17 buah dan Gardu Hubung 12 buah. Aset yang dimiliki oleh PT. PLN (Persero) yaitu Saluran Kabel Tegangan Menengah 8.300 ms, Gardu Distribusi 2 buah, Saluran Rumah dan kWh meter. Kondisi saat ini Listrik disalurkan oleh PT PLN (Persero) dengan beberapa pulau wisata di Kepulauan Seribu masih ada yang dilistriki secara

mandiri oleh pengelola *resort*. Sistem tenaga listrik *existing* juga perlu ditingkatkan keandalannya. Untuk itu, PT PLN (Persero) akan melakukan pengembangan sistem tenaga listrik di Kepulauan Seribu dengan *roadmap* sebagai berikut :

a. Tahun 2018

   Dua gardu distribusi di Pulau Tidung Besar sudah beroperasi sebagai upaya perbaikan tegangan ujung.

b. Tahun 2019

   SKLTM GH Tanjung Pasir – Pulau Untung Jawa Sirkuit ke-II sepanjang 5,7 kms sudah beroperasi sebagai upaya peningkatan keandalan pasokan listrik di Kepulauan Seribu.

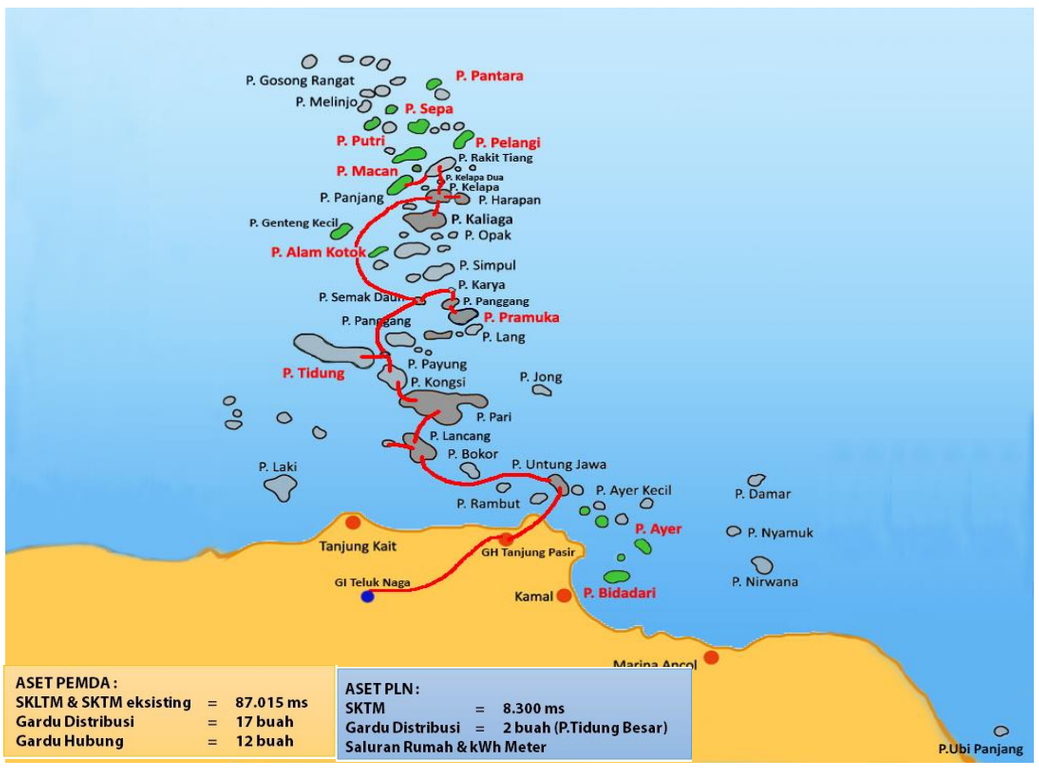
c. Tahun 2020

   Pengembangan kelistrikan di Pulau Sebira dengan memanfaatkan PLTS dan genset *hybrid*. Rencana pengembangan kelistrikan di Pulau Sebira diawali dengan kajian oleh PLN Puslitbang.

d. Tahun 2021-2029

   Pengembangan kelistrikan pulau-pulau wisata atau *resort* di Kepulauan Seribu dengan memanfaatkan energi baru terbarukan berdasarkan hasil kajian potensi energi baru terbarukan di *resort* tersebut.

Sistem kelistrikan di Kepulauan Seribu ditampilkan pada Gambar B1.3.

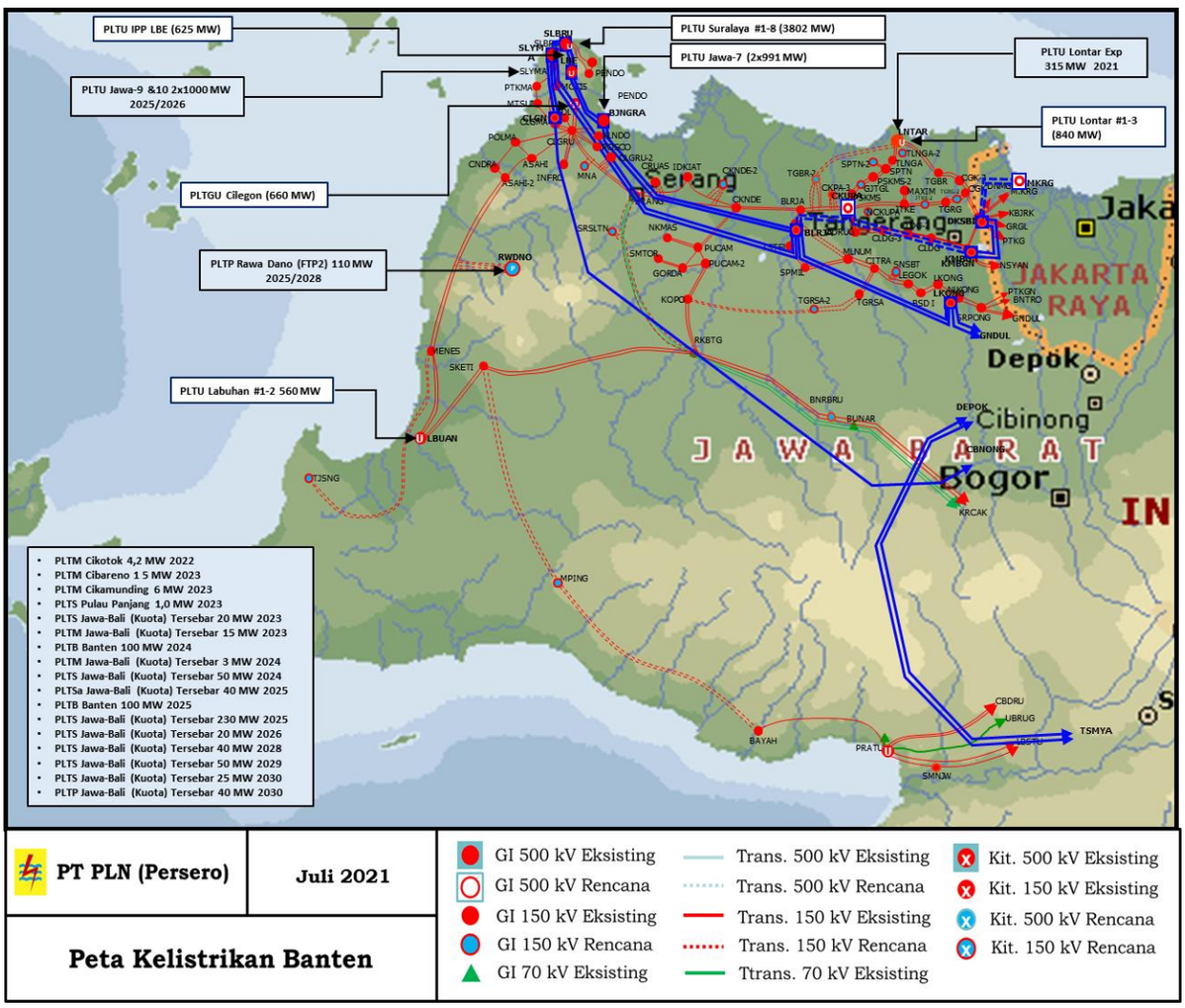


Gambar B1.3. Sistem Kelistrikan Kepulauan Seribu

LAMPIRAN B.2
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI BANTEN

B2.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Banten tertinggi pada tahun 2020 sekitar 3.442 MW yang tercapai pada bulan September 2020. Pasokan di Provinsi Banten terdiri dari pembangkit yang terkoneksi ke jaringan 150 kV sebesar 2.060 MW (PLTGU Cilegon, PLTU Labuan, dan PLTU Lontar) dan yang terkoneksi ke jaringan 500 kV sebesar 3.802 MW (PLTU Suralaya), 625 MW (PLTU LBE) dan 991 MW (PLTU Jawa-7 Unit 1).



Gambar B2.1. Peta Sistem tenaga listrik di Provinsi Banten

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 4 GITET, yaitu Suralaya, Cilegon, Balaraja dan Lengkong dengan kapasitas 5.000 MVA. Peta sistem tenaga listrik Banten ditunjukkan pada Gambar B2.1.

Sistem tenaga listrik Provinsi Banten terdiri atas 3 subsistem yaitu:

- GITET Suralaya memasok daerah industri Merak dan Salira.

- GITET Cilegon, PLTGU Cilegon, PLTU Labuan memasok Kabupaten Serang, Kota Cilegon, Kabupaten. Pandeglang dan Kabupaten Lebak.
- GITET Balaraja dan PLTU Lontar memasok Kabupaten/Kota Tangerang dan Tangerang Selatan.

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011-2020 per sektor pelanggan di Provinsi Banten ditunjukkan pada Tabel B2.1 dan Tabel B2.2

Tabel B2.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	2.941	3.295	3.640	3.982	4.278	4.543	4.600	4.825	5.232	5.795
2	Bisnis	1.481	1.755	2.299	2.243	2.154	12.811	13.623	14.803	3.164	2.890
3	Publik	322	351	388	416	455	2.545	2.958	2.990	587,5	556,6
4	Industri	11.138	11.134	12.920	12.569	11.645	469	501	544	14.601	13.027
Jumlah		15.882	16.535	19.247	19.209	18.531	20.369	21.681	23.162	23.584	22.269
Pertumbuhan (%)		2,80	4,11	16,40	(0,19)	(3,53)	9,92	6,45	6,83	1,82	(5,58)

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel B2.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	1.659	1.795	1.992	2.178	2.399	2.548	2.712	2.894	3.078	3.224
2	Bisnis	74	84	93	101	111	132	152	174	175	191
3	Publik	39	42	45	47	52	56	62	62	76	76
4	Industri	5,2	5,3	5,6	5,7	6,0	6,1	6,3	6,3	6,7	6,8
Jumlah		1.777	1.926	2.135	2.331	2.568	2.742	2.933	3.137	3.336	3.497,0
Pertumbuhan (%)		7,15	8,36	10,88	9,18	10,16	4,80	6,88	7,12	6,34	4,83

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Sedangkan rincian (jenis, kapasitas dan daya mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B2.3.

Tabel B2.3. Kapasitas Pembangkit *Existing*

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTU	Jawa Bali	13,0	5.570,0	5.201,6	5.201,6
PLTGU	Jawa Bali	3,0 (1 Blok)	739,4	660,0	660,0
PLTD	Pulo Panjang	4,0	0,7	0,7	0,7
Jumlah PLN		20,0	6.310,1	5.862,3	5.862,3
IPP					
PLTU	Jawa Bali	4,0	1.616,0	1.616,0	1.616,0
PLTA	Jawa Bali	4,0	15,6	15,6	15,6

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
Jumlah IPP		8,0	1.631,6	1.631,6	1.631,6
Jumlah		28,0	7.941,7	7.493,9	7.493,9

Untuk Gardu Induk *existing* yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B2.4, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel B2.5.

Tabel B2.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk *Existing* (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
1	Alam Sutera	150/20	3	180
2	Balaraja	150/20	4	240
3	BSD 1	150/20	2	120
4	Cikupa	150/20	3	180
5	Ciledug	150/20	4	240
6	Citra Habitat	150/20	4	240
7	Curug	150/20	4	240
8	Gunung Mulia Steel	150/20	1	60
9	Jatake	150/20	5	300
10	Lautan Steel	150/20	2	120
11	Legok	150/20	4	240
12	Lengkong	150/20	4	240
13	Lengkong 2	150/20	2	120
14	Maximangando	150/20	2	120
15	Millenium	150/20	4	240
16	New Balaraja	150/20	3	180
17	New Tangerang	150/20	4	240
18	Pasar Kemis	150/20	4	240
19	Pasar Kemis 2	150/20	3	180
20	Sepatan	70/20	4	240
21	Serpong	150/20	4	240
22	Spinmill	150/20	2	120
23	Summarecon	150/20	2	120
24	Suvarna	150/20	2	120
25	Tangerang	150/20	5	300
26	Teluk Naga	150/20	4	240
27	Tiga Raksa	150/20	4	240
28	Asahimas	150/20	2	120
29	Anyer	150/20	1	60
30	Cikande	150/20	3	180
31	Cilegon Baru	150/20	2	120
32	Kramatwatu	150/20	2	120

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
33	Cilegon Lama	150/20	2	120
34	Kopo	150/20	3	180
35	Malingping	150/20	1	60
36	Menes	150/20	2	120
37	Puncak Ardi Mulya	150/20	5	300
38	Rangkasbitung Baru	150/20	2	120
39	rangkas Kota	150/20	1	30
40	Saketi	150/20	3	180
41	Salira Indah	150/21	3	180
42	Serang	150/22	5	300
43	Suralaya	150/23	1	30
44	Bayah	150/24	1	60
45	Modern	150/25	2	120
46	Candra Asri	150/26	1	60
47	Cengkareng 2	150/27	2	120
48	Jatake Baru	150/20	2	120
49	Sindang Jaya	150/20	2	120
Jumlah			137	8.160

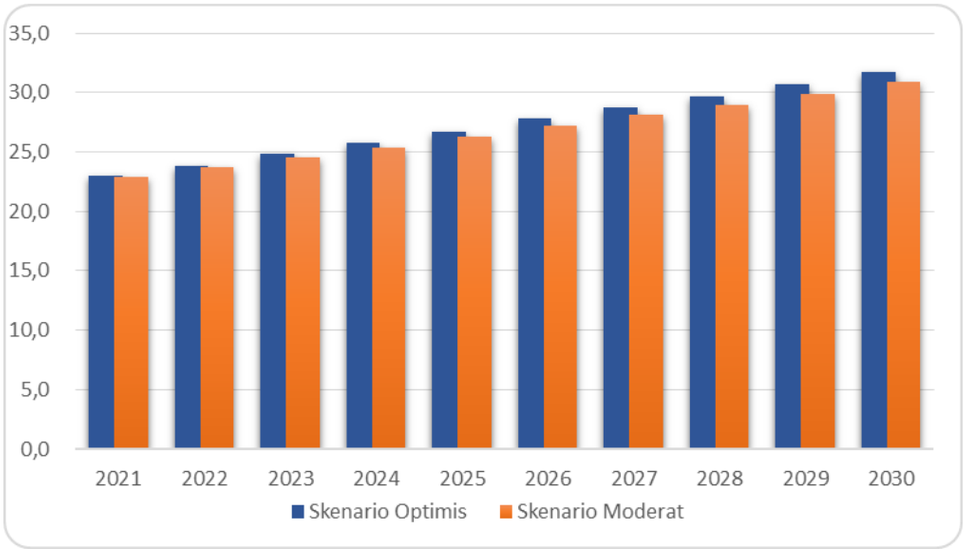
Tabel B2.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
JTM (kms)	5.868	6.327	45.655	6.553	14.437	15.086	14.639	15.112	15.739
JTR (kms)	12.700	13.533	133.208	12.016	24.013	23.841	24.695	25.574	25.661
Gardu Distribusi (MVA)	534	666	9.543	11.214	3.162	3.365	3.561	3.718	3.867

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

B2.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2021 – 2030 diberikan pada Tabel B2.8, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 3,33% (skenario moderat) dan 3,60% (skenario optimis) seperti ditunjukkan pada Gambar B2.2, sedangkan proyeksi jumlah pelanggan ditunjukkan pada Tabel B2.7.



Gambar B2.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (TWh)

Skenario dasar yang digunakan dalam RUPTL 2021-2030 ini menggunakan skenario moderat.

Tabel B2.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	6.133	6.428	6.736	7.058	7.393	7.741	8.099	8.467	8.845	9.256
2	Bisnis	3.090	3.328	3.583	3.852	4.136	4.436	4.754	5.086	5.428	5.798
3	Publik	632	671	709	748	788	830	876	924	976	1.028
4	Industri	13.088	13.293	13.498	13.705	13.939	14.194	14.356	14.499	14.633	14.806
Jumlah		22.943	23.721	24.526	25.363	26.256	27.201	28.085	28.976	29.882	30.888
Pertumbuhan (%)		3,03	3,39	3,40	3,41	3,52	3,60	3,25	3,17	3,13	3,37

Tabel B2.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	3.365	3.522	3.687	3.858	4.037	4.223	4.417	4.617	4.824	5.045
2	Bisnis	193	203	213	223	233	243	253	262	271	280
3	Publik	85	90	96	102	108	114	121	129	137	145
4	Industri	7,2	7,4	7,5	7,7	7,9	8,1	8,2	8,4	8,6	8,7
Jumlah		3.650	3.823	4.004	4.191	4.386	4.589	4.799	5.016	5.241	5.479
Pertumbuhan (%)		4,37	4,75	4,72	4,69	4,65	4,62	4,58	4,53	4,49	4,53

Tabel B2.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	4,3	22.943	24.148	3.446	3.649.732
2022	4,6	23.721	24.958	3.562	3.823.211
2023	4,6	24.526	25.793	3.681	4.003.609
2024	4,6	25.363	26.642	3.802	4.191.253

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	4,6	26.256	27.569	3.934	4.386.288
2026	4,6	27.201	28.528	4.071	4.588.840
2027	4,5	28.085	29.433	4.200	4.798.843
2028	4,4	28.976	30.348	4.331	5.016.330
2029	4,3	29.882	31.286	4.465	5.241.383
2030	4,3	30.888	32.327	4.613	5.478.864
Pertumbuhan (%)	4,50	3,33	2,67	2,66	5,10

Proyeksi kebutuhan listrik pada Tabel B2.8 diatas sudah termasuk kebutuhan KEK Tanjung Lesung dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Banten. Untuk melayani kebutuhan KEK dan potensi pelaggan besar lainnya tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

B2.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Banten memiliki potensi sumber energi primer yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari potensi panas bumi yang dapat dikembangkan untuk tenaga listrik yang diperkirakan mencapai 261 MWe yang tersebar di 6 lokasi yaitu Rawa Dano, G. Karang, G. Pulosari, G. Endut, Pamancalan dan Malingping. Sedangkan potensi batubara diperkirakan mencapai 18,8 juta ton[1]. Selain itu terdapat potensi minihidro dan mikrohidro sekitar 72 MW, bioenergi sekitar 465,1 MW, surya sekitar 2.461 MW, dan potensi dari bayu sekitar 1.753 MW. Kebutuhan batubara untuk pembangkit di Banten sebagian besar dipasok dari Sumatera Selatan dan sisanya dari Kalimantan, sedangkan kebutuhan gas dipasok dari *Block South East Sumatera* dan PGN.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B2.10.

[1]Sumber: RUKN 2019-2038

Tabel B2.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	315,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	315,0
PLT Lain	-	-	20,0	100,0	180,0	-	-	-	-	25,0	325,0
Jumlah	315,0	-	20,0	100,0	180,0	-	-	-	-	25,0	640,0
IPP											
PLTU	-	-	-	-	1.000,0	1.000,0	-	-	-	-	2.000,0
PLTP	-			-	30,0	-	-	80,0		40,0	150,0
PLTM	-	4,2	26,0	3,0	-	-	-	-	-	-	33,2
PLT Lain	-	-	1,0	50,0	190,0	20,0	-	40,0	50,0	-	351,0
Jumlah	-	4,2	27,0	53,0	1.220,0	1.020,0	-	120,0	50,0	40,0	2.534,2
Total											
PLTU	315,0	-	-	-	1.000,0	1.000,0	-	-	-	-	2.315,0
PLTP	-	-	-	-	30,0	-	-	80,0	-	40,0	150,0
PLTM	-	4,2	26,0	3,0	-	-	-	-	-	-	33,2
PLT Lain	-	-	21,0	150,0	370,0	20,0	-	40,0	50,0	25,0	676,0
Jumlah	315,0	4,2	47,0	153,0	1.400,0	1.020,0	-	120,0	50,0	65,0	3.174,2

Tabel B2.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTU	Lontar Exp	315,0	2021	Konstruksi	PLN
2	Jawa Bali	PLTM	Cikotok	4,2	2022	Konstruksi	IPP
3	Jawa Bali	PLTM	Cibareno 1	5,0	2023	Rencana	IPP
4	Jawa Bali	PLTM	Cikamunding	6,0	2023	Rencana	IPP
5	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	15,0	2023	Rencana	IPP
6	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	20,0	2023	Rencana	PLN
7	Pulau Panjang	PLTS	Pulau Panjang (Dedieselisasi)	1,0	2023	Rencana	IPP
8	Jawa Bali	PLTB	Banten	100,0	2024	Rencana	PLN
9	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	3,0	2024	Rencana	IPP
10	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2024	Rencana	IPP
11	Jawa Bali	PLTB	Banten	100,0	2025	Rencana	PLN
12	Jawa Bali	PLTP	Rawadano (FTP2)	30,0	2025	Eksplorasi	IPP
13	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	80,0	2025	Rencana	PLN
14	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	150,0	2025	Rencana	IPP
15	Jawa Bali	PLTSa	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,0	2025	Rencana	IPP
16	Jawa Bali	PLTU	Jawa-9	1000,0	2025	Konstruksi	IPP
17	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	20,0	2026	Rencana	IPP
18	Jawa Bali	PLTU	Jawa-10	1000,0	2026	Konstruksi	IPP

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
19	Jawa Bali	PLTP	Rawadano (FTP2)	80,0	2028	Eksplorasi	IPP
20	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,0	2028	Rencana	IPP
21	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2029	Rencana	IPP
22	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25,0	2030	Rencana	PLN
23	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,0	2030	Rencana	IPP
Jumlah				3.174,2			

Di Provinsi Banten terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTB Kab Lebak 150,0 MW
- PLTB Kab Pandeglang 200,0 MW
- PLTM Bulakan 7,0 MW
- PLTM Cibareno 3,0 MW
- PLTM Cibareno 1 5,0 MW
- PLTM Cidano 1,5 MW
- PLTM Cikamunding 6,0 MW
- PLTM Cikidang 2,0 MW
- PLTM Cikutawungu 3,0 MW
- PLTM Cisemeut 4,0 MW
- PLTM Cisemeut Atas 4,0 MW
- PLTM Cisiih Cimandiri 8,0 MW
- PLTM Cisiih Leutik 4,0 MW
- PLTM Cisungsang II 3,0 MW
- PLTM Lebak 6,0 MW
- PLTM Nagajaya 6,0 MW
- PLTM Pasundan 6,0 MW
- PLTP Gunung Endut (FTP2) 40,0 MW
- PLTSa Tangerang 20,0 MW
- PLTSa Tangerang Selatan 20,0 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET 500 kV bertujuan untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan pengembangan GITET. Rencana pengembangan SUTT 150 kV bertujuan untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Rincian rencana pembangunan jaringan transmisi di Provinsi Banten tahun 2021-2030 ditunjukkan pada tabel pembangunan jaringan transmisi B2.12.

Tabel B2.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500 kV	188,2	-	-	-	83,0	-	-	-	-	-	271,2
150 kV	45,2	32,5	30,0	382,0	119,0	31,8	21,0	-	-	8,0	669,5
Jumlah	233,4	32,5	30,0	382,0	202,0	31,8	21,0	-	-	8,0	940,7

Tabel B2.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	Target COD	Status
1	Bojanegara	Balaraja	500 kV	Rec, 2 cct, SUTET	99,2	2021	Pengadaan
2	Indonesia Torray Synthetics (ITS)	Inc. (Tangerang Baru - Cengkareng II)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	0,1	2021	Konstruksi
3	Jatake II / Kelapa Dua	Inc. (Jatake - Tangerang Lama)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	0,4	2021	*Energize*
4	Tangerang Baru II / Sindang Jaya	Tangerang Baru III	150 kV	New, 2 cct, SUTT	14,9	2021	Konstruksi
5	PLTU Lontar	Tangerang Baru III	150 kV	New, 2 cct, SUTT	14,7	2021	Konstruksi
6	Tangerang Baru II / Sindang Jaya	Inc. (Balaraja - Suvarna Sutra)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	11,5	2021	Konstruksi
7	Balaraja	Kembangan	500 kV	New, 2 cct, SUTET	89,0	2021	Konstruksi
8	Terate / MNA	Inc. (Cilegon Baru - Cilegon Baru II)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	3,6	2021	Konstruksi
9	Tx. Gajah Tunggal	Inc. (Pasar Kemis - Pasar Kemis II)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,7	2022	Konstruksi
10	Gajah Tunggal	Tx. Gajah Tunggal	150 kV	New, 2 cct, SKTT	5,0	2022	Konstruksi
11	Teluk Naga II / Dadap	Inc. (Teluk Naga - Lontar)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	24,8	2022	Rencana
12	Sepatan II	Sepatan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,0	2023	Rencana
13	Tigaraksa II / Citra Maja	Tigaraksa	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2023	Rencana
14	Bayah / Cemindo Gemilang	Malimping	150 kV	New, 2 cct, SUTT	70,0	2024	Konstruksi
15	Serang Selatan / Baros	Serang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	26,0	2024	Rencana
16	PLTB Banten	Malimping	150 kV	New, 2 cct, SUTT	66,0	2024	Rencana
17	PLTB Banten	Tanjung Lesung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	66,0	2024	Rencana
18	Serang Selatan / Baros	Rangkas Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60,0	2024	Rencana
19	Sinar Sahabat	Inc. (Citra Habitat - Legok)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4,0	2024	Konstruksi
20	Tanjung Lesung	Menes	150 kV	New, 2 cct, SUTT	90,0	2024	Konstruksi
21	Cikande New	Inc. (Puncak Ardi Mulya – Cikande)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,0	2025	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	Target COD	Status
22	Cikande	Inc. (Suralaya Lama – Balaraja)	500 kV	New, 2 cct, SUTT	10,0	2025	Rencana
23	Cikupa New	Inc. (Jatake - Tangerang Lama)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8,0	2025	Konstruksi
24	Cikupa	Inc. (Balaraja - Kembangan)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	4,0	2025	Rencana
25	Cilegon Baru II	Inc. (Cilegon - Serang)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1,0	2025	Konstruksi
26	LBE	Bojanegara	500 kV	Rec, 2 cct, SUTET	35,0	2025	Rencana
27	PLTU Jawa-9 & Jawa-10	Inc. (Suralaya Lama - Cilegon)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	8,0	2025	Rencana
28	Suralaya Lama	Cilegon	500 kV	Rec, 2 cct, SUTET	26,0	2025	Rencana
29	Tigaraksa II	Kopo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40,0	2025	Rencana
30	PLTP Rawa Dano	Inc. (Menes - Asahimas)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	60,0	2025	Rencana
31	Cilegon	Mitsui	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	4,4	2026	Rencana
32	Peni	Suralaya	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	12,8	2026	Rencana
33	Suralaya	Mitsubishi	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	9,5	2026	Rencana
34	Mitsubishi	Cilegon	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	4,8	2026	Rencana
35	Mitsui	Peni	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	0,3	2026	Rencana
36	Balaraja New	Millenium	150 kV	New, 2 cct, SUTT	21,0	2027	Rencana
37	Curug Switching	Inc. (Cikupa - Lippo Curug)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	2,0	2030	Rencana
38	Cikupa New	Curug Switching	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6,0	2030	Rencana
Jumlah					940,7		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET 500 kV bertujuan untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone* dan evakuasi daya ke sistem tegangan tinggi. Rencana pengembangan GI 150 kV bertujuan untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Adapun rencana pemasangan kapasitor dibeberapa gardu induk di Provinsi Banten dengan total sebesar 525 MVar guna peningkatan keandalan sistem. Rincian rencana pembangunan gardu induk di Provinsi Banten tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Tabel B2.14.

Tabel B2.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500/150 kV	-	-	-	1.000	2.000	-	-	-	-	1.000	4.000
150/20 kV	360	240	120	240	240	120	-	-	-	-	1.320
Jumlah	360	240	120	1.240	2.240	120	-	-	-	1.000	5.320

Tabel B2.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
1	Cilegon Baru II / Kramatwatu	150/20 kV	Ext	60	2021	Operasi
2	Balaraja	500 kV	Upr	2 Dia	2021	Pengadaan
3	Indonesia Torray Synthetics (ITS)	150/20 kV	New	2 LB	2021	Konstruksi
4	Jatake II / Kelapa Dua	150/20 kV	New	120	2021	*Energize*
5	Kopo	150/20 kV	Ext	60	2021	*Energize*
6	Tangerang Baru II / Sindang Jaya	150 kV	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
7	Tangerang Baru II / Sindang Jaya	150/20 kV	New	120	2021	Konstruksi
8	Balaraja	500 kV	Ext	-	2021	Konstruksi
9	Cengkareng	150 kV	Upr	2 LB	2021	Konstruksi
10	Tangerang Lama	150 kV	Upr	2 LB	2021	Konstruksi
11	Terate / MNA	150/20 kV	New	3 LB	2021	Konstruksi
12	Gajah Tunggal	150/20 kV	New	120	2022	Konstruksi
13	Legok	150 kV	Upr	2 LB	2022	Pengadaan
14	Lengkong	150 kV	Upr	2 LB	2022	Pengadaan
15	BSD I	150 kV	Upr	2 LB	2022	Pengadaan
16	BSD I	150 kV	Upr	2 LB	2022	Pengadaan
17	Balaraja	500 kV	Ext	2 Dia	2022	Rencana
18	Teluk Naga II / Dadap	150/20 kV	New	120	2022	*Energize*
19	Sepatan	150 kV	Ext	2 LB	2023	*Energize*
20	Sepatan II	150/20 kV	New	60	2023	Konstruksi
21	Tigaraksa	150 kV	Ext	2 LB	2023	Konstruksi
22	Tigaraksa II / Citra Maja	150/20 kV	New	60	2023	Konstruksi
23	PLTB Banten	150/20 kV	New	2 LB	2024	Rencana
24	Malimping	150/20 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
25	PLTB Banten	150/20 kV	New	2 LB	2024	Rencana
26	Tanjung Lesung	150/20 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
27	Peni	150/20 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
28	Suralaya Lama	150 kV	Upr	-	2024	Rencana
29	Suralaya Lama	500/150 kV	Upr	500	2024	Rencana
30	Suralaya Baru	500/150 kV	Upr	500	2024	Rencana
31	Bayah / Cemindo Gemilang	150 kV	Ext	2 LB	2024	*Energize*
32	Malimping	150 kV	Ext	2 LB	2024	*Energize*
33	Rangkasbitung Baru	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
34	Serang	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
35	Serang Selatan / Baros	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
36	Sinar Sahabat	150 kV	Ext	2 LB	2024	Konstruksi
37	Sinar Sahabat	150/20 kV	New	60	2024	*Energize*
38	Menes	150 kV	Ext	2 LB	2024	Konstruksi
39	Tanjung Lesung	150/20 kV	New	120	2024	*Energize*
40	Cikande	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprate	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
41	Cikande New	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
42	Cikande	500/150 kV	New	1000	2025	Rencana
43	Cikupa New	150/20 kV	New	60	2025	Konstruksi
44	Cikupa	500/150 kV	New	1000	2025	Rencana
45	Cilegon Baru II	150 kV	Ext	2 LB	2025	Konstruksi
46	Cilegon	500 kV	Upr	2 Dia	2025	Rencana
47	Suralaya Lama	500 kV	Upr	2 Dia	2025	Rencana
48	PLTU Jawa-9 & Jawa-10	500 kV	New	4 Dia	2025	Rencana
49	Kopo	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
50	Tigaraksa II	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
51	PLTP Rawa Dano	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
52	Puncak Ardi Mulya II	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
53	Terate / MNA	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
54	Balaraja New	150 kV	Ext	2 LB	2027	*Energize*
55	Millenium	150 kV	Ext	2 LB	2027	*Energize*
56	Cikupa New	150 kV	Ext	-	2030	Rencana
57	Curug Switching	150 kV	New	6 LB	2030	Rencana
58	Cikupa	500/150 kV	Ext	1000	2030	Rencana
Jumlah				5.320		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) seperti pada tabel B2.15.

Tabel B2.15. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2021	312	513	168	152.774
2022	345	566	179	173.479
2023	352	580	185	180.398
2024	361	595	192	187.644
2025	381	627	199	195.035
2026	397	655	206	202.552
2027	366	605	212	210.003
2028	365	603	219	217.487
2029	366	606	226	225.054
2030	402	666	237	237.480
Jumlah	3.647	6.016	2.023	1.981.906

Untuk meningkatkan keandalan dan jaminan kontinuitas suplai listrik yang tidak terputus, pada Provinsi Banten diberlakukan kawasan *Zero Down Time 20* kV. *Zero Down Time* merupakan suatu upaya untuk meminimalkan keluhan pelanggan terkait adanya pemadaman tenaga listrik dengan merekonfigurasi jaringan distribusi dari *spindle* menjadi *looping*. Kawasan yang telah diimplementasikan program *Zero Down Time* 20 kV yaitu kawasan *Central Business District* Barat di Bumi Serpong Damai.

Pengembangan listrik perdesaan sudah termasuk dalam bagian pengembangan sistem distribusi, untuk detail pengembangan listrik perdesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Rasio elektrifikasi Provinsi Banten sampai TW IV 2020 sudah mencapai 99,99%. Desa terakhir yang telah dilistriki di akhir tahun 2020 adalah desa adat Suku Baduy (Desa Kanekes, Kabupaten Lebak), sehingga tahun 2020 seluruh desa di Provinsi Banten telah berlistrik 100%.

Rasio Desa Berlistrik Provinsi Banten TW IV sudah mencapai 100% dengan total desa 1.551 sudah berlistrik PLN. Program listrik perdesaan Banten saat ini merupakan program perluasan desa berlistrik.

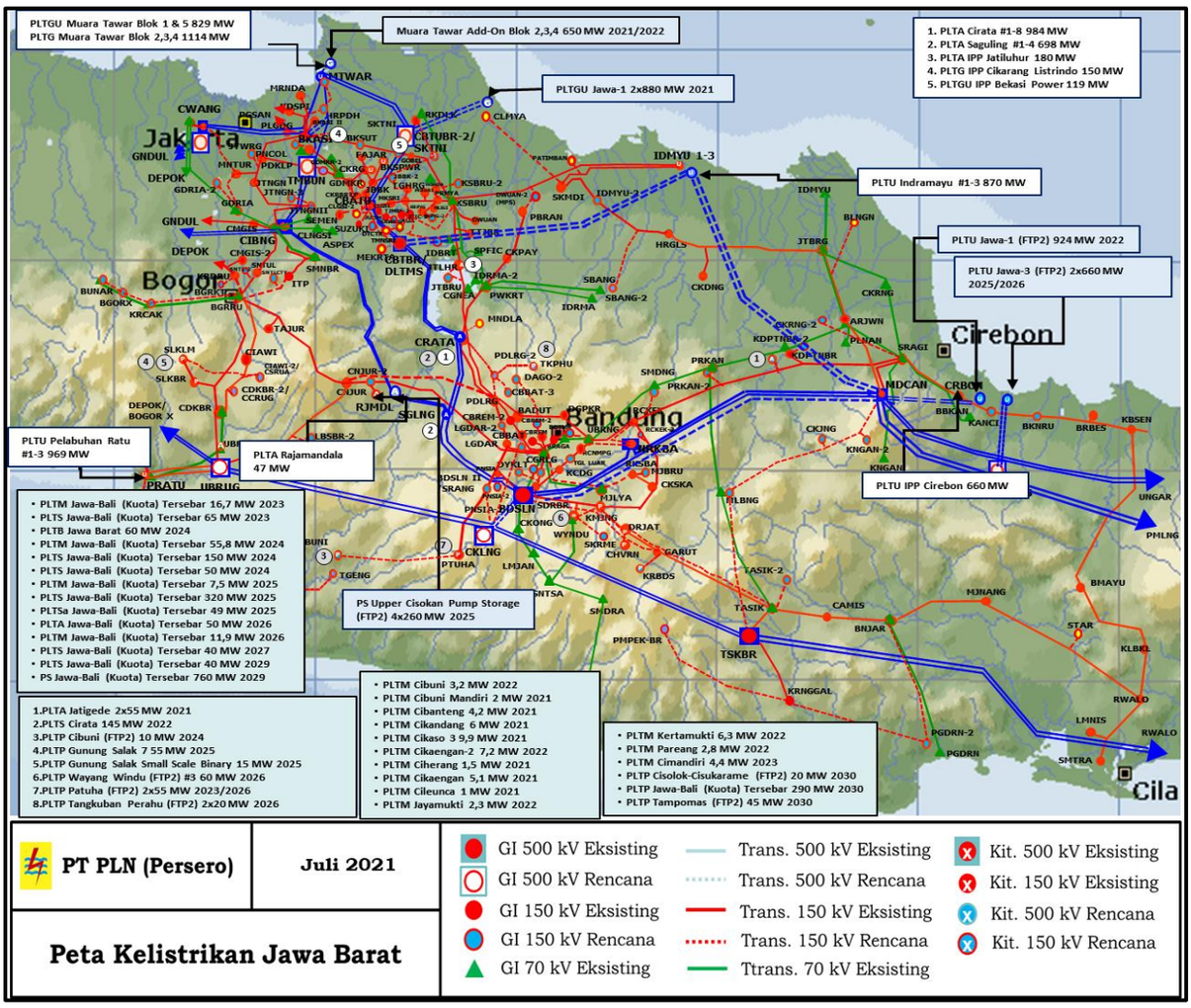
Tabel B2.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan
			MVA	unit		
2021	9,63	79,0	0,95	17	-	2.379
2022	6,89	65,35	0,85	15	-	1.952
2023	0	0	0	0	-	0
2024	0	0	0	0	-	0
2025	0	0	0	0	-	0
2026	0	0	0	0	-	0
2027	0	0	0	0	-	0
2028	0	0	0	0	-	0
2029	0	0	0	0	-	0
2030	0	0	0	0	-	0

LAMPIRAN B.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI JAWA BARAT

B3.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Jawa Barat tertinggi pada tahun 2020 sebesar 7.712 MW yang dicapai pada bulan Maret 2020. Pembangkit di Jawa Barat yang berada pada grid 500 kV adalah PLTG/PLTGU Muara Tawar, PLTA Saguling, PLTA Cirata dan pembangkit yang berada di grid 150 kV adalah PLTU Indramayu, PLTGU Cikarang Listrindo, PLTU Cirebon, PLTU Pelabuhan Ratu, PLTG Sunyaragi serta beberapa PLTP dan PLTA.



Gambar B3.1. Peta Sistem tenaga listrik di Provinsi Jawa Barat

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 10 GITET yaitu Bekasi (sebagian), Cibatu, Cirata, Bandung Selatan, Tasikmalaya, Ujung Berung, Cibinong, Depok, Mandirancan dan Deltamas dengan kapasitas 12.500 MVA. Peta sistem tenaga listrik Jawa Barat ditunjukkan pada Gambar B3.1.

Sistem tenaga listrik Provinsi Jawa Barat terdiri atas 7 subsistem yaitu:

- GITET Bandung Selatan, GITET Ujungberung, PLTP Kamojang dan PLTP Wayang Windu (saat belum dapat optimal) memasok Kab/Kota Bandung, Kota Cimahi dan Kab. Cianjur.
- GITET Cirata dan PLTA Jatiluhur memasok Kab. Purwakarta, Kab. Subang dan Kab. Bandung Barat.
- GITET Tasikmalaya dan PLTP Darajat memasok Kab. Tasikmalaya, Kab. Garut, Kab. Sumedang, Kota Administratif Banjar dan Kab. Ciamis.
- GITET Mandirancan memasok Kab. Cirebon, Kab. Kuningan, Kab. Indramayu dan Kab. Majalengka
- GITET Cibatu memasok Wilayah Tambun, Cikarang, Bekasi dan Karawang.
- GITET Bekasi memasok sebagian wilayah kota dan Kab.Bekasi dan sebagian wilayah Jakarta.
- GITET Cibinong dan PLTU Pelabuan Ratu, PLTP Salak, PLTA Ubrug memasok wilayah Kab. Bogor, Kab Sukabumi beserta sebagian Jakarta Timur.
- GITET Depok dan PLTA Kracak memasok Wilayah Kota Depok, sebagian Bogor, sebagian Jakarta Selatan dan sebagian Jakarta Pusat.
- GITET Deltamas memasok sebagian daerah industri di Wilayah Kota Bekasi dan Kab. Karawang.

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011-2020 per sektor pelanggan di Provinsi Jawa Barat ditunjukkan pada Tabel B3.1 dan Tabel B3.2

Tabel B3.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	12.552	13.628	14.486	15.898	16.795	17.464	17.555	17.934	18.754	20.362
2	Bisnis	3.399	3.399	3.399	4.740	4.606	4.921	5.232	5.645	6.080	5.798
3	Publik	1.052	1.093	1.117	1.338	1.441	1.570	1.682	1.830	1.998	1.954
4	Industri	17.050	18.534	19.880	20.910	20.717	22.188	22.957	23.904	24.052	21.428
Jumlah		34.054	36.653	38.882	42.886	43.559	46.143	47.425	49.312	50.884	49.539
Pertumbuhan (%)		10,85	7,63	6,08	10,30	1,57	5,93	2,78	3,98	3,2	(2,6)

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel B3.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	8.205	8.936	9.699	10.354	11.223	11.748	12.388	13.041	13.628	14.099
2	Bisnis	266	290	311	329	357	427	506	568	589	635
3	Publik	217	234	254	274	294	319	344	371	397	418
4	Industri	11,2	11,8	12,5	12,9	13,5	14,0	14,6	15,1	15,4	15,8
Jumlah		8.700	9.472	10.276	10.969	11.888	12.507	13.254	13.996	14.629	15.105
Pertumbuhan (%)		6,01	8,87	8,49	6,75	8,37	5,21	5,97	5,60	4,53	3,25

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Sedangkan rincian (jenis, kapasitas dan daya mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B3.3.

Tabel B3.3. Rekap Kapasitas Pembangkit *Existing*

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTU	Jawa Bali	6,0	2.040,0	1.839,0	1.839,0
PLTG	Jawa Bali	8,0	1.148,0	1.114,0	1.114,0
PLTGU	Jawa Bali	6,0 (2 Blok)	902,0	829,0	829,0
PLTP	Jawa Bali	7,0	376,8	356,6	356,6
PLTA	Jawa Bali	37,0	1.805,4	1.777,8	1.777,8
Jumlah PLN		64,0	6.272,1	5.916,4	5.916,4
IPP					
PLTU	Jawa Bali	1,0	660,0	-	-
PLTGU	Jawa Bali	2,0 (2 Blok)	268,8	-	-
PLTP	Jawa Bali	11,0	808,4	-	-
PLTBM	Jawa Bali	1,0	14,0	14,0	14,0
PLTA	Jawa Bali	22,0	330,1	96,3	96,3
Jumlah IPP		37,0	2.081,4	110,3	110,3
Jumlah		101,0	8.353,5	6.026,7	6.026,7

Untuk gardu induk *existing* yang memasok pelanggan-pelanggan, daftar ditunjukkan pada Tabel B3.4, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel B3.5.

Tabel B3.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk *Existing* (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	GI Bandung Utara	150/20	4	240
2	GI Bengkok	70/20	1	10
3	GI Braga (GIS)	150/20	2	120
4	GI Cigereleng	150/20	4	240
5	GI Dago Pakar	150/20	2	120
6	GI Kiaracondong (GIS)	150/20	3	180
7	GI Ujung Berung	150/20	4	240
8	GI Bekasi	150/20	5	300
9	GI Cibatu	150/20	4	240
10	GI Cikarang	150/20	3	180
11	GI Sukatani Gobel/ Multistrada	150/20	2	120
12	GI Rajapaksi	150/20	2	120

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
13	GI Fajar Surya Wisesa	150/20	3	180
14	GI Gandamekar	150/20	4	240
15	GI Jababeka	150/20	4	240
16	GI Poncol Baru	150/20	5	300
17	GI Tambun	150/20	4	240
18	GI Bogor Baru	150/20	4	240
19	GI Bunar	70/20	2	60
20	GI Ciawi Baru	150/20	4	240
21	GI Kedung Badak Baru	150/20	3	180
22	GI Kracak	70/20	2	20
23	GI Cianjur	150/20	4	240
24	GI Cibabat	150/20	3	180
25	GI Cibabat Baru (GIS)	150/20	2	120
26	GI Cibeureum	150/20	3	180
27	GI Lagadar	150/20	4	240
28	GI Padalarang Baru	150/20	4	240
29	GI Arjawinangun	70/20	3	70
30	GI Babakan	70/20	3	90
31	GI Haurgeulis	150/20	3	180
32	GI Indramayu	70/20	2	60
33	GI Indramayu PLTU	150/20	1	60
34	GI Jatibarang	150/20	2	120
35	GI Kuningan	70/20	3	90
36	GI Cikedung	150/20	2	120
37	GI Mandirancan	150/20	2	120
38	GI Sunyaragi	150/20	4	240
39	GI Cimanggis	150/20	4	240
40	GI Cibinong	150/20	4	240
41	GI Rawadenok	150/20	4	240
42	GI Garut	150/20	4	240
43	GI Malangbong	70/20	3	80
44	GI Pameungpeuk	70/20	3	90
45	GI Sumadra	70/20	2	60
46	GI Cileungsi	70/20	2	60
47	GI Cileungsi II/ Jonggol	150/20	3	180
48	GI Sentul	150/20	5	300
49	GI Semen Baru Cibinong	150/20	3	180
50	GI Dawuan	150/20	3	180
51	GI Kiarapayung	150/20	2	120
52	GI Kosambi Baru	150/20	4	240
53	GI Mekarsari	150/20	4	240

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
54	GI Maligi	150/20	2	120
55	GI Pinayungan	150/20	4	240
56	GI Parungmulya	150/20	3	180
57	GI Peruri	150/20	3	180
58	GI Rengasdengklok	70/20	4	110
59	GI Tegal Herang	150/20	4	240
60	GI Teluk Jambe	150/20	4	240
61	GI Juishin	150/20	1	60
62	GI Bandung Selatan	150/20	4	240
63	GI Patuha	150/20	1	60
64	GI Cikasungka	150/20	4	240
65	GI Kamojang	150/20	1	60
66	GI Majalaya	70/20	3	90
67	GI Rancakasumba	150/20	4	240
68	GI Panasia	150/20	1	60
69	GI Santosa	70/20	2	50
70	GI Cikumpay	150/20	4	240
71	GI Cirata Baru	150/20	1	60
72	GI Pabuaran	150/20	2	120
73	GI Purwakarta	70/20	2	50
74	GI Subang	70/20	3	90
75	GI Sukamandi	150/20	2	120
76	GI Cibadak Baru	150/20	3	180
77	GI Lembursitu	150/20	4	240
78	GI Semen Jawa	150/20	1	60
79	GI Pelabuhan Ratu	70/20	1	30
80	GI Pelabuhan Ratu PLTU	150/20	1	60
81	GI Kadipaten	70/20	3	90
82	GI Parakan	70/20	1	10
83	GI Rancaekek	150/20	4	240
84	GI Sumedang	70/20	4	80
85	GI Rancakasumba Baru	150/20	3	180
86	GI Banjar	150/20	3	180
87	GI Ciamis	150/20	3	150
88	GI Pangandaran	70/20	3	90
89	GI Karangnunggal	150/20	2	90
90	GI Tasikmalaya Baru	150/20	2	90
91	GI Tasikmalaya	150/20	4	240
92	Arjawinangun Baru	150/20	2	120
93	Cikarang Baru Lippo	150/20	2	120
94	Kadipaten Baru	150/20	2	120

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
95	Rancanumpang / Gedebage	150/20	2	120
96	New Tambun	150/20	2	120
97	Sumarecon	150/20	2	120
98	Deltamas	150/20	2	120
99	Katulampa	150/20	2	120
100	Bogor Kota	150/20	2	120
101	Depok Baru II	150/20	2	120
102	Margakarya	150/20	2	120
Jumlah			289	15.510

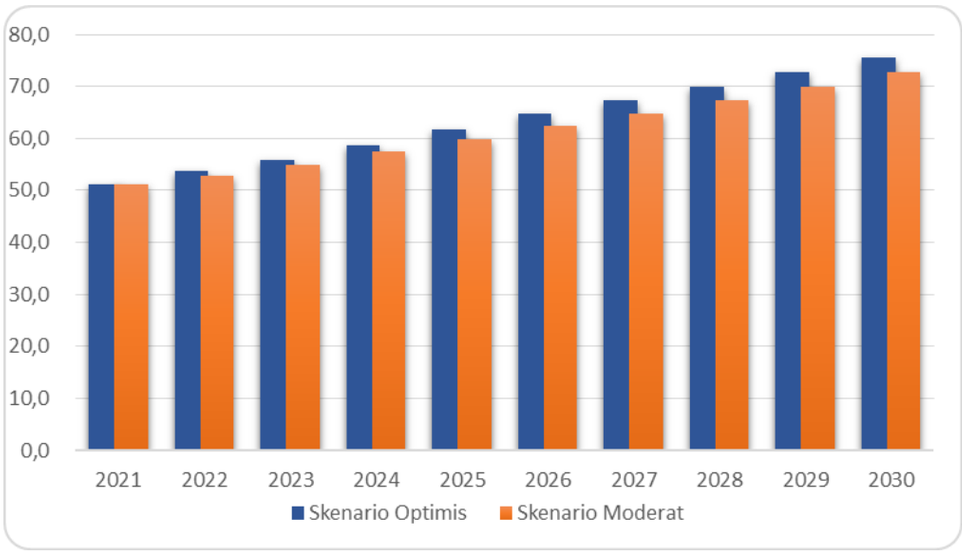
Tabel B3.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
JTM (kms)	35.973	37.359	45.655	40.693	43.000	44.262	45.421	47.125	47.821
JTR (kms)	88.554	91.107	133.208	108.372	113.513	119.854	121.833	124.875	128.128
Gardu Distribusi (MVA)	7.167	8.699	9.543	11.214	7.856	9.114	8.845	9.559	9.816

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

B3.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa mendatang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2021 – 2030 ditunjukkan pada Tabel B3.8, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 3,92% (skenario moderat) dan 4,31% (skenario optimis) seperti ditunjukkan pada Gambar B3.2.



Gambar B3.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (TWh)

Skenario dasar yang digunakan dalam RUPTL 2021-2030 ini menggunakan skenario moderat.

Tabel B3.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	21.156	21.630	22.100	22.568	23.031	23.490	23.942	24.386	24.823	25.251
2	Bisnis	6.111	6.367	6.792	7.243	7.671	8.122	8.638	9.161	9.711	10.255
3	Publik	2.022	2.131	2.276	2.449	2.634	2.822	3.007	3.191	3.383	3.585
4	Industri	21.778	22.598	23.807	25.209	26.537	27.884	29.233	30.591	32.049	33.708
Jumlah		51.068	52.725	54.977	57.468	59.874	62.317	64.820	67.330	69.966	72.800
Pertumbuhan (%)		3,08	3,24	4,27	4,53	4,19	4,08	4,02	3,87	3,91	4,05

Tabel B3.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	14.445	14.847	15.254	15.664	16.078	16.494	16.910	17.325	17.740	18.152
2	Bisnis	672	719	768	820	879	945	1.019	1.100	1.186	1.279
3	Publik	426	447	475	508	544	580	615	651	687	726
4	Industri	16	17	17	18	18	19	20	20	21	22
Jumlah		15.559	16.030	16.513	17.010	17.519	18.037	18.564	19.096	19.634	20.179
Pertumbuhan (%)		2,58	3,03	3,02	3,01	2,99	2,96	2,92	2,87	2,82	2,77

Tabel B3.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,0	51.068	54.446	7.877	15.558.777
2022	5,6	52.725	56.174	8.125	16.029.548
2023	5,8	54.977	58.527	8.463	16.513.304
2024	5,9	57.468	61.067	8.828	17.010.028
2025	6,1	59.874	63.574	9.188	17.518.609
2026	6,2	62.317	66.049	9.543	18.037.353
2027	6,2	64.820	68.620	9.912	18.563.727
2028	6,3	67.330	71.201	10.282	19.096.221
2029	6,3	69.966	73.948	10.676	19.634.387
2030	6,3	72.800	76.894	11.099	20.178.826
Pertumbuhan(%)	5,97	3,92	3,52	3,41	3,27

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi Jawa Barat. Untuk melayani kebutuhan potensi pelanggan besar tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

B3.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Jawa Barat memiliki potensi sumber energi primer yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari potensi tenaga air 2.861 MW yang sudah maupun belum dikembangkan di lokasi Cibareno-1, Rajamandala, Jatigede, Upper Cisokan-PS dan Grindulu-PS-3, Cibuni-3, Cibuni-4, Cikaso-3, dan Cipasang. Untuk minyak bumi sekitar 586,2 MMSTB, gas bumi sekitar 4.158,6 BCF, serta potensi panas bumi yang dapat dikembangkan diperkirakan sekitar 2.159 MWe yang tersebar di 40 lokasi yaitu K.Ratu (Salak), Kiaraberes (Salak), Awi Bengkok, Ciseeng, Bujal Jasinga, Cisukarame, Selabintana, Cisolok, G. Pancar, Jampang, Tanggeung, Saguling, Cilayu, Kawah Cibuni, G. Patuha, K. Ciwidey, Maribaya, Tangkubanperahu, Sagalaherang, Ciarinem, G. Papandayan, G. Masigit – Guntur, Kamojang, Darajat, G.Tampomas, Cipacing, G. Wayang – Windu, G. Telagabodas , G. Galunggung, Ciheuras, Cigunung, Cibalong, G. Karaha, G. Sawal, Cipanas – Ciawi, G. Cakrabuana, G. Kromong, Sangkanurip, Subang dan Cibingbin.
Sebagian besar pasokan gas untuk Muara Tawar saat ini berasal dari Pertamina, PGN dan MEDCO. Pasokan gas tersebut akan terus menurun sehingga diperlukan perpanjangan kontrak pasokan gas atau mencari pasokan gas baru. Terdapat potensi energi surya dan angin dengan total sebesar 790 MW yang tersebar di seluruh daerah di Jawa Barat.

Pemanfaatan potensi energi mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi 4 syarat yaitu FS (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memungkinkan.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B3.9.

Tabel B3.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTGU	150,0	500,0	-	-	-	-	-	-	-	-	650,0
PLTA	110,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110,0
PLTP	-	-	-	-	-	40,0	-	-	-	-	40,0
PS	-	-	-	-	1.040,0		-	-	-	-	1.040,0
PLT Lain	-	-	65,0	100,0	180,0	-	-	-	-	-	345,0
Jumlah	260,0	500,0	65,0	100,0	1.220,0	40,0	-	-	-	-	2.185,0
IPP											
PLTU	-	924,0	-	-	660,0	660,0	-	-	-	-	2.244,0
PLTGU	1.760,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.760,0
PLTA	-	-	-	-	-	50,0	-	-	-	-	50,0
PLTM	29,7	21,8	21,1	55,8	7,5	11,9	-	-	-	-	147,8
PLTP	-	-	55,0	10,0	70,0	115,0	-	-	-	355,0	605,0
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	760,0	-	760,0
PLT Lain	-	145,0	-	160,0	189,0	-	40,0	-	40,0	-	574,0
Jumlah	1.789,7	1.090,8	76,1	225,8	926,5	836,9	40,0	-	800,0	355,0	6.140,8
Total											
PLTU	-	924,0	-	-	660,0	660,0	-	-	-	-	2.244,0
PLTGU	1.910,0	500,0	-	-	-	-	-	-	-	-	2.410,0
PLTA	110,0	-	-	-	-	50,0	-	-	-	-	160,0
PLTM	29,7	21,8	21,1	55,8	7,5	11,9	-	-	-	-	147,8
PLTP	-	-	55,0	10,0	70,0	155,0	-	-	-	355,0	645,0
PS	-	-	-	-	1.040,0	-	-	-	760,0	-	1.800,0
PLT Lain	-	145,0	65,0	260,0	369,0	-	40,0	-	40,0	-	919,0
Jumlah	2.049,7	1.590,8	141,1	325,8	2.146,5	876,9	40,0	-	800,0	355,0	8.325,8

Tabel B3.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTA	Jatigede (FTP2)	55,0	2021	Konstruksi	PLN
2	Jawa Bali	PLTA	Jatigede (FTP2)	55,0	2021	Konstruksi	PLN
3	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-1	880,0	2021	Konstruksi	IPP
4	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-1	880,0	2021	Konstruksi	IPP
5	Jawa Bali	PLTGU	Muara Tawar Add-on Blok 2	150,0	2021	Konstruksi	PLN
6	Jawa Bali	PLTM	Cibanteng	4,2	2021	Konstruksi	IPP
7	Jawa Bali	PLTM	Cibuni Mandiri	2,0	2021	Konstruksi	IPP
8	Jawa Bali	PLTM	Ciherang	1,5	2021	Konstruksi	IPP
9	Jawa Bali	PLTM	Cikaengan	5,1	2021	Konstruksi	IPP
10	Jawa Bali	PLTM	Cikandang	6,0	2021	Konstruksi	IPP
11	Jawa Bali	PLTM	Cikaso 3	9,9	2021	Konstruksi	IPP

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
12	Jawa Bali	PLTM	Cileunca	1,0	2021	Konstruksi	IPP
13	Jawa Bali	PLTGU	Muara Tawar Add-on Blok 3	250,0	2022	Konstruksi	PLN
14	Jawa Bali	PLTGU	Muara Tawar Add-on Blok 4	250,0	2022	Konstruksi	PLN
15	Jawa Bali	PLTM	Cibuni	3,2	2022	Konstruksi	IPP
16	Jawa Bali	PLTM	Cikaengan-2	7,2	2022	Konstruksi	IPP
17	Jawa Bali	PLTM	Jayamukti	2,3	2022	Konstruksi	IPP
18	Jawa Bali	PLTM	Kertamukti	6,3	2022	Pendanaan	IPP
19	Jawa Bali	PLTM	Pareang	2,8	2022	Pendanaan	IPP
20	Jawa Bali	PLTS	Cirata	145,0	2022	Konstruksi	IPP
21	Jawa Bali	PLTU	Jawa-1 (FTP2)	924,0	2022	Konstruksi	IPP
22	Jawa Bali	PLTM	Cimandiri	4,4	2023	Pendanaan	IPP
23	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	16,70	2023	Rencana	IPP
24	Jawa Bali	PLTP	Patuha (FTP2)	55,0	2023	Konstruksi	IPP
25	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	65,00	2023	Rencana	PLN
26	Jawa Bali	PLTB	Jawa Barat	60,0	2024	Rencana	IPP
27	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	55,80	2024	Rencana	IPP
28	Jawa Bali	PLTP	Cibuni (FTP2)	10,0	2024	Eksplorasi	IPP
29	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,00	2024	Rencana	PLN
30	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,00	2024	Rencana	IPP
31	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	7,5	2025	Rencana	IPP
32	Jawa Bali	PLTP	Gunung Salak 7	55,0	2025	Eksplorasi	IPP
33	Jawa Bali	PLTP	Gunung Salak Small Scale Binary	15,00	2025	Eksplorasi	IPP
34	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	180,00	2025	Rencana	PLN
35	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	140,00	2025	Rencana	IPP
36	Jawa Bali	PLTSa	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	49,0	2025	Rencana	IPP
37	Jawa Bali	PLTU	Jawa-3 (FTP2)	660,0	2025	Pendanaan	IPP
38	Jawa Bali	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260,0	2025	Konstruksi	PLN
39	Jawa Bali	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260,0	2025	Konstruksi	PLN
40	Jawa Bali	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260,0	2025	Konstruksi	PLN
41	Jawa Bali	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260,00	2025	Konstruksi	PLN
42	Jawa Bali	PLTA	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,00	2026	Rencana	IPP
43	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	11,9	2026	Rencana	IPP
44	Jawa Bali	PLTP	Patuha (FTP2)	55,0	2026	Eksplorasi	IPP
45	Jawa Bali	PLTP	Tangkuban Perahu (FTP2)	20,0	2026	Rencana	PLN
46	Jawa Bali	PLTP	Tangkuban Perahu (FTP2)	20,0	2026	Rencana	PLN
47	Jawa Bali	PLTP	Wayang Windu 3 (FTP2)	60,0	2026	Rencana	IPP
48	Jawa Bali	PLTU	Jawa-3 (FTP2)	660,00	2026	Pendanaan	IPP
49	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,00	2027	Rencana	IPP
50	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,00	2029	Rencana	IPP
51	Jawa Bali	PS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	760,00	2029	Rencana	IPP
52	Jawa Bali	PLTP	Cisolok-Cisukarame (FTP2)	20,00	2030	Rencana	IPP

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
53	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	290,00	2030	Rencana	IPP
54	Jawa Bali	PLTP	Tampomas (FTP2)	45,00	2030	Rencana	IPP
Jumlah				8.325,8			

Di Provinsi Jawa Barat terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Wado 50 MW
- PLTA Cikaso-3 53 MW
- PLTA Cibuni-4 105 MW
- PLTA Cibuni-3 172 MW
- PLTA Cimandiri-3 238 MW
- PLTA Cipasang 400 MW
- PLTB Cirebon 85 MW
- PLTB Garut 150 MW
- PLTB Sukabumi 670 MW
- PLTM Bunijaya 1 1,2 MW
- PLTM Caringin 6,5 MW
- PLTM Ciarinem 3 MW
- PLTM Ciarinem Cipta 4 MW
- PLTM Cibala 4 9 MW
- PLTM Cibatarua Panyairan 8,2 MW
- PLTM Ciberang 5,8 MW
- PLTM Cibuluh 3,7 MW
- PLTM Cicurug 6,6 MW
- PLTM Cidurian 5,8 MW
- PLTM Cidurian-1 2,2 MW
- PLTM Cijambe 0,88 MW
- PLTM Cijampang 1 1,1 MW
- PLTM Cikancana 4,7 MW
- PLTM Cikembang 3,8 MW
- PLTM Cilaki 1a 3,1 MW
- PLTM Cilayu kulon 5,2 MW
- PLTM Cileat 5,2 MW
- PLTM Cilongsong 2 MW
- PLTM Cimaja 3 MW
- PLTM Cinangling 2,5 MW
- PLTM Cinulang 3 MW
- PLTM Cipandak 7,7 MW
- PLTM Cipelah 2,3 MW
- PLTM Cipeuteuy 1,4 MW
- PLTM Cirompang Mekarmukti 4 MW
- PLTM Citarik 4 MW
- PLTM Citarum 5 MW
- PLTM Curug Dadali 2,7 MW

-	PLTM	Darma	1	MW
-	PLTM	Girimukti	3	MW
-	PLTM	Gunung Guruh	3	MW
-	PLTM	Gunung Tua	1,2	MW
-	PLTM	Jatisari	5	MW
-	PLTM	Kanzy-5	5	MW
-	PLTM	Kubang	0,4	MW
-	PLTM	Mekarwangi	4,5	MW
-	PLTM	Pakenjeng	4	MW
-	PLTM	Parentas	1,8	MW
-	PLTM	Pasir Hanjuang	4	MW
-	PLTM	Pasir Jambu	5,1	MW
-	PLTM	Pongkor	5	MW
-	PLTM	Pusaka 3	3	MW
-	PLTM	Segrong	0,2	MW
-	PLTM	Sukalaksana	5	MW
-	PLTM	Sukamaju	7,5	MW
-	PLTM	Sukamaju 1	6,7	MW
-	PLTM	Sukawangi	1,5	MW
-	PLTM	Tajur	4,6	MW
-	PLTM	Talaga	1,9	MW
-	PLTM	Tanjung Mulya	3,3	MW
-	PLTM	Tobolong	6	MW
-	PLTM	Tugu Bandung	4,5	MW
-	PLTP	Cibeureum Parabakti	85	MW
-	PLTP	Cibuni #2	20	MW
-	PLTP	Cilayu	20	MW
-	PLTP	Ciseeng	20	MW
-	PLTP	Cisolok-Cisukarame	50	MW
-	PLTP	Gede Pangrango	55	MW
-	PLTP	Gunung Ciremai (FTP2) #1	55	MW
-	PLTP	Gunung Ciremai (FTP2) #2	55	MW
-	PLTP	Gunung Galunggung #1	55	MW
-	PLTP	Gunung Galunggung #2	55	MW
-	PLTP	Kamojang-Darajat	65	MW
-	PLTP	Karaha #2	20	MW
-	PLTP	Masigit #1	55	MW
-	PLTP	Papandayan	40	MW
-	PLTP	Tampomas	45	MW
-	PLTP	Wayang Windu(FTP2) #4	120	MW
-	PLTS	Bekasi	200	MW
-	PLTS	Bogor	1	MW
-	PLTS	Cianjur	4	MW
-	PLTS	Floating PV Saguling	60	MW
-	PLTS	Indramayu	10	MW
-	PLTS	Jatigede	100	MW
-	PLTS	Jatiluhur	100	MW
-	PLTS	Saguling	100	MW
-	PLTS	Subang / Indramayu	150	MW

- PLTSa Bandung 20 MW
- PLTSa Sumurbatu Bekasi 9 MW
- PS Jatiluhur 760 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2021-2030 ditunjukkan pada tabel pembangunan jaringan transmisi B3.12.

Tabel B3.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500 kV	466,0	38,0	-	-	120,0	-	154,0	128,0	15,0	-	921,0
150 kV	136,8	282,8	353,9	259,0	651,9	107,2	248,7	225,8	237,9	146,0	2.649,9
Jumlah	602,8	320,8	353,9	259,0	771,9	107,2	402,7	353,8	252,9	146,0	3.570,9

Tabel B3.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	Target COD	Status
1	Bandung Timur Baru	Ujungberung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	18,0	2021	Konstruksi
2	Bunar Baru	Rangkasbitung II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	72,0	2021	Konstruksi
3	Indramayu	Cibatu Baru / Deltamas	500 kV	New, 2 cct, SUTET	260,0	2021	Konstruksi
4	Mandirancan	Indramayu	500 kV	New, 2 cct, SUTET	180,0	2021	Konstruksi
5	Cimanggis II / Tengah	Inc. (Kedung Badak - Depok / Rawadenok (Depok III))	150 kV	New, 4 cct, SUTT	15,2	2021	Konstruksi
6	Indorama	Cikumpay	150 kV	New, 1 cct, SUTT	1,3	2021	Pengadaan

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	Target COD	Status
7	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	Inc. (Rancaekek - Sunyaragi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2021	Konstruksi
8	PLTGU Jawa-1	Cibatu Baru II / Sukatani	500 kV	New, 2 cct, SUTET	2,0	2021	Konstruksi
9	Bandung Selatan	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	4,0	2021	Konstruksi
10	Bekasi	Tx. Penggilingan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	8,3	2021	Konstruksi
11	Cibatu Baru II / Sukatani	Inc. (Muara Tawar - Cibatu)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	20,0	2021	Konstruksi
12	Poncol Baru II	Poncol Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,0	2021	Konstruksi
13	Balongan	Inc. (Jatibarang - Arjawinangun)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	48,8	2022	Pengadaan
14	Cianjur II / Mande	Inc. (Cianjur - Cigereleng)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2022	Konstruksi
15	Depok II	Inc. (Tx. Cimanggis - Rawadenok (Depok III))	150 kV	New, 2 cct, SUTT	8,0	2022	Konstruksi
16	PLTU Jawa-1	Mandirancan	500 kV	New, 2 cct, SUTET	20,0	2022	Rencana
17	Kanci	Inc. (PLTU CEP - Brebes)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4,0	2022	Konstruksi
18	Traksi Karawang	Jui Shin Indonesia	150 kV	New, 1 cct, SUTT	15,0	2022	Pengadaan
19	Traksi Karawang	Heksa / AUA / AMI / Taman Mekar	150 kV	New, 1 cct, SUTT	10,0	2022	Konstruksi
20	Traksi Tegal Luar	Inc. (Ujungberung - Kiaracondong)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4,0	2022	Konstruksi
21	Kuningan Baru	Mandirancan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24,0	2022	Pengadaan
22	Muara Tawar	Inc. (Bekasi - Plumpang | Kandang Sapi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2022	Konstruksi
23	Traksi Padalarang Baru II / Ngamprah / Walini	Cirata	150 kV	New, 1 cct, SUTT	30,0	2022	Konstruksi
24	Traksi Padalarang Baru II / Ngamprah / Walini	Padalarang Baru	150 kV	New, 1 cct, SUTT	10,0	2022	Konstruksi
25	PLTU Pelabuhan Ratu	Pelabuhan Ratu Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60,0	2022	Rencana
26	Muara Tawar	Bekasi	500 kV	New, 2 cct, SUTET	18,0	2022	Pengadaan
27	Subang Baru	Inc. (Sukamandi - Haurgeulis)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2022	Pengadaan
28	Sukatani New	Inc. (Bekasi - Sukatani)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8,0	2022	Konstruksi
29	Cangkring Baru / Kapetakan	Sunyaragi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2023	Konstruksi
30	Bandung Selatan	Tx. Wayang Windu	150 kV	New, 2 cct, SUTT	64,0	2023	Rencana
31	KTT Data Center	Inc. (Deltamas - THK)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	16,0	2023	Rencana
32	KTT Data Center	Inc. (Deltamas - KIIC II)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	16,0	2023	Rencana
33	Telukjambe II	KTT Indah Kiat	150 kV	New, 2 cct, SUTT	3,0	2023	Rencana
34	Malangbong Baru	Kuningan Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	84,0	2023	Rencana
35	Patimban	Inc. (PLTU Indramayu - Sukamandi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2023	Rencana
36	Rengasdengklok Baru	Sukamandi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40,0	2023	Rencana
37	Sentul City / Cijayanti	Inc. (Sentul - Bogor Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4,0	2023	Rencana
38	Kosambi Baru	Tx. New Sukatani	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	60,0	2023	Konstruksi
39	Ujungberung Lama	Tx. (Rancaekek - Sunyaragi)	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	12,8	2023	Pengadaan

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	Target COD	Status
40	PLTP Cibuni	Patuha	150 kV	New, 2 cct, SUTT	11,0	2024	Rencana
41	Dawuan II / Megatama Putra Sejahtera KTT	Inc. (Kosambi Baru - PLTU Indramayu)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	10,0	2024	Rencana
42	Kadipaten Baru II / Kertajati	Inc Tx (Rancaekek - Sunyaragi)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,0	2024	Rencana
43	Rancaekek	Sunyaragi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	166,0	2024	Konstruksi
44	Sawangan	Inc. (Gandul - Serpong)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4,0	2024	Konstruksi
45	Bekasi	Tx. New Sukatani	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	58,0	2024	Konstruksi
46	Telukjambe II	Telukjambe	150 kV	New, 2 cct, SUTT	14,0	2024	Rencana
47	Dayeuhkolot	Inc. (Bandung Selatan - Cigereleng)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	6,0	2025	Konstruksi
48	KIIC II / Margakaya	Kosambi Baru	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40,0	2025	Rencana
49	Jatiluhur Baru	Inc. (Kosambi Baru - Padalarang)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	91,6	2025	Pengadaan
50	Jatiluhur Baru	PLTA Jatiluhur	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2025	Pengadaan
51	Tx. Wayang Windu	Kamojang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60,0	2025	Rencana
52	Jawa-3 Switchyard	Jawa-3 Switching	500 kV	New, 2 cct, SUTET	20,0	2025	Rencana
53	Switching PLTU Jawa-3	Inc. (Batang - Indramayu)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	40,0	2025	Rencana
54	Malangbong Baru	New Tasikmalaya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	74,0	2025	Rencana
55	Cigereleng	Lagadar	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	32,8	2025	Rencana
56	Cianjur	Padalarang Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	83,2	2025	Rencana
57	Salak Lama	Ciawi Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2025	Pengadaan
58	Parungmulya	Maligi	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	2,6	2025	Rencana
59	Parungmulya	Kutamekar	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	5,1	2025	Rencana
60	Kutamekar	Kosambi Baru	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	7,5	2025	Rencana
61	Maligi	Kosambi Baru	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	6,7	2025	Rencana
62	Sukarame	Wayang Windu	150 kV	New, 2 cct, SUTT	56,0	2025	Rencana
63	Tx. Tambun	Tambun	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,2	2025	Rencana
64	Poncol Baru II	Box Bojong Menteng	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	12,0	2025	Rencana
65	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong	Tx. Tambun	150 kV	New, 2 cct, SKTT	2,2	2025	Rencana
66	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong	Box Bojong Menteng	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,0	2025	Rencana
67	Tanggeung / Cianjur Selatan	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	New, 2 cct, SUTT	120,0	2025	Pengadaan
68	Upper Cisokan PLTA PS	Inc. (Cibinong - Saguling)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	60,0	2025	Rencana
69	Tasikmalaya New	Ciamis	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2026	Rencana
70	Pabuaran	MPS	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24,0	2026	Rencana
71	Cibinong	Cimanggis	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	13,2	2026	Rencana
72	Sukatani	Fajar SW	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30,0	2026	Konstruksi
73	Sumedang Baru	Inc. (Sunyaragi - Rancaekek)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	5,0	2026	Konstruksi
74	PLTP Tangkuban Perahu I	Padalarang Baru II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	15,0	2026	Rencana
75	Bogor Baru II / Tajur	Inc. (Bogor Baru - Cianjur)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	0,4	2027	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	Target COD	Status
76	Bunar Baru	Kracak Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30,0	2027	Rencana
77	Cikijing	Inc. (Malangbong Baru - Kuningan Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	80,0	2027	Rencana
78	Gandamekar II / Cibuntu	Inc. (Tambun - Gandamekar)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	10,0	2027	Rencana
79	Jababeka II / Pamahan	Tegal Herang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	18,0	2027	Rencana
80	Mandirancan	Bandung Selatan	500 kV	New, 1 cct, SUTET	150,0	2027	Rencana
81	Bandung Utara	Padalarang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	25,6	2027	Rencana
82	Bogor Baru	Katulampa	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	5,2	2027	Rencana
83	Katulampa	Cianjur	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	39,5	2027	Rencana
84	Cikalong	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	4,0	2027	Pengadaan
85	Tegal Herang II	Tegal Herang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40,0	2027	Rencana
86	Bandung Selatan II / Soreang	Inc. (Lagadar - Patuha)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2028	Konstruksi
87	Kamojang	Tx. Bandung Selatan	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	22,0	2028	Rencana
88	Kamojang	Tx. Drajat	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	27,8	2028	Rencana
89	Kedung Badak Baru II / Kencana	Inc. (Rawadenok - Kedung Badak)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2028	Rencana
90	Kracak Baru	Kedung Badak	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2028	Rencana
91	Matenggeng PLTA PS	Inc. (Tasikmalaya - Kesugihan / Rawalo)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	120,0	2028	Rencana
92	Pangandaran Baru / Cikatomas	Karangnunggal	150 kV	New, 2 cct, SUTT	80,0	2028	Rencana
93	Braga	Bandung Timur	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20,0	2028	Rencana
94	Ubrug New	Inc. (PLTU Pelabuhan Ratu - Lembursitu | Semen Jawa)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8,0	2028	Rencana
95	Ubrug New	Inc. (PLTU Pelabuhan Ratu - Cibadak Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8,0	2028	Rencana
96	Ubrug	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	8,0	2028	Rencana
97	Babakan Baru	Inc. (CEP - Brebes)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4,0	2029	Konstruksi
98	Cikalong	Bandung Selatan II / Soreang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30,0	2029	Pengadaan
99	Cikalong	Cigereleng	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30,0	2029	Pengadaan
100	Tx. Kamojang	Tx. Drajat	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,0	2029	Rencana
101	Tx. Drajat	Tasikmalaya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	130,0	2029	Rencana
102	Bekasi	Plumpang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	13,9	2029	Rencana
103	Gandul	Depok	500 kV	Rec, 2 cct, SUTET	15,0	2029	Rencana
104	Banjar	Pangandaran Baru / Cikatomas	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2029	Rencana
105	Rancaekek II	Inc. (Rancaekek - Cikasungka)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8,0	2029	Rencana
106	Bengkok Baru / Dago II	Inc. (Bandung Utara - Dago Pakar)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40,0	2030	Konstruksi
107	Cibabat III / Gunung Batu	Padalarang Baru II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	12,0	2030	Rencana
108	Cibeureum II / Bandung Barat	Cibeureum	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,0	2030	Rencana
109	Cikumpay II / Sadang	Inc. (Cikumpay - Purwakarta | Cirata)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2030	Rencana
110	Lagadar II / Bojong	Inc. (Lagadar - Padalarang)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8,0	2030	Rencana
111	Lembursitu Baru II / Sukalarang	Inc. (Lembursitu Baru - Cianjur)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2,0	2030	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	Target COD	Status
112	Majalaya Baru	Rancakasumba	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30,0	2030	Rencana
113	Sukatani New	Tegal Herang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24,0	2030	Rencana
114	Cibatu Baru / Deltamas	Tx. THK	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1,0	2022	Rencana
Jumlah					3.570,9		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Adapun rencana pemasangan kapasitor dibeberapa gardu induk di Provinsi Jawa Barat dengan total sebesar 925 MVar guna peningkatan keandalan sistem. Rincian rencana pembangunan gardu induk sepanjang tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Tabel B3.14.

Tabel B3.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500/150 kV	-	2.000	1.000	500	1.000	-	-	1.000	500	1.000	7.000
150/70 kV	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-	100
150/20 kV	480	960	840	420	660	420	780	480	420	840	6.300
Jumlah	480	2.960	1.840	920	1.760	420	780	1.480	920	1.840	13.400

Tabel B3.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext /Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
1	Ujungberung	150 kV	Ext	2 LB	2021	*Energize*
2	Bandung Timur Baru	150/20 kV	New	120	2021	*Energize*
3	Rangkasbitung II	150 kV	Ext	2 LB	2021	*Energize*
4	Bunar Baru	150/20 kV	New	120	2021	*Energize*
5	Cibatu Baru / Deltamas	500 kV	Ext	2 Dia	2021	*Energize*
6	Indramayu	500 kV	New	4 Dia	2021	Konstruksi
7	Mandirancan	500 kV	Ext	2 Dia	2021	Konstruksi
8	Mandirancan	500 kV	Ext	2 Dia	2021	Konstruksi
9	Cimanggis II / Tengah	150/20 kV	New	120	2021	Konstruksi
10	Cikumpay	150 kV	Ext	1 LB	2021	Pengadaan
11	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	150 kV	New	4 LB	2021	Konstruksi
12	PLTGU Jawa-1	500 kV	New	4 Dia	2021	Konstruksi
13	Bandung Selatan	500 kV	Ext	2 Dia	2021	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext /Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
14	Cibatu Baru II / Sukatani	500 kV	New	4 Dia	2021	Konstruksi
15	Poncol Baru	150 kV	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
16	Poncol Baru II	150/20 kV	New	120	2021	Konstruksi
17	Balongan	150/20 kV	New	120	2022	Konstruksi
18	Cianjur II / Mande	150/20 kV	New	120	2022	Konstruksi
19	Cirata	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
20	Cibatu Baru / Deltamas	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
21	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	150/20 kV	Ext	60	2022	Pengadaan
22	Mandirancan	500 kV	Ext	-	2022	Rencana
23	PLTU Jawa-1	500 kV	Ext	2 Dia	2022	Rencana
24	Kanci	150/20 kV	New	60	2022	Konstruksi
25	Jui Shin Indonesia	150 kV	Ext	1 LB	2022	Pengadaan
26	Mandirancan	150 kV	Ext	2 LB	2022	Pengadaan
27	Kuningan Baru	150/20 kV	New	120	2022	Pengadaan
28	Muara Tawar	500/150 kV	Ext	1000	2022	*Energize*
29	Muara Tawar	150/20 kV	New	60	2022	Konstruksi
30	Padalarang Baru	150 kV	Ext	1 LB	2022	Konstruksi
31	Cirata	150 kV	Ext	1 LB	2022	Konstruksi
32	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
33	Pelabuhan Ratu Baru	150/20 kV	New	60	2022	*Energize*
34	PLTU Pelabuhan Ratu	150/20 kV	Ext	60	2022	Konstruksi
35	Muara Tawar	500 kV	Ext	2 Dia	2022	Rencana
36	Bekasi	500 kV	Ext	2 Dia	2022	Pengadaan
37	Subang Baru / Pamanukan	150/20 kV	New	180	2022	Pengadaan
38	Cibatu Baru II / Sukatani	500 kV	Ext	-	2022	Konstruksi
39	Sukatani New	150/20 kV	New	120	2022	Konstruksi
40	Cibatu Baru II / Sukatani	500/150 kV	Ext	1000	2022	Konstruksi
41	Sunyaragi	150 kV	Ext	2 LB	2023	Konstruksi
42	Cangkring Baru / Kapetakan	150/20 kV	New	120	2023	Konstruksi
43	Cibatu Baru / Deltamas	150 kV	Ext	-	2023	Rencana
44	Cibatu Baru / Deltamas	500/150 kV	Ext	1000	2023	Rencana
45	Cibatu Baru / Deltamas	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
46	Bandung Selatan	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
47	Kadipaten Baru	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
48	KTT Data Center	150/20 kV	New	20 LB	2023	Rencana
49	Telukjambe II	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
50	Kuningan Baru	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
51	Malangbong Baru	150/20 kV	New	120	2023	Rencana
52	Patimban	150/20 kV	New	120	2023	Rencana
53	Rajamandala PLTA	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
54	Sukamandi	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
55	Rengasdengklok Baru	150/20 kV	New	120	2023	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext /Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
56	Sentul City / Cijayanti	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
57	Kosambi Baru	150 kV	Upr	2 LB	2023	Konstruksi
58	Tambun	150 kV	Upr	2 LB	2023	Konstruksi
59	Telukjambe	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
60	Telukjambe II	150/20 kV	New	120	2023	Rencana
61	Ujungberung Lama	150 kV	Upr	2 LB	2023	Konstruksi
62	Patuha	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
63	PLTP Cibuni	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
64	Dawuan II / Megatama Putra Sejahtera KTT	150/20 kV	New	120	2024	Rencana
65	PLTU Indramayu / Sumur Adem	150 kV	Ext	-	2024	Rencana
66	Indramayu	500/150 kV	Ext	500	2024	Rencana
67	Kadipaten Baru	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
68	Kadipaten Baru II / Kertajati	150/20 kV	New	120	2024	Rencana
69	Rancaekek	150 kV	Upr	2 LB	2024	Konstruksi
70	Sunyaragi	150 kV	Upr	2 LB	2024	Konstruksi
71	Sawangan	150/20 kV	New	120	2024	Konstruksi
72	Bekasi	150 kV	Upr	2 LB	2024	Rencana
73	Pinayungan	150 kV	Upr	-	2024	Rencana
74	Pinayungan	150 kV	Ext	-	2024	Rencana
75	Balongan	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
76	Wayang Windu	150/70 kV	Ext	100	2025	Pengadaan
77	Cikedung	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
78	Dayeuhkolot	150/20 kV	New	120	2025	Konstruksi
79	Kosambi Baru	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
80	Jatiluhur Baru	150/20 kV	New	60	2025	Pengadaan
81	Kamojang	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
82	Jawa-3 PLTU	500 kV	New	2 Dia	2025	Rencana
83	Jawa-3 Switching	500 kV	New	4 Dia	2025	Rencana
84	Tegal Luar	150/20 kV	New	120	2025	Pengadaan
85	Malangbong Baru	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
86	Tasikmalaya New	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
87	Cigereleng	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
88	Lagadar	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
89	Traksi Padalarang Baru II / Ngamprah / Walini	150/20 kV	New	120	2025	Pengadaan
90	Cianjur	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
91	Padalarang	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
92	Ciawi Baru	150 kV	Ext	2 LB	2025	Pengadaan
93	Salak Lama	150 kV	Ext	2 LB	2025	Pengadaan
94	Rancakasumba New	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
95	Parungmulya	150/20 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
96	Kosambi Baru	150/20 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
97	Kutamekar	150/20 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext /Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
98	Maligi	150/20 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
99	Wayang Windu	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
100	Sukarame	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
101	Tambun	500/150 kV	Ext	1000	2025	Rencana
102	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	Ext	2 LB	2025	Pengadaan
103	Tanggeung / Cianjur Selatan	150/20 kV	New	60	2025	Pengadaan
104	Upper Cisokan PLTA PS	500 kV	New	4 Dia	2025	Rencana
105	Jatibarang	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
106	Ciamis	150 kV	Upr	2 LB	2026	Rencana
107	Tasikmalaya New	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
108	MPS	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
109	Pabuaran	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
110	Maligi	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
111	Cibinong	150 kV	Upr	2 LB	2026	Rencana
112	Cimanggis	150 kV	Upr	2 LB	2026	Rencana
113	Rengasdengklok Baru	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
114	Semen Jawa	150/20 kV	Ext	60	2026	Konstruksi
115	Sukatani	150 kV	Ext	2 LB	2026	Konstruksi
116	Sumedang Baru	150/20 kV	New	120	2026	Konstruksi
117	Padalarang Baru II	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
118	PLTP Tangkuban Perahu I	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
119	Bogor Baru II / Tajur	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
120	Bunar Baru	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
121	Cibabat II / Leuwigajah	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
122	Cikalong	500 kV	New	4 Dia	2027	Pengadaan
123	Cikijing	150/20 kV	New	60	2027	Rencana
124	Gandamekar II / Cibuntu	150/20 kV	New	120	2027	Rencana
125	Tegal Herang	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
126	Jababeka II / Pamahan	150/20 kV	New	120	2027	*Energize*
127	Mandirancan	500 kV	Ext	1 Dia	2027	Rencana
128	Katulampa	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
129	Kracak Baru	150/20 kV	New	120	2027	Rencana
130	Kuningan Baru	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
131	Bandung Utara	150 kV	Upr	2 LB	2027	Rencana
132	Padalarang	150 kV	Upr	2 LB	2027	Rencana
133	Cianjur	150 kV	Upr	2 LB	2027	Rencana
134	Katulampa	150 kV	Upr	2 LB	2027	Rencana
135	Bogor Baru	150 kV	Upr	2 LB	2027	Rencana
136	Katulampa	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
137	Tasikmalaya New	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
138	Tegal Herang II	150/20 kV	New	120	2027	Rencana
139	Bandung Selatan II / Soreang	150/20 kV	New	60	2028	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext /Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
140	Kamojang	150 kV	Upr	2 LB	2028	Rencana
141	Kedung Badak Baru II / Kencana	150/20 kV	New	120	2028	Rencana
142	Kedung Badak	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
143	Kracak Baru	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
144	Mandirancan	150/20 kV	Ext	60	2028	Rencana
145	Matenggeng PLTA PS	500 kV	New	4 Dia	2028	Rencana
146	Karangnunggal	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
147	Pangandaran Baru / Cikatomas	150/20 kV	New	120	2028	Rencana
148	Bandung Timur	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
149	Braga	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
150	Ubrug New / Warung Kiara	150/20 kV	New	120	2028	Rencana
151	Ubrug	500/150 kV	New	1000	2028	Rencana
152	Babakan Baru	150/20 kV	New	120	2029	Konstruksi
153	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	150/20 kV	Ext	60	2029	Rencana
154	Cigereleng	150 kV	Ext	2 LB	2029	Rencana
155	Bandung Selatan II / Soreang	150 kV	Ext	2 LB	2029	Rencana
156	Cikalong	150/20 kV	New	60	2029	Pengadaan
157	Cikalong	500/150 kV	Ext	500	2029	Rencana
158	Tasikmalaya	150 kV	Ext	2 LB	2029	Rencana
159	Bekasi	150 kV	Upr	2 LB	2029	Rencana
160	Depok	500 kV	Upr	2 Dia	2029	Rencana
161	Gandul	500 kV	Upr	2 Dia	2029	Rencana
162	Banjar	150 kV	Ext	2 LB	2029	Rencana
163	Pangandaran Baru / Cikatomas	150 kV	Ext	2 LB	2029	Rencana
164	Rancaekek II	150/20 kV	Ext	60	2029	Rencana
165	Rancaekek II	150/20 kV	New	120	2029	Rencana
166	Bengkok Baru / Dago II	150/20 kV	New	60	2030	Konstruksi
167	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	150 kV	Ext	2 LB	2030	Rencana
168	Cibabat III / Gunung Batu	150/20 kV	New	120	2030	Rencana
169	Cibeureum	150 kV	Ext	2 LB	2030	Rencana
170	Cibeureum II / Bandung Barat	150/20 kV	New	120	2030	Rencana
171	Cikumpay II / Sadang	150/20 kV	New	60	2030	Pengadaan
172	Sukatani New	150/20 kV	Ext	-	2030	Rencana
173	Cibatu Baru II / Sukatani	500/150 kV	Ext	1000	2030	Rencana
174	Lagadar II / Bojong	150/20 kV	New	120	2030	Rencana
175	Lembursitu Baru II / Sukalarang	150/20 kV	New	120	2030	Rencana
176	Rancakasumba	150 kV	Ext	2 LB	2030	Pengadaan
177	Majalaya Baru	150/20 kV	New	120	2030	Pengadaan
178	Patimban	150/20 kV	Ext	60	2030	Rencana
179	Rancanumpang / Gedebage	150/20 kV	Ext	60	2030	Rencana
Jumlah				13.400		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) seperti pada tabel B3.15.

Tabel B3.15. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2021	1032	3007	196	390.804
2022	1109	3238	201	470.770
2023	1495	4373	205	483.756
2024	1636	4800	209	496.724
2025	1562	4593	212	508.580
2026	1570	4629	215	518.744
2027	1591	4702	216	526.374
2028	1580	4681	217	532.495
2029	1642	4878	218	538.166
2030	1748	5206	219	544.439
Jumlah	14.964	44.107	2.110	5.010.853

Pengembangan Listrik Perdesaan

Rasio Elektrifikasi di Provinsi Jawa Barat sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 99,64%. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 5.957 berlistrik PLN. Program pengembangan listrik perdesaan dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022 dan meningkatkan rasio desa berlistrik PLN sampai dengan tahun 2030. Rencana pengembangan listrik perdesaan Provinsi Jawa Barat diperlihatkan seperti pada Tabel B3.16.

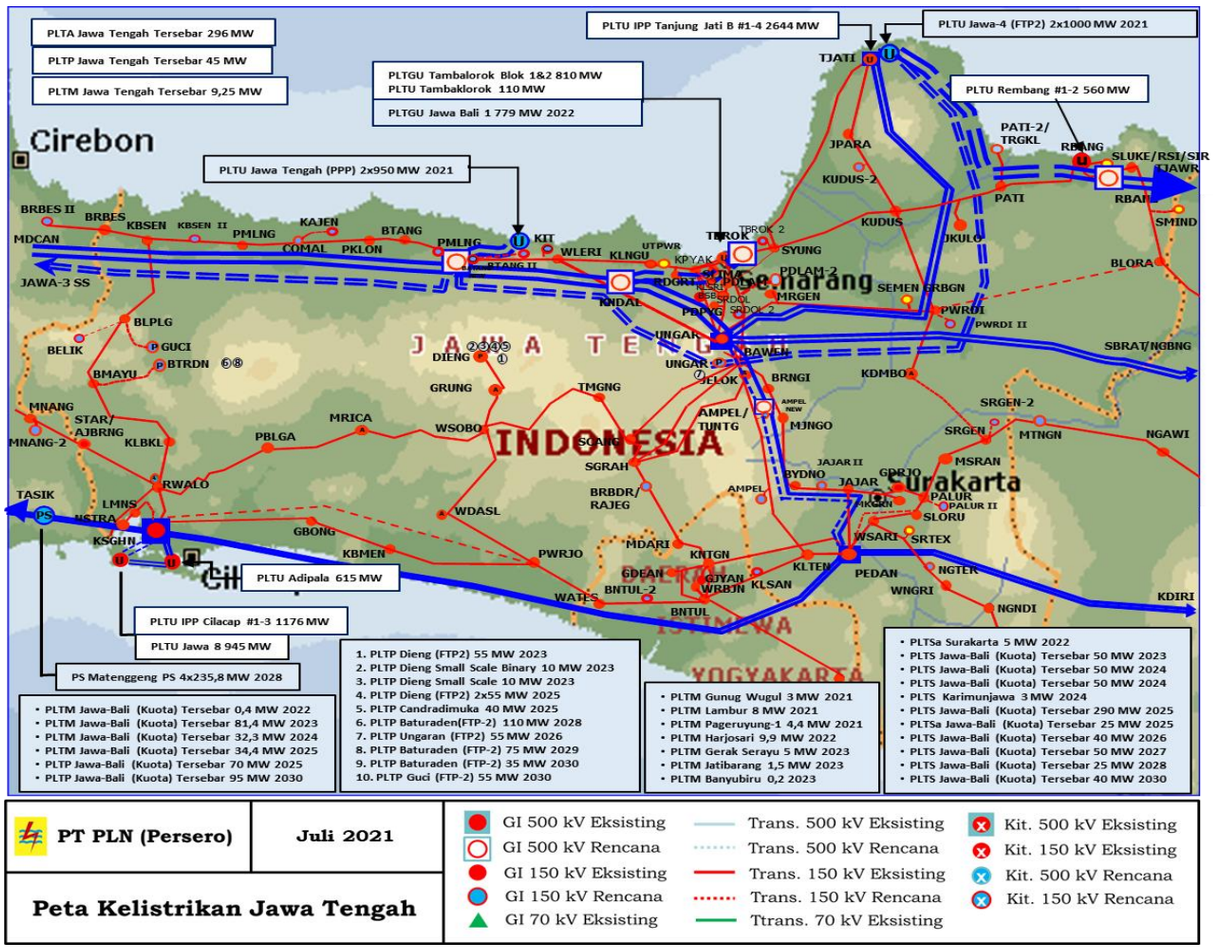
Tabel B3.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	
2021	28,97	86,4	1,95	27	-	2501
2022	64	192	3,2	64	-	6400
2023	68	204	3,4	68	-	5100
2024	36	108	1,80	36	-	3600
2025	30,08	87,06	1,65	31	-	3200
2026	32	96	1,60	32	-	3200
2027	29	87	1,45	29	-	2900
2028	28	84	1,40	28	-	2800
2029	540	81,00	1,35	27	-	2700
2030	29,00	72,00	1,45	29	-	2900

LAMPIRAN B.4
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI JAWA TENGAH

B4.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Jawa Tengah tertinggi tahun 2020 sekitar 4.058 MW yang tercapai pada bulan Oktober 2020. Sementara pembangkit yang terkoneksi ke jaringan 500 kV dan 150 kV dengan kapasitas hingga 8.097 MW. Pembangkit listrik di Jawa Tengah yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTU Tanjung Jati B, PLTU Adipala, PLTU Cilacap Exp dan PLTU Jawa 8 dan di *grid* 150 kV adalah PLTGU/PLTU Tambak Lorok, PLTU Cilacap, PLTP Dieng, PLTA Mrica dan PLTA tersebar. Peta sistem tenaga listrik Jawa Tengah ditunjukkan pada Gambar B4.1.



Gambar B4.1. Peta Wilayah Provinsi Jawa Tengah

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 4 GITET, yaitu Tanjung Jati, Ungaran, Pedan, dan Kesugihan dengan kapasitas 5.500 MVA. Sistem tenaga listrik Provinsi Jawa Tengah terdiri atas 3 subsistem yaitu:

- GITET Ungaran dan PLTGU/PLTU Tambak Lorok memasok Kota Semarang, Kab. Salatiga, Kab. Demak, Kab. Jepara, Kab. Rembang, Kota Salatiga, Kab. Blora, Kab. Pati, Kab. Batang, Kab. Pemalang, Kab. Pekalongan, Kab. Brebes, Kab. Kendal dan Kota Tegal.
- GITET Pedan dan GITET Kesugihan memasok Kota Surakarta, Kab. Wonosobo, Kab. Wonogiri, Kab. Tumenggung, Kab. Magelang, Kab. Klaten, Kab. Wonosobo, Kab. Sragen dan DIY.
- PLTU Cilacap memasok Kab. Cilacap, Kab. Banyumas, Kab. Purworejo, Kab. Purbalingga dan Kab. Kebumen.

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011-2020 per sektor pelanggan di Provinsi Jawa Tengah ditunjukkan pada Tabel B4.1 dan Tabel B4.2

Tabel B4.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	7.308	7.898	8.522	9.301	9.807	10.370	10.428	10.816	11.486	12.556
2	Bisnis	1.715	1.834	2.007	2.154	2.339	2.585	2.685	2.907	3.178	3.169
3	Publik	1.057	1.129	1.201	1.278	1.360	1.493	1.572	1.693	1.824	1.773
4	Industri	5.236	5.738	6.476	6.898	6.901	7.228	7.717	8.142	8.270	7.593
Jumlah		15.316	16.600	18.205	19.631	20.408	21.675	22.402	23.558	24.757	25.091
Pertumbuhan (%)		6,41	8,39	9,67	7,84	3,96	6,21	3,36	5,16	5,09	1,35

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel B4.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	6.693	7.153	7.592	7.922	8.284	8.551	8.910	9.276	9.621	9.907
2	Bisnis	220	235	254	274	307	349	384	408	432	462
3	Publik	214	227	241	254	269	284	301	317	334	347
4	Industri	5,0	5,4	6,0	6,5	7,1	7,7	8,6	9,8	10,9	12,0
Jumlah		7.132	7.621	8.093	8.456	8.866	9.192	9.604	10.011	10.398	10.728
Pertumbuhan (%)		5,70	6,86	6,19	4,49	4,85	3,67	4,48	4,24	3,86	3,17

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Sedangkan rincian (jenis, kapasitas dan daya mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B4.3.

Tabel B4.3. Rekap Kapasitas Pembangkit *Existing*

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTU	Jawa Bali	6,0	1.590,0	1.285,0	1.285,0

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLTG	Jawa Bali	5,0	115,2	-	-
PLTGU	Jawa Bali	8,0 (2 Blok)	1.033,9	810,0	810,0
PLTD	Jawa Bali	2,0	4,4	3,6	3,6
PLTA	Jawa Bali	33,0	322,8	320,5	320,5
Jumlah PLN		54,0	3.066,3	2.419,1	2.419,1
IPP					
PLTU	Jawa Bali	4,0	2.159,0	-	-
PLTBM	Jawa Bali	1,0	1,0	0,8	0,8
PLTP	Jawa Bali	1,0	60,0	-	-
PLTA	Jawa Bali	21,0	32,9	31,0	31,0
Jumlah IPP		27,0	2.252,8	31,8	31,8
Jumlah		81,0	5.319,2	2.450,9	2.450,9

Untuk gardu induk *existing* yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B4.4, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel B4.5.

Tabel B4.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk *Existing* (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
1	GI Tambak Lorok PLTU	150/20	2	120
2	GI Krapyak	150/20	3	180
3	GI Pandean Lamper	150/20	3	180
4	GI Srondol	150/20	2	92
5	GI Weleri	150/20	2	120
6	GI Kaliwungu	150/20	2	120
7	GI Purwodadi	150/20	3	150
8	GI Kedungombo PLTA	150/20	1	60
9	GI Kalisari	150/20	2	120
10	GI Sayung	150/20	3	180
11	GI Simpang Lima	150/20	2	120
12	GI Randu Garut (GIS)	150/20	2	120
13	GI Pudak Payung (GIS	150/20	2	120
14	GI Bukit Smg Baru	150/20	2	80
15	GI Mranggen	150/20	2	120
16	GI Kudus	150/20	3	180
17	GI Pati	150/20	3	180
18	GI Rembang	150/20	2	120
19	GI Sluke (PLTU Rembang)	150/20	1	60
20	GI Blora	150/20	2	90
21	GI Cepu	150/20	2	90
22	GI Jepara	150/20	2	120
23	GI Jekulo	150/20	2	120

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
24	GI Tanjung Jati	150/20	1	60
25	GI Ungaran	150/20	2	120
26	GI Beringin	150/20	2	120
27	GI Bawen	150/20	2	120
28	GI Palur	150/20	4	210
29	GI Gondang Rejo	150/20	2	120
30	GI Jajar	150/20	3	180
31	GI Sragen	150/20	3	180
32	GI Wonosari	150/20	3	180
33	GI Wonogiri	150/20	2	120
34	GI Nguntoronadi	150/20	1	60
35	GI Mangkunegaran	150/20	2	120
36	GI Solo Baru	150/20	4	240
37	GI Masaran	150/20	3	180
38	GI RUM	150/20	1	60
39	GI Sanggrahan	150/20	3	180
40	GI Purworejo	150/20	3	150
41	GI Secang	150/20	2	120
42	GI Temanggung	150/20	2	90
43	GI Klaten	150/20	3	180
44	GI Mojosongo	150/20	2	120
45	GI Banyudono	150/20	3	180
46	GI Pedan	150/20	3	180
47	GI Kalibakal	150/20	5	230
48	GI Purbalingga	150/20	3	180
49	GI Wonosobo	150/20	2	90
50	GI Rawalo	150/20	2	90
51	GI Mrica PLTA	150/20	2	120
52	GI Garung PLTA	150/20	1	30
53	GI Dieng	150/20	1	30
54	GI Ajibarang	150/20	1	60
55	GI Kebasen	150/20	4	240
56	GI Pemalang	150/20	3	180
57	GI Bumiayu	150/20	2	90
58	GI Brebes	150/20	3	180
59	GI Balapulang	150/20	2	120
60	GI Pekalongan	150/20	3	180
61	GI Batang	150/20	3	180
62	GI Lomanis	150/20	3	110
63	GI Gombong	150/20	3	106
64	GI Majenang	150/20	3	110
65	GI Wadaslintang	150/20	1	60

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
66	GI Kebumen	150/20	3	150
67	GI Semen Nusantara	150/20	2	120
68	GI Kesugihan	150/20	2	120
Jumlah			160	8.888

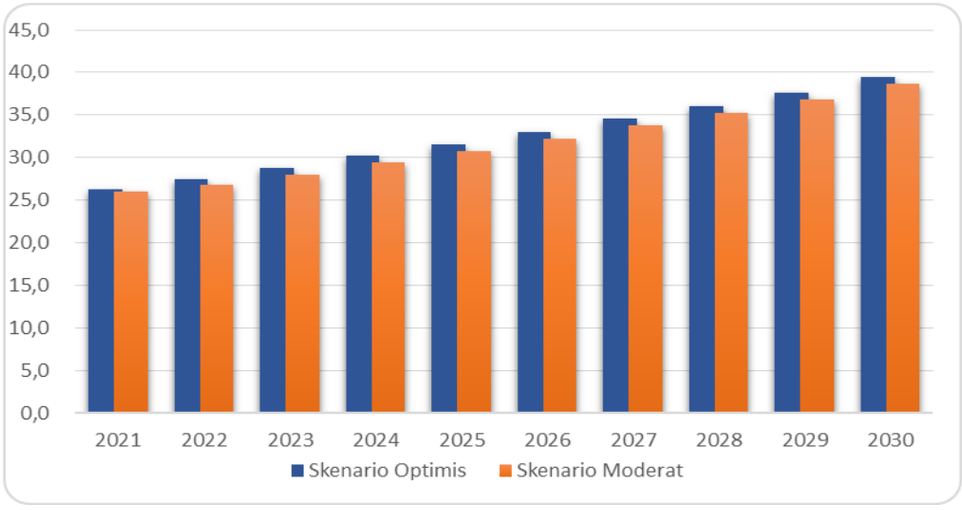
Tabel B4.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
JTM (kms)	43.652	44.360	44.550	43.810	44.376	45.836	47.168	47.954	48.433
JTR (kms)	47.557	45.523	45.312	45.657	47.333	46.545	48.199	49.050	49.413
Gardu Distribusi (MVA)	4.618	4.577	5.627	4.952	5.186	5.592	6.059	6.369	6.955

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

B4.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2021 – 2030 diberikan pada Tabel B4.8, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 4,42% (skenario moderat) dan 4,64% (skenario optimis) seperti ditunjukkan pada Gambar B4.2.



Gambar B4.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (TWh)

Skenario dasar yang digunakan dalam RUPTL 2021-2030 ini menggunakan skenario moderat.

Tabel B4.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	13.054	13.340	13.599	13.834	14.047	14.240	14.416	14.575	14.719	14.849
2	Bisnis	3.392	3.607	3.836	4.203	4.534	4.894	5.284	5.696	6.145	6.622
3	Publik	1.848	1.917	1.990	2.065	2.133	2.204	2.277	2.353	2.432	2.513

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
4	Industri	7.660	7.914	8.553	9.313	10.045	10.874	11.752	12.637	13.574	14.688
Jumlah		25.954	26.778	27.979	29.414	30.759	32.213	33.730	35.262	36.869	38.672
Pertumbuhan (%)		3,44	3,18	4,48	5,13	4,57	4,73	4,71	4,54	4,56	4,89

Tabel B4.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	10.110	10.318	10.505	10.673	10.825	10.962	11.086	11.198	11.298	11.389
2	Bisnis	489	527	566	610	659	713	772	834	902	975
3	Publik	362	384	407	434	464	496	531	568	608	651
4	Industri	12,3	13,1	14,0	14,9	16,0	17,1	18,3	19,6	21,0	22,4
Jumlah		10.974	11.242	11.492	11.732	11.964	12.189	12.408	12.620	12.830	13.037
Pertumbuhan (%)		2,30	2,44	2,23	2,09	1,98	1,88	1,79	1,71	1,66	1,62

Tabel B4.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,20	25.954	27.711	4.252	10.973.843
2022	5,72	26.778	28.572	4.372	11.241.954
2023	5,88	27.979	29.828	4.552	11.492.264
2024	6,04	29.414	31.299	4.764	11.732.404
2025	6,16	30.759	32.701	4.964	11.964.242
2026	6,25	32.213	34.178	5.175	12.189.216
2027	6,32	33.730	35.738	5.396	12.407.693
2028	6,36	35.262	37.322	5.621	12.620.020
2029	6,40	36.869	38.998	5.858	12.829.771
2030	6,38	38.672	40.876	6.124	13.037.284
Pertumbuhan(%)	6,07	4,42	4,43	4,60	2,29

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi Jawa Tengah. Untuk melayani kebutuhan potensi pelaggan besar tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

B4.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Jawa Tengah memiliki potensi sumber energi primer yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari potensi tenaga air yang dapat dikembangkan adalah diperkirakan mencapai 813 MW, potensi gas bumi sekitar 996,5 BSCF, potensi minyak bumi sekitar 918,3 MMSTB, dan panas bumi yang diperkirakan mencapai 517 MWe yang tersebar di 14 lokasi yaitu Banyugaram, Bumiayu, Baturaden - G. Slamet, Guci, Mangunan – Wanayasa, Candradimuka, Dieng. Krakal, Panulisan, G. Ungaran, G. Umbul – Telomoyo, Kuwuk, G. Lawu dan Klepu, serta potensi dari batubara sekitar 0,8 juta ton.

Saat ini pasokan gas untuk PLTGU Tambak Lorok masih belum tercukupi, karena hanya tersedia dari Lapangan Gundih (SPP), sedangan dari Lapangan Kepodang (Petronas) mengalami *early declining*. Selain itu terdapat rencana pembangunan pipa gas Gresik – Semarang yang rencananya akan dibangun dengan menghubungkan Gresik dan Tambak Lorok dan mengalirkan gas dari lapangan Jambaran Tiung Biru ke Tambak Lorok. Pembangunan pipa Gresik - Semarang itu sangat bermanfaat untuk mengintegrasikan pasokan gas ke pembangkit dan mempermudah manuver pasokan gas ke pembangkit di Gresik, Grati dan Tambaklorok. Namun perlu diperhatikan lokasi sumber pasokan gas dan lokasi pembangkit sehingga tidak terbebani dengan biaya transportasi gas yang mahal.

Selain itu terdapat potensi energi angin dan potensi energi surya sebesar 420 MW di Provinsi Jawa Tengah.

Pemanfaatan potensi energi mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi 4 syarat yaitu FS (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memungkinkan.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B4.10.

Tabel B4.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTGU	-	779,0	-	-	-	-	-	-	-	-	779,0
PLTP	-	-	-	-	-	55,0	-	-	-	-	55,0
PS	-	-	-	-	-	-	-	943,0	-	-	943,0
PLTLain	-	-	50,0	3,0	190,0	-	-	-	-	40,0	283,0
Jumlah	-	779,0	50,0	3,0	190,0	55,0	-	943,0	-	40,0	2.060,0
IPP											
PLTU	3.900,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.900,0
PLTM	15,4	10,3	88,1	32,3	34,4	-	-	-	-	-	180,5
PLTP	-	-	75,0	-	220,0	-	-	110,0	75,0	185,0	665,0
PLTLain	-	5,0	-	100,0	125,0	40,0	50,0	25,0	-	-	345,0
Jumlah	3.915,4	15,3	163,1	132,3	379,4	40,0	50,0	135,0	75,0	185,0	5.090,5
Total											
PLTU	3.900,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.900,0
PLTP	-	-	75,0	-	220,0	55,0	-	110,0	75,0	185,0	720,0
PLTGU	-	779,0	-	-	-	-	-	-	-	-	779,0
PLTM	15,4	10,3	88,1	32,3	34,4	-	-	-	-	-	180,5
PS	-	-	-	-	-	-	-	943,0	-	-	943,0
PLT Lain	-	5,0	50,0	103,0	315,0	40,0	50,0	25,0	-	40,0	628,0
Jumlah	3.915,4	794,3	213,1	135,3	569,4	95,0	50,0	1.078,0	75,0	225,0	7.150,5

Tabel B4.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-Bali 1	779,0	2022	Konstruksi	PLN
2	Jawa Bali	PLTM	Gunung Wugul	3,0	2021	Rencana	IPP
3	Jawa Bali	PLTM	Lambur	8,0	2021	Konstruksi	IPP
4	Jawa Bali	PLTM	Pageruyung-1	4,4	2021	Konstruksi	IPP
5	Jawa Bali	PLTU	Jawa Tengah (PPP)	950,0	2021	Konstruksi	IPP
6	Jawa Bali	PLTU	Jawa Tengah (PPP)	950,0	2021	Konstruksi	IPP
7	Jawa Bali	PLTU	Jawa-4 (FTP2)	1.000,0	2021	Konstruksi	IPP
8	Jawa Bali	PLTU	Jawa-4 (FTP2)	1.000,0	2021	Konstruksi	IPP
9	Jawa Bali	PLTM	Harjosari	9,9	2022	Konstruksi	IPP
10	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	0,4	2022	Pengadaan	IPP
11	Jawa Bali	PLTSa	Surakarta	5,0	2022	Konstruksi	IPP
12	Jawa Bali	PLTM	Banyubiru	0,2	2023	Konstruksi	IPP
13	Jawa Bali	PLTM	Gerak Serayu	5,0	2023	Rencana	IPP
14	Jawa Bali	PLTM	Jatibarang	1,5	2023	Rencana	IPP
15	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	81,4	2023	Rencana	IPP
16	Jawa Bali	PLTP	Dieng (FTP2)	55,0	2023	Konstruksi	IPP
17	Jawa Bali	PLTP	Dieng Small Scale	10,0	2023	Pendanaan	IPP

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
18	Jawa Bali	PLTP	Dieng Small Scale Binary	10,0	2023	Pendanaan	IPP
19	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2023	Rencana	PLN
20	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	32,3	2024	Rencana	IPP
21	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2024	Rencana	IPP
22	Karimunjawa	PLTS	Karimunjawa	3,0	2024	Rencana	PLN
23	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	34,4	2025	Rencana	IPP
24	Jawa Bali	PLTP	Candradimuka	40,0	2025	Rencana	IPP
25	Jawa Bali	PLTP	Dieng (FTP2)	55,0	2025	Eksplorasi	IPP
26	Jawa Bali	PLTP	Dieng (FTP2)	55,0	2025	Eksplorasi	IPP
27	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	70,0	2025	Rencana	IPP
28	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	190,0	2025	Rencana	PLN
29	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2025	Rencana	IPP
30	Jawa Bali	PLTSa	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25,0	2025	Rencana	IPP
31	Jawa Bali	PLTP	Ungaran (FTP2)	55,0	2026	Rencana	PLN
32	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,0	2026	Rencana	IPP
33	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2027	Rencana	IPP
34	Jawa Bali	PLTP	Baturaden (FTP2)	110,0	2028	Pendanaan	IPP
35	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25,0	2028	Rencana	IPP
36	Jawa Bali	PS	Matenggeng PS	235,8	2028	Rencana	PLN
37	Jawa Bali	PS	Matenggeng PS	235,8	2028	Rencana	PLN
38	Jawa Bali	PS	Matenggeng PS	235,8	2028	Rencana	PLN
39	Jawa Bali	PS	Matenggeng PS	235,8	2028	Rencana	PLN
40	Jawa Bali	PLTP	Baturaden (FTP2)	75,0	2029	Eksplorasi	IPP
41	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	95,0	2030	Rencana	IPP
42	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	40,0	2030	Rencana	PLN
43	Jawa Bali	PLTP	Baturaden (FTP2)	35,0	2030	Rencana	IPP
44	Jawa Bali	PLTP	Guci (FTP2)	55,0	2030	Rencana	IPP
Jumlah				7.150,5			

Selain Pembangkit pada Tabel B4.10, terdapat pembangkit potensi yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Maung 227,0 MW
- PLTA Rawalo-2 10,3 MW
- PLTB Samas 50,0 MW
- PLTB Tegal 132,0 MW
- PLTHybrid Karimun Jawa 3,0 MW
- PLTM Adipasir-1 0,25 MW
- PLTM Adipasir-2 0,25 MW
- PLTM Ambal 2,1 MW
- PLTM Banjaran 1,8 MW

-	PLTM	Bantarkawung	7,5	MW
-	PLTM	Bawang	0,75	MW
-	PLTM	Begaluh - 1	2,9	MW
-	PLTM	Begaluh - 2	3,6	MW
-	PLTM	Binangun	3,75	MW
-	PLTM	Bumijawa	0,75	MW
-	PLTM	Cenggini	0,45	MW
-	PLTM	Dadapayam	3,0	MW
-	PLTM	Djawan	5,01	MW
-	PLTM	Domiyang	2,0	MW
-	PLTM	Gelang	0,3	MW
-	PLTM	Gumiwang I	0,2	MW
-	PLTM	Gumiwang II	0,2	MW
-	PLTM	Jumat	0,5	MW
-	PLTM	Kali Urip	9,0	MW
-	PLTM	Kalibening	3,2	MW
-	PLTM	Kalierang	2,5	MW
-	PLTM	Kalisapi	1,1	MW
-	PLTM	Kaliwadas	0,35	MW
-	PLTM	Kambangan	5,0	MW
-	PLTM	Karekan-2	3,0	MW
-	PLTM	Kemiri	1,5	MW
-	PLTM	Kumenyep - 1	1,5	MW
-	PLTM	Kumenyep - 2	3,0	MW
-	PLTM	Limbangan	0,55	MW
-	PLTM	Logawa - 4 Baseh Karangpelem	1,94	MW
-	PLTM	Logawa - 5 Babakan	1,34	MW
-	PLTM	Logawa - 6 Sunyalangu	1,52	MW
-	PLTM	Mangli	0,54	MW
-	PLTM	Mojoagung	1,6	MW
-	PLTM	Pagerpelah	3,2	MW
-	PLTM	Palumbangan	1,6	MW
-	PLTM	Pandanarum	8,0	MW
-	PLTM	Pandansari	8,0	MW
-	PLTM	Paweden - 1	3,16	MW
-	PLTM	Plipiran	1,5	MW
-	PLTM	Preng-1	1,8	MW
-	PLTM	Preng-2	4,5	MW
-	PLTM	Prukut - 1	1,75	MW
-	PLTM	Prukut Sambirata	1,5	MW
-	PLTM	Rakit - 2	0,3	MW
-	PLTM	Randu	2,6	MW
-	PLTM	Rejosari 1	3,0	MW
-	PLTM	Rejosari 2	3,0	MW
-	PLTM	Selokromo	7,0	MW
-	PLTM	Sembawa	2,0	MW
-	PLTM	Serayu - 3	3,5	MW
-	PLTM	Sirukem	1,0	MW

-	PLTM	Situwangi	0,25	MW
-	PLTM	Siwedung	1,7	MW
-	PLTM	Slatri	3,25	MW
-	PLTM	Tempuran	1,5	MW
-	PLTM	Tlaga	9,0	MW
-	PLTM	Tulis	9,0	MW
-	PLTM	Tuwel	1,75	MW
-	PLTP	Gunung Lawu #1	55,0	MW
-	PLTP	Gunung Lawu #2	55,0	MW
-	PLTP	Guci #1	55,0	MW
-	PLTP	Guci #2	55,0	MW
-	PLTP	Mangunan-Wanayasa	40,0	MW
-	PLTP	Umbul Telumoyo (FTP2)	55,0	MW
-	PLTS	Kedung Ombo	100,0	MW
-	PLTS	Pemalang	40,0	MW
-	PLTS	Waduk Gajahmungkur	200,0	MW
-	PLTS	Batang Kendal	100,0	MW
-	PLTS	Mrica (Floating/Land base)	60,0	MW
-	PLTS & PLTB (Hybrid)	Tegal	220,0	MW
-	PLTS+PLTB	Tegal	220,0	MW
-	PLTSa	Pekalongan	10,0	MW
-	PLTSa	Semarang	15,0	MW
-	PLTSa	Surakarta	10,0	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi

yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2021-2030 ditunjukkan pada tabel pembangunan jaringan transmisi B4.12

Tabel B4.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500 kV	665,2	2,0	78,0	28,0	-	-	-	-	72,0	340,0	1.185,2
150 kV	238,3	166,3	211,3	202,9	238,1	113,6	84,0	508,0	90,0	100,0	1.952,5
Jumlah	903,5	168,3	289,3	230,9	238,1	113,6	84,0	508,0	162,0	440,0	3.137,7

Tabel B4.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Ampel	Inc. (Bawen - Klaten)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2021	Konstruksi
2	Balapulang	Inc. (Bumiayu - Kebasen)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,0	2021	Konstruksi
3	Batang	Weleri	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	62,0	2021	Konstruksi
4	Tanjung Jati B	Tx. (Ungaran - Pedan)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	260,0	2021	Konstruksi
5	Tx. (Ungaran - Pedan)	Batang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	63,0	2021	Konstruksi
6	Batang	Mandirancan	500 kV	New, 2 cct, SUTET	334,0	2021	Konstruksi
7	PLTU Jateng	Batang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	8,2	2021	*Energize*
8	Temanggung	Inc. (Wonosobo - Secang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	11,0	2021	Konstruksi
9	Purbalingga	Inc. (Mrica - Rawalo)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	3,0	2021	Konstruksi
10	Pedan	Wonosari	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	44,3	2021	*Energize*
11	Pekalongan II / Comal	Inc. (Pekalongan - Pemalang)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40,0	2021	*Energize*
12	Semen Grobogan	Inc. (Mranggen - Purwodadi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2021	*Energize*
13	Semen Indonesia	Inc. (Rembang - Blora)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	16,0	2021	Konstruksi
14	Sayung	Tx (Tambak Lorok - Bawen)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2021	Konstruksi
15	Ampel New / Tuntang New	Inc. (Bawen - Klaten)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2,0	2022	Pengadaan
16	Ampel New / Tuntang New	Inc. (Beringin - Mojosongo)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	10,0	2022	Pengadaan
17	Ampel / Tuntang	Inc. (Ungaran - Pedan)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	2,0	2022	Pengadaan
18	Beringin	Mojosongo	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	60,0	2022	Rencana
19	Palur	Masaran	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	12,3	2022	Pengadaan
20	KIT Batang	Inc. (Batang New - Weleri)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	14,0	2022	Rencana
21	Tx. Kesugihan	Gombong	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	66,0	2022	Konstruksi
22	Lomanis	Inc. (Semen Nusantara - Kesugihan / Rawalo)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,0	2022	Rencana
23	Beringin	Jelok	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	16,0	2023	Rencana
24	Mojosongo	Banyudono	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	20,8	2023	Rencana
25	Purwodadi	Blora	150 kV	New, 2 cct, SUTT	120,0	2023	Rencana
26	Garung	Inc. (Dieng - Wonosobo)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,0	2023	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
27	Garung	Wonosobo	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	10,6	2023	Rencana
28	Tambak Lorok II / Gajah	Inc. (Sayung - Kudus)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40,0	2023	Pengadaan
29	Tawangsari (Sritex)	Inc. (Wonogiri - Wonosari)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2,0	2023	Rencana
30	Ungaran	Ampel / Tuntang	500 kV	New, 1 cct, SUTET	22,0	2023	Pengadaan
31	Pedan	Ampel / Tuntang	500 kV	New, 1 cct, SUTET	56,0	2023	Pengadaan
32	Medari	Inc. (Sanggrahan - Kentungan)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1,0	2024	Rencana
33	Jelok	Sanggrahan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	86,0	2024	Rencana
34	Weleri	Kaliwungu	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	43,9	2024	Rencana
35	Purwodadi	Kedungombo	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	42,0	2024	Rencana
36	Rawalo / Kesugihan	Inc. (PLTU Adipala - PLTU Cilacap)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	28,0	2024	Rencana
37	Kedungombo	Sragen	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30,0	2024	Rencana
38	Banyudono	Jajar	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	14,2	2025	Rencana
39	Masaran	Sragen	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	12,3	2025	Pengadaan
40	Gondangrejo	Jajar	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	18,9	2025	Rencana
41	Kalibakal	Bumiayu	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	70,1	2025	Rencana
42	Kudus II / Nalumsari	Inc. (Kudus - Jepara)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1,0	2025	Konstruksi
43	Pati II / Trangkil	Pati	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30,0	2025	Pengadaan
44	Pedan	Solo Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2025	Rencana
45	Lomanis	Semen Nusantara	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	9,2	2025	Rencana
46	Kesugihan / Rawalo	Lomanis	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	54,4	2025	Rencana
47	PLTP Candradimuka	Dieng	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4,0	2025	Rencana
48	Rawalo	Inc. (Cilacap-Kalibakal)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4,0	2025	Rencana
49	Balapulang	Kebasen	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	42,0	2026	Rencana
50	Palur	Gondangrejo	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	11,6	2026	Rencana
51	PLTP Ungaran	Bawen	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60,0	2026	Rencana
52	Ungaran	Jelok	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	40,0	2027	Rencana
53	Bumiayu	Balapulang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	44,0	2027	Rencana
54	Medari	Kentungan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	22,0	2028	Rencana
55	Sanggrahan	Medari	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	56,0	2028	Rencana
56	PLTP Baturaden / Slamet	Bumiayu	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2028	Rencana
57	Kesugihan	Purworejo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	190,0	2028	Rencana
58	Tambak Lorok III	Pandean Lamper	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	12,6	2028	Pengadaan
59	Tambak Lorok III	Ungaran	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	58,2	2028	Pengadaan
60	Kebasen II / Kemantran	Inc. (Pemalang - Kebasen)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4,0	2028	Konstruksi
61	Pandean Lamper II / Banget Ayu	Inc. (Tambak Lorok - Bawen)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,0	2028	Pengadaan
62	Simpang Lima	Kalisari	150 kV	New, 2 cct, SKTT	5,2	2028	Pengadaan
63	Pandean Lamper	Simpang Lima	150 kV	New, 2 cct, SKTT	8,4	2028	Pengadaan
64	Purwodadi II / Wirosari	Purwodadi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2028	Rencana
65	Tanjung Jati	Jepara	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	48,2	2028	Konstruksi

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
66	Kudus	Jepara	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	53,4	2028	Konstruksi
67	Brebes II / Ketanggungan	Inc. (Brebes - CEP)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8,0	2029	Rencana
68	Majenang II / Sidareja	Majenang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,0	2029	Rencana
69	Palur II / Karanganyar	Inc. (Masaran - Palur)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,0	2029	Rencana
70	Purbalingga II / Belik	Balapulang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	50,0	2029	Rencana
71	Sanggrahan II / Rajeg	Inc. (Sanggrahan - Medari)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2029	Rencana
72	Switching Kendal	Inc. Ungaran - Mandirancan	500 kV	New, 4 cct, SUTET	12,0	2029	Rencana
73	Tambak Lorok	Switching Kendal	500 kV	New, 2 cct, SUTET	60,0	2029	Rencana
74	Batang II / Limpung	Batang New	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60,0	2030	Rencana
75	Tanjung Jati	Rembang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	340,0	2030	Rencana
76	Pekalongan III / Kajen	Pekalongan II / Comal	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40,0	2030	Rencana
Jumlah					3.137,7		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem. Adapun rencana pemasangan kapasitor dibeberapa gardu induk di Provinsi Jawa Tengah dengan total sebesar 325 MVar guna peningkatan keadalan sistem. Rincian rencana pembangunan gardu induk sepanjang tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Tabel B4.14.

Tabel B4.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500/150 kV	-	1.000	-	-	-	-	-	2.000	2.000	1.000	6.000
150/20 kV	330	360	120	-	120	60	60	420	510	180	2.160
Jumlah	330	1.360	120	-	120	60	60	2.420	2.510	1.180	8.160

Tabel B4.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext/Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
1	Ampel	150/20 kV	New	60	2021	Konstruksi
2	Balapulang	150/20 kV	Ext	60	2021	Konstruksi
3	Balapulang	150 kV	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
4	Batang	150 kV	Upr	2 LB	2021	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext/Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
5	Weleri	150 kV	Upr	2 LB	2021	Konstruksi
6	PLTU Jateng	500 kV	New	3 Dia	2021	*Energize*
7	Temanggung	150 kV	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
8	Purbalingga	150 kV	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
9	Pedan	150 kV	Upr	2 LB	2021	Konstruksi
10	Wonosari	150 kV	Upr	2 LB	2021	Konstruksi
11	Pekalongan II / Comal	150/20 kV	New	60	2021	*Energize*
12	Pudak Payung	150/20 kV	Ext	60	2021	Konstruksi
13	Semen Grobogan	150/20 kV	New	60	2021	*Energize*
14	Semen Indonesia	150/20 kV	New	5 LB	2021	Konstruksi
15	Semen Indonesia	150/20 kV	Ext	30	2021	Konstruksi
16	Jepara	150 kV	Upr	2 LB	2021	Konstruksi
17	Jepara	150 kV	Upr	2 LB	2021	Konstruksi
18	Kudus	150 kV	Upr	2 LB	2021	Konstruksi
19	Tanjung Jati	150 kV	Upr	2 LB	2021	Konstruksi
20	Ampel New / Tuntang New	150/20 kV	New	60	2022	Pengadaan
21	Ampel / Tuntang	500/150 kV	New	1000	2022	Pengadaan
22	Beringin	150 kV	Upr	2 LB	2022	Rencana
23	Mojosongo	150 kV	Upr	2 LB	2022	Rencana
24	BSB (Bukit Semarang Baru)	150/20 kV	Upr	60	2022	Rencana
25	Pedan	150 kV	Ext	-	2022	Rencana
26	Masaran	150 kV	Upr	2 LB	2022	Pengadaan
27	Palur	150 kV	Upr	2 LB	2022	Pengadaan
28	KIT Batang	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
29	Gombong	150 kV	Upr	2 LB	2022	Rencana
30	Palur	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
31	Lomanis	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
32	Sayung	150/20 kV	Upr	60	2022	Konstruksi
33	Tambak Lorok III	150/20 kV	New	10 Dia	2022	Konstruksi
34	Beringin	150 kV	Upr	2 LB	2023	Rencana
35	Jelok	150 kV	Upr	2 LB	2023	Rencana
36	Mojosongo	150 kV	Upr	2 LB	2023	Rencana
37	Banyudono	150 kV	Upr	2 LB	2023	Rencana
38	Blora	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
39	Purwodadi	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
40	Garung	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
41	Wonosobo	150 kV	Upr	2 LB	2023	Rencana
42	Tambak Lorok II / Gajah	150/20 kV	New	60	2023	Pengadaan
43	Tawangsari (Sritex)	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
44	Pedan	500 kV	Ext	-	2023	Pengadaan
45	Ungaran	500 kV	Ext	-	2023	Pengadaan
46	Medari	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext/Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
47	Jelok	150 kV	Upr	2 LB	2024	Rencana
48	Sanggrahan	150 kV	Upr	2 LB	2024	Rencana
49	Bawen	150 kV	Ext	1 LB	2024	Rencana
50	Kaliwungu	150 kV	Upr	2 LB	2024	Rencana
51	Weleri	150 kV	Upr	2 LB	2024	Rencana
52	Kedungombo	150 kV	Upr	2 LB	2024	Rencana
53	Purwodadi	150 kV	Upr	2 LB	2024	Rencana
54	Rawalo / Kesugihan	500 kV	Ext	2 Dia	2024	Rencana
55	Kedungombo	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
56	Sragen	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
57	Wates	150 kV	Ext	1 LB	2024	Rencana
58	Banyudono	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
59	Jajar	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
60	Sragen	150 kV	Upr	2 LB	2025	Pengadaan
61	Gondangrejo	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
62	Jajar	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
63	Bumiayu	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
64	Kalibakal	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
65	Kudus II / Nalumsari	150/20 kV	New	60	2025	Konstruksi
66	Pati	150 kV	Ext	2 LB	2025	Pengadaan
67	Pati II / Trangkil	150/20 kV	New	60	2025	Pengadaan
68	Pedan	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
69	Solo Baru	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
70	Kesugihan / Rawalo	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
71	Lomanis	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
72	Semen Nusantara	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
73	Dieng	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
74	PLTP Candradimuka	150/20 kV	New	2 LB	2025	Rencana
75	Rawalo	150 kV	Upr	1 LB	2025	Rencana
76	Rawalo	150 kV	Ext	1 LB	2025	Rencana
77	Balapulang	150 kV	Upr	2 LB	2026	Rencana
78	Kebasen	150 kV	Upr	2 LB	2026	Rencana
79	Gondangrejo	150 kV	Upr	2 LB	2026	Rencana
80	Palur	150 kV	Upr	2 LB	2026	Rencana
81	Bawen	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
82	PLTP Ungaran	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
83	Bawen	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
84	Jelok	150 kV	Upr	2 LB	2027	Rencana
85	Ungaran	150 kV	Upr	2 LB	2027	Rencana
86	Balapulang	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
87	Bumiayu	150 kV	Upr	2 LB	2027	Rencana
88	Ampel New / Tuntang New	150 kV	New	-	2028	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext/Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
89	Ampel / Tuntang	500/150 kV	Ext	1000	2028	Rencana
90	Medari	150 kV	Upr	1 LB	2028	Rencana
91	Kentungan	150 kV	Upr	2 LB	2028	Rencana
92	Medari	150 kV	Upr	1 LB	2028	Rencana
93	Sanggrahan	150 kV	Upr	2 LB	2028	Rencana
94	Bumiayu	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
95	PLTP Baturaden / Slamet	150/20 kV	New	60	2028	Rencana
96	Kesugihan	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
97	Purworejo	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
98	Gombong	150/20 kV	Upr	60	2028	Rencana
99	Pandean Lamper	150 kV	Upr	2 LB	2028	Rencana
100	Ungaran	150 kV	Upr	2 LB	2028	Rencana
101	Kebasen II / Kemantran	150/20 kV	New	60	2028	Konstruksi
102	Rawalo / Kesugihan	500/150 kV	Ext	1000	2028	Konstruksi
103	Pandean Lamper II / Banget Ayu	150/20 kV	New	60	2028	Pengadaan
104	Pandean Lamper	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
105	Kalisari	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
106	Simpang Lima	150 kV	Ext	4 LB	2028	Rencana
107	Purwodadi	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
108	Purwodadi II / Wirosari	150/20 kV	New	60	2028	Rencana
109	Semanu	150/20 kV	Upr	60	2028	Rencana
110	Srondol	150/20 kV	Upr	60	2028	Rencana
111	Brebes II / Ketanggungan	150/20 kV	New	60	2029	Rencana
112	Dieng	150/20 kV	Ext	30	2029	Rencana
113	Majenang	150 kV	Ext	2 LB	2029	Rencana
114	Majenang II / Sidareja	150/20 kV	New	60	2029	Rencana
115	Mranggen	150/20 kV	Ext	60	2029	Rencana
116	Palur II / Karanganyar	150/20 kV	New	60	2029	Rencana
117	Balapulang	150 kV	Ext	2 LB	2029	Rencana
118	Purbalingga II / Belik	150/20 kV	New	60	2029	Rencana
119	Purwodadi	150/20 kV	Ext	60	2029	Rencana
120	Sanggrahan II / Rajeg	150/20 kV	New	60	2029	Rencana
121	Tambak Lorok	150 kV	Ext	-	2029	Rencana
122	Switching Kendal	500 kV	New	4 Dia	2029	Rencana
123	Tambak Lorok	500/150 kV	New	1000	2029	Rencana
124	Tanjung Jati	150/20 kV	Ext	60	2029	Rencana
125	Tanjung Jati	150 kV	Ext	-	2029	Pengadaan
126	Tanjung Jati B	500/150 kV	Ext	500	2029	Pengadaan
127	Ungaran	150 kV	Ext	-	2029	Rencana
128	Ungaran	500/150 kV	Ext	500	2029	Rencana
129	Batang New	150 kV	Ext	2 LB	2030	Rencana
130	Batang II / Limpung	150/20 kV	New	60	2030	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext/Upr	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
131	Rembang	500 kV	Ext	2 Dia	2030	Rencana
132	Tanjung Jati	500 kV	Ext	2 Dia	2030	Rencana
133	Rembang	500/150 kV	New	1000	2030	Rencana
134	Lomanis	150/20 kV	Upr	60	2030	Rencana
135	Pekalongan II / Comal	150 kV	Ext	2 LB	2030	Rencana
136	Pekalongan III / Kajen	150/20 kV	New	60	2030	Rencana
Jumlah				8.160		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) seperti pada tabel B4.15.

Tabel B4.15. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2021	621	346	366	246.208
2022	629	348	354	268.111
2023	900	495	338	250.310
2024	1048	572	331	240.140
2025	953	515	326	231.838
2026	1004	538	322	224.974
2027	1019	542	319	218.478
2028	1002	528	315	212.326
2029	1024	535	316	209.751
2030	1119	580	318	207.513
Jumlah	9.319	5.000	3.306	2.309.649

Pengembangan Listrik Perdesaan

Rasio elektrifikasi di Provinsi Jawa Tengah sampai TW IV 2020 sebesar 99,99%. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 8.559 berlistrik PLN. Program pengembangan listrik perdesaan dalam rangka meningkatkan rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022 dan meningkatkan rasio desa berlistrik PLN sampai dengan tahun 2030. Rencana pengembangan listrik perdesaan Provinsi Jawa Tengah diperlihatkan pada Tabel B4.16

Tabel B4.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

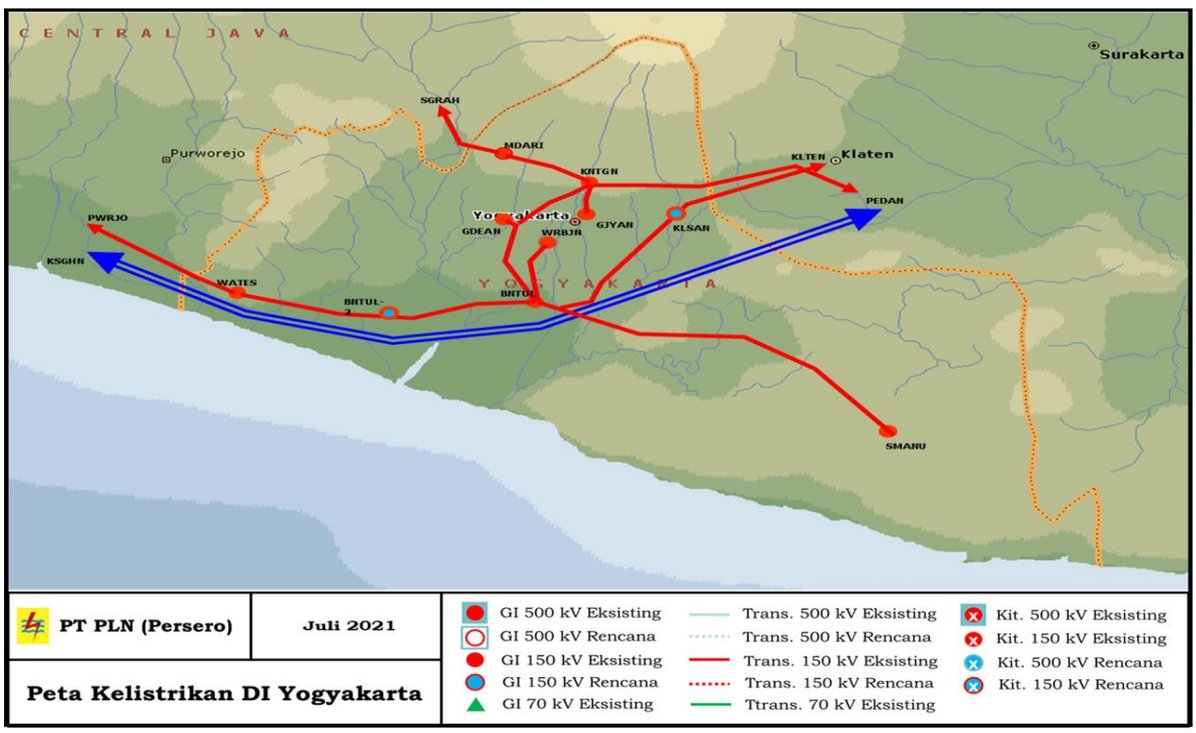
Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp (Ribu)	
2021	21,4	48,4	2,0	40	-	615

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp (Ribu)	Pelanggan
			MVA	unit		
2022	17,4	39,0	2,9	58	-	299
2023	19,7	31,2	2,6	50	-	296
2024	19,25	35,3	2,9	58	-	250
2025	0	0	0	0	-	0
2026	0	0	0	0	-	0
2027	0	0	0	0	-	0
2028	0	0	0	0	-	0
2029	0	0	0	0	-	0
2030	0	0	0	0	-	0

LAMPIRAN B.5
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA (DIY)

B5.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi DIY tertinggi tahun 2020 sekitar 450 MW yang tercapai bulan Oktober 2020. Pasokan dari subsistem Pedan dan Kesugihan di Provinsi Jawa Tengah. Peta sistem tenaga listrik Provinsi DIY ditunjukkan pada Gambar B5.1.



Gambar B5.1. Peta Sistem tenaga listrik di Provinsi DIY

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011-2020 per sektor pelanggan di Provinsi DIY ditunjukkan pada Tabel B5.1 dan Tabel B5.2.

Tabel B5.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	1.052	1.144	1.230	1.337	1.376	1.465	1.448	1.502	1.582	1.704
2	Bisnis	396	442	485	528	570	660	697	736	796	698
3	Publik	229	248	266	282	300	333	340	366	389	367
4	Industri	194	210	225	222	238	240	240	253	262	245
Jumlah		1.870	2.044	2.206	2.370	2.484	2.698	2.724	2.857	3.029	3.012
Pertumbuhan (%)		3,36	9,30	7,93	7,43	4,83	8,62	0,97	4,87	6,03	(0,56)

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel B5.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	789	825	865	897	952	989	1.039	1.097	1.148	1.201
2	Bisnis	35	38	40	43	48	57	60	60	62	63
3	Publik	27	28	30	31	34	36	39	41	43	45
4	Industri	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8
Jumlah		852	892	936	972	1.034	1.083	1.138	1.199	1.254	1.310
Pertumbuhan (%)		3,87	4,73	4,93	3,90	6,34	4,75	5,05	5,36	4,60	4,46

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Gardu Induk *existing* ang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B5.3, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel B5.4.

Tabel B5.3 Realisasi Kapasitas Gardu Induk *Existing* (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapsitas (MVA)
1	GI Kentungan	150/20	3	180
2	GI Bantul	150/20	3	180
3	GI Godean	150/20	2	120
4	GI Wates	150/20	3	150
5	GI Medari	150/20	3	150
6	GI Gejayan (GIS)	150/20	2	120
7	GI Wirobrajan (GIS)	150/20	2	120
8	GI Semanu	150/20	2	90
Jumlah			20	1.110

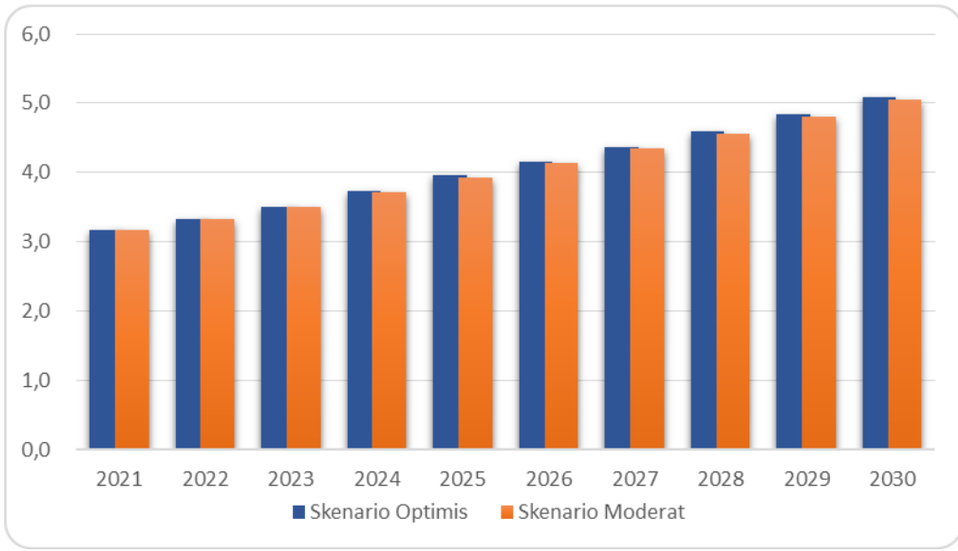
Tabel B5.4 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
JTM (kms)	4.990	5.505	5.505	5.426	5.519	5.613	5.711	5.766	5.795
JTR (kms)	7.723	7.153	7.210	5.522	5.557	5.634	5.724	5.843	6.010
Gardu Distribusi (MVA)	700	727	5.627	800	833	885	940	986	1.009

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

B5.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2021 – 2030 diberikan pada Tabel B5.7, dengan rata-rata pertumbuhan penjualan energi selama 10 tahun sekitar 5,30% (skenario moderat) dan 5,38% (skenario optimis) seperti ditunjukkan pada Gambar B5.2.



Gambar B4.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (TWh)

Skenario dasar yang digunakan dalam RUPTL 2021-2030 ini menggunakan skenario moderat.

Tabel B5.5. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.775	1.836	1.899	1.965	2.024	2.086	2.150	2.216	2.285	2.356
2	Bisnis	749	812	882	957	1.040	1.130	1.227	1.331	1.444	1.565
3	Publik	385	404	424	446	469	493	520	548	577	608
4	Industri	256	273	291	343	398	420	443	467	492	518
Jumlah		3.166	3.325	3.495	3.711	3.931	4.129	4.339	4.562	4.798	5.047
Pertumbuhan (%)		5,10	5,02	5,11	6,18	5,93	5,04	5,09	5,13	5,17	5,19

Tabel B5.6. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.236	1.272	1.304	1.334	1.362	1.389	1.414	1.437	1.460	1.482
2	Bisnis	67	72	77	83	89	96	103	111	120	129
3	Publik	47	48	50	52	55	57	60	63	66	69
4	Industri	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3
Jumlah		1.350	1.393	1.432	1.470	1.507	1.543	1.578	1.612	1.647	1.681
Pertumbuhan (%)		3,07	3,15	2,87	2,65	2,49	2,37	2,27	2,19	2,13	2,08

Tabel B5.7. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,3	3.166	3.406	523	1.350.028
2022	5,9	3.325	3.574	547	1.392.505
2023	6,0	3.495	3.753	573	1.432.431
2024	6,2	3.711	3.976	605	1.470.445

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	6,3	3.931	4.207	639	1.507.084
2026	6,4	4.129	4.408	667	1.542.750
2027	6,5	4.339	4.625	698	1.577.697
2028	6,5	4.562	4.856	731	1.612.256
2029	6,5	4.798	5.103	767	1.646.620
2030	6,5	5.047	5.363	803	1.680.933
Pertumbuhan (%)	6,22	5,30	5,16	5,50	2,99

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi DIY. Untuk melayani kebutuhan potensi pelaggan besar tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

B5.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Pengembangan sarana untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi DIY yaitu pengembangan sarana pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi.

Pengembangan Pembangkit

Tidak ada rencana pengembangan pembangkit di Provinsi DIY, namun terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTB Gunung Kidul 10 MW
- PLTB Samas Bantul 50 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET

terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2021-2030 ditunjukkan pada tabel pembangunan jaringan transmisi B5.9.

Tabel B5.8. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
150 kV	-	-	4,0	-	88,0	-	4,0	-	-	-	96,0
Jumlah	-	-	4,0	-	88,0	-	4,0	-	-	-	96,0

Tabel B5.9 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	Target COD	Status
1	Kentungan II / Kalasan	Inc. (Bantul - Klaten)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4,0	2023	Konstruksi
2	Kentungan II / Kalasan	Bantul	150 kV	New, 2 cct, SUTT	44,0	2025	Rencana
3	Pedan	Kentungan II / Kalasan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	44,0	2025	Rencana
4	Bantul II / Tuksono	Inc. (Bantul - Wates | Purworejo)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4,0	2027	Konstruksi
Jumlah					96,0		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Tabel B5.11.

Tabel B5.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
150/20 kV	-	-	60	-	-	-	60	-	-	-	120
Jumlah	-	-	60	-	-	-	60	-	-	-	120

Tabel B5.11. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
1	Kentungan II / Kalasan	150/20 kV	New	60	2023	Konstruksi
2	Bantul	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
3	Pedan	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
4	Kentungan II / Kalasan	150 kV	Ext	4 LB	2025	Rencana
5	Bantul II / Tuksono	150/20 kV	New	60	2027	Konstruksi
Jumlah				120		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) seperti pada Tabel B5.12.

Tabel B5.12. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2021	135	118	38	40.151
2022	146	127	33	42.477
2023	152	133	31	39.926
2024	188	163	29	38.013
2025	186	161	28	36.640
2026	162	140	28	35.666
2027	168	145	27	34.947
2028	174	149	27	34.559
2029	180	153	26	34.364
2030	185	157	26	34.313
Jumlah	1.675	1.448	293	371.056

Pengembangan Listrik Perdesaan

Rasio elektrifikasi di Provinsi D.I Yogyakarta sampai TW IV 2020 sebesar 99,99%, namun masih dimungkinkan munculnya gerumbul dusun baru terkait dengan pertumbuhan penduduk usia rumah tangga. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 438 berlistrik PLN. Program pengembangan listrik perdesaan dalam rangka meningkatkan rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022 dan meningkatkan rasio desa berlistrik PLN sampai dengan tahun 2030. Rencana pengembangan listrik perdesaan Provinsi D.I Yogyakarta diperlihatkan pada Tabel B5.13.

Tabel B5.13. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

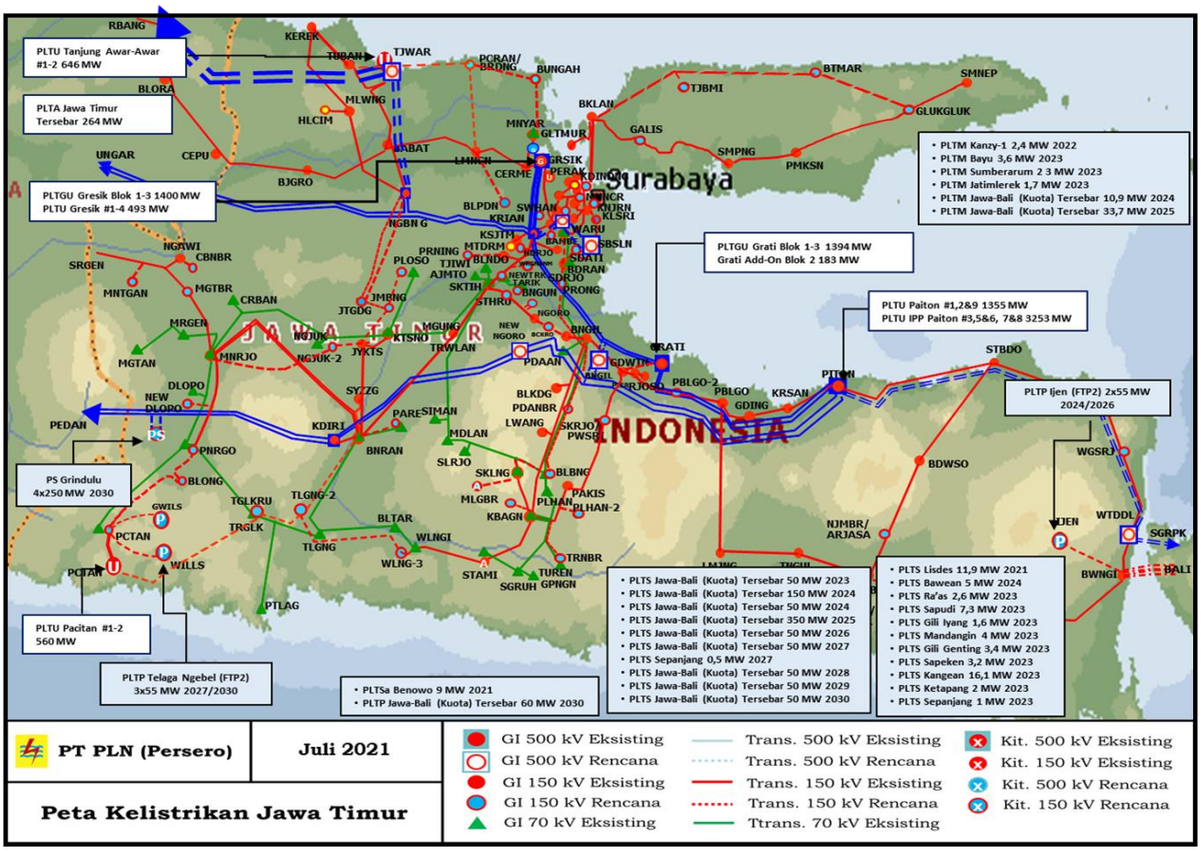
Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	
2021	3,3	7,7	0,45	9	-	96
2022	2,1	8,2	0,35	7	-	66
2023	7,0	14,0	1,55	31	-	234
2024	0	0	0	0	-	0

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	
2025	0	0	0	0	-	0
2026	0	0	0	0	-	0
2027	0	0	0	0	-	0
2028	0	0	0	0	-	0
2029	0	0	0	0	-	0
2030	0	0	0	0	-	0

LAMPIRAN B.6
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI JAWA TIMUR

B6.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Jawa Timur tahun 2020 sebesar 5.935 MW yang tercapai pada bulan November tahun 2020. Sementara pembangkit yang terkoneksi ke jaringan 500 kV dan 150 kV dengan kapasitas terpasang 9.933 MW, sedangkan daya mampu tertinggi tahun 2018 sebesar 9.368 MW. Pembangkit listrik di Jawa Timur yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTU Paiton, PLTGU Gresik dan PLTGU Grati, sedangkan yang terhubung ke *grid* 150 kV adalah PLTGU/PLTU Gresik, PLTG/PLTGU Grati, PLTU Pacitan, PLTU Tanjung Awar-awar dan PLTA tersebar (Karangkates, Wlingi, Sengguruh, Tulung Agung, dll). Peta sistem tenaga listrik Jawa Timur ditunjukkan pada Gambar B6.1.



Gambar B6.1. Peta Sistem tenaga listrik di Provinsi Jawa Timur

Pasokan dari grid 500 kV adalah melalui 6 GITET, yaitu Krian, Gresik, Grati, Kediri, Paiton dan Ngimbang, dengan kapasitas 8.000 MVA. Sistem tenaga listrik Provinsi Jawa Timur terdiri atas 5 subsistem yaitu:

- GITET Krian memasok Kota Surabaya dan Kab. Mojokerto
- GITET Gresik dan PLTGU/PLTU Gresik memasok Kab. Gresik, Kab. Tuban, Kab. Lamongan, Kab. Pemekasan, Kab. Sumenep, Kab. Sampang dan Kab. Bangkalan.
- GITET Grati dan PLTG Grati memasok Kab. Pasuruan, Kab. Probolinggo, Kota Malang dan Kab. Batu.
- GITET Kediri dan PLTA tersebar memasok kota Kediri, kota Madiun, kota Mojokerto, Kab. Ponorogo, Kab. Mojokerto dan Kab. Pacitan.
- GITET Paiton memasok Kab. Banyuwangi, Kab. Jember, Kab. Lumajang, Kab. Probolinggo, Kab. Jombang, Kab. Nganjuk, Kab. Magetan, Kab. Situbondo dan Kab. Bondowoso.
- GITET Ngimbang memasok Kab. Tuban, Kab. Bojonegoro, Kab. Pciran dan Kab. Lamongan.

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011-2020 per sektor pelanggan di Provinsi Jawa Timur ditunjukkan pada Tabel B6.1 dan Tabel B6.2

Tabel B6.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	9.085	9.877	10.589	11.585	12.127	12.968	12.929	13.319	13.915	15.337
2	Bisnis	2.928	3.240	3.796	4.014	3.831	4.147	4.402	4.770	5.233	4.884
3	Publik	1.394	1.498	1.585	1.697	1.786	1.973	2.088	2.234	2.386	2.311
4	Industri	10.611	12.296	12.738	13.227	13.081	13.839	14.696	15.495	15.695	15.081
Jumlah		24.019	26.910	28.708	30.524	30.825	32.927	34.114	35.818	37.229	37.614
Pertumbuhan (%)		6,89	12,04	6,68	6,33	0,99	6,82	3,61	4,99	3,94	1,03

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel B6.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	7.303	7.858	8.435	8.927	9.317	9.637	9.994	10.384	10.919	11.306
2	Bisnis	342	358	386	427	483	549	626	676	647	640
3	Publik	218	234	254	274	295	320	349	378	402	418
4	Industri	12	12	13	14	16	20	24	32	46	68
Jumlah		7.875	8.462	9.087	9.642	10.112	10.526	10.993	11.470	12.013	12.432
Pertumbuhan (%)		5,57	7,46	7,39	6,10	4,87	4,09	4,44	4,34	4,74	3,48

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Sedangkan rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B6.3

Tabel B6.3.Rekap Kapasitas Pembangkit *Existing*

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 TahunTerakhir
PLN					
PLTU	Jawa Bali	15,0	6.230,0	5.697,8	5.697,8
PLTMG	Jawa Bali	3,0	3,2	3,0	3,0
PLTG	Jawa Bali	2,0	40,2	31,0	31,0
PLTGU	Jawa Bali	23,0 (6 Blok)	3.038,9	2.776,7	2.776,7
PLTD	Bawean	16,0	7,9	4,0	4,0
	Gili Genting	9,0	2,7	1,5	1,5
	Gili Ketapang	5,0	1,8	1,0	1,0
	Gili Iyang	2,0	0,9	0,5	0,5
	Kangean	12,0	7,4	4,5	4,5
	Mandangin	10,0	3,5	1,5	1,5
	Sapeken	9,0	2,6	1,5	1,5
	Sapudi	8,0	4,8	2,5	2,5
	Ra'as	2,0	1,0	0,7	0,7
	Talango	2,0	5,0	-	-
PLTS	Goa-Goa	1,0	0,2	0,2	0,2
	Masa Kambing	1,0	0,1	0,1	0,1
	Pagerungan Kecil	1,0	0,1	0,1	0,1
	Paleyat	1,0	0,1	0,1	0,1
	Sabuntan	1,0	0,1	0,1	0,1
	Sakala	1,0	0,1	0,1	0,1
	Saobi	1,0	0,2	0,2	0,2
	Tonduk	1,0	0,2	0,2	0,2
PLTA	Jawa Bali	30,0	293,2	287,2	287,2
Jumlah PLN	Jawa Bali	156,0	9.639,5	8.814,3	8.814,3
IPP					
PLTU	Jawa Bali	5,0	3.361,0	3.253,0	3.253,0
PLTA	Jawa Bali	2,0	2,5	2,5	2,5
PLTBM	Jawa Bali	1,0	1,8	1,8	1,8
Jumlah IPP		8,0	3.365,3	3.257,3	3.257,3
Jumlah		164,0	13.004,8	12.071,6	12.071,6

Untuk gardu induk *existing* yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B6.4, sedangkan asset distribusi ditunjukkan pada Tabel B6.4.

Tabel B6.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk *Existing* (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	JumlahTrafo (Unit)	Total Kapsitas (MVA)
1	Krembangan	150/20	3	160

No	Nama GI	Tegangan (kV)	JumlahTrafo (Unit)	Total Kapsitas (MVA)
2	Ujung	150/20	2	60
3	Tandes	150/20	5	260
4	Sambikerep	150/20	2	120
5	Kenjeran	150/20	3	160
6	Kalisari	150/20	1	60
7	Sawahan	150/20	2	110
8	Simpang	150/20	2	100
9	Kedinding	150/20	1	60
10	Kupang	150/20	2	120
11	Undaan	150/20	2	120
12	Alta Prima	150/20	3	180
13	Perak	150/20	1	60
14	Ngagel	150/20	2	80
15	Karang Pilang	150/20	2	110
16	Waru	150/20	5	290
17	Darmo Grand	150/20	3	170
18	Wonokromo	150/20	3	180
19	Sukolilo	150/20	4	240
20	Rungkut	150/20	5	300
21	Driyorejo	150/20	4	240
22	Bambe	150/20	2	120
23	Babadan	150/20	3	170
24	Krian	150/20	2	120
25	Wonorejo	150/20	3	180
26	Kebon Agung	150/20	3	150
27	Blimbing	70 /20	3	80
28	Polehan	70 /20	3	90
29	Pakis	150/20	2	120
30	Sengkaling	150/20	2	120
31	Lawang	150/20	2	90
32	Karang Kates	70 /20	2	60
33	Turen	70 /20	3	80
34	PLTA Sengguruh	70 /20	2	60
35	PLTA Selorejo	70 /20	1	20
36	Gondang Wetan	150/20	3	150
37	Bangil	150/20	2	120
38	Bulu Kandang	150/20	2	120
39	Bumicokro	150/20	3	180
40	PIER	150/20	2	110
41	Pandaan	70 /20	3	80
42	Grati	150/20	1	60
43	Probolinggo	150/20	3	170
44	Kraksaan	150/20	2	120

No	Nama GI	Tegangan (kV)	JumlahTrafo (Unit)	Total Kapsitas (MVA)
45	Paiton	150/20	1	40
46	Sukorejo	70 /20	1	30
47	Purwosari	150/20	2	120
48	Manisrejo	150/20	2	110
49	Mranggen	70 /20	2	50
50	Magetan	70 /20	2	50
51	Ngawi	150/20	2	120
52	Caruban	70 /20	2	50
53	Ponorogo	150/20	2	120
54	New Pacitan	150/20	2	120
55	PLTU Pacitan	150/20	1	60
56	Dolopo	70 /20	1	30
57	Banaran	150/20	3	180
58	GITET Kediri	150/20	2	120
59	Pare	70 /20	2	50
60	PLTA Tulungagung	70 /20	1	30
61	Trenggalek	70 /20	2	50
62	Tulungagung	70 /20	3	80
63	Blitar Baru	70 /20	3	90
64	Wlingi	70 /20	1	60
65	PLTA Wlingi	150/20	1	10
66	Jember	150/20	4	240
67	Tanggul	150/20	3	150
68	Lumajang	150/20	3	180
69	Mojokerto	150/20	4	240
70	Mojoagung	150/20	3	150
71	Ploso	70 /20	3	90
72	Ngoro	150/20	4	240
73	Tarik	70 /20	3	60
74	Siman	70 /20	1	30
75	Jaya kertas	150/20	2	120
76	Kertosono	150/20	2	120
77	Nganjuk	70 /20	3	80
78	Ngimbang	150/20	1	60
79	Bangkalan	150/20	2	120
80	Sampang	150/20	2	120
81	Pamekasan	150/20	2	120
82	Sumenep	150/20	2	120
83	Gilitimur	150/20	2	60
84	Situbondo	150/20	3	140
85	Bondowoso	150/20	2	90
86	Banyuwangi	150/20	4	180
87	Genteng	150/20	3	180

No	Nama GI	Tegangan (kV)	JumlahTrafo (Unit)	Total Kapsitas (MVA)
88	Bojonegoro	150/20	3	180
89	Babat	150/20	3	150
90	Paciran	150/20	2	120
91	Lamongan	150/20	3	180
92	Tuban	150/20	3	150
93	Mliwang	150/20	2	120
94	Segoromadu	150/20	4	240
95	Manyar	150/20	4	240
96	Cerme	150/20	3	150
97	Petro Kimia	150/20	3	150
98	Buduran	150/20	5	260
99	Porong	70 / 20	2	40
100	Sidoarjo	150/20	2	120
101	Balong Bendo	150/20	4	240
102	Kasih Jatim	150/20	2	110
103	Jatigedong	150/20	1	60
104	New Jombang	150/20	2	120
105	Gembong	150/20	1	60
106	Guluk - Guluk	150/20	1	60
107	New Nganjuk	150/20	2	120
108	New Pandaan	150/20	2	120
109	New Tulungagung	150/20	1	60
110	New Wlingi	150/20	1	60
111	Puger	150/20	1	60
112	Tj Awar-Awar	150/20	1	40
Jumlah			265	13.420

Tabel B6.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

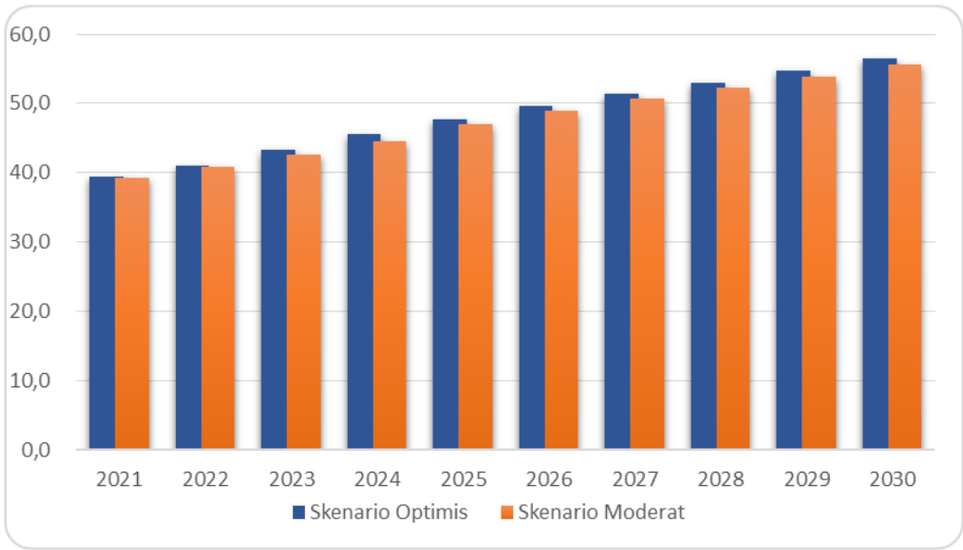
Tahun	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
JTM (kms)	31.795	32.463	33.040	33.915	34.584	35.920	37.276	38.272	39.522	40.357
JTR (kms)	59.159	64.335	66.919	70.397	74.147	72.296	74.014	75.351	77.109	78.096
Gardu Distribusi (MVA)	6.034	6.034	5.953	6.996	6.660	7.036	7.475	7.870	8.298	8.493

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

B6.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi dan industri, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik Jawa Timur pada tahun 2021-2030 dapat dilihat pada Tabel B6.8, dengan rata-rata

pertumbuhan penjualan energi selama 10 tahun sekitar 4,14% (skenario moderat) dan 4,12% (skenario optimis) seperti ditunjukkan pada Gambar B6.2.



Gambar B6.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (TWh)

Skenario dasar yang digunakan dalam RUPTL 2021-2030 ini menggunakan skenario moderat.

Tabel B6.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	16.013	16.498	16.989	17.486	17.989	18.205	18.422	18.641	18.861	19.081
2	Bisnis	5.814	6.073	6.347	6.787	7.144	7.516	7.902	8.303	8.717	9.151
3	Publik	1.789	1.898	2.013	2.134	2.262	2.396	2.535	2.678	2.825	2.978
4	Industri	15.614	16.365	17.301	18.074	19.582	20.791	21.777	22.645	23.519	24.422
Jumlah		39.230	40.833	42.650	44.481	46.977	48.908	50.636	52.266	53.922	55.632
Pertumbuhan (%)		4,30	4,09	4,45	4,29	5,61	4,11	3,53	3,22	3,17	3,17

Tabel B6.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	11.532	11.769	12.056	12.348	12.644	12.841	13.042	13.246	13.453	13.666
2	Bisnis	674	712	748	785	824	865	907	951	996	1.044
3	Publik	433	450	470	490	512	534	558	582	606	632
4	Industri	67	66	68	71	73	76	79	81	84	87
Jumlah		12.706	12.997	13.342	13.694	14.053	14.316	14.585	14.860	15.140	15.429
Pertumbuhan (%)		2,21	2,29	2,65	2,64	2,62	1,87	1,88	1,88	1,89	1,91

Tabel B6.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	4,4	39.230	41.752	6.119	12.705.985
2022	4,7	40.833	43.430	6.357	12.997.275

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2023	4,7	42.650	45.324	6.626	13.341.831
2024	4,7	44.481	47.184	6.889	13.693.995
2025	4,7	46.977	49.795	7.261	14.053.420
2026	4,6	48.908	51.744	7.535	14.316.138
2027	4,6	50.636	53.510	7.782	14.585.119
2028	4,5	52.266	55.174	8.014	14.859.831
2029	4,4	53.922	56.892	8.253	15.140.072
2030	4,4	55.632	58.659	8.499	15.428.950
Pertumbuhan (%)	4,6	3,99	3,9	3,7	2,2

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan Kawasan Industri dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Jawa Timur. Untuk melayani kebutuhan potensi KI dan pelanggan besar lainnya tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

B6.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pe mbangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Jawa Timur memiliki potensi sumber energi primer yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari potensi gas bumi yang dapat dikembangkan sekitar 5.377,9 BCF, minyak bumi 264,1 MMSTB, batubara 0,1 juta ton, dan tenaga air 525 MW. Serta panas bumi yang diperkirakan mencapai 362 MWe yang tersebar di 12 lokasi yaitu pada Melati Pacitan, Rejosari Pacitan, Telaga Ngebel Ponorogo, G. Pandan Madiun, G. Arjuno – Welirang, Cangar, Songgoriti, Tirtosari Sumenep, Argopuro Probolinggo, Tiris - G. Lamongan Probolinggo, GunungWilis dan Blawan – Ijen Bondowoso. Selain itu terdapat potensi minihidro dan mikrohidro sekitar 1.142 MW. Pasokan gas untuk pembangkit PLN di Jawa Timur (Gresik dan Grati) cukupbesar, antara lain dari Kodeco, Hess, KEI, WNE, Santos dan lainnya. Namun demikian volumenya akan semakin menurun dan diperkirakan akan terjadi kekurangan pasokan gas untuk pembangkit di Jawa Timur pada tahun 2020. Walaupun demikian sebenarnya potensi gas di Jawa Timur cukup banyak diantaranya potensi gas disekitar Kepulauan Madura, sehingga diharapkan kekurangan tersebut dapat terpenuhi. Selain itu juga diperkirakan ada potensi gas pipa dari

lapangan Jambaran - Tiung Biru, yang rencananya akan memasok kebutuhan gas dari Gresik dan Tambak Lorok.

Terdapat rencana pembangunan pipa gas Gresik - Semarang, yaitu gas akan dialirkan melalui pipa yang rencananya akan dibangun dengan menghubungkan Grati, Gresik hingga Tambak Lorok. Pembangunan pipa gas Gresik - Semarang sangat bermanfaat untuk mengintegrasikan pasokan gas ke pembangkit dan mempermudah manuver pasokan gas. Namun perlu diperhatikan lokasi sumber pasokan gas dan lokasi pembangkit sehingga tidak terbebani dengan biaya transportasi gas yang mahal.

Selain itu juga terdapat pengembangan potensi energi baru terbarukan seperti angin dan tenaga surya sebesar 460 MW di Provinsi Jawa Timur. Pemanfaatan potensi energi baru terbarukan dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi syarat-syarat diantaranya Dokumen FS (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga jual berdasarkan peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan serta studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*).

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B6.9.

Tabel B6.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000	1.000,0
PLT Lain	11,9	-	51,0	105,0	250,0	-	0,5	-	-	50,0	468,4
Jumlah	11,9	-	51,0	105,0	250,0	-	0,5	-	-	1.050,0	1.468,4
IPP											
PLTM	-	2,4	8,3	10,9	33,7	-	-	-	-	-	55,2
PLTP	-	-	-	55,0	-	55,0	55,0	-	-	170,0	335,0
PLT Lain	9,0	-	40,2	100,0	100,0	50,0	50,0	50,0	50,0	-	449,2
Jumlah	9,0	2,4	48,5	165,9	133,7	105,0	105,0	50,0	50,0	170,0	839,4
Total											
PLTP	-	2,4	8,3	10,9	33,7	-	-	-	-	-	55,2
PLTM	-	-	-	55,0	-	55,0	55,0	-	-	170,0	335,0
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000	1.000,0
PLT Lain	20,9	-	91,2	205,0	350,0	50,0	50,5	50,0	50,0	50,0	917,6
Jumlah	20,9	2,4	99,5	270,9	383,7	105,0	105,5	50,0	50,0	1.220,0	2.307,8

Tabel B6.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Isolated	PLTS	Lisdes	11,9	2021	Rencana	PLN
2	Jawa Bali	PLTSa	Benowo	9,0	2021	Konstruksi	IPP
3	Jawa Bali	PLTM	Kanzy-1	2,4	2022	Pendanaan	IPP
4	Jawa Bali	PLTM	Bayu	3,6	2023	Pendanaan	IPP
5	Jawa Bali	PLTM	Jatimlerek	1,7	2023	Pengadaan	IPP
6	Jawa Bali	PLTM	Sumberarum 2	3,0	2023	Pendanaan	IPP
7	Gili Genting	PLTS	Gili Genting (Dedieselisasi)	3,4	2023	Rencana	IPP
8	Gili Iyang	PLTS	Gili Iyang (Dedieselisasi)	1,6	2023	Rencana	IPP
9	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2023	Rencana	PLN
10	Kangean	PLTS	Kangean (Dedieselisasi)	16,1	2023	Rencana	IPP
11	Ketapang	PLTS	Ketapang (Dedieselisasi)	2,0	2023	Rencana	IPP
12	Mandangin	PLTS	Mandangin (Dedieselisasi)	4,0	2023	Rencana	IPP
13	Ra'as	PLTS	Ra'as (Dedieselisasi)	2,6	2023	Rencana	IPP
14	Sapeken	PLTS	Sapeken (Dedieselisasi)	3,2	2023	Rencana	IPP
15	Sapudi	PLTS	Sapudi (Dedieselisasi)	7,3	2023	Rencana	IPP
16	Sepanjang	PLTS	Sepanjang	1,0	2023	Rencana	PLN
17	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	10,9	2024	Rencana	IPP
18	Jawa Bali	PLTP	Ijen (FTP2)	55,0	2024	Eksplorasi	IPP
19	Bawean	PLTS	Bawean	5,0	2024	Rencana	PLN
20	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2024	Rencana	PLN
21	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2024	Rencana	IPP
22	Jawa Bali	PLTM	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	33,7	2025	Rencana	IPP
23	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	250,0	2025	Rencana	PLN
24	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	100,0	2025	Rencana	IPP
25	Jawa Bali	PLTP	Ijen (FTP2)	55,0	2026	Eksplorasi	IPP
26	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2026	Rencana	IPP
27	Jawa Bali	PLTP	Telaga Ngebel (FTP2)	55,0	2027	Eksplorasi	IPP
28	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2027	Rencana	IPP
29	Sepanjang	PLTS	Sepanjang	0,5	2027	Rencana	PLN
30	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2028	Rencana	IPP
31	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2029	Rencana	IPP
32	Jawa Bali	PLTP	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	60,0	2030	Rencana	IPP
33	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	50,0	2030	Rencana	PLN
34	Jawa Bali	PLTP	Telaga Ngebel (FTP2)	55,0	2030	Rencana	IPP
35	Jawa Bali	PLTP	Telaga Ngebel (FTP2)	55,0	2030	Rencana	IPP
36	Jawa Bali	PS	Grindulu	250,0	2030	Rencana	PLN
37	Jawa Bali	PS	Grindulu	250,0	2030	Rencana	PLN
38	Jawa Bali	PS	Grindulu	250,0	2030	Rencana	PLN
39	Jawa Bali	PS	Grindulu	250,0	2030	Rencana	PLN
Jumlah				2.307,8			

Di Provinsi Jawa Timur terdapat potensi pengembangan pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu :

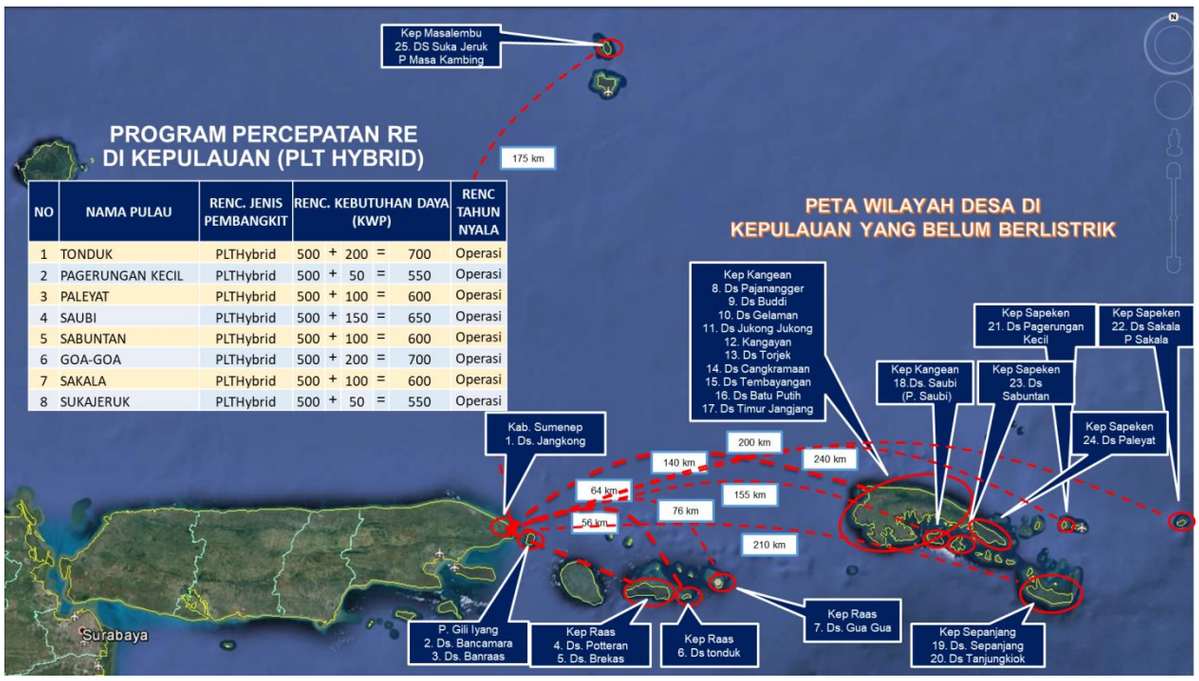
-	PLTA	Kesamben	37	MW
-	PLTA	Karangkates	100	MW
-	PLTB	Banyuwangi	75	MW
-	PLTB	Probolinggo	50,0	MW
-	PLTB	Tuban	66,0	MW
-	PLTBm	Gempolkrep, Ngadirejo, Tjoekir	50,0	MW
-	PLTM	Balelo	4,6	MW
-	PLTM	Bayu	3,6	MW
-	PLTM	Jompo01	2,12	MW
-	PLTM	Jompo02	3,16	MW
-	PLTM	Kalitengah	1,41	MW
-	PLTM	Kanzy 2	3,75	MW
-	PLTM	Kanzy 4	3,1	MW
-	PLTM	Kanzy 6	3,07	MW
-	PLTM	Kanzy 7	2,18	MW
-	PLTM	Ketajek	3,26	MW
-	PLTM	Lodoyo II	7,4	MW
-	PLTM	Mrican	3,5	MW
-	PLTM	Pacet	1,5	MW
-	PLTM	Sumberarum 1	3,5	MW
-	PLTM	Sumberarum 3	3,5	MW
-	PLTM	Sumberarum II	3	MW
-	PLTM	Bendung Jatimlerek	2	MW
-	PLTM	Bendung Gerak Lengkong Baru	2	MW
-	PLTM	Bendung Menturus	1,7	MW
-	PLTM	Bendung Mrican	3	MW
-	PLTM	Bendung Turi	2,1	MW
-	PLTM	Bendung Wlingi	2	MW
-	PLTM	Bendung Gerak Lodoyo	9	MW
-	PLTP	Arjuno Welirang	185	MW
-	PLTP	Bromo-Tengger	20	MW
-	PLTP	Gunung Pandan	60	MW
-	PLTP	Gunung Wilis #1	10	MW
-	PLTP	Gunung Wilis #2	10	MW
-	PLTP	Iyang Argopuro (FTP2)	55	MW
-	PLTP	Krucil Tiris	30	MW
-	PLTP	Songgoriti	35	MW
-	PLTS	Pasuruan	40	MW
-	PLTS	Pulau Brakas	0,25	MW
-	PLTS	Pulau Buddi	0,15	MW
-	PLTS	Pulau Cangkraman	0,05	MW
-	PLTS	Pulau Gua-Gua	0,2	MW
-	PLTS	Pulau Pagerungan Kecil	0,05	MW
-	PLTS	Pulau Paleyat	0,1	MW
-	PLTS	Pulau Poteran	0,4	MW
-	PLTS	Pulau Sabuntan	0,1	MW

-	PLTS	Pulau Sakala	0,1	MW
-	PLTS	Pulau Saubi	0,15	MW
-	PLTS	Pulau Sukajeruk	0,05	MW
-	PLTS	Pulau Tembayangan	0,05	MW
-	PLTS	Pulau Tonduk	0,2	MW
-	PLTS	Waduk Karangkates	122	MW
-	PLTS	Banyuwangi	150	MW
-	PLTS & PLTB	Tuban	140	MW
-	PLTSa	Benowo	10	MW
-	PS	Grindulu	1000	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Sistem Isolated Kepulauan di Jawa Timur

Di Jawa Timur terdapat 7 subsistem *isolated*, yaitu Bawean, Kangean, Sapudi, Sepeken, Mandangin, Gili Genting dan Gili Ketapang. Selain itu terdapat pulau-pulau kecil lainnya (P. Tonduk, P.Pagerungan Kecil, P.Paleyat, P. Saubi, P.Sabunten, P.Goa – Goa, P.Sakala, P. Sukajeruk) yang akan dilistriki oleh PLN dan IPP, seperti ditunjukkan pada Gambar B6.2.



Gambar B6.2. Rencana PLT *Hybrid* untuk Melistriki Pulau yang Belum Berlistrik di dan percepatan Rasio Elektrifikasi di Kepulauan Madura

Kebutuhan listrik di Madura dipasok melalui kabel XLPE Suramadu. Saat ini pulau Madura membebani *grid* 150 kV Surabaya Kota yang sudah sulit mendapatkan tambahan pasokan dari pembangkit baru maupun dari GITET baru. Untuk meningkatkan mutu dan pelayanan di pulau Madura dan perkuatan pasokan ke sistem 150 kV Kota Surabaya diperlukan percepatan penyelesaian SKTT 150 kV sirkit 3 dan 4 Jawa - Madura.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi kesistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2021-2030 ditunjukkan pada pembangunan jaringan transmisi Tabel B6.12

Tabel B6.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500 kV	-	2,0	332,0	-	182,6	-	167,0	-	-	380,0	1.063,6
150 kV	257,5	117,6	423,1	273,2	445,8	151,4	244,0	422,0	299,0	102,0	2.734,6
70 kV	-	-	-	-	12,0	-	-	-	-	-	12,0
Jumlah	257,5	119,6	755,1	273,2	640,4	151,4	411,0	422,0	299,0	482,0	3.811,2

Tabel B6.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	Target COD	Status
1	Gempol / New Porong	Tx. Sidoarjo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	18,7	2021	*Energize*
2	Gempol / New Porong	Tx. Bangil (T.1B)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4,0	2021	Konstruksi
3	Jember Selatan / Puger	Tanggul	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40,0	2021	Konstruksi
4	KIS	Inc. (Bangil - New Porong) (T.223)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	14,4	2021	Pengadaan
5	Paiton	Kraksaan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	39,6	2021	Pengadaan
6	Kraksaan	Probolinggo	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	58,8	2021	Pengadaan
7	Wlingi II	Tulungagung II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	68,0	2021	Konstruksi
8	Krian	Karang Pilang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	14,0	2021	*Energize*
9	Driyorejo II / Wringinanom	Inc. (Krian - Driyorejo)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2022	Pengadaan
10	Bangkalan	Tx. Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24,0	2022	Konstruksi
11	Kedinding	Tx. Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	22,0	2022	Rencana
12	Ngimbang	Inc. (Ungaran - Krian)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	2,0	2022	Pengadaan
13	Tx. Perak	Ujung	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	5,7	2022	Rencana
14	Kediri	Tx. Mojoagung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,0	2022	Rencana
15	Buduran (AIS)	Buduran (GIS)	150 kV	New, 1 cct, SKTT	0,1	2022	Konstruksi
16	Sedati	Buduran (GIS)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	17,8	2022	Konstruksi
17	Simogunung / Gunung Sari	Inc. (Sawahan - Waru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2,0	2022	Konstruksi
18	Surabaya Selatan	kalisari	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24,0	2022	Konstruksi
19	Bangil New	Inc. (Bangil - Gempol / New Porong)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2,8	2023	Pengadaan
20	New Porong	Tx. Bangil (T148A)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	23,2	2023	Konstruksi
21	Tx. New Bangil	Blimbing Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	62,0	2023	Konstruksi
22	Tx. Bangil (T148A)	Tx. Bangil New	150 kV	New, 2 cct, SUTT	15,6	2023	Konstruksi
23	Bangil	Inc. (Paiton - Kediri)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	8,0	2023	Pengadaan
24	Bangil	Inc. (Grati - Krian)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	10,0	2023	Rencana
25	Blimbing Baru	Tx. Kebon Agung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,0	2023	Pengadaan
26	Sengkaling	Tx. Lawang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	18,0	2023	Pengadaan
27	Bungah	Manyar	150 kV	New, 2 cct, SKTT	50,0	2023	Rencana
28	Bungah	Paciran	150 kV	New, 2 cct, SUTT	50,0	2023	Pengadaan
29	Tuban	Paciran	150 kV	New, 2 cct, SUTT	90,0	2023	Rencana
30	PLTS Jawa Timur	Probolinggo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,0	2023	Rencana
31	Kedinding	Kalisari	150 kV	New, 2 cct, SKTT	2,4	2023	Pengadaan
32	Jatigedong	Ngimbang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	22,0	2023	Konstruksi
33	Manyar	Cerme	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	15,3	2023	Pengadaan
34	Kedinding	Tx. Ujung	150 kV	New, 1 cct, SKTT	1,2	2023	Rencana
35	Kedinding	Tx. Kenjeran	150 kV	New, 1 cct, SKTT	1,2	2023	Rencana
36	Kedinding	Tx. Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	2,4	2023	Rencana
37	Bangkalan	T.22	150 kV	New, 2 cct, SUTT	12,0	2023	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	Target COD	Status
38	Bangkalan	Cable Head 1,2	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	22,0	2023	Pengadaan
39	Waru New	Waru	150 kV	New, 2 cct, SKTT	1,0	2023	Rencana
40	Paiton	T.11 Eksisting Grati	500 kV	New, 2 cct, SUTET	7,2	2023	Rencana
41	Waru	Krian	500 kV	New, 2 cct, SUTET	44,8	2023	Pengadaan
42	Kalipuro New	Inc. (Situbondo - Banyuwangi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2023	Rencana
43	Paiton	Watudodol / Kalipuro	500 kV	New, 2 cct, SUTET	262,0	2023	Rencana
44	Bangil New	Inc. (Lawang - Bulu Kandang)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1,6	2024	Pengadaan
45	PLTP Ijen	Banyuwangi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60,0	2024	Rencana
46	Kediri	Jayakertas / Kertosono	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	64,0	2024	Rencana
47	Lamongan	Segoromadu	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	56,4	2024	Rencana
48	Babat / Baureno	Lamongan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	63,2	2024	Rencana
49	Wlingi II	Wlingi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	28,0	2024	Rencana
50	Dolopo Baru	Inc. (Manisrejo - Ponorogo)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2,0	2025	Rencana
51	Landing Point Banyuwangi	Gilimanuk	500 kV	New, 2 cct, SKLTET	13,0	2025	Rencana
52	Watudodol / Kalipuro	Landing Point Banyuwangi	500 kV	New, 2 cct, SUTET	9,6	2025	Rencana
53	Jember II / Arjasa	Inc. (Bondowoso - Jember)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2025	Pengadaan
54	Undaan	Simpang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10,0	2025	Rencana
55	New Ngoro	Inc. (Sekarputih - Ngoro)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8,0	2025	Rencana
56	New Ngoro	Ngoro	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	18,0	2025	Rencana
57	New Ngoro	Sekarputih	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	21,8	2025	Rencana
58	New Ngoro	Inc. (Paiton - Kediri)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	4,0	2025	Rencana
59	Wlingi	Sutami	150 kV	New, 2 cct, SUTT	48,0	2025	Rencana
60	Kediri	Mojoagung	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	98,0	2025	Pengadaan
61	Perning	Kasih Jatim	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40,0	2025	Pengadaan
62	Probolinggo	Gondangwetan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	68,0	2025	Rencana
63	Caruban Baru	Manisrejo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2025	Konstruksi
64	Tx. Maspion	Tx. Buduran	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,0	2025	Pengadaan
65	Waru New	Tx. Maspion	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,0	2025	Pengadaan
66	Tx. Buduran	Sidoarjo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2025	Pengadaan
67	Waru New	Maspion	70 kV	New, 2 cct, SKTT	12,0	2025	Rencana
68	Menganti	Inc. (Krian - Altaprima)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2025	Rencana
69	Waru	Rungkut	150 kV	New, 2 cct, SKTT	12,0	2025	Rencana
70	Rungkut	Surabaya Selatan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20,0	2025	Rencana
71	Tx. Kalang Anyar	Tx. Sidoarjo	500 kV	New, 2 cct, SUTET	26,0	2025	Rencana
72	Tx. Sidoarjo	Waru	500 kV	New, 2 cct, SUTET	30,0	2025	Rencana
73	Tx. Kalang Anyar	Grati	500 kV	New, 2 cct, SUTET	100,0	2025	Konstruksi
74	Undaan	Kenjeran	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10,0	2026	Rencana
75	Wonokromo	Kupang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	16,0	2026	Rencana
76	Ngoro	New Porong	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2026	Pengadaan

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Lingkup	Panjang (kms)	Target COD	Status
77	Mojoagung	Sekarputih	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	22,0	2026	Pengadaan
78	Tandes	Sawahan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	6,0	2026	Rencana
79	Tandes	Darmo Grande	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	9,1	2026	Rencana
80	Darmo Grande	Waru	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	21,3	2026	Rencana
81	Kerek	Mliwang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	18,0	2026	Rencana
82	Tuban	Kerek	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	28,0	2026	Rencana
83	Blitar	Inc. (tulungagung II - Wlingi II)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1,0	2026	Rencana
84	Tanjung Awar-Awar	Ngimbang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	150,0	2027	Rencana
85	Ponorogo	Trenggalek Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	70,0	2027	Rencana
86	Trenggalek Baru	PLTU Pacitan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	84,0	2027	Rencana
87	Surabaya Selatan	Waru	500 kV	New, 2 cct, SUTET	17,0	2027	Rencana
88	Tunjungan	Undaan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20,0	2027	Rencana
89	Tunjungan	Simpang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20,0	2027	Rencana
90	PLTP Wilis / Ngebel	Dolopo Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	50,0	2027	Rencana
91	Bangil	Lawang | Bulukandang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	70,0	2028	Rencana
92	Gresik Baru	Tx. Sawahan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2028	Pengadaan
93	Tx. Sawahan	Sawahan II	150 kV	New, 2 cct, SKTT	16,0	2028	Rencana
94	Batu Marmar	Guluk Guluk	150 kV	New, 2 cct, SUTT	66,0	2028	Rencana
95	Batu Marmar	Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	240,0	2028	Rencana
96	Sidoarjo II	KIS	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,0	2028	Rencana
97	Balong Panggang	Perning	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30,0	2029	Rencana
98	Pamekasan	Inc. (Sampang - Sumenep)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4,0	2029	Rencana
99	Pamekasan	Sumenep	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	47,2	2029	Rencana
100	Sampang	Pamekasan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	47,2	2029	Rencana
101	Bangkalan	Sampang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	110,6	2029	Rencana
102	Caruban Baru	Tx. Nganjuk	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2029	Pengadaan
103	Tx. Nganjuk	Kertosono	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2029	Pengadaan
104	Tanjung Bumi	Inc. (Bangkalan - Batu Marmar)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20,0	2029	Rencana
105	Rembang	Tanjung Awar-Awar	500 kV	New, 2 cct, SUTET	340,0	2030	Rencana
106	Galis	Inc. (Bangkalan - Sampang)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	32,0	2030	Rencana
107	Magetan Baru	Dolopo Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	50,0	2030	Rencana
108	Wonoayu	Balongbendo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20,0	2030	Rencana
109	Grindulu PLTA PS	Inc. (Pedan - Kediri)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	40	2030	Rencana
Jumlah					3.811,2		

<u>Pengembangan Gardu Induk</u>

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan untuk

evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem. Adapun juga rencana pemasangan kapasitor dibeberapa Gardu Induk di Provinsi Jawa Timur dengan total sebesar 510 MVar guna peningkatan keadalan sistem.

Selain itu untuk melayani dan mengantisipasi tingginya pertumbuhan beban di pusat perkotaan seperti di daerah Tunjungan (Surabaya) akan dilakukan kajian rencana pengembangan *Under Ground Substation* atau jaringan Distribusi khusus 66 kV. Rencana pengembangan Gardu Induk sepanjang Tahun 2021 – 2030 ditunjukkan pada Tabel B6.14.

Tabel B6.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500/150 kV	1.000	-	2.500	500	500	500	1.500	-	500	-	7.000
150/70 kV	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
150/20 kV	480	420	420	60	600	-	180	120	120	360	2.760
70/20 kV	120	60	-	-	-	-	-	-	-	30	210
Jumlah	1.700	480	2.920	560	1.100	500	1.680	120	620	390	10.070

Tabel B6.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan (Baru/Ext/Upr)	Kapasitas (MVA/Bay/ Dia)	Target COD	Status
1	Buduran	70/20 kV	Upr	30	2021	Konstruksi
2	Dolopo	70/20 kV	Upr	30	2021	Konstruksi
3	Gempol / New Porong	150/20 kV	New	60	2021	*Energize*
4	Grati	150 kV	Ext	-	2021	konstruksi
5	Grati	500/150 kV	Ext	500	2021	konstruksi
6	Gresik Baru	150 kV	Ext	-	2021	Pengadaan
7	Gresik	500/150 kV	Ext	500	2021	Konstruksi
8	Tanggul	150 kV	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
9	KIS	150/20 kV	New	60	2021	Pengadaan
10	Kebonagung	150/20 kV	Upr	60	2021	Konstruksi
11	Kenjeran	150/20 kV	Upr	60	2021	Konstruksi
12	Surabaya Barat	150 kV	Ext	-	2021	Rencana
13	Krian	500 kV	Ext	-	2021	Rencana
14	Lamongan	150/20 kV	Upr	60	2021	Konstruksi
15	Kraksaan	150 kV	Upr	4 LB	2021	Pengadaan
16	Probolinggo	150 kV	Upr	2 LB	2021	Pengadaan
17	Tulungagung II	150 kV	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
18	Wlingi II	150/20 kV	New	60	2021	Konstruksi
19	Buduran	150/20 kV	New	4 LB	2021	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan (Baru/Ext/Upr)	Kapasitas (MVA/Bay/ Dia)	Target COD	Status
20	Sekarputih / Mojokerto	150/70 kV	Upr	100	2021	Konstruksi
21	Sidoarjo	150 kV	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
22	Simpang	150/20 kV	Upr	60	2021	Konstruksi
23	Tanggul	150/20 kV	Upr	60	2021	Konstruksi
24	Tarik	70/20 kV	Upr	30	2021	Konstruksi
25	Trenggalek	70/20 kV	Upr	30	2021	Rencana
26	Blimbing	70/20 kV	Upr	30	2022	Konstruksi
27	Driyorejo II / Wringinanom	150/20 kV	New	120	2022	Pengadaan
28	Krembangan	150/20 kV	Upr	60	2022	Konstruksi
29	Lawang	150/20 kV	Upr	60	2022	Konstruksi
30	Bangkalan	150 kV	Ext	2 LB	2022	Konstruksi
31	Kedinding	150 kV	Ext	8 LB	2022	Pengadaan
32	Ngagel	150/20 kV	Upr	60	2022	Konstruksi
33	Ngimbang	500 kV	Ext	2 Dia	2022	Pengadaan
34	Kediri	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
35	Simogunung / Gunung Sari	150/20 kV	New	120	2022	Konstruksi
36	Turen	70/20 kV	Upr	30	2022	konstruksi
37	Gempol / New Porong	150 kV	Ext	2 LB	2023	Pengadaan
38	Bangil	500/150 kV	New	500	2023	Pengadaan
39	Bangil New	150/20 kV	New	60	2023	Pengadaan
40	Sengkaling	150 kV	Ext	2 LB	2023	Pengadaan
41	Blimbing Baru	150/20 kV	New	120	2023	Pengadaan
42	Tuban	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
43	Manyar	150 kV	Ext	2 LB	2023	Pengadaan
44	Paciran	150 kV	Ext	4 LB	2023	Pengadaan
45	Bungah	150/20 kV	New	60	2023	Pengadaan
46	PLTS Jawa Timur	150/20 kV	New	2 LB	2023	Rencana
47	Probolinggo	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
48	Kalisari	150 kV	Ext	2 LB	2023	Pengadaan
49	Jatigedong	150 kV	Ext	2 LB	2023	Konstruksi
50	Ngimbang	150 kV	Ext	2 LB	2023	Konstruksi
51	Gondang Wetan	150/20 kV	Upr	60	2023	Rencana
52	Cerme	150 kV	Upr	2 LB	2023	Pengadaan
53	Manyar	150 kV	Upr	2 LB	2023	Pengadaan
54	Bangkalan	150 kV	Ext	2 LB	2023	Pengadaan
55	Waru New	150/20 kV	New	60	2023	Pengadaan
56	Krian	500 kV	Ext	1 Dia	2023	Pengadaan
57	Waru	500/150 kV	New	1000	2023	Pengadaan
58	Kalipuro New	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
59	Paiton	500 kV	Ext	3 Dia	2023	Rencana
60	Watudodol / Kalipuro	500/150 kV	New	1000	2023	Rencana
61	Bangil	500/150 kV	Ext	500	2024	Pengadaan

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan (Baru/Ext/Upr)	Kapasitas (MVA/Bay/ Dia)	Target COD	Status
62	Banyuwangi	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
63	PLTP Ijen	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
64	Babat / Baureno	150 kV	Upr	2 LB	2024	Rencana
65	Segoromadu	150 kV	Upr	2 LB	2024	Rencana
66	Lamongan	150 kV	Upr	4 LB	2024	Rencana
67	Wlingi	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
68	Wlingi II	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
69	Dolopo Baru	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
70	Jember II / Arjasa	150/20 kV	New	60	2025	Konstruksi
71	Undaan	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
72	Simpang	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
73	New Ngoro	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
74	New Ngoro	500/150 kV	New	500	2025	Rencana
75	Sutami	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
76	Wlingi	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
77	Mojoagung	150 kV	Upr	2 LB	2025	Pengadaan
78	Kasih Jatim	150 kV	Ext	2 LB	2025	Pengadaan
79	Perning	150/20 kV	New	120	2025	Pengadaan
80	Probolinggo	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
81	Gondangwetan	150 kV	Upr	2 LB	2025	Rencana
82	Manisrejo	150 kV	Ext	2 LB	2025	Konstruksi
83	Caruban Baru	150/20 kV	New	120	2025	Konstruksi
84	Menganti	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
85	Kenjeran	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
86	Undaan	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
87	Kupang	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
88	Wonokromo	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
89	New Porong	150 kV	Ext	2 LB	2026	Pengadaan
90	Ngoro	150 kV	Ext	2 LB	2026	Pengadaan
91	Bangkalan	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
92	New Ngoro	500/150 kV	Ext	500	2026	Rencana
93	Mojoagung	150 kV	Upr	2 LB	2026	Pengadaan
94	Sekarputih / Mojokerto	150 kV	Upr	2 LB	2026	Konstruksi
95	Mliwang	150 kV	Upr	2 LB	2026	Rencana
96	Tuban	150 kV	Upr	2 LB	2026	Rencana
97	Kerek	150 kV	Upr	4 LB	2026	Rencana
98	New Tanjung Awar-Awar	150/20 kV	New	60	2027	Rencana
99	Ngimbang	500 kV	Ext	2 Dia	2027	Rencana
100	Tanjung Awar-Awar	500/150 kV	New	1000	2027	Rencana
101	Pacitan	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
102	Trenggalek Baru	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
103	Surabaya Selatan	500/150 kV	New	500	2027	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan (Baru/Ext/Upr)	Kapasitas (MVA/Bay/ Dia)	Target COD	Status
104	Undaan	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
105	Simpang	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
106	Tunjungan	150/20 kV	New	60	2027	Rencana
107	Dolopo Baru	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
108	PLTP Wilis / Ngebel	150/20 kV	New	60	2027	Rencana
109	Bulukandang	150 kV	Upr	1 LB	2028	Rencana
110	Lawang	150 kV	Upr	1 LB	2028	Rencana
111	Bangil	150 kV	Upr	2 LB	2028	Rencana
112	Guluk Guluk	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
113	Tanjung Awar-Awar	500 kV	Ext	2 Dia	2028	Rencana
114	Gresik Baru	150 kV	Ext	2 LB	2028	Pengadaan
115	Sawahan II	150 kV	New	8 LB	2028	Pengadaan
116	Batu Marmar	150/20 kV	New	60	2028	Rencana
117	KIS	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
118	Sidoarjo II	150/20 kV	New	60	2028	Rencana
119	Perning	150 kV	Ext	2 LB	2029	Rencana
120	Balong Panggang	150/20 kV	New	60	2029	Rencana
121	Bangkalan	150 kV	Upr	2 LB	2029	Rencana
122	Pamekasan	150 kV	Upr	2 LB	2029	Rencana
123	Pamekasan	150 kV	Ext	2 LB	2029	Rencana
124	Sumenep	150 kV	Upr	2 LB	2029	Rencana
125	Sampang	150 kV	Upr	4 LB	2029	Rencana
126	Tanjung Bumi	150/20 kV	New	60	2029	Rencana
127	Caruban Baru	150 kV	Ext	2 LB	2029	Konstruksi
128	Kertosono	150 kV	Ext	2 LB	2029	Pengadaan
129	Surabaya Selatan	500/150 kV	Ext	500	2029	Rencana
130	Galis	150/20 kV	New	60	2030	Rencana
131	Magetan Baru	150/20 kV	New	120	2030	Rencana
132	Petrokimia	150/20 kV	Upr	60	2030	Rencana
133	Siman	70/20 kV	Ext	30	2030	Rencana
134	Balongbendo	150 kV	Ext	2 LB	2030	Rencana
135	Wonoayu	150/20 kV	New	120	2030	Rencana
136	Grindulu PLTA PS	500 kV	New	4 Dia	2030	Rencana
Jumlah				10.070		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) seperti pada Tabel B6.15

Tabel B6.15 Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2021	1588	1583	332	274.396
2022	1668	1633	353	291.291
2023	1887	1815	365	344.556
2024	1899	1791	377	352.164
2025	2586	2392	390	359.424
2026	1997	1803	288	262.718
2027	1784	1582	297	268.981
2028	1681	1467	306	274.712
2029	1706	1468	315	280.241
2030	1760	1493	327	288.878
Jumlah	18.556	17.027	3.350	2.997.361

Pengembangan listrik perdesaan sudah termasuk dalam bagian pengembangan sistem distribusi, untuk detail pengembangan listrik perdesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Rasio Elektrifikasi di Provinsi Jawa Timur sampai TW IV 2020 sudah mencapai 98,80 % dan Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 8.501 dengan rincian 8.489 berlistrik PLN, 12 berlistrik NON PLN, namun masih terdapat kabupaten yang rasio elektrifikasinya dibawah 90 % yaitu Kab Pamekasan, Kab. Sampang dan Kab. Sumenep. Program pengembangan listrik perdesaan dalam rangka meningkatkan rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022 dan meningkatkan rasio desa berlistrik PLN sampai dengan tahun 2030. Rencana pengembangan listrik perdesaan Provinsi Jawa Timur diperlihatkan seperti pada Tabel B6.16

Tabel B6.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	
2021	113,0	235,1	7,7	85	11.858	20.437
2022	0	0	0	0	-	0
2023	0	0	0	0	-	0
2024	0	0	0	0	-	0
2025	0	0	0	0	-	0
2026	0	0	0	0	-	0
2027	0	0	0	0	-	0
2028	0	0	0	0	-	0
2029	0	0	0	0	-	0
2030	0	0	0	0	-	0

Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan, seperti PLTS Komunal untuk daerah kepulauan yang isolated dan penggantian program lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE) yang telah habis masa pakainya, pembangunan jaringan ke desa-desa. Secara histori, program LTSHE merupakan program yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah sebagai langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

Tabel B6.17. Rencana Pengambilalihan RT LTSHE Menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	2021	2022	2023
Jawa Timur	1.013	306	0

LAMPIRAN B.7
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI BALI

B7.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik Provinsi Bali tertinggi tahun 2020 sebesar 980 MW yang tercapai pada Bulan Januari 2020. Daya dipasok dari pasokan dari kabel laut Jawa-Bali 400 MW dan pembangkit 150 kV sebesar 944 MW yang terdiri atas pembangkit BBM 372 MW, pembangkit LNG/BBM 192 MW, PLTU Celukan Bawang 380 MW. Pembangkit yang masih dioperasikan dengan BBM direncanakan akan dilakukan regasifikasi, sehingga diharapkan tidak ada lagi pembangkit di Bali yang menggunakan BBM. Peta sistem tenaga listrik Bali ditunjukkan pada Gambar B7.1.



Gambar B7.1. Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Bali

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011-2020 per sektor pelanggan di Provinsi Bali ditunjukkan pada Tabel B7.1 dan Tabel B7.2

Tabel B7.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	1.420	1.548	1.661	1.847	1.918	2.105	2.059	2.154	2.345	2.434
2	Bisnis	1.482	1.645	1.860	2.059	2.226	2.510	2.527	2.629	2.800	1.972
3	Publik	206	228	245	269	282	305	310	332	359	351
4	Industri	116	126	148	160	168	179	174	188	203	189
Jumlah		3.224	3.547	3.914	4.335	4.594	5.099	5.070	5.303	5.707	4.947
Pertumbuhan (%)		4,30	10,01	10,37	10,75	5,98	10,99	(0,58)	4,60	7,62	(13,32)

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel B7.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	729	791	856	920	975	1.020	1.082	1.145	1.212	1.263
2	Bisnis	80	93	109	133	168	193	203	201	205	214
3	Publik	28	30	32	35	38	41	43	46	49	50
4	Industri	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3
Jumlah		839	916	999	1.089	1.182	1.255	1.329	1.393	1.467	1.529
Pertumbuhan (%)		7,00	9,16	9,09	9,06	8,49	6,17	5,91	4,83	5,30	4,23

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Pasokan dari Pulau Jawa melalui kabel laut Jawa-Bali (4 sirkit) dengan daya mampu 380 MW, sehingga jumlah daya mampu Sistem Bali sebesar 1.327 MW. Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B7.3.

Tabel B7.3.Rekap Kapasitas Pembangkit *Existing*

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 TahunTerakhir
PLN					
PLTG	Jawa Bali	7,0	356,9	322,0	322,0
PLTD	Jawa Bali	11,0	68,9	59,5	59,5
	Tiga Nusa Bali	7,0	3,7	1,9	6,0
PLTMG	Jawa Bali	12,0	199,7	182,4	182,4
PLTB	Tiga Nusa Bali	3,0	0,3	-	-
Jumlah PLN		36,0	625,7	563,9	563,9
IPP					
PLTU	Jawa Bali	3,0	426,0	380,0	380,0
PLTA	Jawa Bali	1,0	2,7	1,4	1,4

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 TahunTerakhir
PLTS	Jawa Bali	2,0	2,0	2,0	2,0
	Tiga Nusa Bali	1,0	0,1	0,1	0,1
PLTB	Tiga Nusa Bali	1,0	0,6	-	-
Jumlah IPP		8,0	385,7	383,5	383,5
Jumlah		44,0	1.011,1	947,4	947,4

Sedangkan gardu induk *existing* yang memasok pelanggan-pelanggan di tunjukkan pada Tabel B7.4, sedangkan asset distribusi ditunjukkan pada Tabel B7.5.

Tabel B7.4 Kapasitas Gardu Induk *Existing*

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Gilimanuk	150 / 20	2	90
2	Antosari	150 / 20	2	120
3	Baturiti	150 / 20	2	90
4	Gianyar	150 / 20	2	120
5	Padang Sambian	150 / 20	3	180
6	Kapal	150 / 20	4	240
7	Nusa Dua	150 / 20	3	180
8	Pesanggaran	150 / 20	3	180
9	Kuta/Pemecutan	150 / 20	4	240
10	GIS Bandara	150 / 20	2	120
11	Sanur	150 / 20	4	240
12	Amlapura	150 / 20	2	120
13	Negara	150 / 20	3	120
14	Pemaron	150 / 20	2	120
15	Payangan	150 / 20	2	120
16	GIS Celukan Bawang	150 / 20	1	60
17	GIS Pecatu	150 / 20	2	120
18	GIS Tanah Lot	150 / 20	2	120
Total			45	2580

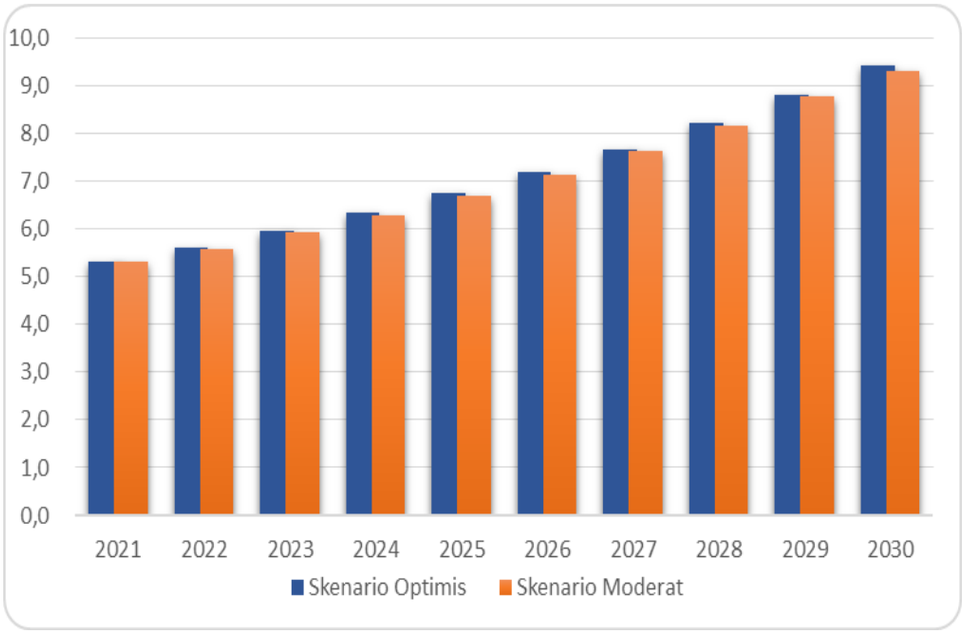
Tabel B7.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
JTM (kms)	5.359	5.924	5.990	6.387	6.677	7.097	7.566	7.780	8.101	8.510
JTR (kms)	7.403	8.425	8.498	9.467	9.948	10.741	11.872	12.461	13.556	14.383
Gardu Distribusi (MVA)	1.265	1.258	1.271	1.621	1.515	1.634	1.773	1.819	1.888	2.021

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

B7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi. pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2021–2030 dapat dilihat pada Tabel B7.6, dengan rata-rata pertumbuhan penjualan energi selama 10 tahun sekitar 6,51% (skenario moderat) dan 6,66% (skenario optimis) seperti ditunjukkan pada Gambar B7.2, sedangkan proyeksi jumlah pelanggan ditunjukkan pada Tabel B7.7.



Gambar B7.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (TWh)

Skenario dasar yang digunakan dalam RUPTL 2021-2030 ini menggunakan skenario moderat.

Tabel B7.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	2.582	2.712	2.854	3.011	3.187	3.386	3.610	3.862	4.145	4.386
2	Bisnis	2.225	2.363	2.523	2.697	2.889	3.086	3.300	3.536	3.795	4.037
3	Publik	295	311	328	347	368	392	419	450	485	513
4	Industri	195	199	216	235	256	273	289	306	347	361
Jumlah		5.297	5.586	5.922	6.291	6.700	7.137	7.619	8.155	8.771	9.298
Pertumbuhan (%)		7,08	5,46	6,00	6,23	6,51	6,52	6,75	7,03	7,56	6,00

Tabel B7.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.288	1.309	1.330	1.351	1.373	1.394	1.415	1.437	1.458	1.479
2	Bisnis	227	245	264	285	308	335	365	398	436	468

No.	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
3	Publik	52	54	57	59	62	65	69	74	78	82
4	Industri	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9
Jumlah		1.569	1.609	1.652	1.697	1.745	1.796	1.851	1.910	1.974	2.032
Pertumbuhan (%)		2,62	2,58	2,64	2,71	2,83	2,94	3,07	3,20	3,34	2,95

Tabel B7.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	4,1	5.297	5.604	880	1.568.911
2022	4,5	5.586	5.909	927	1.609.372
2023	4,7	5.922	6.263	981	1.651.833
2024	5,0	6.291	6.643	1.039	1.696.629
2025	5,3	6.700	7.070	1.105	1.744.605
2026	5,7	7.137	7.519	1.173	1.795.847
2027	6,0	7.619	8.019	1.249	1.850.955
2028	6,4	8.155	8.575	1.334	1.910.163
2029	6,7	8.771	9.218	1.432	1.973.985
2030	6,7	9.298	9.766	1.515	2.032.198
Pertumbuhan (%)	5,51	6,51	6,24	6,10	2,87

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi Bali. Untuk melayani kebutuhan potensi pelaggan besar tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

B7.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Provinsi Bali sebagai destinasi wisata dunia memiliki sumber daya energi terbarukan yang melimpah dan didukung kondisi masyarakat yang terbuka dan mudah untuk menerima teknologi terbaru untuk memulai tahapan implementasi *Smart Grid* secara bertahap. Hal ini juga didukung pemerintahan Provinsi Bali yang memiliki mengeluarkan Peraturan Gubernur No. 45 Tahun 2019 tentang Bali Energi Bersih serta Peraturan Gubernur No. 48 Tahun 2019 tentang penggunaan kendaraan listrik di Provinsi Bali sehingga dapat menjadikan Bali sebagai *Eco Green,* wisata yang sejalan dengan rencana implementasi *Smart Grid* dan peningkatan *Electric Vehicle.* Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik Bali diperlukan pembangunan tambahan transmisi dan distribusi yang didukung dengan *Smart Grid* yang disebut Bali *Eco Smart.*

Potensi Sumber Energi

Provinsi Bali memiliki potensi sumber energi primer yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan tenagalistrik yang terdiri dari potensi panas bumi yang dapat dikembangkan sekitar 92 MWe terdapat di 6 lokasi yaitu Banyuwedang Buleleng, Seririt Buleleng, Batukao Tabanan, Penebel Tabanan, Buyan-Bratan Buleleng dan Kintamani-Batur[2]. Selain itu juga terdapat potensi tenaga air sebesar 30 MW, potensi energi gelombang laut di Nusa Penida yang bisa dikembangkan dengan potensi berkisar 10-50 MW yang memerlukan kajian lebih lanjut, potensi tenaga surya yang akan dilakukan studi PLTS di Pemaron dengan kapasitas sebesar 1 MWp dan di lokasi tersebar dengan kapasitas maksimal 100 MWp, serta pembangkit menggunakan bahan bakar Sampah, sejalan dengan visi pemerintah provinsi Bali, yaitu *clean* and *green*.

Saat ini pasokan kebutuhan energi primer dan bahan bakar untuk pembangkit di Bali diperoleh dari provinsi lain, seperti BBM, LNG, dan Batubara yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan energi primer pada PLTU Celukan Bawang, PLTD/G Pesanggaran, PLTG Pemaron dan PLTG Gilimanuk. Untuk pembangkit yang masih dioperasikan menggunakan BBM maka akan dilakukan regasifikasi, saat ini sedang dilakukan kajian pembangungan stasiun pengumpul (LNG Hub) di Provinsi Bali guna memenuhi kebutuhan gas pembangkit di Provinsi Bali bahkan dapat memasok kepembangkit gas tersebar di Nusa Tenggara.

Pemanfaatan potensi energi baru terbarukan dapat meningkatkan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem jika memenuhi syarat diantaranya FS (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga berdasarkan peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan serta studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*). Selain itu untuk melayani pertumbuhan pelanggan dan menurunkan BPP di Nusa Penida direncanakan pengembangan pembangkit *hybrid* dengan kapasitas hingga 10 MW dengan melakukan kajian studi terlebih dahulu. Selain itu seiring berkembangnya kemajuan teknologi dalam memproduksi listrik maka akan dilakukan Kajian pengembangan Pembangkit dengan Teknologi Plasma dengan perkiraan kapasitas sekitar 10 MW atau teknologi alternatif lainnya seperti *Fuel Cell* (*Hydrogen*) yaitu sebagai *energy storage* dengan harapan dapat meningkatkan mutu pelayanan kelistrikan, serta menurunkan Biaya Pokok Produksi ketenagalistrikan terutama di daerah *isolated*.

[2]Sumber: Draft RUKN 2019-2038

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B7.10.

Tabel B7.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLT Lain	-	3,5	-	-	25,0	-	-	-	-	25,0	53,5
Jumlah	-	3,5	-	-	25,0	-	-	-	-	25,0	53,5
IPP											
PLTM	-	-	1,3	-	-	-	-	-	-	-	1,3
PLTP	-	-	-	-	10,0	-	-	-	-	55,0	65,0
PLT Lain	-	-	50,0	-	44,0	-	-	25,0	-	-	119,0
Jumlah	-	-	51,3	-	54,0	-	-	25,0	-	55,0	185,3
Total											
PLTM	-	-	1,3	-	-	-	-	-	-	-	1,3
PLTP	-	-	-	-	10,0	-	-	-	-	55,0	65,0
PLT Lain	-	3,5	50,0	-	69,0	-	-	25,0	-	25,0	172,5
Jumlah	-	3,5	51,3	-	79,0	-	-	25,0	-	80,0	238,8

Tabel B7.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No.	Nama Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Tiga Nusa	PLTS	Nusa Penida	3,5	2022	Rencana	PLN
2	Jawa Bali	PLTG/GU	Bali*	200,0	2023	Rencana	PLN
3	Jawa Bali	PLTM	Titab	1,3	2023	Pengadaan	IPP
4	Jawa Bali	PLTS	Bali Barat	25,0	2023	Pendanaan	IPP
5	Jawa Bali	PLTS	Bali Timur	25,0	2023	Pendanaan	IPP
6	Jawa Bali	PLTG/GU	Bali*	100,0	2025	Rencana	PLN
7	Jawa Bali	PLTP	Bedugul	10,0	2025	Eksplorasi	IPP
8	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25,0	2025	Rencana	PLN
9	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25,0	2025	Rencana	IPP
10	Jawa Bali	PLTSa	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	19,0	2025	Rencana	IPP
11	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25,0	2028	Rencana	IPP
12	Jawa Bali	PLTS	Jawa-Bali (Kuota) Tersebar	25,0	2030	Rencana	PLN
13	Jawa Bali	PLTP	Bedugul	55,0	2030	Rencana	IPP
Jumlah				238,8			

*) Pembangkit merupakan relokasi dari Jawa sehingga tidak diperhitungkan di dalam rekapitulasi penambahan kapasitas pembangkit

Di Provinsi Bali terdapat potensi pengembangan pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu :

-	BESS	BESS System Bali	50/200	MW/MWh
-	PLTAL	Selat Bali	10	MW
-	PLTB	P. Nusa Penida/Nusa Lembongan/Nusa Ceningan	20	MW
-	PLTB	Nusa Penida	20	MW
-	PLTB	Bali Utara	20	MW
-	PLTBm	Bangli	0,9	MW
-	PLTGL	PLTGL Nusa Penida	5	MW
-	PLTHybrid	Nusa Penida	8,5	MW
-	PLTM	Ayung	2,3	MW
-	PLTM	Sambangan	1,9	MW
-	PLTM	Sunduwati	2,2	MW
-	PLTM	Telagawaja	4	MW
-	PLTM	Telagawaja Ayu	1	MW
-	PLTM	Tukad Balian	2,5	MW
-	PLTM	Tukad Daya	8,2	MW
-	PLTM	Bendungan Titab	1,27	MW
-	PLTM	Tukad Unda 1	1,2	MW
-	PLTM	Tukad Unda 2	1,2	MW
-	PLTP	Banyu Wedang	10	MW
-	PLTP	Bedugul	110	MW
-	PLTP	Gn. Batur	40	MW
-	PLTP	Tabanan	65	MW
-	PLTS	Bali Barat	50	MW
-	PLTS	Bali Timur	50	MW
-	PLTSa	Suwung Bali	15	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Beberapa pembangkit PLTGU yang belum dalam tahap konstruksi akan menggunakan mesin PLTGU relokasi dari Sistem Jawa. Hal ini dilakukan untuk mengoptimalkan utilisasi pembangkit PLTGU eksisting di Jawa. Rencana relokasi ini masuk dalam list pembangunan pembangkit di atas namun tidak

diperhitungkan sebagai penambahan kapasitas pembangkit karena sifatnya hanya berupa relokasi pembangkit.

Pengembangan Transmisi

Sejalan dengan program pemerintah provinsi Bali yaitu Bali Energi Bersih maka pengembangan PLTU batubara skala besar di Bali diperkirakan akan lebih sulit untuk dilakukan. Sementara itu pertumbuhan proyeksi kebutuhan tenaga listrik yang meningkat, untuk itu dibutuhkan tambahan pasokan daya. Salah satu upaya PLN untuk memenuhi kebutuhan listrik jangka panjang di Bali tersebut adalah membangun transmisi interkoneksi berkapasitas besar antara pulau Jawa dan Pulau Bali. Teknologi yang sesuai untuk tujuan ini adalah transmisi bertegangan ekstra tinggi 500 kV. Transmisi ini berkapasitas sekitar 2.000 MW dengan panjang sekitar 185 kms dan akan menyeberangi Selat Bali dengan kawat udara atau kabel laut dengan jarak ± 3km. Transmisi ini dikenal dengan nama proyek *Jawa - Bali Connection 500 kV*. Pembangunan transmisi ini juga bermanfaat untuk menurunkan biaya produksi listrik di Bali yang selama ini dilayani dengan pembangkit skala kecil dengan BBM, LNG dan batubara yang tingkat efisiensinya belum maksimal dibandingkan listrik murah dari PLTU batubara dengan teknologi *Ultra Supercritical* dengan kapasitas besar dan tingkat efisiensi tinggi di Jawa yang dapat disalurkan melalui transmisi tersebut serta dapat membantu meningkatkan penetrasi penyerapan energi baru terbarukan di Bali. Menurut survei awal yang telah dilakukan, rute transmisi 500 kV ini masuk ke kawasan Taman Nasional Baluran di Jawa Timur dan Taman Nasional Bali Barat, izin dari Kementerian Kehutanan dan Kementerian Lingkungan Hidup sudah terbit pada bulan April 2013. Transmisi 500 kV sebelumnya diharapkan berupa kawat udara yang direncanakan beroperasi pada tahun 2021, namun berpotensi mundur ke tahun 2024 karena mengalami perubahan desain dengan kombinasi kawat udara dan kabel laut menggunakan teknologi *Multi Coloum Tower* yang akan dilakukan kajian terlebih dahulu untuk teknologi MCT maupun teknologi alternatif lainnya. Selain itu dengan perkembangan teknologi *storage* yang lebih kompetitif, direncanakan akan dilakukan kajian pengembangan baterai (BESS) dengan kapasitas sekitar ±200 MWh sebagai alternatif teknologi storage untuk jangka pendek yang berfungsi untuk menambah pasokan daya pada saat beban puncak sehingga dapat memperbaiki faktor beban maupun meningkatkan kualitas pelayanan kelistrikan dan mengantisipasi peningkatan penetrasi pembangkit EBT yang semakin besar.

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem serta rencana pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Tabel pembangunan jaringan transmisi B7.11 dan Tabel B7.12.

Tabel B7.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500 kV	-	-	-	-	151,2	-	-	-	-	-	151,2
150 kV	-	94,1	80,4	64,0	160,5	40,0	-	43,6	-	5,0	487,6
Jumlah	-	94,1	80,4	64,0	311,7	40,0	-	43,6	-	5,0	638,8

Tabel B7.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Kubu	Amlapura	150 kV	New, 2 cct, SUTT	80,0	2022	Rencana
2	Kapal	Pemecutan Kelod	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	14,1	2022	Rencana
3	Pemecutan Kelod	Bandara	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	33,6	2023	Rencana
4	Antosari	Tanah Lot	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	26,5	2023	Rencana
5	Tanah Lot	Kapal	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	20,3	2023	Rencana
6	Antosari (Ekstension)	Inc. (Celukan Bawang PLTU - Kapal)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	64,0	2024	Pengadaan
7	PLTP Bedugul	Baturiti	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4,0	2025	Rencana
8	Gilimanuk	Antosari (Ekstension)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	151,2	2025	Rencana
9	Payangan	Kapal	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	21,5	2025	Rencana
10	Baturiti	Payangan	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	28,0	2025	Rencana
11	Pemaron	Baturiti	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	40,9	2025	Rencana
12	Kapal	Baturiti	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	38,2	2025	Rencana
13	Tx. Kapal	Pemecutan Kelod	150 kV	New, 2 cct, SUTT	26,0	2025	Rencana
14	Pesanggaran III / Bali Turtle	Inc. (Pesanggaran - Sanur)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2,0	2025	Rencana
15	Kubu	Pemaron	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40,0	2026	Rencana
16	Antosari (Ekstension)	Inc. (Antosari - Kapal)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	16,0	2028	Rencana
17	Gianyar II / Bangli	Gianyar	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10,0	2028	Rencana
18	Padangsambian II / Canggu	Padangsambian	150 kV	New, 2 cct, SKTT	17,6	2028	Rencana
19	Tinga - Tinga	Inc. (PLTU Celukan Bawang - Gilimanuk | Pemaron)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1,0	2030	Rencana
20	Tinga - Tinga	Inc. (PLTU Celukan Bawang - Kapal)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2,0	2030	Rencana
21	New Sanur	Inc. (Gianyar - Sanur)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2,0	2030	Rencana
Jumlah					638,8		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET 500 kV bertujuan untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan evakuasi daya ke sistem tegangan tinggi. Rencana pengembangan GI 150 kV bertujuan untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Rincian rencana pembangunan gardu induk di Provinsi Bali dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2021-2030 ditunjukkan pada Tabel B7.13 dan Tabel B7.14.

Tabel B7.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
500/150 kV	-	-	-	-	1.000,0	-	-	1.000,0	-	-	2.000,0
150/20 kV	-	60,0	-	60,0	120,0	-	-	120,0	-	180,0	540,0
Jumlah	-	60,0	-	60,0	1.120,0	-	-	1.120,0	-	180,0	2.540,0

Tabel B6.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprating	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
1	Gianyar	150 kV	Upr	2 LB	2021	konstruksi
2	Amlapura	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
3	Kubu	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
4	Bandara	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
5	Pemecutan Kelod	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
6	Negara	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
7	Kubu	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
8	Pesanggaran	150/20 kV	Ext	-	2023	Rencana
9	Kapal	150 kV	Ext	-	2023	Rencana
10	Antosari	150 kV	Upr	2 LB	2023	Rencana
11	Antosari (Ekstension)	150/20 kV	Ext	60	2024	Pengadaan
12	Baturiti	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
13	PLTP Bedugul	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
14	Antosari / Gilimanuk	500/150 kV	New	1000	2025	Rencana
15	Pemecutan Kelod	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
16	Pesanggaran III / Bali Turtle	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
17	Pemaron	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
18	Antosari	150/20 kV	Ext	-	2028	Rencana
19	Antosari / Gilimanuk	500/150 kV	Ext	1000	2028	Rencana
20	Gianyar II / Bangli	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana
21	Gianyar II / Bangli	150/20 kV	New	60	2028	Rencana
22	Padangsambian	150 kV	Ext	2 LB	2028	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/ Ext./ Uprating	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	Target COD	Status
23	Padangsambian II / Canggu	150/20 kV	New	60	2028	Rencana
24	Tinga - Tinga	150/20 kV	New	60	2030	Rencana
25	Pesanggaran III / Bali Turtle	150/20 kV	Ext	60	2030	Rencana
26	New Sanur	150/20 kV	New	60	2030	Rencana
Jumlah				2.540		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030, diperlukan rencana pengembangan distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) seperti pada Tabel B7.15

Tabel B7.15. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2021	308	852	55	40.057
2022	341	965	59	40.461
2023	390	1128	62	42.461
2024	422	1252	66	44.796
2025	460	1404	71	47.976
2026	483	1514	76	51.241
2027	523	1686	82	55.109
2028	571	1895	88	59.208
2029	645	2205	95	63.822
2030	539	1903	87	58.212
Jumlah	4.682	14.805	741	503.344

Pengembangan Listrik Perdesaan

Rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik di Provinsi Bali pada TW IV 2020 sudah mencapai 100%. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 716 berlistrik PLN.

LAMPIRAN C

RENCANA PENGEMBANGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI
REGIONAL SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA

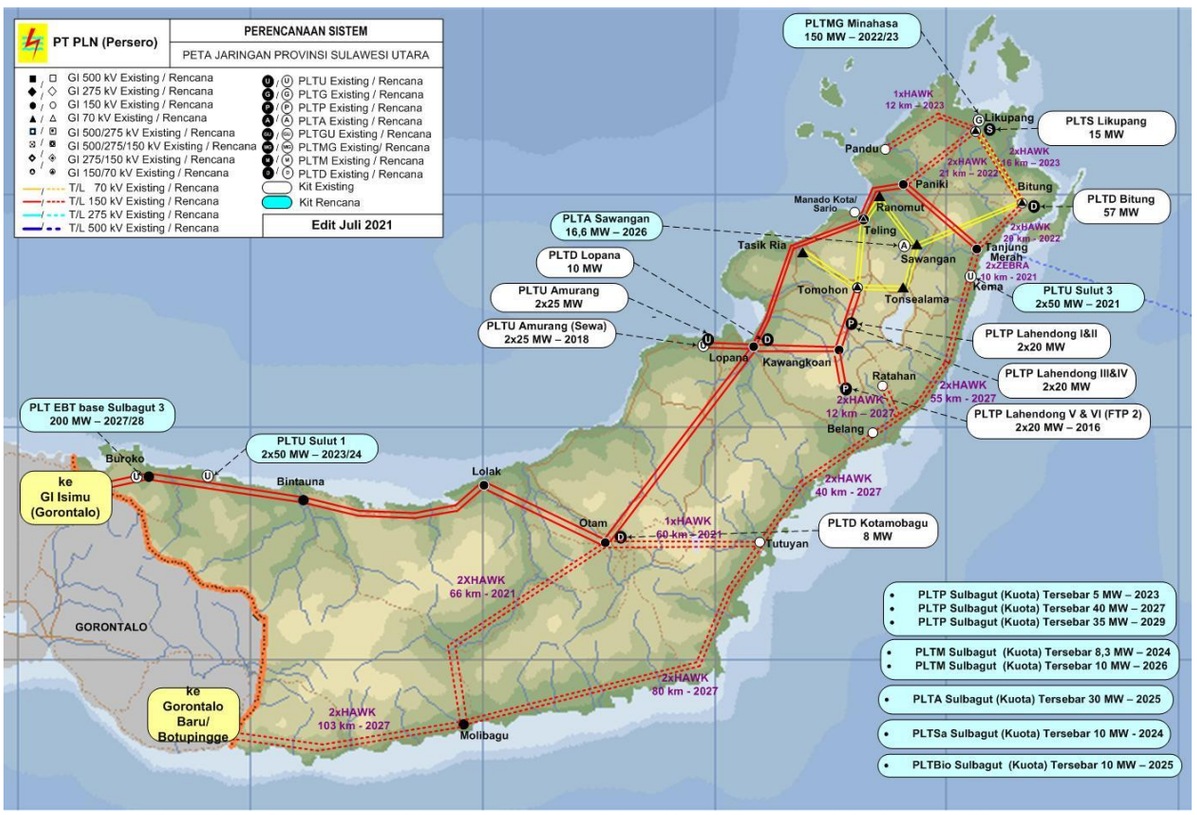
C1. PROVINSI SULAWESI UTARA
C2. PROVINSI SULAWESI TENGAH
C3. PROVINSI GORONTALO
C4. PROVINSI SULAWESI SELATAN
C5. PROVINSI SULAWESI TENGGARA
C6. PROVINSI SULAWESI BARAT
C7. PROVINSI MALUKU
C8. PROVINSI MALUKU UTARA
C9. PROVINSI PAPUA
C10. PROVINSI PAPUA BARAT
C11. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT
C12. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

LAMPIRAN C.1
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI UTARA

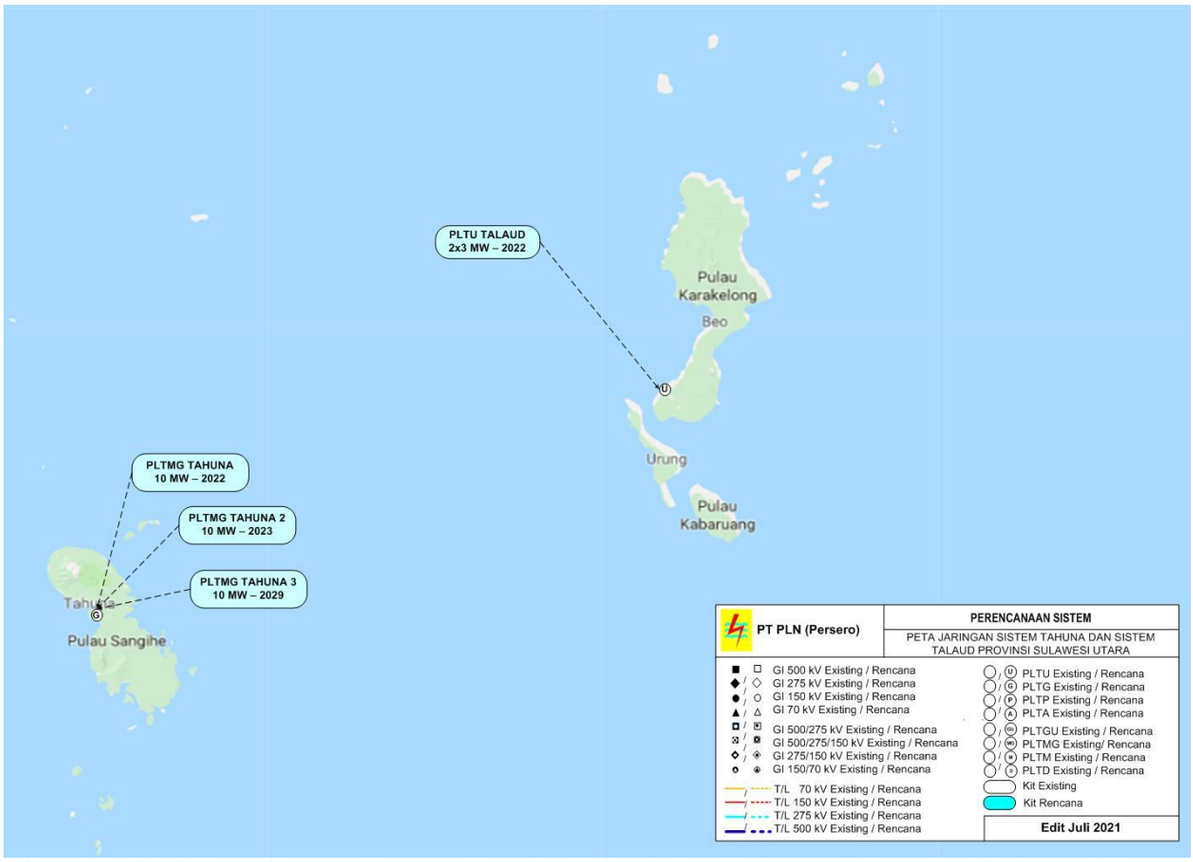
C1.1 KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Utara terdiri dari sistem interkoneksi 150 kV dan 70 kV yang disebut Sistem Minahasa dan sistem tenaga listrik 20 kV *isolated.* Sistem Minahasa telah terkoneksi dengan sistem tenaga listrik Provinsi Gorontalo dan kedepannya akan disambung sampai ke Tolitoli dan Buol Provinsi Sulawesi Tengah. Sistem interkoneksi ini disebut Sistem Sulawesi Bagian Utara (Sulbagut). Sistem Minahasa melayani kota dan kabupaten seluruh Provinsi Sulawesi Utara yang berada di daratan. Sedangkan sistem tenaga listrik 20 kV melayani kota/daerah yang berlokasi di kepulauan yaitu Kabupaten Kepulauan Sitaro, Kepulauan Sangihe dan Kepulauan Talaud, termasuk sistem *isolated* pulau terluar Indonesia yaitu Pulau Miangas, Marore dan Marampit.

Untuk pengembangan sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Utara diperlihatkan pada Gambar C1.1. Untuk pengembangan dua sistem *isolated* Talaud dan Tahuna diperlihatkan pada Gambar C1.2.



Gambar C1.1 Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Sulawesi Utara



Gambar C1.2 Peta Sistem Tenaga Listrik Talaud dan Tahuna di Provinsi Sulawesi Utara

Untuk meningkatkan jam nyala sistem *isolated* yang di dominasi oleh PLTD direncanakan dapat dikembangkan dengan pembangkit tenaga terbarukan seperti PLTMH, PLTB, PLTBm dan PLTS sesuai dengan potensi setempat dan memenuhi keseimbangan antara suplai dan *demand,* meningkatkan keandalan sistem setempat dan memenuhi prinsip keekonomian (menurunkan biaya pokok penyediaan sistem).

Penjualan Tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 7,8%. Komposisi penjualan energi Tahun 2011-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel C1.1.

Tabel C1.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	567	600	668	701	734	749	773	812	836	932
2	Bisnis	253	302	309	310	315	353	399	428	428	396
3	Publik	93	101	111	122	136	142	152	162	165	165
4	Industri	73	85	104	108	119	156	222	274	314	370
Jumlah		987	1.087	1.193	1.240	1.303	1.401	1.545	1.677	1.743	1.862
Pertumbuhan %		12,3	10,2	9,7	4,0	5,0	7,5	10,3	8,5	3,9	6,9

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Penambahan jumlah pelanggan Tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 5,9%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan Tahun 2011-2020 ditunjukkan pada Tabel C1.2.

Tabel C1.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	424,3	447,7	483,8	510,5	535,3	561,4	587,8	618,0	646,3	676,5
2	Bisnis	14,4	15,6	17,9	19,7	21,6	23,3	24,8	25,8	26,4	27,1
3	Publik	12,9	13,6	14,5	15,1	15,8	17,0	18,1	19,4	20,4	21,4
4	Industri	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
Jumlah		452,0	477,3	516,5	545,7	573,1	602,2	631,1	663,6	693,5	725,4
Pertumbuhan %		10,5	5,6	8,2	5,7	5,0	5,1	4,8	5,1	4,5	4,6

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Beberapa pulau kecil di sekitar Kota Manado, Kota Bitung dan Kabupaten Minahasa Utara juga disuplai dari sistem *isolated* 20 kV. Pulau-pulau ini meliputi Pulau Bunaken, Papusungan, Manado Tua, Bangka, Talise, Nain, Mantehage dan Gangga. Pada beberapa sistem *isolated* 20 kV kedepannya akan diperkenalkan *pilot project* teknologi jaringan cerdas (*smart grid*) berupa pembangkit listrik tenaga *hybrid* yang salah satunya berada di sistem 20 kV Tahuna. Proyek ini memungkinkan kombinasi antara pembangkit listrik tenaga EBT variabel (*variable renewable energy power plant*) dengan pembangkit listrik tenaga BBM untuk mengatasi kondisi *intermittent*. Hal ini sesuai dengan persyaratan *Disbursement Linked Indicators* (DLI) dari *loan agreement Result Based Lending* (RBL) Sulawesi dan Nusa Tenggara antara PLN dengan *Asian Development Bank* (ADB). *Loan agreement ini* mensyaratkan implementasi *pilot project* sebanyak 4 (empat) lokasi di Sulawesi dan Nusa Tenggara hingga Tahun 2021.

Sistem tenaga listrik Provinsi Sulawesi Utara saat ini dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTP, PLTU, PLTA/M, PLTD HSD, PLTS dan PLTMG. Tabel C1.3 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Utara.

Tabel C1.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTU	Sulutgo	2	50,00	43,50	100,0
PLTD	Sulutgo	11	66,52	12,00	10,0
	Tahuna	13	9,48	5,83	4,8
	Talaud	22	9,34	5,82	3,8

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
	Siau/Ondong	4	2,22	1,60	1,0
	Lirung	10	4,14	2,21	1,8
	Tagulandang	9	4,28	2,83	1,1
	Molibagu	7	4,09	2,33	2,5
	Isolated tersebar daerah Tahuna	42	4,98	3,44	2,5
	Isolated tersebar daerah Manado	25	2,94	2,40	1,9
PLTP	Sulutgo	4	80,00	70,90	65,6
PLTA/M	Sulutgo	7	51,38	50,50	22,5
	Tahuna	1	1,00	1,00	0,7
PLTS	Isolated tersebar daerah Manado	1	0,33	0,13	-
	Isolated tersebar daerah Tahuna	4	0,61	0,33	0,0
PLTG	Sulutgo		51,38	49,00	
Jumlah PLN		162	343	254	218
Sewa					
PLTU	Sulutgo	2	60,00	51,84	55,4
PLTD	Tahuna	2	6,00	6,00	5,9
	Talaud	1	2,00	1,20	1,1
	Siau/Ondong	2	3,00	2,80	2,8
	Sulutgo	1	120,00	119,97	120,0
Jumlah Sewa		8	191	182	185
IPP					
PLTP	Sulutgo	2	40,00	41,76	40,0
PLTS	Sulutgo	2	15,00	15,00	18,66
Jumlah IPP		4	55	57	59
Jumlah		174	589	492	462

Gardu Induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Utara ditunjukkan pada Tabel C1.4 dan Tabel C1.5.

Tabel C1.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (KV)	Jumlah Trafo (UNIT)	Total Kapasitas (MVA)
1	Ranomut	70/20	4	90
2	Sawangan	70/20	2	40
3	Bitung	70/20	3	80
4	Tonsealama	70/20	4	66
5	Teling	70/20	3	50
6	GIS Teling	150/20	2	90
7	Paniki	150/20	2	90
8	Tomohon	150/20	5	140
9	Kawangkoan	150/20	2	50

No	Nama GI	Tegangan (KV)	Jumlah Trafo (UNIT)	Total Kapasitas (MVA)
10	Lopana	150/20	2	40
11	Tasik Ria	70/20	2	50
12	Likupang	70/20	2	40
13	Tanjung Merah	150/20	2	90
14	Otam	150/20	2	90
15	Lolak	150/20	1	30
16	GIS Sinsingon	150/20	1	20
17	Buroko	150/20	1	20
18	Molibagu	150/20	1	30
19	Amurang TFT	150/20	1	60
	TOTAL		43	1.196

Tabel C1.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

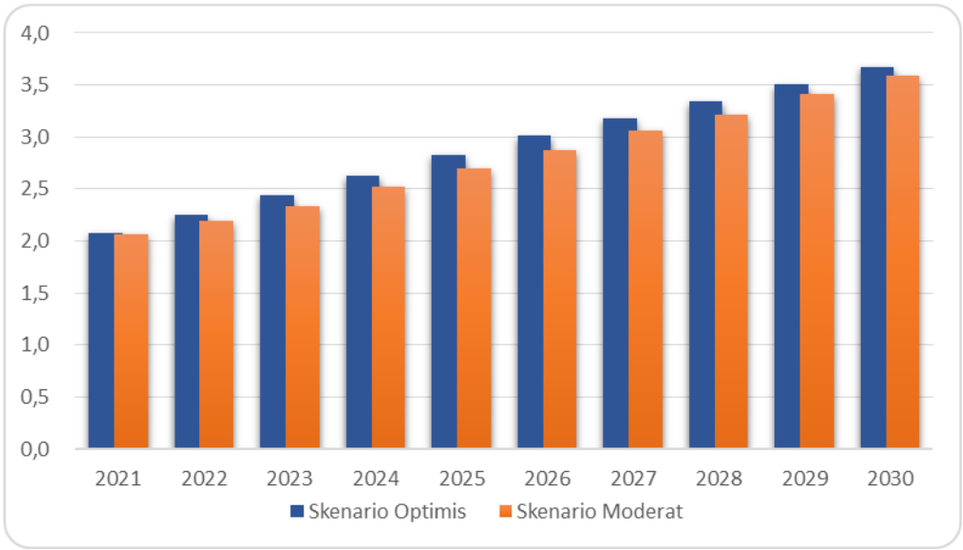
No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	3.895	4.115	4.121	12.895	5.225	6.422	5.297	5.356	5.460	5.613
2	JTR (kms)	3.930	3.906	4.024	4.178	4.030	4.564	5.174	5.240	6.007	6.029
3	Gardu Distribusi (MVA)	314	338	366	507	514	509	587	506	533	541

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

C1.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Utara dalam 5 tahun terakhir (2015-2019) rata-rata 5,80% per tahun. Berdasarkan sumbangannya, sektor Perdagangan, Hotel dan Restoran (PHR) masih menjadi pendorong utama pertumbuhan ekonomi diikuti oleh sektor bangunan serta sektor pengangkutan dan komunikasi. Sulawesi Utara merupakan daerah tujuan wisata dan kegiatan *Meeting, Incentive, Convention, Exhibition* (MICE), sehingga akan menjadi salah satu faktor pendorong tingginya pertumbuhan sektor PHR serta sektor pengangkutan dan komunikasi.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir (2015-2019) rata-rata mencapai 7,52% per tahun. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario optimis dan skenario moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C1.3.



Gambar C1.3 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor rumah tangga. Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik, dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi Covid-19 terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2021-2030 diperlihatkan pada Tabel C1.6, Tabel C1.7 dan Tabel C1.8.

Tabel C1.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.016,6	1.069,3	1.124,3	1.181,6	1.241,3	1.303,3	1.367,6	1.434,0	1.502,5	1.574,4
2	Bisnis	432,7	465,9	502,4	541,2	591,3	634,2	700,5	748,3	837,9	891,9
3	Publik	176,8	186,5	196,4	206,4	216,5	226,6	236,7	246,7	256,7	266,8
4	Industri	432,5	468,1	508,4	587,8	643,1	705,2	755,7	788,4	821,1	855,3
Jumlah		2.058,6	2.189,8	2.331,4	2.517,0	2.692,3	2.869,2	3.060,5	3.217,4	3.418,2	3.588,5
Pertumbuhan %		10,5	6,4	6,5	8,0	7,0	6,6	6,7	5,1	6,2	5,0

Tabel C1.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	699,9	722,4	746,3	771,5	798,3	826,7	856,6	888,2	921,3	957,0
2	Bisnis	28,5	30,2	32,0	33,8	35,8	38,0	40,2	42,5	44,8	47,4
3	Publik	22,4	23,6	24,7	25,9	27,1	28,3	29,5	30,8	32,0	33,3
4	Industri	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6
Jumlah		751,3	776,6	803,4	831,8	861,8	893,4	926,8	961,9	998,7	1.038,2
Pertumbuhan %		3,6	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	4,0

Tabel C1.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,0	2.059	2.575	400	751.251
2022	5,2	2.190	2.812	436	776.583
2023	5,2	2.331	3.029	469	803.386
2024	5,1	2.517	3.246	502	831.758
2025	5,1	2.692	3.513	543	861.776
2026	5,0	2.869	3.703	571	893.445
2027	4,9	3.060	3.915	603	926.833
2028	4,8	3.217	4.087	629	961.900
2029	4,7	3.418	4.314	663	998.712
2030	4,7	3.588	4.503	691	1.038.185
Pertumbuhan	5,0	6,5%	7,0%	6,9%	3,7%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah memperhitungkan kebutuhan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) diantaranya KEK Bitung dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Sulawesi Utara. Untuk melayani kebutuhan KEK dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

C1.3 PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Sulawesi Utara dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat dan kondisi geografis serta sebaran penduduknya.

Potensi Energi Primer

Sulawesi Utara memiliki potensi sumber energi terbarukan yang cukup besar berupa panas bumi hingga 185 MW yang tersebar di Kotamobagu, Klabat Wineru, dan Lahendong. Dari potensi panas bumi tersebut, yang sudah dieksploitasi sebesar 120 MW yaitu PLTP Lahendong unit 1, 2, 3, 4, 5 dan 6.

Kendala yang dihadapi untuk mengembangkan potensi panas bumi dan beberapa tenaga air yang cukup besar adalah masalah status lahan dimana sebagian besar potensi tersebut berada di kawasan hutan cagar alam Gunung Ambang di Kabupaten Bolaang Mongondow.

Beberapa potensi tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA dan terdapat dikawasan tersebut adalah Poigar III (20 MW). Potensi energi air yang

dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 278,4 MW yang tersebar di 33 lokasi. Untuk daerah pulau-pulau, sumber energi primer yang tersedia adalah tenaga angin dan radiasi matahari. Mengingat karakteristik tenaga angin dan tenaga matahari yang tidak kontinu (*intermittent*), maka untuk pengembangannya lebih cocok dibuat *hybrid* dengan PLTD eksisting. Selain potensi energi di atas, terdapat potensi pengembangan PLTSa di daerah Manado sebesar 20 MW.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2030 direncanakan tambahan pembangkit baru termasuk pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTM dan PLTS. Mengingat sifat PLTS yang *intermitten*t dalam rangka membantu pengelolaan sistem dalam mengoperasikan pembangkit *intermitten*t diperlukan *forecasting* dari angin ataupun solar sehingga membantu memverifikasi dari *forecasting* yang disampaikan oleh pengelola pembangkit. Karena jika terjadi deviasi yang terlalu besar antara data *projected* dengan realisasi akan membuat penyiapan *spinning reserve* menjadi tidak akurat. Selain itu, sifat *intermittent* dari PLTS dapat memberikan pengaruh yang signifikan pada stabilitas sistem kelistrikan di Sulawesi Bagian Utara. Oleh karena itu, kesiapan pembangkit *follower* sangat dibutuhkan. Opsi lain adalah dengan menyediakan *Battery Energy Storage System* (BESS) sehingga dampak *intermittency* PLTS terhadap sistem dapat dieliminasi.

Jenis pembangkit yang akan dibangun meliputi PLTU, PLTG/MG, PLTA serta PLTP dan PLTS. Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah terpencil, pulau-pulau kecil terluar, daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Untuk sistem-sistem *isolated* yang jam nyala operasinya masih di bawah 24 jam serta tidak dapat disambungkan ke grid, rencana pengembangannya akan dibangun PLTS beserta *Battery* agar jam nyala operasinya menjadi 24 jam.

Tabel C1.9 dan Tabel C1.10 berikut menampilkan rincian rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Utara.

Tabel C1.9. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	50	50	-	-	-	-	-	-	100
PLTG/MG	-	110	60	-	-	-	-	-	10	-	180
PLTA	-	6	-	-	-	16,6	-	-	-	-	22,6
PLT Lain	2,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,67
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	100	100	-	-	200
Jumlah	2,67	116	110	50	-	16,6	100	100	10	-	505,27
IPP											
PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTP	-	-	5	-	-	-	40	-	30	-	75
PLTM	-	-	3,5	8,3	-	10	-	-	-	-	21,8
PLTA	-	-	-	-	30	-	-	-	-	-	30
PLT Lain	-	-	31,02	10	10	-	-	-	-	-	51,02
Jumlah	100	-	39,52	18,3	40	10	40	-	30	-	277,82
Total											
PLTU	100	-	50	50	-	-	-	-	-	-	200
PLTP	-	-	5	-	-	-	40	-	30	-	75
PLTG/MG	-	110	60	-	-	-	-	-	10	-	180
PLTM	-	-	3,5	8,3	-	10	-	-	-	-	21,8
PLTA	-	6	-	-	30	16,6	-	-	-	-	52,6
PLT Lain	2,67	-	31,02	10	10	-	-	-	-	-	53,7
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	100	100	-	-	200
Jumlah	102,67	116	149,52	68,3	40	26,6	140	100	40	-	783,09

Tabel C1.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/ Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Isolated Tersebar	PLTS	Lisdes	1,37	2021	Rencana	PLN
2	Tahuna	PLTS	Sangihe	1,30	2021	Committed	PLN
3	Sulbagut	PLTU	Sulut 3	2x50	2021	Konstruksi	IPP
4	Tahuna	PLTMG	Tahuna	10	2022	Pengadaan	PLN
5	Talaud	PLTU	Talaud	2x3	2022	Konstruksi	PLN
6	Isolated Tersebar	PLTS + Baterai	Dedieselisasi	31,02	2023	Rencana	IPP
7	Tahuna	PLTMG	Tahuna 2	10,0	2023	Rencana	PLN
8	Sulbagut	PLTM	Dominanga	3,5	2023	Pendanaan	IPP
9	Sulbagut	PLTP	Sulbagut (Kuota) Tersebar	5	2023	Rencana	IPP
10	Sulbagut	PLTSa	Sulbagut (Kuota) Tersebar	10	2024	Rencana	IPP
11	Sulbagut	PLTM	Sulbagut (Kuota) Tersebar	8,3	2024	Rencana	IPP
12	Sulbagut	PLTA	Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2025	Pengadaan	IPP
13	Sulbagut	PLTBio	Sulbagut (Kuota) Tersebar	10	2025	Rencana	IPP
14	Sulbagut	PLTA	Sawangan	16,6	2026	Rencana	PLN
15	Sulbagut	PLTM	Sulbagut (Kuota) Tersebar	10	2026	Rencana	IPP
16	Sulbagut	PLTP	Sulbagut (Kuota) Tersebar	40	2027	Rencana	IPP
17	Tahuna	PLTMG	Tahuna 3	10	2029	Rencana	PLN

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/ Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
18	Sulbagut	PLTP	Sulbagut (Kuota) Tersebar	30	2029	Rencana	IPP
19	Sulbagut	PLTMG	Minahasa	150	2022/23	Pengadaan	PLN
20	Sulbagut	PLTU	Sulut 1	2x50	2023/24	Konstruksi	PLN
21	Sulbagut	PLT EBT *base*	Sulbagut 3	200	2027/28	Rencana	PLN
	Total			783,09			

Di Provinsi Sulawesi Utara terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTA	Poigar III	20	MW
PLTA	Minut 1	14	MW
PLTA	Minut 2	27	MW
PLTA	Minut 3	12	MW
PLTA	Mongondow	37	MW
PLTA	Ranoyapo 1	81	MW
PLTA	Ranoyapo 2	27	MW
PLTA	Poigar II	30	MW
PLTM	Woran	0,6	MW
PLTM	Morea	0,6	MW
PLTM	Molobog	0,6	MW
PLTM	Lobong II	0,5	MW
PLTM	Apado	0,3	MW
PLTM	Kinali	1,2	MW
PLTM	Bilalang	0,3	MW
PLTM	Salongo	0,9	MW
PLTM	Tangangah	1,2	MW
PLTM	Milangodaa I	0,7	MW
PLTM	Milangodaa II	0,7	MW
PLTM	Pilolahunga	0,8	MW
PLTM	Ulupeliang II	0,3	MW
PLTM	Belengan	1,2	MW
PLTM	Kilotiga	0,6	MW
PLTM	Tincep 1	0,4	MW
PLTM	Tincep 4	0,4	MW
PLTM	Tincep 2	1,1	MW
PLTM	Tincep 3	2,2	MW
PLTM	Ranowangko	2,2	MW
PLTM	Totabuan 1	5	MW
PLTM	Totabuan 2	2,8	MW
PLTM	Totabuan I	0,6	MW
PLTM	Totabuan II	3,2	MW
PLTM	Pidung	2	MW
PLTP	Klabat Wineru	40	MW
PLTP	Klabat Wineru	10	MW
PLTP	Kotamobagu I (FTP 2)	20	MW
PLTP	Kotamobagu II (FTP 2)	20	MW

PLTP	Kotamobagu III (FTP 2)	20	MW
PLTP	Kotamobagu IV (FTP 2)	20	MW
PLTP	Lahendong Small Scale 1	5	MW
PLTP	Lahendong 7	20	MW
PLTP	Lahendong 8	20	MW
PLTP	Lahendong Small Scale 2	5	MW
PLTP	Lahendong Binary	5	MW
PLTS	Bitung	0,041	MW
PLTSa	Manado	20	MW
PLTB + BESS	Bitung	63	MW
PLTH	Bitung	104	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Untuk Sistem *Isolated* Talaud, PLTU 2x3 Talaud direncanakan untuk dioperasikan dengan biomas. Dengan teknologi *stoker* yang digunakan PLTU, memungkinkan penggunaan hingga100% biomas pada campuran bahan bakar.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Pada sistem interkoneksi di Provinsi Sulawesi Utara di rencanakan pengembangan transmisi menggunakan tegangan 150 kV dan sebagian kecil 70 kV. Berdasarkan proyeksi beban dan kondisi geografis di Sulawesi Utara, sampai dengan tahun 2030 jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV yang akan dibangun seperti ditampilkan pada Tabel C1.11 dan Tabel C1.12.

Tabel C1.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150 kV	262	83	66	-	-	-	580	-	-	-	991
70 kV	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1
Total	262	83	66	-	-	1	580	-	-	-	992

Tabel C1.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	Otam	Molibagu	150	2 cct, ACSR 2xHawk	132	2021	Konstruksi
2	Sario (GIS)/Manado Kota	Teling	150	2 cct, UGC, XLPE, 1000 mm	10	2021	Konstruksi
3	Otam	Tutuyan	150	2 cct, ACSR 1xHawk	120	2021	Konstruksi
4	Likupang	Paniki	150	2 cct, ACSR 2xHawk	42	2022	Konstruksi
5	PLTMG Minahasa	Likupang	150	2 cct, ACSR 2xHawk	1	2022	Konstruksi
6	Tanjung Merah	Bitung	150	2 cct, ACSR 2xHawk	40	2022	Rencana
7	Likupang	Pandu	150	2 cct, ACSR 1xHawk	24	2023	Konstruksi
8	Likupang	Bitung	150	Uprating tegangan 150 kV	32	2023	Rencana
9	PLTU Sulut 1	Incomer 2 phi (Lolak - Buroko)	150	4 cct, ACSR 1xHawk	10	2023	Rencana
10	PLTA Sawangan	Sawangan	70	2 cct, ACSR 1xHawk	1	2026	Rencana
11	Molibagu	Gorontalo Baru/Botupingge	150	2 cct, ACSR 2xHawk	206	2027	Rencana
12	Kema (PLTU Sulut 3)	Belang	150	2 cct, ACSR 2xHawk	110	2027	Rencana
13	Belang	Tutuyan	150	2 cct, ACSR 2xHawk	80	2027	Rencana
14	Tutuyan	Molibagu	150	2 cct, ACSR 2xHawk	160	2027	Rencana
15	Ratahan	Incomer 1 phi (Kema-Belang)	150	2 cct, ACSR 2xHawk	24	2027	Rencana
	Total				992		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi dan kenaikan beban, maka diperlukan penambahan kapasitas dan insfrastruktur pada gardu induk eksisting maupun penambahan gardu induk baru. Rencana pengembangan gardu induk sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel C1.13 dan Tabel C1.14 berikut:

Tabel C1.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150/70 kV	60	60	-	-	-	-	-	-	-	-	120
150/20 kV	90	60	80	-	-	-	120	90	-	-	440
Total	150	120	80	-	-	-	120	90	-	-	560

Tabel C1.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext./*Uprate*	Kapasitas (MVA)/ LB	Target COD	Status
1	Otam	150	*Ext LB*	2 LB arah tutuyan	2021	Konstruksi
2	Otam	150	*New LB*	2 LB arah Molibagu	2021	Konstruksi
3	Teling (GIS)	150	*Ext LB*	2 LB arah Sario (GIS)	2021	Konstruksi
4	Likupang (IBT)	150/70	*New*	60	2021	Konstruksi
5	Sario (GIS)/Manado Kota	150/20	New	60	2021	Konstruksi
6	Paniki	150	*Ext LB*	2 LB arah Likupang	2021	Konstruksi
7	Tutuyan	150/20	*New*	30	2021	Konstruksi
8	Tanjung Merah	150	*Ext LB*	2 LB arah PLTU Sulut 3	2021	Konstruksi
9	Likupang	150	*Ext LB*	2 LB arah PLTMG Minahasa	2022	Rencana
10	Tanjung Merah	150	*Ext LB*	2 LB arah Bitung	2022	Konstruksi
11	Bitung (IBT)	150/70	New	60	2022	Pengadaan
12	Bitung Baru	150/20	New	60	2022	Pengadaan
13	Likupang	150	*Ext LB*	2 LB arah Pandu	2023	Konstruksi
14	Bintauna (Town Feeder)	150/20	*New*	20	2023	Rencana
15	Pandu	150/20	*New*	60	2023	Konstruksi
16	Molibagu	150	*New*	2 LB arah tutuyan	2027	Rencana
17	Molibagu	150	*Ext*	2 LB arah PLTU TLG (Molotabu)	2027	Rencana
18	Belang	150/20	*New*	30	2027	Pengadaan
19	Belang	150	*Ext LB*	2 LB arah Tutuyan	2027	Pengadaan
20	Tutuyan	150	*Ext LB*	4 LB arah Belang dan Molibagu	2027	Konstruksi
21	Kema (PLTU Sulut 3)	150	*Ext LB*	2 LB arah Belang	2027	Konstruksi

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext./*Uprate*	Kapasitas (MVA)/ LB	Target COD	Status
22	Ratahan	150/20	New	30	2027	Rencana
23	Tanjung Merah	150/20	Ext	60	2027	Rencana
24	Paniki	150/20	Ext	60	2028	Rencana
25	Tutuyan	150/20	Ext	30	2028	Rencana
	Total			560		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Sulawesi Utara dimaksudkan untuk mendukung rencana tambahan pelanggan serta perbaikan jaringan serta infrastruktur distribusi yang rusak. Pengembangan jaringan distribusi tersebut belum termasuk rencana interkoneksi dari daratan Sulawesi Utara dengan pulau kecil yang berdekatan, dimana dalam implementasinya akan didahului dengan studi kelayakan dan studi dasar laut.

Sampai dengan Tahun 2030 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 312 ribu sambungan. Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2021-2030 secara rinci ditunjukkan pada Tabel C1.15.

Tabel C1.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2021	654	526	27	25.855
2022	602	474	24	25.332
2023	478	370	26	26.803
2024	593	453	27	28.372
2025	687	516	29	30.018
2026	610	451	31	31.669
2027	661	482	33	33.388
2028	870	626	35	35.067
2029	826	584	37	36.811
2030	838	584	40	39.473
2021-2030	6.819	5.066	309	312.789

Pengembangan Listrik Perdesaan

Saat ini rasio elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Utara TW IV 2020 adalah sebesar 99,99 %. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 1.839 dengan rincian 1.821 berlistrik PLN, dan 18 berlistrik Non PLN. Program Listrik Perdesaan Sulawesi Utara

adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada Tahun 2022. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah- daerah terpencil yang mempunyai hambatan transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.

Metode program listrik perdesaan yang dilakukan saat ini adalah dengan pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa.

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan sampai dengan Tahun 2030 diperlihatkan seperti pada Tabel C1.16.

Tabel C1.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	Kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	58,38	93,52	3,15	52	1.373	5.176
2022	22,56	91,90	1,95	39	-	3.676
2023	12,28	64,08	1,05	21	-	2.563
2024	6,70	33,83	1,45	29	-	1.092
2025	6,50	33,00	0,65	13	-	719
2026	6,00	22,70	0,60	12	-	532
2027	5,00	16,65	0,50	10	-	496
2028	6,50	13,20	0,45	9	-	488
2029	5,00	11,75	0,50	10	-	355
2030	5,00	19,35	0,50	10	-	319

C1.4 SISTEM TENAGA LISTRIK DI KEPULAUAN

Gugusan kepulauan di Sulawesi Utara merupakan bagian dari Sabuk Wallacea, sebagian pulau memiliki gunung berapi. Jarak antar pulau cukup jauh dan transportasi laut yang digunakan masih sebatas kapal motor berkapasitas kecil, kecuali untuk pulau Sangihe, Talaud, dan Siau. Akses untuk mendapatkan energi primer dari luar sangat dipengaruhi oleh kondisi cuaca terutama gelombang laut.

Di Kabupaten Kepulauan Talaud terdapat empat pulau terdepan dari wilayah NKRI, yakni Pulau Miangas, Marampit, Kabaruan, dan Pulau Kakorotan. Mengingat letaknya yang sangat strategis bagi NKRI, kecukupan dan keandalan pasokan listrik PLN yang ada sangat penting. Oleh karena itu, beberapa diantaranya telah ditingkatkan kemampuannya dengan menambah PLTD eksisting.

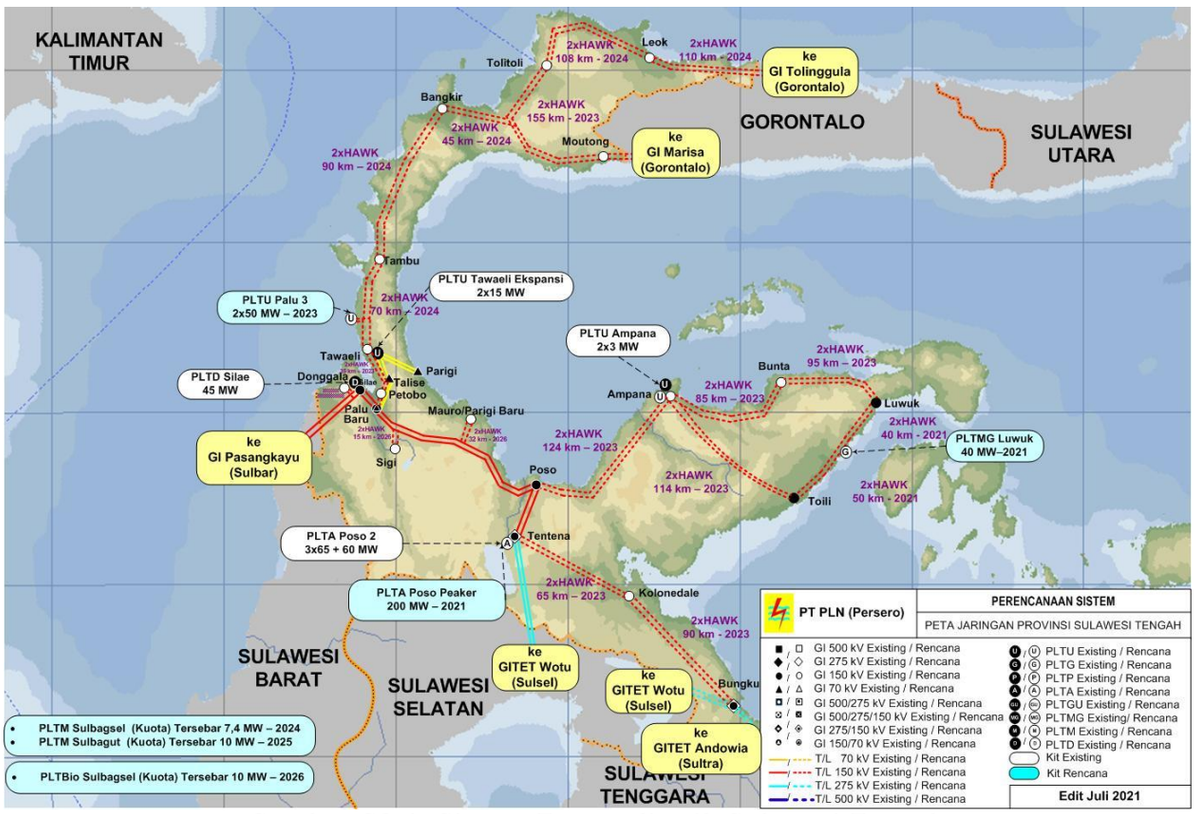
LAMPIRAN C.2
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI TENGAH

C2.1 KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tengah secara umum terdiri dari sistem interkoneksi 70 kV , 150 kV dan sistem tenaga listrik 20 kV . Sistem interkoneksi 70 kV dan 150 kV saat ini membentang dari Palu sampai ke Poso, melayani beban kota Palu, Donggala, Parigi, Poso, Tentena dan sebagian Kabupaten Sigi.

Sistem interkoneksi Sulawesi Tengah mendapatkan pasokan daya dari beberapa pembangkit utamanya dari PLTU Tawaeli, PLTA Poso dan PLTD Silae, disalurkan ke pelanggan melalui GI 70 kV Talise dan Parigi, GI 150 kV Palu Baru (Sidera), Poso, Tentena dan Trafo *Mobile* di Talise.

Untuk pengembangan sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tengah diperlihatkan pada Gambar C2.1.



Gambar C2.1. Sistem Tenaga listrik Sulawesi Tengah

Untuk meningkatkan jam nyala dari sistem *isolated* terutama yang didominasi oleh PLTD direncanakan dapat dikembangkan dengan pembangkit tenaga terbarukan seperti PLTMH, PLTB, PLTBm dan PLTS

sesuai dengan potensi setempat dan memenuhi keseimbangan antara suplai dan *demand*, meningkatkan keandalan sistem setempat dan memenuhi prinsip keekonomian (menurunkan biaya pokok penyediaan sistem).

Penjualan sejak Tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 10,4%. Komposisi penjualan energi Tahun 2011-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel C2.1.

Tabel C2.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	386	459	509	578	628	686	694	715	785	878
2	Bisnis	92	112	123	141	153	169	177	172	168	174
3	Publik	80	95	105	122	140	158	168	176	187	173
4	Industri	17	20	22	25	28	26	31	34	37	46
Jumlah		575	686	759	866	949	1.039	1.069	1.097	1.177	1.271
Pertumbuhan %		19,9	19,4	10,6	14,1	9,6	9,5	2,9	2,7	7,3	8,0

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Penambahan jumlah pelanggan sejak Tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 8,9%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan Tahun 2011-2020 ditunjukkan pada Tabel C2.2.

Tabel C2.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	335,4	372,5	418,9	454,5	489,6	517,9	556,0	590,5	641,4	691,2
2	Bisnis	12,8	14,1	15,6	16,7	18,1	19,6	21,0	22,0	22,8	23,9
3	Publik	11,7	12,9	14,2	15,3	16,4	18,0	19,8	21,1	34,6	35,9
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
Jumlah		360,0	399,7	448,9	486,7	524,4	555,7	597,0	633,9	699,0	751,2
Pertumbuhan %		11,8	11,0	12,3	8,4	7,7	6,0	7,4	6,2	10,3	7,5

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Sistem tenaga listrik yang dipasok melalui jaringan 20 kV meliputi Sistem Bungku, Sistem Kolonedale, Sistem Banggai Laut, sistem Luwuk-Toili, Sistem Ampana-Bunta, Sistem Tolitoli, Sistem Moutong-Kotaraya, Sistem Leok, Sistem Bangkir, dan beberapa sistem kecil *isolated* tersebar lainnya.

Sistem tenaga listrik Provinsi Sulawesi Tengah dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTU, PLTD dan PLTA/M. Tabel C2.3 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Tengah.

Tabel C2.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTD	Sulteng	1	60,24	42,30	21,5
	Sulteng	1	3,77	3,77	3,8
	20 kV Luwuk-Toili	14	9,37	5,45	5,1
	20 kV Ampana-Bunta	9	7,15	4,91	4,7
	20 kV Toli-toli-Bangkir	13	8,45	6,20	4,8
	20 kV Moutong-Kotaraya	10	7,85	5,40	3,9
	20 kV Kolonedale	13	5,79	3,53	2,1
	20 kV Bungku	12	10,67	8,57	7,2
	20 kV Banggai	6	2,25	1,29	0,8
	20 kV Leok	7	5,60	4,35	2,5
	Isolated tersebar Area Toli-Toli	11	2,10	1,80	1,2
	Isolated tersebar Area Luwuk	64	10,89	5,01	4,3
	Isolated tersebar Area Palu	27	2,97	2,05	0,9
PLTA/M	Sulteng	2	2,95	2,95	3,0
	20 kV Luwuk-Toili	1	1,60	0,90	0,9
	20 kV Ampana-Bunta	1	0,80	0,80	0,8
	20 kV Toli-toli-Bangkir	1	1,60	1,60	1,6
	20 kV Moutong-Kotaraya	2	2,00	2,00	2,0
PLTU	20 kV Ampana	1	3,50	3,50	3,5
Jumlah PLN		196	149,55	106,38	74,53
IPP					
PLTU	Sulteng	4	60,00	0,00	0,0
PLTA/M	Sulteng	4	331,10	331,10	331,10
	20 kV Luwuk-Toili	3	6,75	4,64	4,6
	20 kV Ampana - Bungku	1	2,50	2,50	1,3
	20 kV Kolonedale	1	6,50	2,50	2,5
	20 kV Bungku	1	2,00	0,55	0,5
Jumlah IPP		14	408,85	341,29	339,99
Sewa					
PLTD	20 kV Luwuk-Toili	2	15,00	17,40	17,4
	20 kV Ampana-Bunta	1	5,00	6,48	6,5
	20 kV Toli-toli-Bangkir	3	11,00	13,60	13,6
	20 kV Moutong-Kotaraya	3	7,00	8,15	8,2

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
	20 kV Banggai	1	2,00	2,85	3,1
	20 kV Leok	2	6,00	6,00	6,0
	Isolated tersebar Area Luwuk	1	2,00	2,06	1,8
Jumlah Sewa		13	48	56,54	56,45
Excess Power					
PLTU	20 kV Bungku	1	5	3,6	3,6
Jumlah Excess Power		1	5	3,6	3,6
Jumlah		224	611,4	507,81	474,57

Gardu induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Tengah ditunjukkan pada Tabel C2.4 dan Tabel C2.5.

Tabel C2.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Talise	70/20	3	70
2	Parigi	70/20	2	40
3	Palu Baru	150/20	2	30
4	Silae	150/20	2	90
5	Tentena	150/20	1	10
6	Poso	150/20	2	90
7	Toili	150/20	1	30
8	Luwuk	150/20	1	60
9	Talise	150/20	2	90
	Total		16	510

Tabel C2.5 Realisasi Fisik Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	5.304	5.433	5.693	5.979	6.249	6.431	6.882	6.963	7.162	7.452
2	JTR (kms)	4.240	7.021	2.017	6.250	5.309	5.431	5.953	6.116	6.176	6.530
3	Gardu Distribusi (kVA)	199	227	267	308	322	367	440	461	477	494

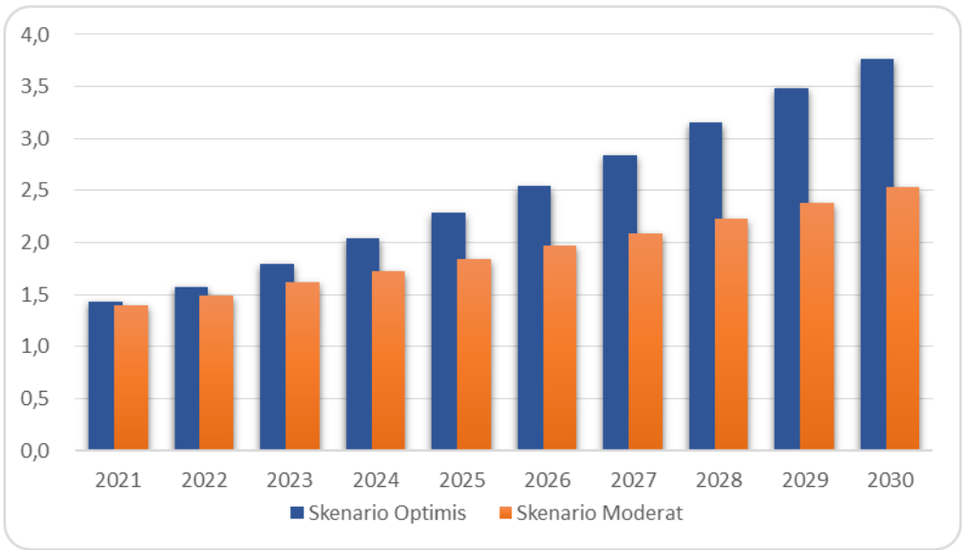
* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

C2.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI SULAWESI TENGAH

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Tengah dalam 5 tahun terakhir (2015-2019) rata-rata 9,81% per tahun. Di Kota Palu akan dikembangkan

Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) Palu dimana di kawasan tersebut akan terdapat industri baik yang berbasis potensi lokal maupun industri manufaktur. Beberapa proyek komoditas KEK Palu antara lain *smelter* nikel, pengolahan kakao, pengolahan karet, pengolahan rumput laut, perakitan alat berat, dan pengolahan akhir produk elektrik. Adanya KEK Palu, diharapkan dapat meningkatkan penjualan tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tengah. Selain itu, di Kabupaten Morowali telah dikembangkan kawasan industri Tsingshan untuk pengolahan hasil tambang mineral yaitu *smelter nickel* dan akan dikembangkan industri turunannya antara lain *stainless steel*. Diperkirakan kedepan akan tumbuh beberapa kawasan industri lain di Provinsi Sulawesi Tengah. Adanya potensi KEK, KI dan pelanggan besar industri maupun bisnis membuka peluang tingginya kebutuhan tenaga listrik. Untuk pelanggan publik khususnya puskesmas, PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 4 puskesmas di 4 Kecamatan yang tersebar di 3 kabupaten di Provinsi Sulawesi Tengah.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir (2015-2019) rata-rata mencapai 5,82% per tahun. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario yaitu skenario optimis dan skenario moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C2.2.



Gambar C2.2 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik, dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya

pandemi Covid-19 terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2021-2030 diperlihatkan pada Tabel C2.6, Tabel C2.7 dan Tabel C2.8.

Tabel C2.6 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	964,1	1.023,6	1.084,8	1.147,9	1.212,9	1.279,7	1.348,2	1.418,2	1.489,7	1.564,7
2	Bisnis	189,2	202,4	215,3	228,2	241,1	254,2	267,6	281,4	295,7	310,7
3	Publik	189,4	203,6	217,9	232,5	247,2	261,9	276,6	291,1	305,5	320,1
4	Industri	55,9	61,2	103,1	120,0	138,1	178,2	201,4	243,3	287,3	333,7
Jumlah		1.398,6	1.490,8	1.621,1	1.728,6	1.839,2	1.974,0	2.093,7	2.234,0	2.378,2	2.529,1
Pertumbuhan %		10,0	6,6	8,7	6,6	6,4	7,3	6,1	6,7	6,5	6,3

Tabel C2.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	730,2	739,6	753,0	762,0	770,9	779,8	788,5	797,2	805,7	805,7
2	Bisnis	24,1	24,7	25,3	25,9	26,5	27,1	27,7	28,3	28,9	29,5
3	Publik	38,1	40,5	42,9	45,3	47,9	50,4	52,9	55,4	57,8	60,4
4	Industri	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Jumlah		792,6	805,0	821,5	833,6	845,7	857,6	869,5	881,2	892,7	895,9
Pertumbuhan %		5,5	1,6	2,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	0,4

Tabel C2.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	6,9	1.399	1.588	269	792.600
2022	6,9	1.491	1.690	285	805.027
2023	6,7	1.621	1.838	309	821.521
2024	6,5	1.729	1.948	326	833.569
2025	6,3	1.839	2.068	345	845.661
2026	6,1	1.974	2.210	367	857.630
2027	5,9	2.094	2.344	387	869.493
2028	5,8	2.234	2.488	409	881.183
2029	5,6	2.378	2.645	433	892.729
2030	5,6	2.529	2.808	458	895.935
Pertumbuhan	6,2	6,8%	6,5%	6,1%	1,8%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) Palu, Kawasan Industri (KI) dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Sulawesi Tengah. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk). Khusus untuk pelanggan *smelter* layanan infrastruktur jaringan tenaga listrik akan

dilaksanakan setelah adanya Surat Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (SPJBTL) antara PLN dengan Calon Pelanggan *Smelter*.

C2.3 PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Sulawesi Tengah dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat termasuk pola sebaran beban.

Potensi Energi Primer

Potensi energi primer yang tersedia di Sulawesi Tengah sangat besar dan berpeluang untuk dikembangkan terutama tenaga air dan gas alam. Sedangkan untuk panas bumi potensinya juga cukup besar namun statusnya masih spekulatif dan terduga dengan total sekitar 380 MWe. Potensi energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 115 MW yang tersebar di 3 lokasi.

Potensi tenaga air untuk pengembangan PLTA terdapat di beberapa kabupaten seperti Kabupaten Morowali, Kabupaten Poso dan Kabupaten Donggala. Sedangkan potensi PLTM terdapat dibeberapa lokasi tersebar di Kabupaten Banggai, Morowali, Tojo Una-Una, Poso, Parigi Moutong dan Tolitoli. Potensi energi air yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 3587,5 MW yang tersebar di 48 lokasi.

Menurut *Indonesia Energy Outlook and Statistic 2006* yang dibuat oleh Pengkajian Energi Universitas Indonesia, di Sulawesi Tengah terdapat potensi tenaga air skala kecil yang tersebar di Poso, Palu, Tentena, Taripa, Tomata, Moutong, Luwuk, Bunta, Tataba-Bulagi, dengan kapasitas total sekitar 64 MW. Selain itu juga terdapat potensi tenaga panas bumi yang cukup besar dan tersebar di Donggala dan Poso hingga lebih dari 500 MWe, dengan status *resource* masih *speculative* serta *reserve possible*, sehingga masih memerlukan studi lebih lanjut. Potensi energi biomass yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 9,8 MW yang tersebar di 1 lokasi di daerah Luwuk.

Sedangkan potensi gas alam di Sulawesi Tengah cukup besar yaitu di Donggi dan Senoro di Kabupaten Banggai. Namun yang dialokasikan untuk pembangkit listrik sekitar 25 MMSCFD yang berasal dari lapangan gas Matindok dan Cendanapura.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit pada sistem interkoneksi 150 kV di Provinsi Sulawesi Tengah akan sinergi dengan pengembangan sistem tenaga listrik interkoneksi Sulawesi Bagian Selatan (Sulbagsel). Untuk dapat melayani potensi pelanggan besar yang cukup banyak dan tersebar di Sulawesi Tengah dimungkinkan untuk dapat bekerjasama secara langsung untuk penyediaan pasokan dayanya dengan catatan deposit tambang diketahui hingga 25-30 tahun sehingga pembangkit masih dapat beroperasi dan telah dikaji secara teknis dan finansial.

Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah terpencil, pulau-pulau kecil terluar, daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Untuk sistem-sistem *isolated* yang jam nyala operasinya masih di bawah 24 jam serta tidak dapat disambungkan ke grid, rencana pengembangannya akan dibangun PLTS beserta *Battery* agar jam nyala operasinya menjadi 24 jam.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan Tahun 2030, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit dengan rincian seperti ditampilkan pada Tabel C2.9 dan Tabel C2.10.

Tabel C2.9. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTG/MG	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40
PLTM	-	-	-	1,2	-	-	-	1,2	-	-	2,4
PLT Lain	0,53	8,29	1,16	0,51	-	-	-	-	-	-	10.49
Jumlah	40,53	8,29	101,16	1,71	-	-	-	1,2	-	-	152,89
IPP											
PLTM	10	2,2	10	7,4	14	-	-	-	-	5,6	49,2
PLTA	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200
PLT Lain	-	-	80,24	-	-	10	-	-	-	-	90,24
Jumlah	210	2,2	90,24	7,4	14	10	-	-	-	5,6	339,44
Total											
PLTU	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTG/MG	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40
PLTM	10	2,2	10	7,4	14	-	-	1,2	-	5,6	51,6

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLTA	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200,0
PLT Lain	0,53	8,29	81,4	0,51	-	10	-	-	-	-	100,7
Jumlah	250,53	10,49	191,4	9,11	14	10	-	1,2	-	5,6	492,33

Tabel C2.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Isolated Tersebar	PLTS	Lisdes	0,525	2021	Rencana	PLN
2	Sulbagsel	PLTMG	Luwuk	40	2021	Konstruksi	PLN
3	Sulbagsel	PLTA	Poso Peaker	200	2021	Konstruksi	IPP
4	Sulbagsel	PLTM	Tomata	10	2021	Konstruksi	IPP
5	Isolated Tersebar	PLTS	Lisdes	8,29	2022	Rencana	PLN
6	Sulbagsel	PLTM	Koro Kabalo	2,2	2022	Konstruksi	IPP
7	Isolated Tersebar	PLTS + Baterai	Dedieselisasi	80,24	2023	Rencana	IPP
8	Isolated Tersebar	PLTS	Lisdes	1,16	2023	Rencana	PLN
9	Sulbagsel	PLTU	Palu 3	2x50	2023	Konstruksi	PLN
10	Sulbagsel	PLTM	Koro Yaentu	10	2023	Pendanaan	IPP
11	Isolated Tersebar	PLTS	Lisdes	0,51	2024	Rencana	PLN
12	Sulbagsel	PLTM	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	7,4	2024	Rencana	IPP
13	Sulbagsel	PLTM	Buleleng	1,2	2024	Konstruksi	PLN
14	Sulbagsel	PLTM	Biak I	2	2025	Pendanaan	IPP
15	Sulbagsel	PLTM	Biak II	1	2025	Pendanaan	IPP
16	Sulbagsel	PLTM	Biak III	1	2025	Pendanaan	IPP
17	Sulbagut	PLTM	Sulbagut (Kuota) Tersebar	10	2025	Rencana	IPP
18	Sulbagsel	PLTBio	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	10	2026	Rencana	IPP
19	Sulbagsel	PLTM	Halulai	1,2	2028	*Committed*	PLN
20	Salakan	PLTM	Alani	5,6	2030	Pendanaan	IPP
	Total			492,33			

Pengembangan pembangkit di Sulawesi Tengah diprioritaskan menggunakan energi terbarukan utamanya PLTA mengingat potensinya yang sangat besar. Namun demikian, untuk menghindari kemungkinan terjadi kekurangan daya dikemudian hari akibat variasi musim yang sangat berpengaruh pada kemampuan PLTA, direncanakan akan dibangun PLTU Batubara. Walau demikian, PLTA memiliki harga yang ekonomis, ramah lingkungan dan fleksibilitas sebagai *baseload*, *load follower* maupun *peaker*. Saat ini telah beroperasi PLTA Poso-2 (3x65 MW) dengan pola operasi *base load*. Kedepannya direncanakan PLTA Poso eksisting dan pengembangannya diperuntukkan sebagai pembangkit pemikul beban puncak (*peaker powerplant*). Untuk daerah yang mempunyai potensi gas dan mini hidro, akan dikembangkan juga PLTMG

dan PLTM untuk memenuhi kebutuhan beban setempa. Namun demikian tetap berdasarkan pada prinsip *least cost* dimana dibangunnya pembangkit tersebut mendukung dalam target menurunkan biaya pokok produksi sistem setempat.

Di Provinsi Sulawesi Tengah terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTM	Bambalo 2	1,8	MW
PLTM	Dako	1,4	MW
PLTM	Sampaga	1,2	MW
PLTM	Lobu	5	MW
PLTM	Banasu	9	MW
PLTM	Batu Nobota	5	MW
PLTM	Kilo	10	MW
PLTM	Paddumpu	5	MW
PLTM	Koro Yaentu	10	MW
PLTM	Ponju	3	MW
PLTM	Bengkoli	2,5	MW
PLTM	Bongkasoa	1,4	MW
PLTM	Pono	6	MW
PLTM	Tongoa	5	MW
PLTM	Padumpu	5	MW
PLTM	Tinombo	2,2	MW
PLTM	Batu Botak	4	MW
PLTM	Mapahi	7	MW
PLTM	Masewo (PLTM Banasu)	8	MW
PLTM	Mewua	5	MW
PLTM	Palasa	7,4	MW
PLTM	Paranonge	9	MW
PLTM	Sabuku	6,5	MW
PLTM	Sinombulung	3	MW
PLTM	Siyuntoyo	4	MW
PLTM	Tabong	2,2	MW
PLTM	Tirtanagaya	4	MW
PLTM	Miu 1	7,4	MW
PLTM	Miu 2	7	MW
PLTM	Mokoe	9,7	MW
PLTM	Pebatua 1	5,3	MW
PLTM	Pebatua 2	2,3	MW
PLTM	Poniki	2	MW
PLTM	Uweruru	2	MW
PLTM	Gumbasa	6	MW
PLTM	Lariang	10	MW
PLTA	Salo Karangana	103	MW
PLTA	Salo Pebatua	426	MW
PLTA	Lariang-7	257,6	MW
PLTA	Kulawi	150	MW
PLTA	La'a	160	MW
PLTA	Palu 3	75	MW

PLTA	SR-1 (Bada)	420	MW
PLTA	SR-2 (Tuare)	720	MW
PLTA	Pebatua 2	303,12	MW
PLTA	Uetangko	136,5	MW
PLTA	Sungai Bongka	300	MW
PLTA	Lariang-4	200	MW
PLTA	Gumbasa	156	MW
PLTP	Marana (FTP 2)	20	MW
PLTP	Bora Pulu (FTP 2)	40	MW
PLTP	Kadidia	55	MW
PLTBm	Luwuk	9,8	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Rencana Tambahan Relokasi PLTGU untuk *Smelter di Sulteng dan sekitarnya*

Selain merencanakan pembangkit pada daftar pembangkit Tabel C2.10, juga sedang dilakukan studi untuk rencana relokasi PLTGU dari Sistem Kelistrikan Jawa-Bali khusus untuk pelanggan *smelter* Vale di Bungku sekitar 450 MW-750 MW. Studi ini dilakukan oleh anak perusahaan PLN sesuai penugasan dari PLN. Rencana ini sangat tergantung pada kepastian calon pelanggan untuk dilayani oleh PLN. Sampai RUPTL ini disusun, PLN dan Vale masih dalam tahap diskusi.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Di Sulteng akan dikembangkan dua sistem interkoneksi yaitu Sistem Palu-Parigi-Poso telah menyatu dengan Sistem Sulbagsel dan Sistem Tolitoli yang

akan menyatu dengan Sistem Sulbagut. Transmisi 150 kV untuk evakuasi daya dari PLTA Poso ke Sistem Palu-Parigi telah beroperasi.

Terkait dengan rencana evakuasi daya dari PLTU Palu 3 (2x50 MW) ke Sistem Palu–Poso melalui GI 150 kV Talise serta rencana interkoneksi dengan sistem Sulbagsel, maka transmisi ruas Palu Baru–Talise 70 kV kedepan akan dinaikkan tegangannya menjadi 150 kV dan merelokasi IBT 150/70 kV dari GI Palu Baru ke GI Talise. Rencana pengembangan pembangunan transmisi di Provinsi Sulawesi tengah tahum 2021-2030 dapat dilihat Tabel D2.11 dan D2.12 berikut ini.

Belum terdapat urgensi interkoneksi Tambu-Bangkir pada tahun 2024 karena tidak terdapat perbedaan BPP yang signifikan antara kedua sistem (Sistem Sulbagsel dan Sistem Sulbagut). Tanpa penambahan beban yang signifikan pada ruas tersebut, aliran daya hanya sebesar 4 MW sehingga benefit dari interkoneksi tidak sepadan dengan investasi yang dikeluarkan. Interkoneksi Tambu-Bangkir secara teknis dan finansial akan layak ketika terdapat beban antara ruas tersebut sekitar 30 MW sehingga daya listrik dapat dialirkan dari Sulbagsel ke Sulbagut secara optimum tanpa menyebabkan gangguan stability (diproyeksikan pada tahun 2027). Namun, untuk mempercepat interkoneksi di Sistem Sulawesi maka COD ruas transmisi Tambu-Bangkir dimajukan ke tahun 2024 sesuai dengan penugasan Pemerintah.

Tabel C2.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150 kV	180	3	1536	846	-	104	-	-	-	-	2.669
Total	180	3	1.536	846	-	104	-	-	-	-	2.669

Tabel C2.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	PLTMG Luwuk	Luwuk	150	2 cct, ACSR 2xHawk	80	2021	Konstruksi
2	PLTMG Luwuk	Toili	150	2 cct, ACSR 2xHawk	100	2021	Konstruksi
3	Donggala	Incomer 2 phi (Silae-Pasangkayu)	150	2 cct, ACSR 2xHawk	3	2022	Rencana
4	Moutong	Tolitoli	150	2 cct, ACSR 2xHawk	310	2023	Rencana
5	Kolonedale	Tentena	150	2 cct, ACSR 2xHawk	130	2023	Pengadaan
6	Kolonedale	Bungku	150	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2023	Pengadaan
7	Tawaeli	Talise 150 kV	150	2 cct, ACSR	70	2023	Konstruksi

No	Dari	Ke	TEG (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
				2xHawk			
8	Poso	Ampana	150	2 cct, ACSR 2xHawk	248	2023	Pengadaan
9	Toili	Ampana	150	2 cct, ACSR 2xHawk	228	2023	Pengadaan
10	PLTU Palu 3	Incomer 2 phi (Tambu-Taweli)	150	2 cct, ACSR 2xHawk	10	2023	Rencana
11	Ampana	Bunta	150	2 cct, ACSR 2xHawk	170	2023	Rencana
12	Bunta	Luwuk	150	2 cct, ACSR 2xHawk	190	2023	Rencana
13	Leok	Tolinggula	150	2 cct, ACSR 2xHawk	220	2024	Pengadaan
14	Tolitoli	Leok	150	2 cct, ACSR 2xHawk	216	2024	Pengadaan
15	Bangkir	Incomer 2 phi (Moutong - Toli-Toli)	150	2 cct, ACSR 2xHawk	90	2024	Rencana
16	Tambu	Tawaeli	150	2 cct, ACSR 2xHawk	140	2024	Pengadaan
17	Petobo	Incomer 1 phi (Talise-Palu Baru)	150	2 cct, ACSR 2xHawk	10	2026	Pengadaan
18	Sigi	Incomer 1 phi (Palu Baru - Mauro/Parigi)	150	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2026	Rencana
19	Mauro/Parigi Baru	Incomer Single Phi (Poso-Palu Baru)	150	2 cct, ACSR 2xHawk	64	2026	Rencana
20	Tambu	Bangkir	150	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2024	Rencana
	Total				2.669		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Panjang saluran transmisi baru yang akan dibangun untuk kedua sistem tersebut selama periode 2021-2030 seperti ditampilkan dalam Tabel D2.11 dan Tabel D2.12. Penambahan gardu induk baru termasuk perluasan untuk menyalurkan daya listrik ke pusat beban selama periode 2021-2030 sebagaimana diperlihatkan pada Tabel D2.13 dan Tabel D2.14.

Tabel C2.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
275/150 kV	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	250
150/70 kV	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
150/20 kV	-	120	210	90	-	120	-	120	30	-	690
Total	30	120	460	90	-	120	-	120	30	-	970

Tabel C2.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Talise (IBT)	150/70	New	30	2021	Konstruksi

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
2	Moutong	150/20	New	30	2022	Konstruksi
3	Donggala	150/20	New	60	2022	Konstruksi
4	Tentena	150/20	New	30	2022	Pengadaan
5	Bunta + 2 LB arah Ampana	150/20	New	30	2023	Konstruksi
6	Moutong	150	Ext	2 LB arah Tolitoli	2023	Rencana
7	Toli-Toli	150/20	New	30	2023	Konstruksi
8	Bangkir	150/20	New	30	2024	Konstruksi
9	Bangkir	150	Ext LB	2 LB arah Moutong	2024	Rencana
10	Poso	150	New LB	2 LB arah Ampana	2023	Pengadaan
11	Tawaeli	150/20	New	60	2023	Konstruksi
12	Kolonedale + 2 LB arah Tentena	150/20	New	30	2023	Pengadaan
13	Bungku	150/20	New	30	2023	Konstruksi
14	Ampana + 2 LB arah Poso	150/20	New	30	2023	Konstruksi
15	Tambu	150/20	New	30	2024	Konstruksi
16	Leok/Buol + 2 LB arah Tolinggula	150/20	New	30	2024	Konstruksi
17	Toli-Toli	150	Ext LB	2 LB arah Leok	2024	Rencana
18	Tawaeli	150	Ext	2 LB arah Tambu	2024	Konstruksi
19	Ampana	150	Ext	2 LB arah Toili	2025	Rencana
20	Toili	150	Ext	2 LB arah Ampana	2025	Rencana
21	Petobo	150/20	New	60	2026	Rencana
22	Mauro/Parigi New	150/20	New	30	2026	Rencana
23	Sigi	150/20	New	30	2026	Rencana
24	Tambu	150	New LB	2 LB arah Bangkir	2024	Rencana
25	Bangkir	150	Ext LB	2 LB arah Tambu	2024	Rencana
26	GITET Bungku	275/150	New	250	2023	Rencana
27	Silae	150/20	Ext	60	2028	Rencana
28	Palu Baru	150/20	Ext	60	2028	Rencana
29	Mauro/Parigi New	150/20	Ext	30	2029	Rencana
	Total			970		

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi, gardu induk dan penambahan jumlah pelanggan, maka juga akan dikembangkan jaringan distribusi. Sampai dengan Tahun 2030 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 144 ribu sambungan. Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2021-2030 secara rinci ditunjukkan pada Tabel C2.15.

Tabel C2.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	kms	kms	MVA	
2021	247	251	55	41.420
2022	243	247	17	12.427
2023	332	340	22	16.494
2024	231	238	17	12.048
2025	261	270	17	12.092
2026	301	312	17	11.969
2027	264	275	17	11.863
2028	262	275	17	11.690
2029	298	314	17	11.546
2030	337	356	5	3.207
2021-2030	2.776	2.878	201	144.755

Pengembangan Listrik Perdesaan

Saat ini rasio elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Tengah TW IV tahun 2020 adalah sebesar 98,51% namun masih terdapat 1 Kabupaten yang rasio elektrifikasinya masih di bawah 96% yaitu Kab. Parigi Moutong. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 2.017 dengan rincian 1.866 berlistrik PLN, 120 berlistrik non PLN dan 31 LTSHE.

Program Listrik Perdesaan Sulawesi Tengah adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100 % pada Tahun 2022. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai hambatan untuk transportasi BBM. PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan untuk mempercepat program listrik perdesaan. Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan dan kebutuhan investasi sampai dengan Tahun 2030 diperlihatkan seperti pada Tabel C2.16.

Tabel C2.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	Kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	293,06	64,84	4,20	79	525	10.681
2022	41,94	81,48	1,35	24	8.290	8.536
2023	11,02	27,70	0,15	3	1.160	4.445
2024	65,85	19,99	0,40	8	510	2.900
2025	93,70	46,48	2,45	46	-	5.015
2026	88,64	43,97	2,30	40	-	4.744
2027	77,71	38,55	2,10	38	-	4.159

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	Kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2028	92,88	46,08	2,45	43	-	4.971
2029	94,45	46,85	2,55	44	-	5.055
2030	81,72	40,54	2,20	39	-	4.374

Metode program listrik perdesaan yang dilakukan adalah dengan Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) pada tahun 2017-2019, pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE merupakan program Pemerintah yang dilaksanakan sebagai langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa tersebut. Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE kepada 4.848 Rumah Tangga di Provinsi Sulteng.

Dengan metode-metode tersebut, diharapkan percepatan rasio elektrifikasi selesai tahun 2020. Rumah tangga berlistrik LTSHE dalam kurun waktu 3 (tiga) tahun akan diambil alih oleh PLN untuk dilistriki. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2020-2022 sesuai tabel berikut.

Tabel C2.17. Rencana Pengambilalihan RT LTSHE Menjadi Pelanggan PLN

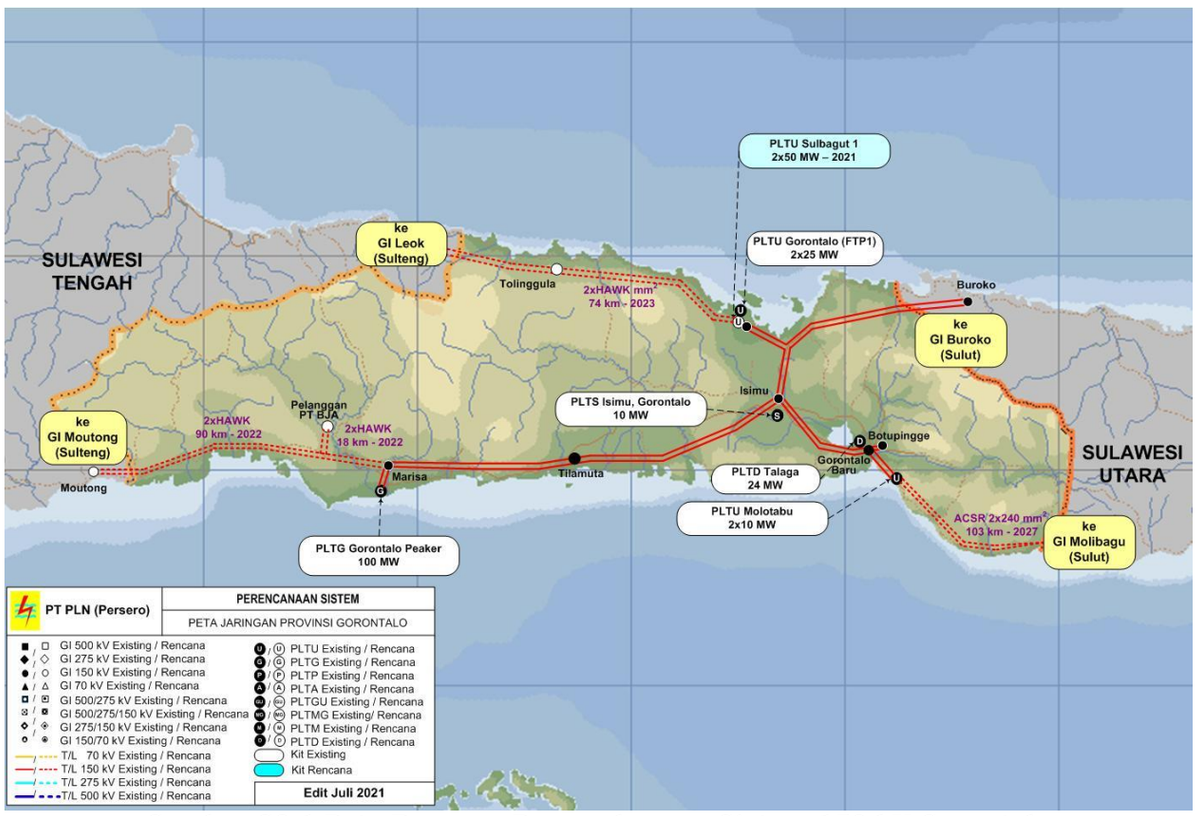
Provinsi	**2021**	**2022**	**2023**
Sulteng	4.618	4.350	0

LAMPIRAN C.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI GORONTALO

C3.1 KONDISI TENAGA LISTRIK SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Gorontalo saat ini merupakan bagian dari sistem interkoneksi 150 kV Sulawesi Utara – Gorontalo. Kedepannya, sistem 150 kV ini akan dikembangkan sampai ke Sulawesi Tengah dan membentuk sistem tenaga listrik Sulawesi Bagian Utara atau disebut Sistem Sulbagut.

Sub-sistem interkoneksi 150 kV Gorontalo melayani beberapa kota dan kabupaten di Provinsi Gorontalo yaitu Kota Gorontalo, Kabupaten Gorontalo, Kabupaten Bone Bolango, Kabupaten Gorontalo Utara, Kabupaten Pohuwatu, dan Kabupaten Boalemo melalui empat gardu induk yaitu GI Botupingge, GI Isimu, GI Marisa dan GI Buroko. Tabel C3.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Gorontalo. sedangkan Gambar C3.1 adalah peta sistem tenaga listrik eksisting Gorontalo dan rencana pengembangannya.



Gambar C3.1 Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Gorontalo

Untuk meningkatkan jam nyala dari sistem *isolated* terutama yang didominasi oleh PLTD direncanakan dapat dikembangkan dengan pembangkit tenaga terbarukan seperti PLTMH, PLTB, PLTBm dan PLTS sesuai dengan potensi

setempat dan memenuhi keseimbangan antara suplai dan *demand*, meningkatkan keandalan sistem setempat dan memenuhi prinsip keekonomian (menurunkan biaya pokok penyediaan sistem).

Penjualan sejak Tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 11,0%. Komposisi penjualan energi Tahun 2011-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel C3.1.

Tabel C3.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	153	190	215	246	270	300	304	320	353	401
2	Bisnis	36	49	57	60	62	66	73	85	93	88
3	Publik	32	36	39	43	50	59	60	66	75	76
4	Industri	16	18	18	17	18	19	23	31	31	36
Jumlah		237	293	328	367	399	445	460	503	552	602
Pertumbuhan %		10,8	23,9	12,0	11,6	8,8	11,5	3,5	9,4	9,6	9,0

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Penambahan jumlah pelanggan sejak Tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 10,3%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan Tahun 2011-2020 ditunjukkan pada Tabel C3.2.

Tabel C3.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	119,9	139,6	167,5	185,8	204,2	222,6	233,4	247,0	263,6	281,6
62	Bisnis	4,5	4,8	5,2	5,7	6,1	6,7	7,6	8,2	8,6	8,9
3	Publik	4,8	5,3	6,1	6,5	7,1	7,4	8,0	8,8	9,4	9,9
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Jumlah	129,3	149,8	179,0	198,1	217,6	236,9	249,2	264,1	281,7	300,5
	Pertumbuhan %	13,7	15,9	19,5	10,7	9,8	8,9	5,2	6,0	6,7	6,7

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Sebagian kebutuhan di sistem tenaga listrik 150 kV Gorontalo dipasok dari beberapa pembangkit di Provinsi Gorontalo sebagai bagian dari sistem interkoneksi Sulbagut. Kondisi ini menyebabkan adanya aliran daya dari Sulawesi Utara ke Gorontalo melalui jaringan transmisi 150 kV untuk memenuhi kebutuhan listrik di Gorontalo. Sistem tenaga listrik Gorontalo dapat dilihat pada Tabel C3.3.

Tabel C3.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTG	Sulutgo	4	100,00	100,00	90,8
PLTU	Sulutgo	2	50,00	50,00	50,0
PLTD	Sulutgo	9	21,71	11,00	12,7
PLTD	Sulutgo	1	1,53	1,20	1,2
PLTS	Sulutgo	1	0,05	0,05	0,0
PLTM	Sulutgo	2	1,20	1,10	1,1
Jumlah PLN		19	174,48	163,35	155,85
IPP					
PLTU	Sulutgo	1	21,00	21,00	21,0
PLTM	Sulutgo	2	2,20	2,20	3,5
PLTS	Sulutgo	2	12,00	11,60	12,8
Jumlah IPP		5	35,2	34,8	37,3
Jumlah		24	209,68	198,15	193,15

Gardu induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Gorontalo ditunjukkan pada Tabel C3.4.

Tabel C3.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Isimu	150/20	2	90
2	Botupingge	150/20	2	120
3	Marisa	150/20	1	30
4	Anggrek (PLTU Gorontalo)	150/20	1	20
5	Gorontalo Baru	150/20	1	60
6	Tilamuta	150/20	1	30
	TOTAL		8	350

Tabel C3.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

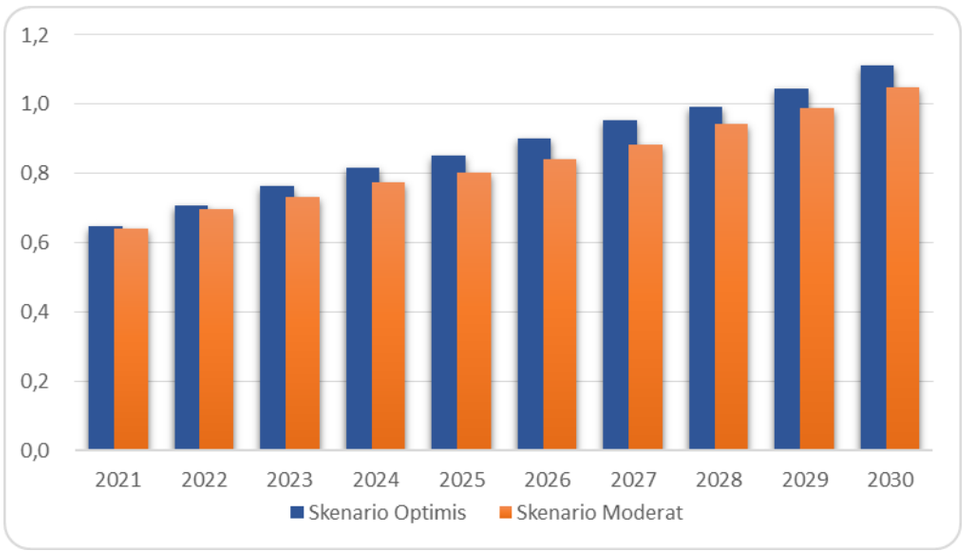
No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	1.700	1.714	2.339	2.339	2.005	2.225	2.146	2.234	2.273	2.370
2	JTR (kms)	2.017	2.017	7.533	7.533	1.361	1.792	1.758	1.795	1.861	1.884
3	Gardu Distribusi (kVA)	126	126	126	144	172	182	188	198	203	209

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

C3.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Infrastruktur dan fasilitas umum di Provinsi Gorontalo terus dibangun dan dikembangkan. Pemerintah daerah juga meluncurkan berbagai program unggulan berbasis potensi daerah setempat agar ekonomi dapat tumbuh lebih

cepat. Pertumbuhan ekonomi Provinsi Gorontalo dalam 5 tahun terakhir (2015-2019) rata-rata 6,14% per tahun, dan hal ini mendorong kebutuhan pasokan listrik meningkat signifikan. Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir (2015-2019) rata-rata mencapai 8,24% per tahun. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario yaitu skenario optimis dan skenario moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C3.2.



Gambar C3.2 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik, dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi Covid-19 terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2021-2030 diperlihatkan pada Tabel D3.6, Tabel C3.7 dan Tabel C3.8.

Tabel C3.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	420,3	428,1	438,0	445,9	454,0	461,9	470,0	478,0	486,0	494,1
2	Bisnis	98,4	109,0	120,4	132,7	145,9	160,0	175,1	191,2	208,2	226,8
3	Publik	81,4	85,8	90,3	94,9	99,6	104,3	109,0	113,7	118,4	123,1
4	Industri	39,5	72,2	82,5	100,1	103,0	116,4	129,7	159,1	176,1	202,9
Jumlah		639,6	695,1	731,2	773,7	802,4	842,6	883,8	942,0	988,7	1.047,0
Pertumbuhan %		6,3	8,7	5,2	5,8	3,7	5,0	4,9	6,6	5,0	5,9

Tabel C3.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	285,3	287,9	292,1	294,6	297,1	299,5	301,8	304,1	306,3	308,5
2	Bisnis	9,4	10,1	10,7	11,4	12,1	12,8	13,6	14,4	15,2	16,0

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
3	Publik	10,2	10,7	11,1	11,5	12,0	12,4	12,9	13,4	13,8	14,3
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Jumlah		305,1	308,7	314,1	317,7	321,4	325,0	328,5	332,0	335,5	339,0
Pertumbuhan %		1,5	1,2	1,7	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0

Tabel C3.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,2	640	767	130	305.108
2022	5,5	695	832	141	308.745
2023	5,4	731	873	148	314.119
2024	5,3	774	919	155	317.743
2025	5,3	802	951	160	321.377
2026	5,2	843	993	167	324.953
2027	5,1	884	1.039	175	328.526
2028	4,9	942	1.104	185	332.049
2029	4,8	989	1.157	194	335.521
2030	4,8	1.047	1.223	205	339.013
Pertumbuhan	5,2	5,4%	5,1%	5,0%	1,2%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Gorontalo. Untuk melayani kebutuhan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

Sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 10 puskesmas di 10 Kecamatan yang tersebar di 3 kabupaten di Provinsi Gorontalo.

C3.3 PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Untuk memenuhi pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di Gorontalo dalam jumlah yang cukup dan andal, direncanakan akan dibangun beberapa proyek pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi, dengan memperhatikan potensi energi primer setempat.

Potensi Energi Primer

Di Gorontalo terdapat potensi tenaga air dan panas bumi, walaupun tidak terlalu besar namun mempunyai peluang untuk dikembangkan. Menurut *Energy Outlook and Statistic* 2006 yang dibuat oleh Pengkajian Energi

Universitas Indonesia, potensi tenaga air skala kecil terdapat di Sumalata dengan potensi total sekitar 8 MW. Namun potensi tenaga air tersebut perlu dilakukan studi lebih lanjut.
Potensi energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 40 MW yang tersebar di 3 lokasi dan potensi energi biomassa yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 9,8 MW yang tersebar di 1 lokasi.

Pengembangan Pembangkit

Posisi Gorontalo relatif dekat dengan Pulau Kalimantan yang merupakan sumber utama batubara sehingga di Gorontalo direncanakan akan dibangun beberapa PLTU batubara, baik oleh PLN maupun oleh swasta. Selain itu juga telah dibangun PLTG *peaker* untuk memenuhi kebutuhan beban puncak. Mengingat sifat PLTS yang *intermittent* di Sistem Sulutgo dalam rangka membantu pengelola sistem dalam mengoperasikan pembangkit *intermittent* diperlukan *forecasting* dari angin ataupun solar sehingga membantu memverifikasi dari *forecasting* yang disampaikan oleh pengelola pembangkit. Karena jika terjadi deviasi yang terlalu besar antara data *projected* dengan realisasi akan membuat penyiapan *spinning reserve* menjadi tidak akurat. Mengenai rencana pengembangan tenaga air yang merupakan energi bersih terbarukan, selain dari yang sudah terdaftar dalam Tabel D3.6, tetap dimungkinkan untuk dikembangkan PLTM serta PLTBM selama hal itu sesuai dengan kebutuhan beban dan juga memiliki harga ekonomis, atau dapat direncanakan sebagai pengganti pembangkit BBM sesuai peranannya dalam sistem tenaga listrik.
Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut. Sampai dengan Tahun 2030, tambahan kapasitas seperti ditampilkan pada Tabel C3.9 dan Tabel C3.10.

Tabel C3.9. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
IPP											
PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTM	-	9,9	-	-	-	-	-	-	2		11,9
Jumlah	100	9,9	-	-	-	-	-	-	2	-	111,9

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
Total											
PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTM	-	9,9	-	-	-	-	-	-	2	-	11,9
Jumlah	100	9,9	-	-	-	-	-	-	2	-	111,9

Tabel C3.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sulbagut	PLTU	Sulbagut 1	2x50	2021	Konstruksi	IPP
2	Sulbagut	PLTM	Bone Bolango	9,9	2022	Konstruksi	IPP
3	Sulbagut	PLTM	Iya	2	2029	Pengadaan	IPP
	Total			111,9			

Di Provinsi Gorontalo terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTP	Suwawa	20	MW
PLTP	Pentadio	10	MW
PLTP	Puhuwato	10	MW
PLTBm	Gorontalo	9,8	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Seiring dengan rencana pembangunan PLTU dan rencana interkoneksi dengan Sistem Tolitoli dan sekitarnya serta untuk menyalurkan daya dari pusat pembangkit ke pusat beban, Rencana pengembangan pembangunan transmisi

di Provinsi Sulawesi tengah tahum 2021-2030 ditampilkan pada Tabel D3.11 dan Tabel D3.12.

Tabel C3.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (KMS)

Tegangan (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150	-	216	158	-	-	-	-	-	-	-	374
Total	-	216	158	-	-	-	-	-	-	-	374

Tabel C3.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (KMS)	COD	Status
1	Tolinggula	PLTU Anggrek	150	2 cct, ACSR 2xHawk	158	2023	Konstruksi
2	Pelanggan PT BJA	Incomer 1 phi (Marisa-Moutong)	150	2 cct, ACSR 2xHawk	36	2022	Pengadaan
3	Marisa	Moutong	150	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2022	Pengadaan
	TOTAL				374		

Pengembangan Gardu Induk

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi dan kenaikan beban, maka diperlukan penambahan kapasitas dan infrastruktur pada gardu induk eksisting maupun penambahan gardu induk baru. Rencana pengembangan gardu induk sampai dengan Tahun 2029, pengembangan gardu induk di Provinsi Gorontalo dapat dilihat pada Tabel C3.13 dan Tabel C3.14.

Tabel C3.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Tegangan (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150/20	-	-	30	-	-	-	-	30	-	-	60
Total	-	-	30	-	-	-	-	30	-	-	60

Tabel C3.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Marisa	150	Ext LB	2 LB arah Moutong/Pelanggan PT BJA	2022	Konstruksi
2	PLTU Gorontalo (Anggrek)	150/20	New LB	2 LB arah Tolinggula	2022	Konstruksi
3	Tolinggula +2 LB arah PLTU Gorontalo	150/20	New	30	2023	Konstruksi
4	Tolinggula	150	Ext LB	2 LB arah Leok	2024	Konstruksi
5	Gorontalo Baru/Botupingge	150	Ext LB	2 LB arah Molibagu	2027	Rencana
6	Marisa	150/20	Ext	30	2028	Rencana
	Total			60		

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan Tahun 2030 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 38 ribu sambungan. Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2021-2030 secara rinci ditunjukkan pada Tabel C3.15.

Tabel C3.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2021	51	72	2	4.626
2022	120	173	2	3.637
2023	76	113	3	5.374
2024	87	132	2	3.624
2025	58	90	2	3.634
2026	79	126	2	3.576
2027	79	129	2	3.573
2028	110	182	2	3.523
2029	86	146	2	3.472
2030	105	183	2	3.492
2021-2030	851	1.346	21	38.531

Pengembangan Listrik Perdesaan

Saat ini rasio elektrifikasi di provinsi Gorontalo TW IV tahun 2020 adalah sebesar 99,99%. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 729 dengan rincian 728 berlistrik PLN, dan 1 LTSHE.

Program Listrik Perdesaan Provinsi Gorontalo adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100 % pada Tahun 2022. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan. Dengan metode-metode tersebut, diharapkan percepatan rasio elektrifikasi 100% selesai Tahun 2022. Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan dan kebutuhan investasi sampai dengan Tahun 2030 diperlihatkan seperti pada Tabel C3.16.

Tabel C3.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	Kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	58,77	75,06	2,55	50	-	1.687
2022	28,90	24,30	1,60	29	-	1.341
2023	36,30	30,00	1,85	36	-	1.442
2024	47,70	33,60	2,85	52	-	2.735
2025	94,00	37,90	1,65	33	-	201
2026	86,60	49,70	1,50	30	-	187
2027	86,20	32,70	1,50	30	-	203
2028	49,50	23,20	1,00	20	-	121
2029	56,30	19,90	0,90	18	-	135
2030	53,00	22,20	0,85	17	-	80

Metode program listrik perdesaan yang dilakukan saat ini adalah dengan Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE merupakan program Pemerintah yang dilaksanakan sebagai langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa tersebut.

Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE kepada 1.630 Rumah Tangga di Provinsi Gorontalo. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN secara bertahap sesuai tabel berikut.

Tabel C3.17. Rencana Pengambilalihan RT LTSHE Menjadi Pelanggan PLN

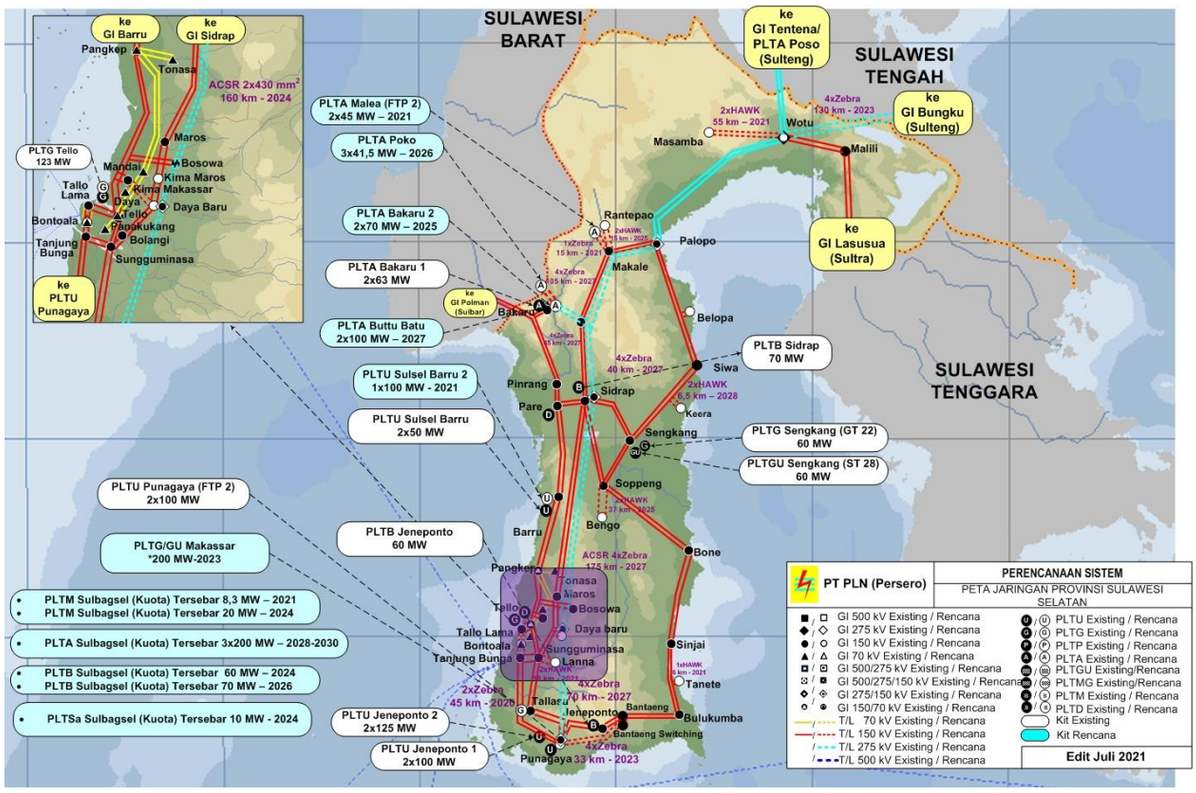
Provinsi	**2021**	**2022**	**2023**
Gorontalo	1.630	1.397	0

LAMPIRAN C.4
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI SELATAN

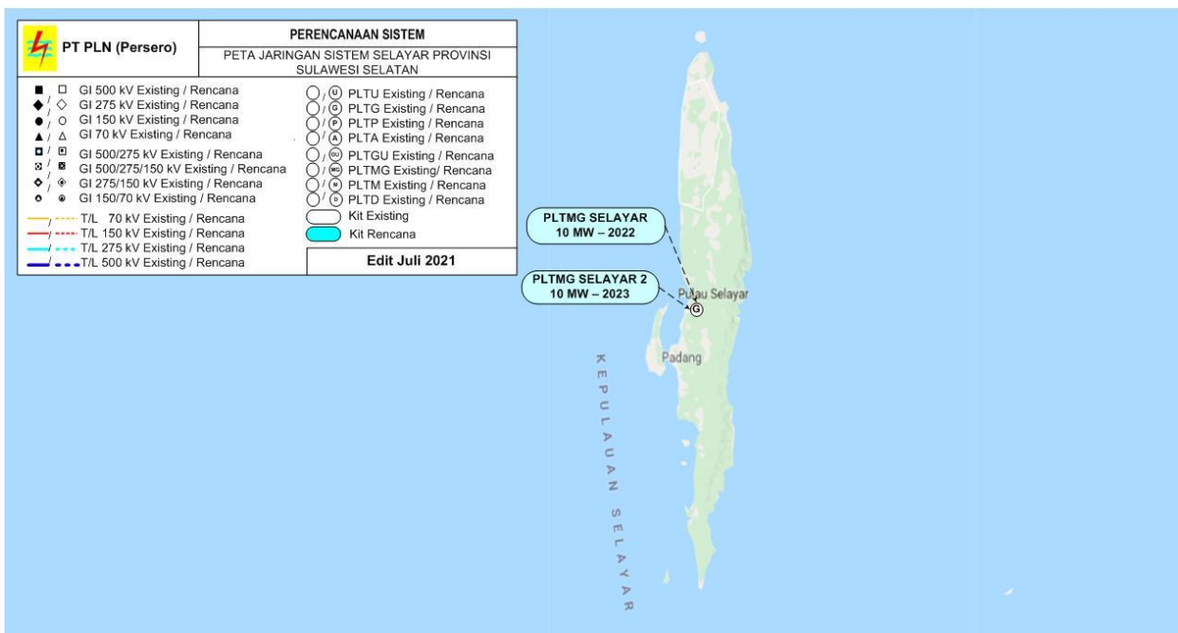
C4.1 KONDISI TENAGA LISTRIK SAAT INI

Sistem tenaga listrik Provinsi Sulawesi Selatan saat ini terdiri dari sistem interkoneksi 70 kV, 150 kV, 275 kV dan sistem *isolated* 20 kV serta sistem tegangan rendah 220 Volt di pulau-pulau terpencil. Sistem interkoneksi tersebut merupakan bagian dari sistem interkoneksi Sulawesi Bagian Selatan (*Sulbagsel*) yang dipasok dari PLTU, PLTA, PLTG/GU, PLTD, PLTB dan PLTMH. Transmisi 275 kV digunakan untuk mentransfer energi dari PLTA Poso ke Sistem Sulselbar melalui GITET/GI Palopo. Sedangkan sistem kecil *isolated* 20 kV dan 220 Volt di pulau-pulau seperti di Kabupaten Selayar, Kabupaten Pangkep, dipasok dari PLTD setempat. Untuk meningkatkan jam nyala dari sistem *isolated* terutama yang didominasi oleh PLTD direncanakan dapat dikembangkan dengan pembangkit tenaga terbarukan seperti PLTMH, PLTB, PLTBm dan PLTS sesuai dengan potensi setempat dan memenuhi keseimbangan antara suplai dan *demand*, meningkatkan keandalan sistem setempat dan memenuhi prinsip keekonomian (menurunkan biaya pokok penyediaan sistem).

Sistem tenaga listrik di Kabupaten Selayar dan pulau-pulau di Kabupaten Pangkep, dilayani PLTD BBM dan sebagian dilayani oleh PLTM. Dalam rangka memenuhi persyaratan *Disbursement Linked Indicators* (DLI) dari *Loan Agreement Result Based Lending* (RBL) antara PLN dengan ADB, Sulawesi Selatan akan diperkenalkan dengan *pilot project* jaringan cerdas (*smart grid*) yang berupa pengaturan otomasi antara PLTS+*battery* dengan *Control Centre* sehingga penyediaan *spinning reserve* pembangkit akan semakin optimal. Selain itu, *pilot project smart grid* juga dapat berupa pembangunan pembangkit listrik tenaga *hybrid* di Sistem Selayar dimana mengkombinasikan pembangkit listrik tenaga EBT variabel (*variable renewable energy power plant*) dengan pembangkit listrik tenaga BBM untuk mengatasi kondisi *intermittent* dari sifat pembangkit listrik tenaga EBT variabel dalam hal ini PLTS+*battery*. Tabel D4.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Selatan sedangkan untuk pengembangan sistem *isolated* Pulau Selayar, diberikan pada Gambar C4.2.



Gambar C4.1. Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Sulawesi Selatan



Gambar C4.2. Peta Sistem Tenaga Listrik Selayar di Provinsi Sulawesi Selatan

Penjualan sejak Tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 7,2%. Komposisi penjualan energi Tahun 2011-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel C4.1.

Tabel C4.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	1.588	1.780	1.986	2.190	2.315	2.568	2.659	2.761	2.930	3.169
2	Bisnis	664	781	1.076	983	928	1.012	1.068	1.125	1.182	1.090
3	Publik	308	324	354	383	411	454	487	529	571	545

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
4	Industri	687	755	741	782	825	904	959	1.057	1.263	1.174
Jumlah		3.246	3.640	4.156	4.339	4.479	4.938	5.173	5.472	5.946	6.079
Pertumbuhan %		8,6	12,1	14,2	4,4	3,2	10,2	4,7	5,8	8,6	0,5

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Penambahan jumlah pelanggan sejak Tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 6,5%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan Tahun 2011-2020 ditunjukkan pada Tabel C4.2.

Tabel C4.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	1.289,3	1.367,1	1.480,3	1.574,1	1.655,0	1.743,5	1.886,9	2.004,2	2.126,9	2.234,2
2	Bisnis	58,5	63,2	68,5	75,7	82,4	88,7	96,2	101,5	96,6	101,0
3	Publik	30,5	33,0	35,5	37,6	39,8	42,6	45,8	40,4	51,7	54,5
4	Industri	1,1	1,1	1,2	1,4	1,5	1,7	1,9	2,1	2,2	2,5
	Jumlah	1.379,3	1.464,5	1.585,6	1.688,7	1.778,7	1.876,5	2.030,7	2.148,3	2.277,4	2.392,1
	Pertumbuhan %	8,0	6,2	8,3	6,5	5,3	5,5	8,2	5,8	6,0	5,0

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Sistem tenaga listrik Provinsi Sulawesi Selatan saat ini dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTP, PLTU, PLTA/M, PLTD HSD, PLTS dan PLTMG. Tabel C4.3 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Selatan.

Tabel C4.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTU	Sulbagsel	1	50,00	50,00	50,0
	Sulbagsel	1	50,00	50,00	50,0
	Sulbagsel	1	100,00	100,00	100,0
	Sulbagsel	1	110,00	100,00	100,0
PLTD	Sulbagsel	1	12,40	8,00	8,0
	Sulbagsel	1	12,40	8,00	8,0
	Sulbagsel	1	12,40	8,00	8,0
	Sulbagsel	1	12,40	8,00	8,0
	Isolated Selayar	10	13,19	9,62	9,6
PLTA	Sulbagsel	1	63,00	63,00	63,0
	Sulbagsel	1	63,00	63,00	63,0
	Sulbagsel	2	19,47	19,47	5,7
	Sulbagsel	1	1,62	1,44	9.73
PLTG	Sulbagsel		14,50	ATTB	
	Sulbagsel	1	21,40	14,00	14,0

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
	Sulbagsel		20,10	ATTB	
	Sulbagsel	1	33,40	28,00	26,0
	Sulbagsel	1	33,40	28,00	28,0
Jumlah PLN		26	642,68	558,53	541,32
IPP					
PLTU	Sulbagsel	1	200,00	200,00	200,0
	Sulbagsel	1	250,00	250,00	250,0
PLTD	Sulbagsel	1	62,20	58,00	51,8
PLTG	Sulbagsel	1	42,50	31,88	29,8
	Sulbagsel	1	42,50	31,88	29,8
	Sulbagsel	1	60,00	45,00	42,0
	Sulbagsel	1	60,00	45,00	42,0
PLTGU	Sulbagsel	1	50,00	37,50	35,0
	Sulbagsel	1	60,00	45,00	42,0
PLTB	Sulbagsel	1	70,00	70,00	70,0
	Sulbagsel	1	60,00	60,00	-
Jumlah IPP		11	957,20	874,25	792,3
Sewa					
PLTA	Isolated Malili (PT Vale excess Power)	1	8,00	8,00	7,7
PLTD	Sulbagsel	1			10,0
Jumlah Sewa		2	8	8	17,7
Jumlah		39	1.607,88	1.440,78	1.351,32

[1] Aktiva tetap tidak beroperasi (ATTB) merupakan aset tetap yang dalam hal ini pembangkit yang dalam kondisi *standby*

Gardu Induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Selatan ditunjukkan pada Tabel C4.4 dan Tabel C4.5.

Tabel C4.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

NO	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (UNIT)	Total Kapasitas (MVA)
1	Pangkep	150/20	3	80
		150/70	0	0
2	Mandai	70/20	2	40
3	Daya	70/20	2	40
4	Maros	150/20	2	60
5	Kima Makassar	150/20	2	90
6	Tallo Lama	150/20	3	120
7	Bontoala	70/20	0	0
		150/20	3	100
8	Tello	150/20	2	120
9	Panakkukang	70/20	0	0
		150/20	2	120
10	Tanjung Bunga	150/20	3	180

NO	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (UNIT)	Total Kapasitas (MVA)
11	Borongloe	70/20	1	20
12	Tallasa	150/20	3	110
13	Sungguminasa	150/20	2	120
14	Pare-pare	150/20	3	76
15	Barru	150/20	2	26,3
16	Bakaru	150/20	1	20
17	Pinrang	150/20	3	76
18	Soppeng	150/20	3	110
19	Bone/Watampone	150/20	3	80
20	Sidrap	150/20	3	80
21	Sengkang	150/20	2	50
22	Bulukumba	150/20	2	50
23	Sinjai	150/20	3	80
24	Jeneponto	150/20	2	50
25	Bantaeng	150/20	1	30
26	Palopo	150/20	4	100
27	Makale	150/20	2	50
28	Punagaya	150/20	1	30
29	Bolangi	150/20	1	60
30	Wotu	150/20	1	30
31	Siwa	150/20	2	90
32	Enrekang	150/20	1	30
	Total		73	2318,3

Tabel C4.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	10.119	10.853	11.343	12.018	12.302	13.106	14.325	15.049	15.736	16.152
2	JTR (kms)	12.145	13.147	12.881	13.783	13.688	14.477	15.706	16.870	17.804	18.051
3	Gardu Distribusi (MVA)	702	883	938	1.046	1.106	1.228	1.553	1.944	2.062	2.087

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

C4.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI SULSEL

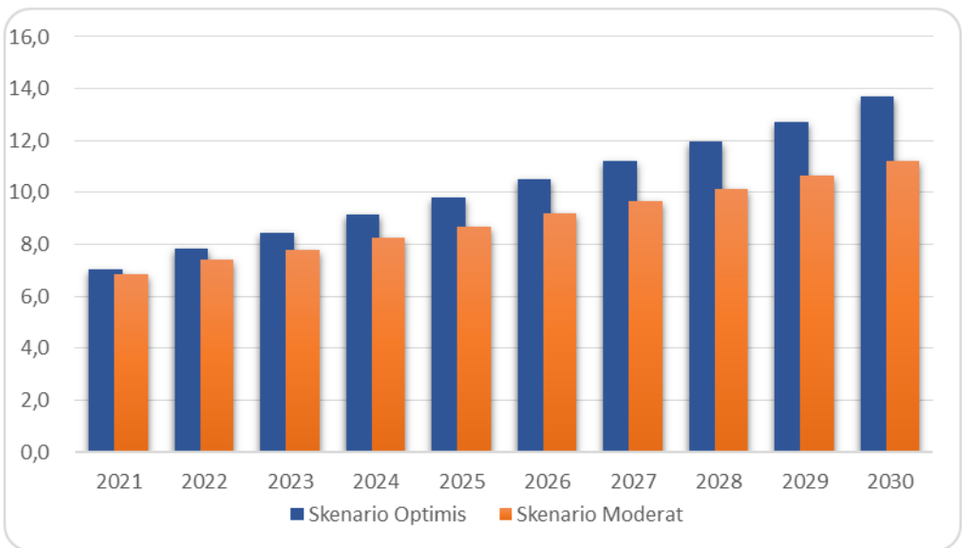
Makassar sebagai ibukota Provinsi Sulawesi Selatan telah tumbuh menjadi daerah industri dan sekaligus sebagai pusat perdagangan untuk kawasan timur Indonesia (KTI). Perkembangan ekonomi Kota Makassar dan sekitarnya memberikan kontribusi paling besar terhadap pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Selatan. Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Selatan dalam 5 tahun terakhir (2015-2019) rata-rata 6,76% per tahun.

Pertumbuhan ekonomi yang tinggi tersebut telah mendorong peningkatan kebutuhan listrik yang juga tumbuh signifikan. Seiring akan berlakunya UU

No. 4 Tahun 2009, sudah ada beberapa investor yang mengajukan permohonan sambungan listrik ke PLN untuk keperluan industri pengolahan bahan tambang (*smelter*) di beberapa daerah seperti di Kabupaten Bantaeng dan Kabupaten Luwu.

Rencana kebutuhan daya dari industri ini bisa mencapai 200 MW dan bahkan bisa lebih. Oleh karena itu perlu diimbangi dengan penyediaan kapasitas listrik yang memadai dan andal agar momentum pertumbuhan ekonomi dapat tetap terjaga dengan baik. Selain itu, sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 25 puskesmas di 21 kecamatan yang tersebar di satu kabupaten di Provinsi Sulawesi Selatan.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir (2015-2019) rata-rata mencapai 6,53% per tahun. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario yaitu skenario optimis dan skenario moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C3.2.



Gambar C4.3. Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Berdasarkan kondisi tersebut diatas dan adanya calon pelanggan besar *smelter*, memperhatikan pertumbuhan ekonomi regional, target pencapaian rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN serta mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi Covid-19 terjadi maka proyeksi kebutuhan listrik 2021-2030 diperlihatkan pada Tabel D4.6, Tabel D4.7 dan Tabel D4.8

Tabel C4.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	3.470,7	3.722,1	3.987,3	4.267,4	4.562,1	4.870,4	5.192,8	5.528,7	5.878,3	6.290,8
2	Bisnis	1.141,6	1.203,0	1.250,7	1.299,9	1.359,7	1.424,7	1.459,2	1.492,4	1.524,5	1.554,6
3	Publik	580,3	611,8	644,8	678,8	713,5	748,6	784,1	819,8	855,6	898,8
4	Industri	1.661,1	1.863,5	1.925,3	1.990,9	2.060,5	2.133,8	2.210,8	2.291,4	2.375,5	2.464,5
Jumlah		6.853,7	7.400,4	7.808,1	8.237,1	8.695,8	9.177,6	9.646,9	10.132,3	10.633,8	11.208,7
Pertumbuhan %		14,7	8,0	5,5	5,5	5,6	5,5	5,1	5,0	4,9	5,4

Tabel C4.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	2.420,0	2.581,5	2.753,6	2.937,3	3.133,2	3.342,2	3.565,1	3.802,9	4.056,6	4.327,2
2	Bisnis	108,1	113,6	119,1	124,8	130,5	136,2	142,0	147,9	153,7	160,9
3	Publik	57,3	59,7	62,0	64,4	66,8	69,3	71,7	74,2	76,6	79,6
4	Industri	2,6	2,8	3,1	3,4	3,8	4,1	4,5	4,9	5,3	5,8
Jumlah		2.588,1	2.757,6	2.937,9	3.129,9	3.334,3	3.551,8	3.783,4	4.029,9	4.292,2	4.573,5
Pertumbuhan %		8,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,6

Tabel C4.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,6	6.854	7.769	1.293	2.588.092
2022	5,8	7.400	8.365	1.382	2.757.552
2023	5,7	7.808	8.798	1.443	2.937.918
2024	5,6	8.237	9.240	1.505	3.129.916
2025	5,5	8.696	9.730	1.573	3.334.294
2026	5,4	9.178	10.225	1.642	3.551.841
2027	5,2	9.647	10.715	1.708	3.783.396
2028	5,1	10.132	11.225	1.777	4.029.860
2029	5,0	10.634	11.756	1.848	4.292.209
2030	5,0	11.209	12.371	1.932	4.573.491
Pertumbuhan	5,4	6,3%	6,0%	5,3%	6,5%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan Kawasan Industri dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Sulawesi Selatan. Untuk melayani kebutuhan Kawasan Industri (KI) diantaranya KI Bantaeng dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk). Khusus untuk pelanggan *smelter* layanan infrastruktur jaringan tenaga listrik akan dilaksanakan setelah adanya Surat Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (SPJBTL) antara PLN dengan Calon Pelanggan *Smelter*.

C4.3 PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana tenaga listrik meliputi pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Sulawesi Selatan dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan listrik dan ketersediaan potensi energi primer setempat serta sebaran penduduknya. Untuk sistem-sistem *isolated* yang jam nyala operasinya masih di bawah 24 jam serta tidak dapat disambungkan ke *grid*, rencana pengembangannya akan dibangun PLTS beserta *Battery* agar jam nyala operasinya menjadi 24 jam.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Sulawesi Selatan mempunyai banyak sumber energi primer terutama berupa tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA. Potensi tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA dan PLTM. Selain itu, juga terdapat potensi gas alam di Kabupaten Wajo dengan cadangan terukur sebesar 470 BSCF. Potensi energi air yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 1.409,9 MW yang tersebar di 34 lokasi.

Di beberapa kabupaten di Sulawesi Selatan terdapat potensi batubara, namun jumlah cadangan terukur hanya 37,3 juta ton [1].

Potensi energi bayu yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 400 MW yang tersebar di 7 lokasi. Potensi energi *hybrid* yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 18,84 MW yang tersebar di satu lokasi di Pulau Selayar dan Pulau Kaledupa. Potensi energi sampah yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 20 MW yang tersebar di satu lokasi di Makassar. Potensi energi biomass yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 29,6 MW yang tersebar di 3 lokasi. Potensi energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 85 MW yang tersebar di 3 lokasi.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan listrik di Provinsi Sulawesi Selatan sebagian besar berada di area bagian selatan yaitu di Kota Makassar dan sekitarnya. Sedangkan potensi energi primer (hidro dan gas) berada di bagian utara dan tengah Provinsi ini.

---

[1] Sumber: informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Sulsel.

Kondisi ini menjadi persoalan tersendiri terkait dengan kestabilan sistem karena transmisi yang menghubungkan pusat pembangkit ke pusat beban sangat panjang. PLTA baru yang direncanakan akan dibangun adalah PLTA Bakaru-II, PLTA Poko dan PLTA Malea.

Selain itu, untuk memenuhi kebutuhan listrik yang tumbuh cepat, direncanakan akan dibangun pembangkit non BBM dengan lokasi mendekati pusat beban yaitu PLTU batubara di Jeneponto. Beban di Sulsel juga akan dipenuhi dari beberapa pembangkit PLTA antara lain PLTA Poso, PLTA Poko, PLTA Seko, PLTA Tumbuan. Terdapat PLTA lain juga yang potensial untuk dibangun namun masih terkendala belum adanya FS, masalah perijinan dan lainnya. Disamping itu akan dikembangkan pembangkit EBT lain seperti PLTB di Sulawesi Selatan. Mengingat besarnya potensi angin di area-area tersebut dan kebutuhan listrik yang cukup besar, pengembangan lebih lanjut dari PLTB sebesar 60 MW masih dimungkinkan. Namun, dengan dikembangkannya pembangkit yang bersifat intermittent, maka dapat memberikan pengaruh yang signifikan pada stabilitas sistem kelistrikan di Sulawesi Bagian Selatan. Oleh karena itu, kesiapan pembangkit *follower* sangat dibutuhkan. Opsi lain adalah dengan menyediakan *Battery Energy Storage System* (BESS) sehingga dampak *intermittency* terhadap sistem dapat dieliminasi.

Rencana Pengembangan VRE dengan BESS di Sistem Sulbagsel

Penggunaan baterai untuk kebutuhan *smoothing* biasanya digunakan agar tegangan dan frekuensi sistem tetap dalam batas aman. Demikian pula untuk kebutuhan *firming*, namun untuk yang kedua biasanya dipersyaratkan untuk sistem yang kuota penambahan pembangkit VRE nya sudah terlewati. Untuk *firming*, biasanya kebutuhan baterai yang dipersyaratkan relatif besar. Dengan harga baterai yang masih mahal, VRE dengan persyaratan baterai *firming* akan menghadapi tantangan yg besar karena secara teknis harus bersaing dengan pembangkit *base loader* yang handal (seperti PLTU dan PLTA) dan secara finansial setidaknya harus setara dengan biaya operasi di beban dasar atau tidak lebih tinggi dari *marginal cost* sistem.

PLN dan konsultan (LAPI ITB) telah melakukan kajian terkait kuota VRE yang dapat diserap oleh sistem-sistem kelistrikan besar PLN. Untuk Sistem kelistrikan Sulbagsel contohnya. Sistem ini hingga tahun 2030, mempunyai kuota VRE sebesar 190 MW, dengan catatan terdapatnya beban-beban pelanggan *smelter*. Kuota ini sudah diisi oleh 130 MW PLTB eksisting dan 60

PLTB tersebar (PLTB Sulbagsel kuota tersebar). Namun, terdapat usulan ESDM untuk menambahkan 70 MW PLTB (COD 2026) mempertimbangkan potensi angin yang cukup besar di Sulawesi Selatan, sehingga **karena kuota VRE sudah penuh dan secara teknis tidak dapat ditambahkan lagi VRE ke Sistem Sulbagsel, maka penambahan PLTB dipersyaratkan dengan skema baterai *firming* dan secara finansial tidak lebih dari 7 cent/kWh dan dilengkapi dengan fasilitas *weather forecast* untuk kepastiaan *wind profile*.**

Kajian LAPI ITB memberikan hasil untuk tambahan kuota VRE dengan 3 (tiga) skenario sebagai berikut :

Tabel C4.9 Hasil Simulasi Kuota VRE Sistem Sulbagsel

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tanpa Smelter	0	0	0	0	160	210	210	210	210	210
Smelter 388 MVA (+ SWC 20%)	0	0	0	0	80	130	130	130	130	130
Smelter 865 MVA (+ SWC 20%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Untuk skenario 1 (Tanpa *smelter*), diasumsikan tidak ada fluktuasi beban *smelter*. Pada skenario ini sistem mampu mengatasi fluktuasi 160 MW VRE pada tahun 2025, dan 210 MW pada tahun 2030.

Skenario 2 dengan 388 MVA *smelter* dengan tambahan *static watt compensator* (SWC). Pada skenario ini smelter diasumsikan masuk hanya sebesar 388 MVA dengan tambahan 20% SWC sesuai persyaratan dalam perjanjian jual beli tenaga listrik dengan PLN (SPJBTL). Kuota tambahan VRE yang masuk pada tahun 2025 sebesar 80 MW dan pada tahun 2030 sebesar 130 MW.

Pada skenario 3, skenario yang dianggap paling realistis / *most likely to happen*, *smelter* diasumsikan masuk sebesar 865 MW (sesuai SPJBTL) dengan tambahan 20% SWC. Hasil kajian memperlihatkan tidak ada tambahan kuota VRE yang bisa ditambahkan lagi di Sistem Sulbagsel.

Untuk perhitungan PLTB *firming* ini harus dilakukan secara detail dan mendalam sehingga tidak terjadi risiko yang berakibat pada keandalan Sistem Sulbagsel, mengingat dari sisi *demand* pada sistem ini juga terdapat potensi volatilitas yang besar dari *smelter*. **Jika PLTB *firming* tersebut secara kajian teknis dan finansial tidak layak maka perlu dicari alternatif pembangkit lain yang lebih sesuai.** Di Sistem Sulbagsel sendiri sudah banyak potensi PLTA yang siap dikembangkan. PLTA juga dapat menjawab tantangan sistem untuk mem-*buffer* VRE sekaligus volatilitas *smelter*.

Untuk sistem tenaga listrik *isolated* di Kabupaten Selayar, akan dibangun pembangkit *dual fuel engine* (PLTMG) guna memenuhi kebutuhan jangka panjang. Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Tabel C4.10 dan Tabel C4.11 berikut menampilkan rincian rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Selatan.

Tabel C4.10. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	10	10	-	-	-	-	-	-	-	20
PLTA	-	-	-	-	140	124,5	-	-	-	-	264,5
PLT Lain	3,08	-	-	11,2	-						14,27
Jumlah	103,08	10	10	11,2	140	124,5	-	-	-	-	398,77
IPP											
PLTM	11,3	15	-	20	8,3	-	-	-	-	-	54,6
PLTA	90	-	-	-	-	-	200	200	200	200	890
PLT Lain	-	-	0,59	70	4,06	70	-	-	-	-	144,65
Jumlah	101,3	15	0,59	90	12,36	70	200	200	200	200	1089,25
Total											
PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTGU			-								-
PLTG/MG	-	10	10	-	-	-	-	-	-	-	20
PLTM	11	15	-	20	8	-	-	-	-	-	55
PLTA	90	-	-	-	140	124,5	200	200	200	200	1.154,5
PLT Lain	3,08	-	0,59	81,2	4,06	70	-	-	-	-	158,92
Jumlah	204,38	25	10,59	101,2	152,36	194,5	200	200	200	200	1.488,02

Tabel C4.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Isolated Tersebar	PLTS	Lisdes	1,78	2021	Rencana	PLN
2	Sulbagsel	PLTU	Sulsel Barru 2	100	2021	Konstruksi	PLN
3	Sulbagsel	PLTA	Malea (FTP 2)	2x45	2021	Konstruksi	IPP
4	Sulbagsel	PLTM	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	8,3	2021	Rencana	IPP
5	Sulbagsel	PLTM	Ussu Malili	3	2021	Konstruksi	IPP
6	Selayar	PLTS	Selayar	1,3	2021	*Committed*	PLN

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
7	Selayar	PLTMG	Selayar	10	2022	Pengadaan	PLN
8	Sulbagsel	PLTM	Bungin III	5	2022	Konstruksi	IPP
9	Sulbagsel	PLTM	Madong	10	2022	Pendanaan	IPP
10	Isolated Tersebar	PLTS + Baterai	Dedieselisasi	0,59	2023	Rencana	IPP
11	Sulbagsel	PLTG/GU	Makassar	*200	2023	Rencana	PLN
12	Selayar	PLTMG	Selayar 2	10	2023	Rencana	PLN
13	Isolated Tersebar	PLTS	Lisdes	11,185	2024	Rencana	PLN
14	Sulbagsel	PLTSa	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	10	2024	Rencana	IPP
15	Sulbagsel	PLTM	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	20	2024	Rencana	IPP
16	Sulbagsel	PLTB	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	60	2024	Rencana	IPP
17	Isolated Tersebar	PLTS + Baterai	Dedieselisasi	4,06	2025	Rencana	IPP
18	Sulbagsel	PLTA	Bakaru 2	2x70	2025	Rencana	PLN
19	Sulbagsel	PLTM	Belajen	8,3	2025	Konstruksi	IPP
20	Sulbagsel	PLTA	Poko	3x41,5	2026	Rencana	PLN
21	Sulbagsel	PLTB	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	70	2026	Rencana	IPP
22	Sulbagsel	PLTA	Buttu Batu	2x100	2027	Pengadaan	IPP
23	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	3x200	2028-30	Rencana	IPP
				1.488,02			

Beberapa pembangkit PLTGU yang belum dalam tahap konstruksi akan menggunakan mesin PLTGU relokasi dari Sistem Jawa. Hal ini dilakukan untuk mengoptimalkan utilisasi pembangkit PLTGU eksisting di Jawa. Rencana relokasi ini masuk dalam list pembangunan pembangkit di atas namun tidak diperhitungkan sebagai penambahan kapasitas pembangkit karena sifatnya hanya berupa relokasi pembangkit.

Opsi Pemanfaatan Sumur Gas di Provinsi Sulawesi Selatan

Di Provinsi Sulawesi Selatan, terdapat pembangkit eksisting PLTGU Sengkang 315 MW (IPP) yang menggunakan gas dari sumur gas Sengkang. Kontrak pembangkit ini akan berakhir pada tahun 2022, sementara *resources* gas Sengkang masih ada, meskipun tidak sebesar awal. Pada RUPTL ini, PLTGU Sengkang 315 MW (IPP) diberhentikan sesuai kontrak, namun terdapat beberapa opsi terkait pemanfaatan sumur gas Sengkang sebagai berikut :

1. Gas Sengkang tidak dimanfaatkan. Rencana PLTGU Makassar 200 MW (relokasi) akan ditempatkan didekat *load centre* sesuai studi awal.

2. Rencana PLTGU Makassar 200 MW (relokasi) akan ditempatkan di Sengkang untuk menyerap *resources* gas Sengkang yang masih ada. Opsi ini masih perlu kajian terkait keandalan karena lokasi Sengkang relatif lebih jauh dari pusat beban. Opsi ini perlu memperhatikan pembangkit-pembangkit *peaker* yang tersedia di Makassar yang dapat digunakan sebagai *back up* jika terjadi gangguan pada sistem.
3. Opsi untuk perpanjangan kontrak PLTGU Sengkang 315 MW (IPP) Sengkang namun perlu memperhatikan kesesuaian kapasitas (penggunaan slot PLTGU Makassar 200 MW) dan kelayakan kajian finasial.

Opsi-opsi tersebut akan dikaji lebih lanjut agar didapatkan alternatif yang paling layak baik secara teknis maupun finansial.

Potensi EBT di Provinsi Sulawesi Selatan

Di Provinsi Sulawesi Selatan terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTA	Bonto Batu	72	MW
PLTA	Kalaena 1	2x37,5	MW
PLTA	Pongkeru	92	MW
PLTA	Seko 1	3x160	MW
PLTA	Tumbuan 1	2x150	MW
PLTA	Paleleng	4x33,5	MW
PLTA	Pongbembe	18	MW
PLTA	Salo Uro	89	MW
PLTA	Baliase	10,9	MW
PLTM	Bontotene (Takapala)	1,7	MW
PLTM	Kahaya	4	MW
PLTM	Rongkong	8,1	MW
PLTM	Eremerasa	1,2	MW
PLTM	Kondongan	3,5	MW
PLTM	Pasui	1,9	MW
PLTM	Baliase	9	MW
PLTM	Mallawa	5	MW
PLTM	Malua	4,6	MW
PLTM	Pesui-2	6,4	MW
PLTM	Tomoni	10	MW
PLTM	Miting Hulu 2	8	MW
PLTM	Tangka BT. Salama	6,3	MW
PLTM	Rongkong 2	7,6	MW
PLTM	Rongkong 3	7,6	MW
PLTM	Minrasak	6,6	MW
PLTM	Bambalu	0,3	MW
PLTM	Kahaya	3	MW
PLTM	Baliase A	7	MW
PLTM	Kindang	3,5	MW

PLTM	Banua	4	MW
PLTM	Benteng Malewang	5,2	MW
PLTM	Datara	9,5	MW
PLTM	Bungin II	10	MW
PLTM	Bungin	5	MW
PLTS	Marioriawa	0,05	MW
PLTS	Liukang Tangaya	0,05	MW
PLTBm	Sidrap	10	MW
PLTBm	Pulau Muna	9,8	MW
PLTB	Selayar	5	MW
PLTB	Sidrap Expansion	63	MW
PLTB	Jeneponto II	72	MW
PLTB	Bulukumba	50	MW
PLTB	Bantaeng	100	MW
PLTB	Takalar	60	MW
PLTH	Pulau Selayar	10,1	MW
PLTH	Selayar	8	MW
PLTH	Kaledupa	0,74	MW
PLTSa	Makasar	20	MW
PLTP	Bittuang	20	MW
PLTP	Limbong	5	MW
PLTP	Pincara	10	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Potensi pembangkit tenaga hidro banyak berlokasi di Sulsel bagian utara dan Sulawesi Tengah. Untuk menyalurkan dayanya ke pusat beban (Sulsel bagian selatan) termasuk untuk melayani beban *smelter* di Kabupaten Bantaeng dan sekitarnya, direncanakan akan dibangun transmisi *Extra High Voltage* (EHV)

dengan level tegangan 275 kV yang harus selesai pada tahun 2027. Sedangkan pengembangan transmisi 150 kV diarahkan untuk evakuasi daya dari pembangkit lainnya dan untuk mengatasi *bottleneck*. Ruas transmisi yang direncanakan akan dibangun dapat dilihat pada Tabel C4.12 dan Tabel C4.13.

Tabel C4.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
275 kV	-	-	-	-	-	-	1090	-	-	-	1.090
150 kV	378	-	142	-	122	-	26	13	-	-	681
Total	378	-	142	-	122	-	1.116	13	-	-	1.771

Tabel C4.13. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	Daya Baru	Incomer 2 phi (Maros-Sungguminasa)	150	2 cct, ACSR 2xZebra	16	2021	Konstruksi
2	GI Belopa	Incomer 2 Palopo-Siwa	150	2 cct, ACSR 2xHawk	2	2021	Konstruksi
3	KIMA Makassar	Daya Baru	150	2 cct, UGC, XLPE, 1000 mm	28	2021	Konstruksi
4	PLTA Malea	Makale	150	2 cct, ACSR 1xZebra	30	2021	Konstruksi
5	Sungguminasa	Lanna	150	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2021	Konstruksi
6	Wotu	Masamba	150	2 cct, ACSR 2xHawk	110	2021	Konstruksi
7	PLTU Sulsel Barru 2	Incomer 2 phi (Sidrap-Maros)	150	2 cct, ACSR 2xZebra	5	2021	Konstruksi
8	Tanete	Inc 1 phi Bulukumba Sinjai	150	2 cct, ACSR 1xHawk	12	2021	Konstruksi
9	Bulukumba	Bantaeng switching	150	Uprating 2 cct, ACCC 1xAmsterdam 360 mm2 (Eksisting 1xHawk)	15	2021	Rencana
10	Jeneponto	Bantaeng switching	150	Uprating 2 cct, ACCC 1xAmsterdam 360 mm2 (Eksisting 1xHawk)	78	2021	Rencana
11	Punagaya TIP 57	Jeneponto	150	ACCC 1xAmsterdam 360 mm2 (Eksisting 1xHawk)	60	2021	Rencana
12	Bantaeng *switching*	Incomer 2 phi (Jeneponto-Bulukumba)	150	ACCC 1xAmsterdam 360 mm2 (Eksisting 1xHawk)	2	2021	Rencana
13	Punagaya	Bantaeng *Switching*	150	2 cct, ACSR 4xZebra	132	2023	Rencana
14	PLTG/GU/Makassar	Tallasa	150	2 cct, ACSR	10	2023	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
	(Relokasi)			2xZebra			
15	Bengo	Soppeng	150	2 cct, ACSR 2xHawk	74	2025	Konstruksi
16	Makale	Rantepao	150	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2025	Rencana
17	KIMA Maros	Maros	150	2 cct, ACSR 2xHawk	12	2025	Rencana
18	GITET Wotu	GITET Bungku	275	2 cct, ACSR 4xZebra	260	2023	Rencana
19	GITET Bakaru 2	GITET Sidrap	275	2 cct, ACSR 4xZebra	130	2027	Rencana
20	GITET Palopo	GITET Bakaru 2	275	2 cct, ACSR 4xZebra	210	2027	Rencana
21	GITET Sidrap	GITET Daya Baru	275	2 cct, ACSR 4xZebra	350	2027	Rencana
22	GITET Daya Baru	GITET Punagaya	275	2 cct, ACSR 4xZebra	140	2027	Rencana
23	GITET Daya Baru	Incomer 2 phi Maros-Sungguminasa	150	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2027	Rencana
24	GITET Sidrap	Incomer 2 phi Sidrap-Maros	150	2 cct, ACSR 2xZebra	6	2027	Rencana
25	GITET Punagaya	GI 150 kV Punagaya	150	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2027	Rencana
26	PLTA Bakaru 2	GI 150 kV Bakaru	150	2 cct, ACSR 2xZebra	6	2025	Rencana
27	Keera	Incomer 1 phi Sengkang-Siwa	150	2 cct, ACSR 2xHawk	13	2028	Rencana
	Total				1.771		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Terkait dengan rencana pembangunan transmisi 275 kV dengan konstruksi tegangan 275 kV juga akan dibangun GITET baru 275/150 kV yang dilalui oleh transmisi 275 kV dan juga akan dibangun GI baru 150 kV serta penambahan kapasitas trafo pada GI eksisting. Untuk GI 70 kV kedepan sudah tidak dikembangkan lagi kecuali pada lokasi-lokasi dimana sistem 150 kV belum dapat menggantikan peran GI 70 kV sehingga untuk sementara akan dipertahankan. Penambahan gardu induk baru dan kapasitas trafo GI ini akan dapat menampung penambahan pelanggan baru khususnya pelanggan industri *smelter,* evakuasi daya serta meningkatkan keandalan penyaluran.
Penambahan kapasitas trafo GI sampai Tahun 2030 sebagaimana dirinci pada Tabel C4.14 dan Tabel C4.15.

Tabel C4.14. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
275/150 kV	250	-	250	-	-	-	1.000	-	-	-	1.500
150/20 kV	360	-	-	-	150	-	-	240	-	-	750
Total	610	-	250	-	150	-	1.000	240	-	-	2.250

Tabel C4.15. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Baru/Ext./Uprate	Kapasitas (MVA)/ LB	Target COD	Status
1	Bulukumba	150/20	Ext	60	2021	Konstruksi
2	Lanna	150/20	New	30	2021	Konstruksi
3	Masamba	150/20	New	30	2021	Konstruksi
4	Bolangi	150/20	Ext	60	2021	Konstruksi
5	Belopa	150/20	New	30	2021	Konstruksi
6	GI Bantaeng *Smelter*	150	Ext LB	2 LB	2021	Konstruksi
7	GITET Wotu (IBT) Ext	275/150	Ext 2 Dia	250	2021	Konstruksi
8	Tanjung Bunga, Ext 2 LB	150	Ext LB	2 LB arah Punagaya	2021	Konstruksi
9	Sengkang	150/20	Ext	60	2021	Konstruksi
10	Tanjung Bunga	150/20	Ext	60	2021	Konstruksi
11	Makale, Ext 2 LB (arah PLTA Malea)	150	Ext LB	2 LB	2021	Konstruksi
12	PLTU Barru 2	150	Ext 4 LB	4 LB	2021	Konstruksi
13	Tanete	150/20	New	30	2021	Konstruksi
14	Bantaeng *Switching*	150	Ext LB	2 LB	2021	Konstruksi
15	GITET Wotu (IBT) Ext	275/150	Ext 2 Dia	250	2023	Rencana
16	Bengo	150/20	New	60	2025	Konstruksi
17	KIMA Maros	150/20	New	60	2025	Rencana
18	Rantepao	150/20	New	30	2025	Rencana
19	Makale, Ext 2 LB (arahRantepao))	150	Ext 2 LB	2 LB	2025	Konstruksi
20	GITET Wotu (arah Bungku)	275	Ext 2 Dia	Ext 2 Diameter	2023	Rencana
21	Punagaya (IBT)	275/150	New 4 Dia	250	2027	Rencana
22	Sidrap – IBT	275/150	New	250	2027	Rencana
23	Maros/Daya Baru - IBT	275/150	New	250	2027	Rencana
24	Sidrap, Ext 2 LB	150	Ext LB	2 LB arah GITET Sidrap	2027	Rencana
25	GITET Sidrap - IBT (arah Bakaru II)	275	Ext Dia	Ext Diameter	2027	Rencana
26	GITET Bakaru 2	275/150	New 4 Dia	250	2027	Rencana
27	Keera	150/20	New	60	2028	Rencana
28	Palopo	150/20	Uprating	60	2028	Rencana
29	Panakkukang	150/20	Ext	60	2028	Rencana
30	Bantaeng	150/20	Ext	60	2028	Rencana
	Total			2.250		

Pengembangan Distribusi

Selaras dengan penambahan pelanggan dan penggantian infrastruktur distribusi yang rusak, diperlukan pembangunan jaringan distribusi tegangan menengah, tegangan rendah dan penambahan trafo di gardu-gardu distribusi. Sampai dengan Tahun 2030 direncanakan penambahan pelanggan

baru sekitar 2,1 juta sambungan. Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2021-2030 secara rinci ditunjukkan pada Tabel C4.16.

Tabel C4.16. Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan
	kms	kms	MVA	
2021	932	1.268	393	195.953
2022	617	850	457	169.461
2023	442	613	531	180.366
2024	452	630	616	191.998
2025	470	658	715	204.378
2026	480	674	830	217.547
2027	454	641	963	231.556
2028	457	649	1.117	246.464
2029	460	656	1.296	262.349
2030	514	736	1.515	281.282
2021-2030	5.278	7.375	8.433	2.181.352

Pengembangan Listrik Perdesaan

Saat ini rasio elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Selatan TW IV Tahun 2020 adalah sebesar 99,99% dan rasio elektrifikasi seluruh kabupaten di Sulawesi Selatan mencapai 99,99%. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 3.047 dengan rincian 2.896 berlistrik PLN, 140 berlistrik non PLN dan 11 LTSHE.

Program Listrik Perdesaan Sulawesi Selatan adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100 % pada Tahun 2022. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan. Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik PLN, program pengembangan listrik perdesaan sampai dengan Tahun 2030 diperlihatkan seperti pada Tabel C4.17.

Tabel C4.17. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	Kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	823	508	17,6	279	1.780	19.189
2022	636	221	9,6	208	-	9.258
2023	350	119	5,3	113	-	5.302
2024	403	228	10,3	179	11.185	15.355
2025	0	0	0	0	-	0

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	Kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2026	0	0	0	0	-	0
2027	0	0	0	0	-	0
2028	0	0	0	0	-	0
2029	0	0	0	0	-	0
2030	0	0	0	0	-	0

Metode program listrik perdesaan yang dilakukan saat ini adalah dengan Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Selain LTSHE program lain yaitu pembangunan dan pemasangan pembangkit *Picohydro* dengan memanfaatkan sungai atau air terjun yang memiliki debit air kecil. Pembangkit *Picohydro* sangat sesuai untuk daerah daerah yang sangat terpencil dan sulit dijangkau dengan perluasan jaringan distribusi. Program LTSHE merupakan program Pemerintah yang dilaksanakan sebagai langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa tersebut. Dengan metode-metode tersebut, diharapkan percepatan rasio elektrifikasi 100% selesai di Tahun 2022. Dengan rasio desa berlistrik yang telah mencapai 100%, program kerja yang dilakukan di Sulawesi Selatan kedepannya akan focus pada daerah yang masih menggunakan listrik Non PLN.

Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE (Lampu Tenaga Surya Hemat Energi) kepada 4.685 Rumah Tangga di Provinsi Sulawesi Selatan. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2021-2023 sesuai tabel berikut.

Tabel C4.18. Rencana Pengambilalihan RT LTSHE Menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	**2021**	**2022**	**2023**
Sulsel	4.070	3.286	0

LAMPIRAN C.5
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI TENGGARA

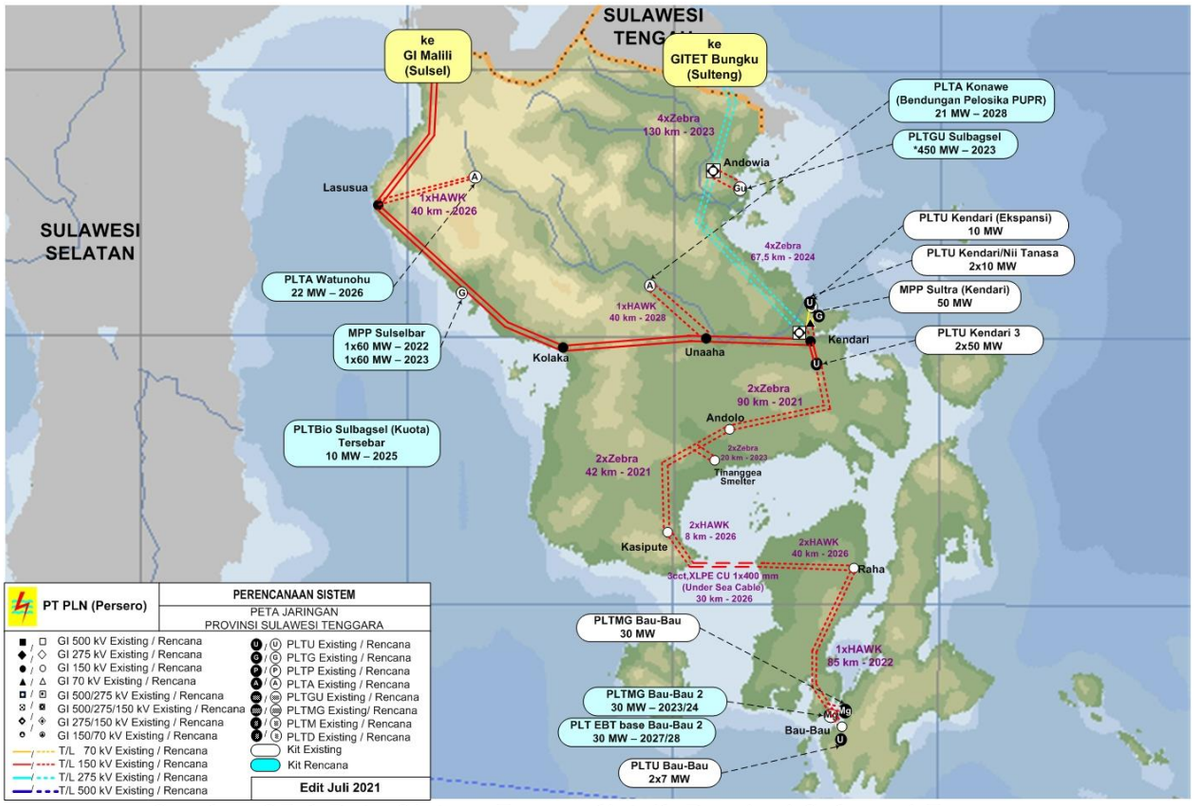
C5.1 KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara terdiri dari beberapa sistem, namun yang terbesar berada di Kendari dengan pasokan utama dari PLTU Nii Tanasa 2x10 MW dengan kontribusi sekitar 20%, PLTU Kendari (Ekspansi) 10 MW dan MPP Sultra (Kendari) 50 MW dan dari beberapa PLTD. Daya dari PLTU Nii Tanasa dan PLTMG Kendari disalurkan ke GI Kendari melalui transmisi 70 kV. Sedangkan beberapa sistem tenaga listrik lainnya yang lebih kecil, beroperasi secara *isolated* untuk melayani beban setempat dengan sumber pasokan utama dari PLTD, PLTS dan sebagian dari PLTM.

Untuk meningkatkan jam nyala dari sistem *isolated* direncanakan dapat dikembangkan dengan pembangkit tenaga terbarukan seperti PLTMH, PLTB, PLTBm dan PLTS sesuai dengan potensi setempat dan memenuhi keseimbangan antara suplai dan *demand*, meningkatkan keandalan sistem setempat dan memenuhi prinsip keekonomian (menurunkan biaya pokok penyediaan sistem).

Salah satu sistem *isolated* yang berpotensi adalah termasuk wilayah konservasi Wangi-wangi, Kaledupa, Tomia, dan Binongko dan sistem *isolated* lain yang masih didominasi oleh PLTD. Sistem *isolated* tersebut banyak terdapat di pulau-pulau yang tersebar di kabupaten Wakatobi, Pulau Muna dan Buton.

Untuk pasokan listrik di pulau kecil, disalurkan ke pelanggan langsung melalui jaringan tegangan rendah 220 Volt karena bebannya masih sangat rendah. Untuk pengembangan sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara diperlihatkan pada Gambar C5.1.



Gambar C5.1 Peta Sistem Tenaga listrik Provinsi Sulawesi Tenggara

Penjualan sejak Tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 10,8%. Komposisi penjualan energi Tahun 2011-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel C4.1.

Tabel C5.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	293	357	421	457	481	546	576	606	644	715
2	Bisnis	81	100	122	129	133	150	162	175	200	194
3	Publik	42	46	53	58	62	68	77	86	95	101
4	Industri	25	25	25	27	28	33	37	46	47	54
Jumlah		441	528	622	671	704	797	851	912	987	1.064
Pertumbuhan %		14,6	19,8	17,6	7,9	4,9	13,3	6,8	7,2	8,2	7,8

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Penambahan jumlah pelanggan sejak Tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 11,9%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan Tahun 2011-2020 ditunjukkan pada Tabel C4.2.

Tabel C5.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	238,9	270,1	307,1	330,3	349,6	386,0	441,1	499,0	556,7	603,6
2	Bisnis	11,9	13,3	15,4	16,8	17,7	19,7	22,2	23,9	26,2	28,5
3	Publik	7,0	8,2	9,2	10,0	10,7	12,1	13,9	16,2	18,3	20,3

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5
	Jumlah	257,9	291,7	331,9	357,2	378,1	418,0	477,5	539,4	601,7	653,0
	Pertumbuhan %	20,4	13,1	13,8	7,6	5,9	10,5	14,2	13,0	11,5	8,5

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Rincian pembangkit terpasang pada sistem 150 kV, 70 kV dan sistem 20 kV seperti ditunjukkan pada Tabel C5.3.

Tabel D5.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTU	Sulbagsel	3	30,00	30,00	30,0
PLTD	Sulbagsel	25	58,53	33,20	34,7
	Sulbagsel	12	19,45	12,72	9,7
	Sulbagsel	10	24,81	19,80	14,9
	Isolated Raha	4	2,00	0,70	0,4
	Isolated Bau-Bau	21	30,15	12,75	12,8
	Isolated Wangi-Wangi	34	6,88	5,82	5,0
	Isolated Lasusua	10	9,00	3,80	4,2
	Isolated Bombana	9	7,34	4,50	3,5
	Isolated Ereke	10	5,22	1,77	1,7
PLTM	Sulbagsel	2	2,66	2,00	2,0
	Isolated Bau Bau	2	1,60	1,60	1,6
	Isolated Bau Bau	2	0,80	0,80	0,80
	Isolated Lasusua	1	0,50	0,42	0,42
PLTG/MG	Kendari	6	58,53	56,36	50,00
PLTMG	Isolated Bau Bau	4	30,00	30,00	30,00
Jumlah PLN		155	287,479	216,24	201,56
IPP					
PLTU	Kendari	2	100,00	100,00	100,0
	Isolated Bau-Bau	2	14,00	12,21	12,2
Jumlah IPP		4	114	112,21	112,21
Jumlah		159	401,479	328,45	313,77

Gardu Induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Tenggara ditunjukkan pada Tabel C5.4 dan Tabel C5.5.

Tabel C5.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Puuwatu	70/20	3	80
2	Nii Tanasa	70/20	1	10
3	Kendari 150 kV	150/20	3	120
4	Kolaka	150/20	1	30
5	Lasusua	150/20	1	30
6	Unaaha	150/20	1	30
7	Moramo TFT	150/20	1	60
	Total		4	300

Tabel C5.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	2.993	3.819	4.235	4.236	4.623	4.678	5.030	5.354	5.615	6.278
2	JTR (kms)	4.066	4.273	4.325	3.763	4.000	4.524	4.715	5.126	5.735	5.845
3	Gardu Distribusi (MVA)	118	166	196	209	227	243	310	367	410	411

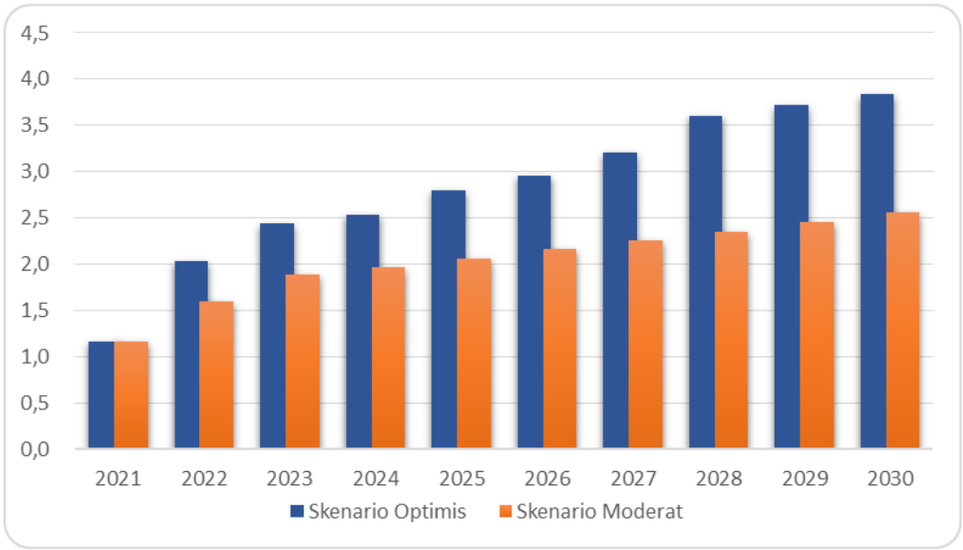
* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

C5.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI SULAWESI TENGGARA

Kendari, Kolaka, Bau-Bau, Raha dan Wangi-Wangi adalah kota-kota utama di Sulawesi Tenggara yang berkembang cukup pesat. Potensi alam yang kaya akan cadangan nikel mendorong pertumbuhan ekonomi setempat, selain potensi perikanan yang juga terus meningkat secara signifikan dalam pemenuhan kebutuhan ekspor. Kota Wangi-Wangi merupakan pintu masuk ke Kepulauan Wakatobi, dimana terdapat obyek wisata Taman Nasional Laut Wakatobi yang sangat terkenal dan telah berkembang cukup pesat. Kebutuhan listriknya terus meningkat seiring dengan perkembangan kota-kota tersebut.

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Tenggara selama 5 tahun terakhir (2015-2019) yaitu mencapai rata-rata 6,25% per tahun. Sejalan dengan itu pertumbuhan pemakaian energi listrik dalam periode yang sama meningkat rata-rata 8,08% per tahun. Selain itu, sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 5 puskesmas di 5 kecamatan yang tersebar di 3 kabupaten di Provinsi Sulawesi Tenggara.

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario yaitu skenario optimis dan skenario moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C5.2.



Gambar C5.2. Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Berdasarkan kondisi tersebut diatas dan adanya calon pelanggan besar *smelter*, memperhatikan pertumbuhan ekonomi regional, target pencapaian rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN serta mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi Covid-19 terjadi maka proyeksi kebutuhan listrik 2021-2030 diperlihatkan pada Tabel C5.6, Tabel C5.7 dan Tabel C5.8.

Tabel C5.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	787,2	845,3	905,2	966,6	1.029,6	1.094,2	1.160,3	1.228,1	1.297,1	1.367,9
2	Bisnis	205,9	221,7	237,9	254,7	272,2	290,0	308,2	326,6	345,3	366,0
3	Publik	108,2	115,0	122,6	130,2	138,2	146,4	155,0	163,7	172,7	181,9
4	Industri	55,1	413,4	617,3	620,6	624,1	627,7	631,3	635,2	639,1	643,1
Jumlah		1.156,4	1.595,4	1.883,0	1.972,1	2.064,0	2.158,3	2.254,9	2.353,5	2.454,2	2.558,9
Pertumbuhan %		8,7	38,0	18,0	4,7	4,7	4,6	4,5	4,4	4,3	4,3

Tabel C5.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	631,1	662,0	690,4	715,1	737,2	756,7	774,0	789,4	803,0	815,1
2	Bisnis	29,5	31,1	32,7	34,4	36,2	38,0	39,9	41,8	43,8	45,9
3	Publik	20,0	20,7	21,5	22,3	23,1	23,9	24,6	25,4	26,2	27,0
4	Industri	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
Jumlah		681,0	714,3	745,1	772,3	797,0	819,1	839,2	857,2	873,6	888,6
Pertumbuhan %		4,3	4,9	4,3	3,7	3,2	2,8	2,4	2,2	1,9	1,7

Tabel C5.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,2	1.156	1.333	251	680.973
2022	5,4	1.595	1.854	347	714.310
2023	5,4	1.883	2.176	403	745.075
2024	5,3	1.972	2.334	429	772.276
2025	5,2	2.064	2.432	444	796.982
2026	5,1	2.158	2.524	457	819.138
2027	5,0	2.255	2.624	471	839.160
2028	4,9	2.354	2.726	486	857.223
2029	4,8	2.454	2.833	501	873.573
2030	4,8	2.559	2.944	516	888.628
Pertumbuhan	5,1	9,1%	9,0%	8,1%	3,3%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan Kawasan Industri (KI) di antaranya KI Konawe dan potensi pelanggan besar lainnya khususnya potensi pelanggan *smelter* di Provinsi Sulawesi Tenggara. Untuk melayani kebutuhan KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk). Khusus untuk pelanggan *smelter*, pembangunan infrastruktur jaringan tenaga listrik akan dilaksanakan setelah adanya Surat Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (SPJBTL) antara PLN dengan calon pelanggan *smelter*.

C5.3 PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Rencana pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan baik pembangkit, transmisi maupun sistem distribusi dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara, dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan listrik dan ketersediaan potensi energi primer setempat serta sebaran penduduknya. Selain itu, dalam pengembangan infrastruktur, juga perlu diperhatikan karakteristik beban yang akan dipasok dari sistem. Namun, meskipun PLN berupaya untuk memasok listrik yang cukup dan andal kepada pelanggan, tidak semua karakteristik beban dapat diatasi dengan baik tanpa berdampak ke sistem. Beberapa beban mempunyai karakter yang relatif ekstrim, seperti beban *smelter*. Naik turun beban yang signifikan dan cepat dapat mengganggu stabilitas sistem. Oleh karena itu, pelanggan *smelter* yang akan terkoneksi dengan PLN disyaratkan untuk memasang kompensator dan

menaati ketentuan penyambungan (*Grid Code*) sehingga PLN dapat memasok pelanggan dengan andal.

Dengan banyaknya rencana smelter di Provinsi Sulawesi Tenggara, maka dibutuhkan beberapa rencana pengembangan sistem ketenagalistrikan di Provinsi Sulawesi Tenggara. Untuk melayani potensi pelanggan smelter tersebut, PLN minimal harus melakukan salah satu dari alternatif membangun pembangkit besar (PLTU) atau membangun transmisi yang memadai dari Provinsi Sulawesi Tengah dan Sulawesi Selatan ke Provinsi Sulawesi Tenggara. Alternatif pembangunan transmisi Wotu – Bungku – Andowia – Kendari dilakukan dengan menggunakan transmisi konstruksi tegangan 500 kV serta konduktor menggunakan 4xZebra meskipun pada saat awal dioperasikan dengan tegangan 275 kV. Hal ini dilakukan untuk mengantisipasi apabila terdapat penambahan kebutuhan daya yang signifikan.

Potensi Sumber Energi

Di Provinsi Sulawesi Tenggara terdapat cukup banyak potensi sumber energi, terutama tenaga air dengan potensi PLTA sekitar 279 MW dan potensi PLTM sekitar 15,9 MW. Selain itu, juga terdapat potensi panas bumi antara lain di Laenia di Kendari sekitar 20 MW. Potensi energi *hybrid* yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 10 MW yang tersebar di satu lokasi di Bombana. Potensi energi biomass yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 35 MW yang tersebar di satu lokasi di Konawe.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan daya listrik di Sulawesi Tenggara, akan dibangun beberapa pembangkit yaitu PLTU batubara, PLTA, PLTP, dan PLTMG *dual fuel,* PLTS dengan kelas kapasitas disesuaikan dengan kondisi sistem setempat. Dari potensi energi terbarukan yang ada, PLN berencana akan membangun PLTA Konawe berkapasitas 2x10,5 MW. Pembangunan PLTA tersebut akan diselaraskan dengan rencana pembangunan waduk di aliran Sungai Konawe melalui kerjasama dengan institusi pengelola sungai (Balai Wilayah Sungai) setempat, untuk memenuhi kebutuhan beban di Sulawesi Tenggara. Untuk dapat melayani potensi pelanggan besar yang cukup banyak dan tersebar di Sulawesi Tenggara dimungkinkan untuk dapat bekerjasama secara langsung untuk penyediaan suplai dayanya dengan catatan deposit tambang diketahui

hingga 25-30 tahun sehingga pembangkit masih dapat beroperasi dan telah dikaji secara teknis dan finansial.

Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut. Selama periode 2021–2030, di Provinsi Sulawesi Tenggara akan dibangun pembangkit baru yang akan terhubung ke sistem 150 kV dan sebagian terhubung ke jaringan 20 kV pada sistem *isolated*. Untuk sistem-sistem *isolated* yang jam nyala operasinya masih di bawah 24 jam serta tidak dapat disambungkan ke *grid*, rencana pengembangannya akan dibangun PLTS beserta *Battery* agar jam nyala operasinya menjadi 24 jam.

Tabel C5.9 dan Tabel C5.10 berikut menampilkan rincian rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Tenggara.

Tabel C5.9. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	60	75	15	-	-	-	-	-	-	150
PLTM	-	-	-	-	11,98	-	-	-	-	-	11,98
PLTA	-	-	-	-	-	22	-	21	-	-	43
PLT Lain	0,81	3,62	0,07	-	-	-	-	-	-	-	4,5
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	15	15	-	-	30
Jumlah	0,81	63,62	75,07	15	11,98	22	15	36	-	-	239,48
IPP											
PLT Lain	-	-	9,84	-	27,96	-	-	-	-	-	37,8
Jumlah	-	-	9,84	-	27,96	-	-	-	-	-	37,8
Total											
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	60	75	15	-	-	-	-	-	-	150
PLTM	-	-	-	-	11,98	-	-	-	-	-	11,98
PLTA	-	-	-	-	-	22	-	21	-	-	43
PLT Lain	0,81	3,62	9,91	-	27,96	-	-	-	-	-	42,3
PLT Base	-	-	-	-	-	-	15	15	-	-	30
Jumlah	0,81	63,62	84,91	15	39,94	22	15	36	-	-	277,28

Tabel C5.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,04	2022	Rencana	PLN

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
2	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	3,58	2022	Rencana	PLN
3	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,81	2021	Rencana	PLN
4	*Isolated* Tersebar	PLTS + Baterai	Dedieselisasi	9,84	2023	Rencana	IPP
5	Sulbagsel	PLTG/MG	MPP Sulselbar	2x60	2022/23	Pengadaan	PLN
6	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,07	2023	Rencana	PLN
7	Sulbagsel	PLTGU	Sulbagsel	*450	2023	Rencana	PLN
8	*Isolated* Tersebar	PLTS + Baterai	Dedieselisasi	17,96	2025	Rencana	IPP
9	Sulbagsel	PLTM	Lapai 1	2x2,65	2025	Rencana	PLN
10	Sulbagsel	PLTM	Lapai 2	2x2	2025	Konstruksi	PLN
11	Sulbagsel	PLTM	Riorita	2x1,335	2025	Rencana	PLN
12	Sulbagsel	PLTA	Watunohu	22	2026	Rencana	PLN
13	Sulbagsel	PLTA	Konawe (Bendungan Pelosika PUPR)	21	2028	Rencana	PLN
14	Bau-Bau	PLTMG	Bau-Bau 2	30	2023/24	Rencana	PLN
15	Sulbagsel	PLTBio	Sulbagsel (Kuota) Tersebar	10	2025	Rencana	IPP
16	Bau-Bau	PLT EBT *Base*	Bau-Bau 2	30	2027/28	Rencana	PLN
17	TOTAL			277,28			

Transmisi 150 kV dari Sulsel hingga Kendari telah selesai dibangun sehingga Sistem interkoneksi Sulbagsel telah terhubung hingga Kendari. Kebutuhan tenaga listrik di Kendari saat ini disuplai dari *mobile power plant* (MPP) kapasitas total 50 MW dengan teknologi *dual fuel*, PLTU batubara dan dari Sistem Interkoneksi Sulbagsel. Kedepannya terdapat beberapa pembangkit yang telah dalam tahap konstruksi, sehingga pasokan tenaga listrik ke Kendari akan semakin baik.

Beberapa pembangkit PLTGU yang belum dalam tahap konstruksi akan menggunakan mesin PLTGU relokasi dari Sistem Jawa. Hal ini dilakukan untuk mengoptimalkan utilisasi pembangkit PLTGU eksisting di Jawa. Rencana relokasi ini masuk dalam list pembangunan pembangkit di atas namun tidak diperhitungkan sebagai penambahan kapasitas pembangkit karena sifatnya hanya berupa relokasi pembangkit.

Proyek PLTGU Sulbagsel (450 MW) rencana COD tahun 2023, lokasi PLTGU Sulbagsel 450 MW untuk memenuhi pasokan beban *smelter* yang kedepannya berpotensi cukup besar di Sulawesi Tenggara. Opsi lokasi pembangkit ini akan diletakkan di dekat Andowia atau Bungku – Sulawesi Tenggara (dekat beban

smelter). Rencana PLTGU Sulbagsel akan didapat dari relokasi PLTGU Sistem Jawa.

Di Provinsi Sulawesi Tenggara terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTA	Lasolo	145	MW
PLTA	Tamboli	24	MW
PLTM	Tinokari	9,7	MW
PLTA	Sungai Lalindu	110	MW
PLTM	Olooloho	6,2	MW
PLTP	Lainea #1,#2	2x10	MW
PLTH	Bombana	10	MW
PLTH	Buton	30	MW
PLTBm	Konawe	35	MW
PLTBm	Buton	9,8	MW
PLTB	Buton	15	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

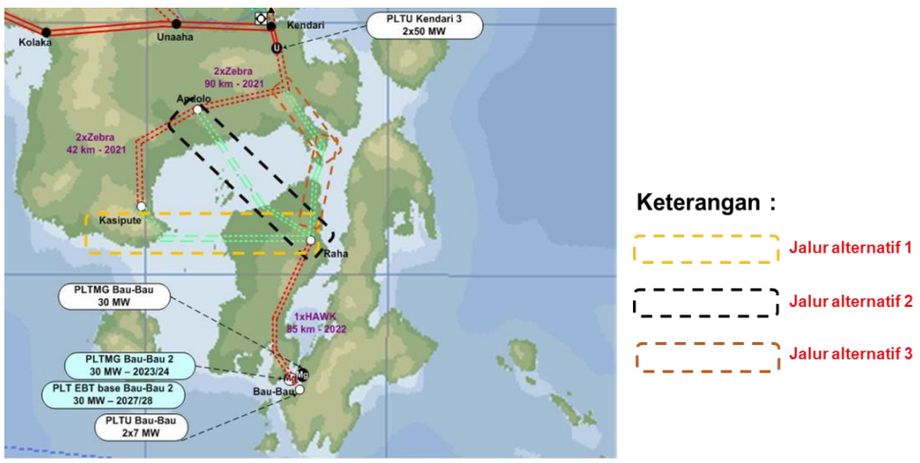
Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Pembangunan transmisi 150 kV di Provinsi Sulawesi Tenggara sebagian besar digunakan untuk membangun interkoneksi Sistem Sultra dengan Sistem Sulsel yang terbentang dari Malili (Sulsel), Lasusua, Kolaka, Unaaha sampai ke Kendari, dalam rangka mengganti pasokan yang selama ini menggunakan PLTD minyak beralih ke sistem interkoneksi yang lebih murah. Selain itu, pembangunan transmisi juga terkait dengan proyek pembangkit yaitu untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke beban melalui sistem 150 kV.

Selanjutnya transmisi 150 kV tersebut akan dikembangkan untuk melayani ibukota Kabupaten yang selama ini masih berupa sistem *isolated*.

Pembangunan transmisi juga dimaksudkan untuk menginterkoneksikan Sistem Raha di Pulau Muna dengan Sistem Bau-Bau di Pulau Buton. Pembangunan interkoneksi antar pulau tersebut akan didahului dengan kajian kelayakan. Selain itu, juga akan dilakukan kajian interkoneksi dari Raha ke Sistem interkoneksi Subagsel melalui kabel laut 150 kV. Inisiasi awal untuk 3 (tiga) opsi jalur interkoneksi yaitu GI Raha – GI Kasipute dan GI Raha – GI Andolo, sesuai gambar di bawah.



Gambar C5.3. Inisiasi Awal Opsi Jalur Interkoneksi Raha-BauBau ke Sistem Sulbagsel

Opsi pertama dari GI Kasipute dengan menarik jaringan transmisi 150 kV dan Kabel Laut ke GI Raha estimasi total panjang 156 kms. Opsi kedua interkoneksi direncanakan dari GI Andolo dengan menarik jaringan transmisi 150 kV dan Kabel Laut ke GI Raha estimasi total panjang 170 kms. Untuk Opsi ke tiga, interkoneksi direncanakan dari Inc. 2 phi Andolo-Kendari ke GI Raha estimasi total panjang 152 kms.

Untuk rencana interkoneksi Sistem Sulbagsel – Sistem BauBau dengan menggunakan kabel laut dan transmisi 150 kV perlu dilakukan kajian lebih lanjut baik dari segi operasional dan finansial serta perlu memperhatikan kedalaman palung laut di perairan Sulawesi Tenggara. Jika secara kajian dinyatakan layak dari segi operasional dan finansial diperkirakan interkoneksi dengan menggunakan kabel laut ini dapat beroperasi 5-6 tahun kedepan.

Sebagaimana diketahui bahwa di Sultra saat ini banyak permintaan daya listrik untuk industri pengolahan tambang mineral nikel (*smelter*) dengan daya cukup besar, total mencapai lebih dari 500 MVA di daerah Konawe. Untuk melayani potensi beban industri tersebut, kebutuhan listrik akan dipenuhi dari rencana relokasi PLTGU dari Sistem Kelistrikan Jawa-Bali serta beberapa

PLTA skala besar yang berada di daerah sekitar perbatasan Sulsel, Sulteng dan Sulbar. Dalam rangka menyalurkan daya listrik dari beberapa PLTA tersebut ke Sultra, direncanakan akan dibangun transmisi EHV dengan konstruksi tegangan 500 kV mulai dari GITET Wotu sampai GITET Kendari sesuai hasil kajian *Master Plan* Kelistrikan Sulawesi dari Universitas Gajah Mada untuk menyuplai kebutuhan daya *smelter* yang ada di Kolaka dan Konawe. Namun demikian, transmisi EHV tersebut akan dioperasikan dengan tegangan 275 kV pada saat awal pengoperasian. Hal ini dilakukan untuk menekan biaya investasi dan mempertimbangkan *stepping* masuknya beban. Jika beban nantinya tumbuh tinggi, maka pengoperasian transmisi akan dilakukan dengan tegangan 500 kV.

Transmisi 275 kV pada awalnya direncakan untuk beroperasi pada tahun 2027, namun apabila terdapat potensi beban besar yang dapat masuk lebih awal maka pengembangan SUTET 275 kV Wotu – Bungku – Andowia – Kendari akan dilakukan lebih cepat.

Rencana pembangunan transmisi selama periode 2021-2030 terdapat dalam Tabel C5.11 dan Tabel C5.12.

Tabel C5.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
275 kV	-	-	260	135	-	-	-	-	-	-	395
150 kV	278	180	96	-	-	236	-	80	-	-	870
Total	278	180	356	135	-	236	-	80	-	-	1.265

Tabel C5.12. Rencana Pengembangan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	Kendari 150 kV	Andolo	150	2 cct, ACSR 2xZebra	180	2021	Konstruksi
2	PLTG/MG MPP Sulselbar	Kolaka Smelter	150	2 cct, ACSR 2xHawk	4	2022	Konstruksi
3	Kolaka *Smelter*	Incomer 2 phi (Lasusua-Kolaka)	150	2 cct, ACSR 2xHawk	8	2021	Konstruksi
4	Andolo	Kasipute	150	2 cct, ACSR 2xZebra	84	2021	Konstruksi
5	GI Tinanggea *Switching*	GI Pelanggan BSI	150	2 cct, ACSR 2xZebra	6	2021	Rencana
6	Raha	Bau-Bau	150	2 cct, ACSR 1xHawk	170	2022	Konstruksi
7	PLTMG Bau-Bau	Incomer 2 phi Bau-bau Raha	150	2 cct, ACSR 1xHawk	6	2022	Konstruksi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
8	GI Tinanggea *Switching*	GI Tinanggea *Smelter*	150	2 cct, ACSR 2xZebra	40	2023	Rencana
9	GI Pembangkit Mobile	Incomer 1 phi GI Tinanggea *Switching*-GI Tinanggea *Smelter*	150	2 cct, ACSR 2xZebra	6	2023	Rencana
10	PLTA Watunohu	Lasusua	150	2 cct, ACSR 1xHawk	80	2026	Rencana
11	GI Kasipute	Landing Point Kasipute	150	2 cct, ACSR 2xHawk	16	2026	Rencana
12	Landing Point Kasipute	Landing Point Raha	150	3cct, XLPE CU 1x400 mm2 (Under Sea)	60	2026	Rencana
13	Landing Point Raha	GI Raha	150	2 cct, ACSR 2xHawk	80	2026	Rencana
14	GITET Bungku	GITET Andowia	275	2 cct, ACSR 4xZebra	260	2023	Rencana
15	GITET Andowia	GITET Kendari	275	2 cct, ACSR 4xZebra	135	2024	Rencana
16	PLTA Konawe	Unaaha	150	2 cct, ACSR 1xHawk	80	2028	Rencana
17	Andowia	Pelanggan PT Tiran	150	2 cct, ACSR 2xZebra	50	2023	Rencana
	Total				1.265		

Pengembangan Gardu Induk

Terkait dengan rencana pembangunan transmisi 275 kV dengan konstruksi tegangan 275 kV juga akan dibangun GITET baru 275/150 kV yang dilalui oleh transmisi 275 kV serta dengan melihat perkembangan pertumbuhan beban industri *smelter* yang ada di Sulawesi Tenggara kedepannya sangat besar akan direncanakan pengoperasian GITET 500 kV dan juga akan dibangun GI baru 150 kV serta penambahan kapasitas trafo pada GI eksisting. Untuk GI 70 kV kedepan sudah tidak dikembangkan lagi kecuali pada lokasi-lokasi dimana sistem 150 kV belum dapat menggantikan peran GI 70 kV sehingga untuk sementara akan dipertahankan. Penambahan gardu induk baru dan kapasitas trafo GI ini akan dapat menampung penambahan pelanggan baru khususnya pelanggan industri *smelter* yang sangat besar potensinya di Sulawesi Tenggara yang tersebar disekitar Konawe Utara dan Konawe Selatan, evakuasi daya serta meningkatkan keandalan penyaluran. Rencana pengembangan gardu induk selama periode 2021-2030 dapat dilihat pada Tabel C5.13 dan Tabel C5.14.

Tabel C5.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
275/150 kV	-	-	250	250	-	-	-	-	-	-	500
150/70 kV	31,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31,5
150/20 kV	60	150	-	30	-	-	-	-	-	-	240
70/20 kV	-	-	-	-	30	-	-	-	-	-	30
Total	91,5	150	250	280	30	-	500	-	-	-	801,5

Tabel C5.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Puuwatu - IBT 1x31.5 MVA	150/70	Ext	32	2021	Konstruksi
2	Andolo	150/20	New	30	2021	Konstruksi
3	Kolaka *Smelter* (New)	150	New 8 LB + 2 sparebay	8 LB	2021	Konstruksi
4	Kasipute	150/20	New	30	2021	Konstruksi
5	Tinanggea *Smelter*	150	New 6 LB + 2 Sparebay	6 LB	2021	Rencana
6	Tinanggea *Switching*	150	New 8 LB + 4 Sparebay	8 LB	2021	Rencana
7	Bau Bau	150/20	New	60	2022	Konstruksi
8	Raha - (GI Baru) - 2 LB	150/20	New	60	2022	Konstruksi
9	GI PLTMG Bau-Bau	150/20	New	30,0	2022	Konstruksi
10	Kolaka	150/20	Ext	30	2024	Rencana
11	GI Raha	150	New LB	2 LB	2026	Rencana
12	GI Kasipute	150	New LB	2 LB	2026	Rencana
13	Landing Point Raha	150	New LB	4 LB	2026	Rencana
14	Landing Point Kasipute	150	New LB	4 LB	2026	Rencana
15	Nii Tanasa	70/20	Ext	30	2025	Rencana
16	GITET Kendari	275/150	New	250	2024	Rencana
17	GITET Andowia	275/150	New	250	2023	Rencana
	Total			801,5		

Pengembangan Jaringan Distribusi

Untuk memenuhi kebutuhan listrik Provinsi Sulawesi Tenggara hingga tahun 2030. Sampai dengan Tahun 2030 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 235 ribu sambungan. Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2021-2030 secara rinci ditunjukkan pada Tabel C5.15.

Tabel C5.15. Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan
	kms	kms	MVA	
2021	486	413	32	27.999
2022	2.656	2.243	27	33.337
2023	1.757	1.447	25	30.765
2024	547	445	22	27.201
2025	565	457	20	24.706
2026	581	468	18	22.156
2027	596	478	17	20.022
2028	610	488	15	18.063
2029	623	496	14	16.350
2030	649	515	13	15.055
2021-2030	9.070	7.450	203	235.654

Pengembangan Listrik Perdesaan

Saat ini rasio elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Tenggara TW IV tahun 2020 adalah sebesar 95,97% namun masih terdapat 9 (sembilan) Kabupaten yang rasio elektrifikasinya masih di bawah 95% yaitu Konawe Utara, Kolaka Utara, Bombana, Buton Utara, Muna, Wakatobi, Kolaka Timur, Muna Barat, dan Buton Selatan. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 2.292 dengan rincian 2.155 berlistrik PLN, 103 berlistrik non PLN dan 34 LTSHE.

Program Listrik Perdesaan Sulawesi Tenggara adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan. Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan sampai dengan tahun 2030 diperlihatkan seperti pada Tabel C5.16.

Tabel C5.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	Kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	551	340	9,4	188	810	14.209
2022	262	159	4,0	79	3.620	9.666
2023	189	79	2,1	42	70	4.117
2024	51	22	0,8	15	-	1.510
2025	0	0	0	0	-	0
2026	0	0	0	0	-	0

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	Kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2027	0	0	0	0	-	0
2028	0	0	0	0	-	0
2029	0	0	0	0	-	0
2030	0	0	0	0	-	0

Metode program listrik perdesaan yang dilakukan saat ini adalah dengan Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE merupakan program Pemerintah yang dilaksanakan sebagai langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa tersebut.

Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE kepada 7.072 Rumah Tangga di Provinsi Sulawesi Tenggara. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2020-2022.

Selain LTSHE program lain yaitu pembangunan dan pemasangan pembangkit *Picohydro* dengan memanfaatkan sungai atau air terjun yang memiliki debit air kecil, Pembangkit *Picohydro* sangat sesuai untuk daerah daerah yang sangat terpencil dan sulit dijangkau dengan perluasan jaringan distribusi.

Dengan rasio desa berlistrik yang telah mencapai 100%, program kerja yang dilakukan di Sulawesi Tenggara kedepannya akan fokus pada daerah yang masih menggunakan listrik Non PLN dan LTSHE. Dalam kurun waktu 3 (tiga) tahun, rumah tangga berlistrik LTSHE akan diambil alih oleh PLN secara bertahap untuk dilistriki. Tahapan pengambilalihan diberikan pada tabel di bawah.

Tabel C5.17. Rencana Pengambilalihan RT LTSHE Menjadi Pelanggan PLN

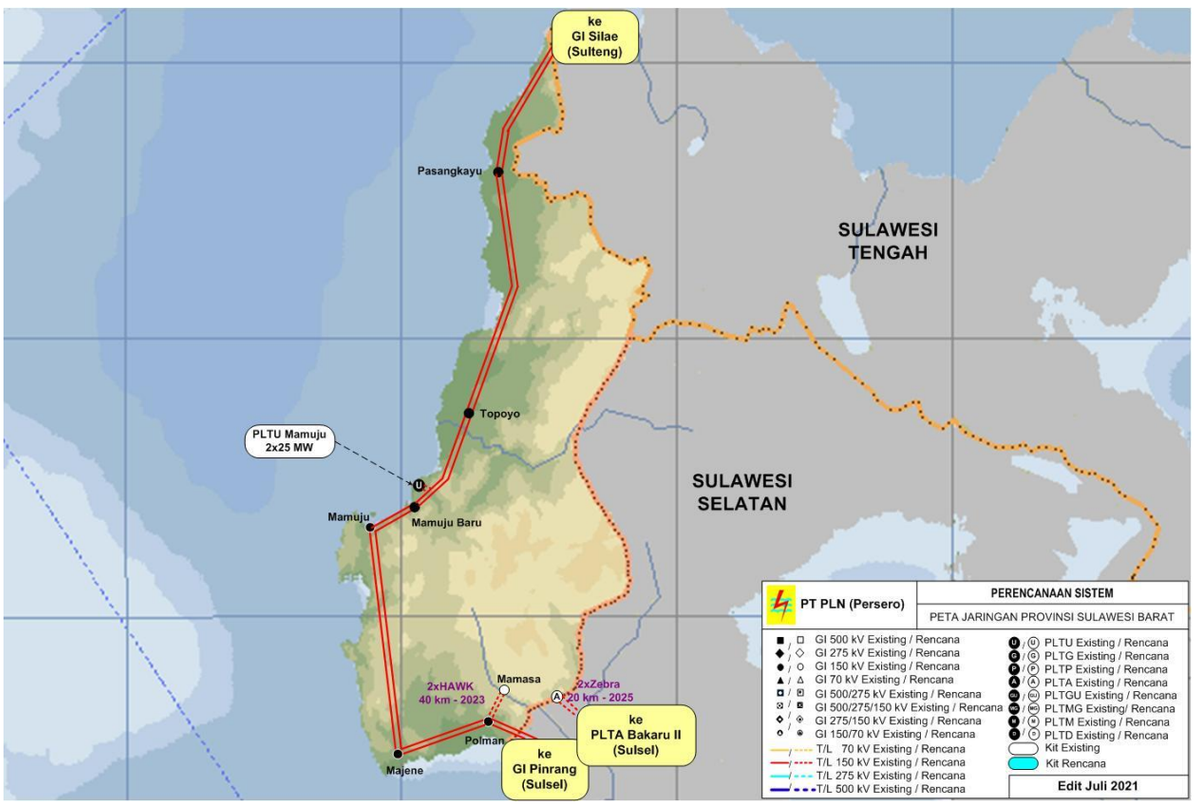
Provinsi	**2021**	**2022**	**2023**
Sultra	1.943	777	0

LAMPIRAN C.6
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI BARAT

C6.1 KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik Provinsi Sulawesi Barat saat ini sebagaian besar dipasok dari 3 gardu induk 150 kV, yaitu Polewali, Majene dan Mamuju yang terinterkoneksi dengan Sistem Sulawesi Selatan. Gardu induk tersebut mendapat pasokan dari pembangkit-pembangkit yang ada di sistem tenaga listrik interkoneksi Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat (Sulselbar). Selain itu terdapat pembangkit skala kecil yang beroperasi pada sistem *isolated* 20 kV untuk memenuhi kebutuhan setempat yang pada umumnya dipasok dari PLTD.

Peta tenaga listrik saat ini dan rencana pengembangannya di Provinsi Sulawesi Barat dapat dilihat pada Gambar C6.1.



Gambar C6.1. Peta Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Barat

Untuk meningkatkan jam nyala dari sistem *isolated* dan sistem *isolated* yang masih didominasi oleh PLTD direncanakan dapat dikembangkan dengan pembangkit tenaga terbarukan seperti PLTMH, PLTB, PLTBm dan PLTS sesuai dengan potensi setempat dan memenuhi keseimbangan antara suplai dan

demand, meningkatkan keandalan sistem setempat dan memenuhi prinsip keekonomian (menurunkan biaya pokok penyediaan sistem).

Penjualan sejak Tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 12,6%. Komposisi penjualan energi Tahun 2011-2020 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel C4.1.

Tabel C6.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	103	121	141	163	177	200	214	233	256	283
2	Bisnis	28	33	39	42	44	49	52	58	61	58
3	Publik	18	21	24	28	31	35	37	41	46	47
4	Industri	2	3	4	6	7	8	10	13	18	36
Jumlah		152	178	208	238	259	292	313	345	380	424
Pertumbuhan %		16,3	17,2	16,9	14,7	8,7	12,8	7,2	10,4	10,1	11,5

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Penambahan jumlah pelanggan sejak Tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 11,5%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan Tahun 2011-2020 ditunjukkan pada Tabel C4.2.

Tabel C6.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	102,4	112,8	132,6	152,0	164,0	176,6	208,4	231,8	258,2	278,6
2	Bisnis	6,3	7,2	8,7	9,5	10,3	11,2	10,6	10,7	11,1	11,5
3	Publik	3,1	3,4	4,2	4,8	5,3	6,2	7,0	7,8	8,5	9,1
4	Industri	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
	Jumlah	111,8	123,5	145,5	166,4	179,8	194,0	226,1	250,3	277,9	299,4
	Pertumbuhan %	10,6	10,5	17,8	14,4	8,0	7,9	16,5	10,7	11,0	7,7

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Pembangkit yang beroperasi secara *isolated* sebagaimana diberikan pada Tabel C6.3.

Tabel C6.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTM	Sulbagsel	2	0,70	0,70	0,7
	Sulbagsel	2	1,40	1,40	1,4
	Sulbagsel	2	2,00	2,00	2,00
Jumlah PLN		6	4,10	4,10	4,10
IPP					
PLTU	Sulbagsel	2	50,00	50,00	50,0

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
Jumlah IPP		2	50	50	50
Jumlah		8	54,1	54,1	54,1

Gardu Induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Barat ditunjukkan pada Tabel C6.4 dan Tabel C6.5.

Tabel C6.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Polmas	150/20	2	50
2	Majene	150/20	1	20
3	Mamuju	150/20	3	110
4	Pasangkayu	150/20	1	30
5	Mamuju Baru	150/20	1	30
6	Topoyo	150/20	1	30
	Total		8	270

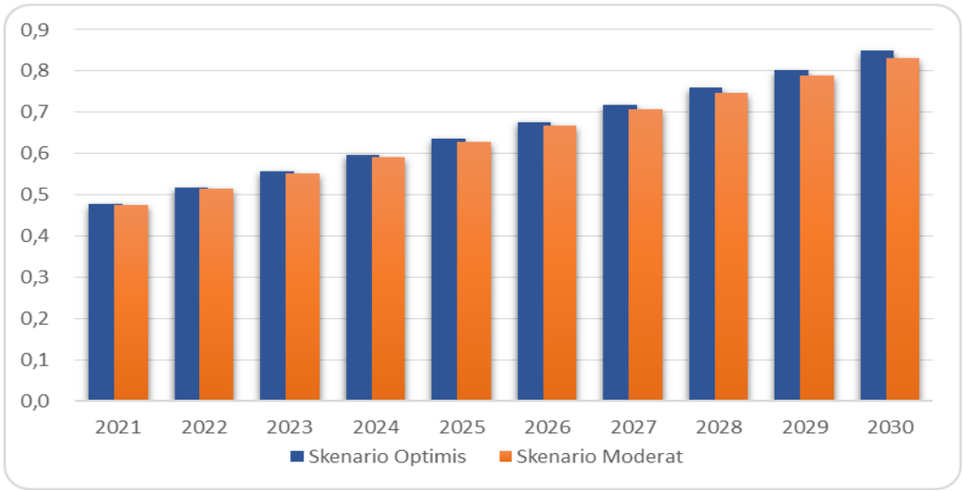
Tabel C6.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	915	1.170	1.287	1.469	1.793	1.967	2.392	2.729	3.050	3.329
2	JTR (kms)	887	1.077	1.308	1.293	1.451	1.637	1.816	2.037	2.365	2.485
3	Gardu Distribusi (MVA)	41	65	78	86	98	111	128	152	166	188

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

C6.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI SULAWESI BARAT

Provinsi Sulawesi Barat dengan Mamuju sebagai ibukotanya merupakan daerah yang sedang berkembang. Kondisi ekonomi Sulawesi Barat dalam lima tahun terakhir (2015-2019) tumbuh rata-rata 6,48%. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario yaitu skenario optimis dan skenario moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C6.2.



Gambar C6.2. Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (GWh)

Dengan pertumbuhan konsumsi listrik dalam lima tahun terakhir (2015-2019) yang mencapai rata-rata 9,83% per tahun dan berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik, dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk, peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang serta mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi Covid-19 terjadi, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2021-2030 diperlihatkan pada Tabel C6.6, Tabel C6.7 dan Tabel C6.8.

Tabel C6.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	309,3	329,6	351,0	373,4	396,8	421,1	446,2	472,2	498,9	526,9
2	Bisnis	62,4	66,7	71,2	76,0	80,9	85,9	91,2	96,5	102,0	107,8
3	Publik	51,2	55,4	59,9	64,7	69,8	75,2	80,9	86,8	93,1	99,9
4	Industri	51,2	62,1	70,2	76,4	81,2	85,2	88,5	91,3	93,9	96,4
Jumlah		474,1	513,8	552,3	590,4	628,6	667,3	706,7	746,9	788,0	830,9
Pertumbuhan %		11,8	8,4	7,5	6,9	6,5	6,2	5,9	5,7	5,5	5,4

Tabel C6.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	294,7	315,3	337,4	361,0	386,3	413,3	442,3	473,2	506,3	541,8
2	Bisnis	12,1	12,5	12,9	13,3	13,7	14,1	14,4	14,8	15,2	15,5
3	Publik	9,6	10,3	11,0	11,8	12,6	13,4	14,3	15,2	16,1	17,1
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Jumlah		316,6	338,3	361,5	386,3	412,8	441,1	471,3	503,5	537,9	574,7
Pertumbuhan %		5,8	6,9	6,9	6,9	6,9	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8

Tabel C6.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,0	474	524	84	316.619
2022	5,3	514	563	90	338.346
2023	5,2	552	604	97	361.549
2024	5,2	590	645	103	386.332
2025	5,1	629	685	109	412.801
2026	5,0	667	726	116	441.071
2027	4,9	707	767	122	471.263
2028	4,8	747	809	129	503.507
2029	4,7	788	852	135	537.944
2030	4,7	831	898	143	574.747
Pertumbuhan	5,0	6,7%	6,2%	6,0%	6,8%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Sulawesi Barat. Untuk melayani kebutuhan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

Sebagai komitmen PLN untuk mendukung program pemerintah, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 49 puskesmas di 36 Kecamatan yang tersebar di 3 kabupaten di Provinsi Sulawesi Barat.

C6.3 PENGEMBANGAN SARANA TENAGA LISTRIK

Potensi Energi Primer

Provinsi Sulawesi Barat dengan kondisi alamnya yang bergunung-gunung dengan hutan masih asli, menyimpan potensi tenaga air yang sangat besar untuk dapat dikembangkan menjadi PLTA, dan di beberapa lokasi dapat dikembangkan menjadi PLTM. Potensi energi air yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 879 MW yang tersebar di 8 lokasi. Potensi energi bayu yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 30 MW yang tersebar di satu lokasi di Majene. Potensi energi panas buni yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 10 MW yang tersebar di satu lokasi di Lilli-Seporaki.

Pengembangan Pembangkit

Memperhatikan besarnya potensi tenaga air tersebut, prioritas pertama dalam mengembangkan pembangkit adalah membangun PLTA. Rencana pembangunan PLTA tersebut harus diawali dengan studi kelayakan yang baik dan lengkap termasuk adanya data curah hujan yang memadahi dan berkualitas. Khusus untuk tenaga listrik di daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut. Untuk sistem-sistem *isolated* yang jam nyala operasinya masih di bawah 24 jam serta tidak dapat disambungkan ke *grid*, rencana pengembangannya akan dibangun PLTS beserta *Battery* agar jam nyala operasinya menjadi 24 jam.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030 di Provinsi Sulawesi Barat direncanakan akan dibangun pembangkit dengan rincian sesuai Tabel C6.9 dan Tabel C6.10.

Tabel C6.9. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTM	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	4
PLT Lain	0,13	-	0,27	-	-	-	-	-	-	-	0,40
Jumlah	0,13	-	0,27	4	-	-	-	-	-	-	4,40
Total											
PLTM	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	4
PLT Lain	0,13	-	0,27	-	-	-	-	-	-	-	0,40
Jumlah	0,13	-	0,27	4	-	-	-	-	-	-	4,40

Tabel C6.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Isolated Tersebar	PLTS	Lisdes	0,13	2021	Rencana	PLN
2	Isolated Tersebar	PLTS	Lisdes	0,27	2023	Rencana	PLN
3	Sulbagsel	PLTM	Bonehau	4	2024	Konstruksi	PLN
	TOTAL			4,40			

Di Provinsi Sulawesi Barat terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

PLTA	Tabulahan	18	MW
PLTA	Sungai Sadang	35	MW
PLTA	Karama	190	MW
PLTA	Tinauka	300	MW
PLTA	Tumbuan/Mamuju	150	MW
PLTM	Tetean	2	MW
PLTM	Tabulahan	10	MW
PLTA	Mapili	174	MW
PLTB	Majene	30	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke pusat beban dan dalam rangka menyambung beban yang selama ini dilayani oleh PLTD terhubung ke sistem akan dibangun transmisi 150 kV untuk menyalurkan daya dari PLTA Poko ke PLTA Bakaru II.

Pengembangan transmisi di Provinsi Sulbar untuk periode 2021-2030 diperlihatkan pada Tabel C6.11 dan Tabel C6.12.

Tabel C6.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (kms)

Transmisi	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150 kV	2	-	80	-	-	40	-	-	-	-	122
Total	2,0	-	80	-	-	40	-	-	-	-	122

Tabel C6.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	Mamuju Baru	Incomer 1 Phi PLTU Mamuju-Mamuju	150	2 cct, ACSR 2xHawk	2	2021	Konstruksi
2	Polman	Mamasa	150	2 cct, ACSR 2xHawk	80	2023	Rencana
3	PLTA Poko	GI Bakaru II	150	2 cct, ACSR 2xZebra	40	2026	Rencana
	Total				122		

Pengembangan Gardu Induk

Seiring dengan pembangunan transmisi, di Sulawesi Barat akan dibangun beberapa gardu induk terkait. Pengembangan gardu induk untuk 10 tahun kedepan di Provinsi Sulawesi Barat dirinci pada Tabel C6.13 dan Tabel C6.14.

Tabel C6.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150/20 kV	30	-	30	-	-	-	-	-	-	-	60
Total	30	-	30	-	-	-	-	-	-	-	60

Tabel C6.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Majene	150/20	Ext	30	2021	Konstruksi
2	Polman	150	Ext 2 LB	2 LB (arah mamasa)	2023	Konstruksi
3	Mamasa	150/20	New	30	2023	Konstruksi
	Total			60		

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan Tahun 2030 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 275 ribu sambungan. Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2021-2030 secara rinci ditunjukkan pada Tabel C6.15.

Tabel C6.15. Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan
	kms	kms	MVA	
2021	371	239	23	17.222

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan
	kms	kms	MVA	
2022	372	236	26	21.727
2023	367	229	29	23.203
2024	369	227	32	24.784
2025	377	228	36	26.469
2026	387	232	40	28.269
2027	399	236	44	30.193
2028	413	241	49	32.244
2029	428	247	55	34.437
2030	453	258	61	36.804
2021-2030	3.936	2.373	395	275.350

Pengembangan Listrik Perdesaan

Saat ini rasio elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Barat TW IV tahun 2020 adalah sebesar 99,72% seluruh kabupaten di seluruh kabupaten di Propinsi Sulawesi Barat sudah di atas 99%. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 648 dengan rincian 619 berlistrik PLN, 16 berlistrik non PLN dan 13 LTSHE.

Program Listrik Perdesaan Sulawesi Barat adalah program PLN untuk mempercepat rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.

Dengan metode-metode tersebut, diharapkan percepatan rasio elektrifikasi 100% selesai Tahun 2022 di Provinsi Sulawesi Barat. Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan sampai dengan tahun 2030 diperlihatkan seperti pada Tabel C6.16.

Tabel C6.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	Kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2021	342	150,1	5,3	156,0	130	8.391
2022	193	143,8	4,7	121,0		6.352
2023	113	79,2	2,0	68,0	270	2.830
2024	51,4	18,2	0,7	25,0		1.431
2025	0	0	0	0		0
2026	0	0	0	0		0
2027	0	0	0	0		0

TAHUN	JTM	JTR	TRAFO		Pembangkit	Pelanggan
	Kms	Kms	MVA	Unit	kW / kWp	
2028	0	0	0	0		0
2029	0	0	0	0		0
2030	0	0	0	0		0

Metode program listrik perdesaan yang dilakukan saat ini adalah dengan Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Tahun 2017-2019, Direktorat Jenderal EBTKE Kementerian ESDM memberi bantuan LTSHE kepada 4.345 Rumah Tangga di Provinsi Sulawesi Barat. Rencananya Pelanggan Rumah Tangga tersebut akan di ambil alih bertahap menjadi pelanggan PLN di tahun 2020-2022.

Selain LTSHE program lain yaitu pembangunan dan pemasangan pembangkit Picohydro dengan memanfaatkan sungai atau air terjun yang memiliki debit air kecil, Pembangkit *Picohydro* sangat sesuai untuk daerah daerah yang sangat terpencil dan sulit dijangkau dengan perluasan jaringan distribusi.

Dengan rasio desa berlistrik yang telah mencapai 100%, program kerja yang dilakukan di Sulawesi Barat kedepannya akan focus pada daerah yang masih menggunakan listrik Non PLN.

Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa. PLN akan mengambil alih rumah tangga LTSHE secara bertahap sesuai tabel di bawah.

Tabel C6.17. Rencana Pengambilalihan RT LTSHE Menjadi Pelanggan PLN

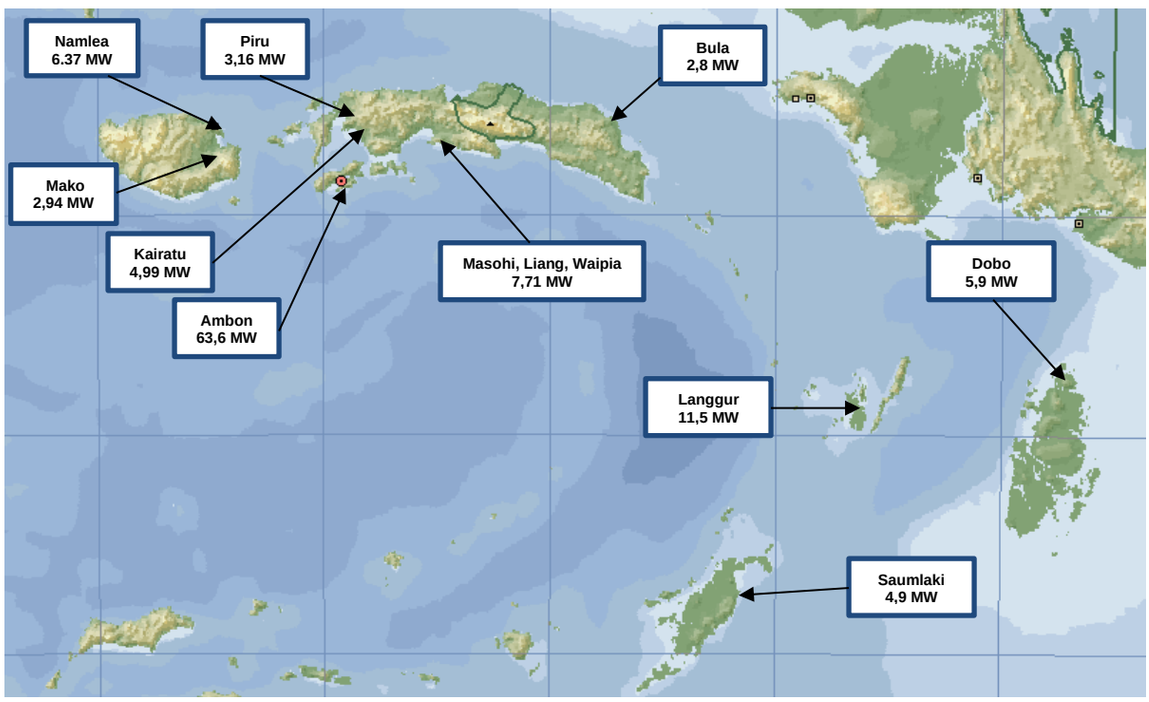
Provinsi	**2021**	**2022**	**2023**
Sulbar	1.700	293	0

LAMPIRAN C.7
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI MALUKU

C7.1 KONDISI SAAT INI

Provinsi Maluku saat ini memiliki 10 sistem tenaga listrik dengan beban diatas 2 MW yaitu Sistem Ambon, Masohi-Waipia-Liang, Kairatu, Piru, Namlea, Mako, Bula, Tual, Dobo, dan Saumlaki. Selain 10 sistem tenaga listrik di atas, masih terdapat 46 pusat pembangkit kecil yang lokasinya tersebar.

Kebutuhan listrik di Provinsi Maluku saat ini dilayani dari sistem interkoneksi 70 kV dan sistem 20 kV yang dipasok dari pembangkit-pembangkit PLTD, PLTMG dan PLTS tersebar serta sistem *isolated* yang tersambung langsung ke jaringan 220 Volt pada masing-masing sistem tenaga listrik seperti ditunjukkan pada Gambar C7.1



Gambar C7.1 Peta Lokasi Pembangkit di Provinsi Maluku

Penjualan sejak tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 8,8%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2020 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel C7.1 dan Tabel C7.2.

Tabel C7.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	213	247	290	303	320	282	341	368	381	419
2	Bisnis	77	91	100	108	116	123	133	141	146	142
3	Publik	40	52	72	61	65	69	71	78	85	90
4	Industri	6	7	8	8	10	10	10	10	10	10
Jumlah		337	397	470	480	510	483	554	597	622	662
Pertumbuhan (%)		15,8	18,1	18,2	2,2	6,1	(5,1)	14,7	7,8	4,2	6,3

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel C7.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	208	213	232	247	261	274	289	313	333	356
2	Bisnis	9	9	11	14	16	17	18	18	19	17
3	Publik	7	7	8	9	9	10	9	10	11	12
4	Industri	0,04	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,07	0,07
Jumlah		223	229	252	270	287	301	317	342	363	386
Pertumbuhan (%)		10,0	2,8	9,8	7,4	6,1	4,9	5,5	7,8	6,1	6,3

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

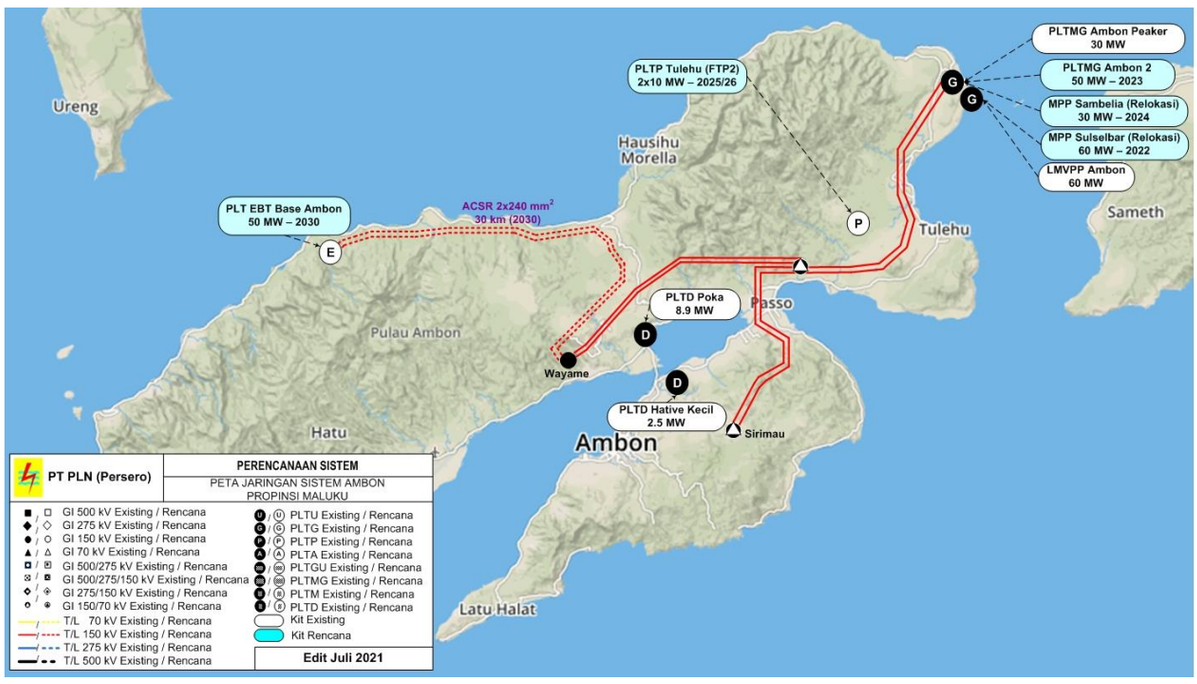
Sistem tenaga listrik terbesar di Provinsi Maluku adalah Sistem Ambon, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit sekitar 86,2 MW termasuk PLTD sewa, dengan daya mampu sekitar 62,4 MW dan beban puncak 60,9 MW. Kapasitas terpasang pembangkit dapat dilihat pada Tabel C7.3.

Tabel C7.3 Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

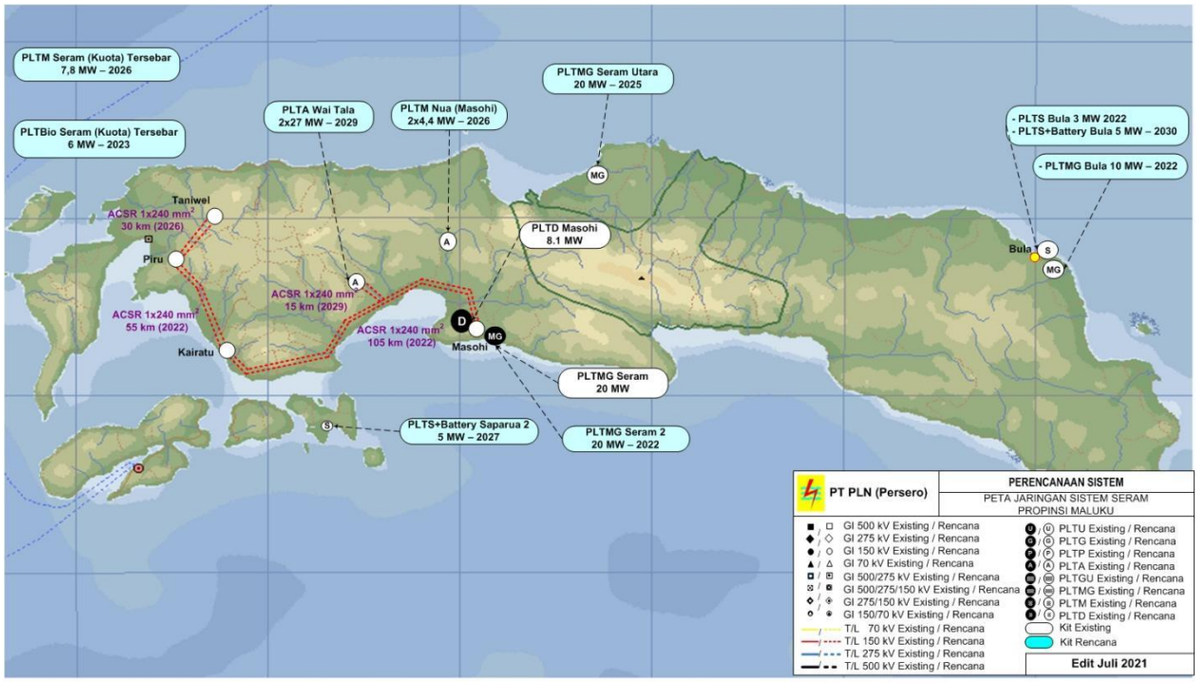
Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTD	Ambon	7	26,2	8,3	8,3
	Masohi	3	0,7	0,64	0,64
	Kairatu	4	2,4	1,64	1,64
	Piru	1	0,9	0,5	0,5
	Namlea	7	4	2	2
	Mako	1	0,7	0,25	0,25
	Saparua	7	3,65	3,3	2,1
	Tual	8	7,5	4,7	4,7
	Saumlaki	5	5	1,25	1,25
	Dobo	8	5,3	3,1	3,1
Jumlah PLN		51	56,35	25,68	24,48
Sewa					
PLTMG	Ambon	4	60	54,1	54,1
PLTD	Masohi	14	8,5	4,5	4,5
	Kairatu	5	5	3	3.0
	Piru	6	4,5	2,2	2,2
	Namlea	7	6,2	4	4
	Mako	7	4,2	1,36	1,36
	Tual	9	10	6	6

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
	Saumlaki	5	6,3	4,3	4,3
	Dobo	5	4	3	3
Jumlah Sewa		62	108,7	82,5	79,5
Jumlah		113	165,1	108,1	103,9

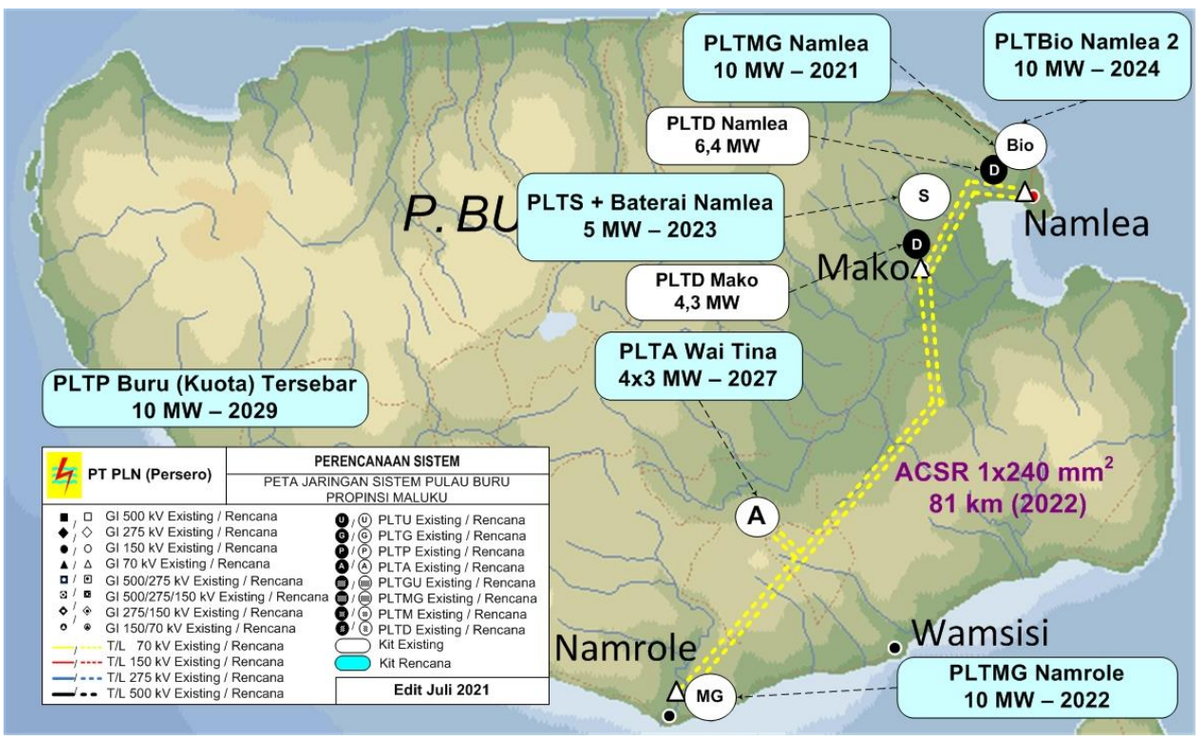
Sistem tenaga listrik di Ambon, ibukota Provinsi Maluku, merupakan sistem interkoneksi 70 kV dan 150 kV yang disuplai tiga gardu induk eksisting yaitu GI Sirimau, GI Passo dan GI Wayame. Pada Sistem Pulau Seram dan Pulau Buru yang saat ini masih menggunakan jaringan 20 kV, kedepannya akan dikembangkan jaringan transmisi 150 kV di Pulau Seram dan 70 kV di Pulau Buru untuk mengevakuasi daya dari pembangkit-pembangkit PLTD, PLTMG, dan PLTA ke beban. Gambar C7.2, Gambar C7.3, Gambar C7.4, Gambar C7.5 dan Gambar C7.6 masing-masing menunjukkan peta pengembangan sistem tenaga listrik Ambon, Seram, Buru, Langgur, Dobo, Masela dan Saumlaki.



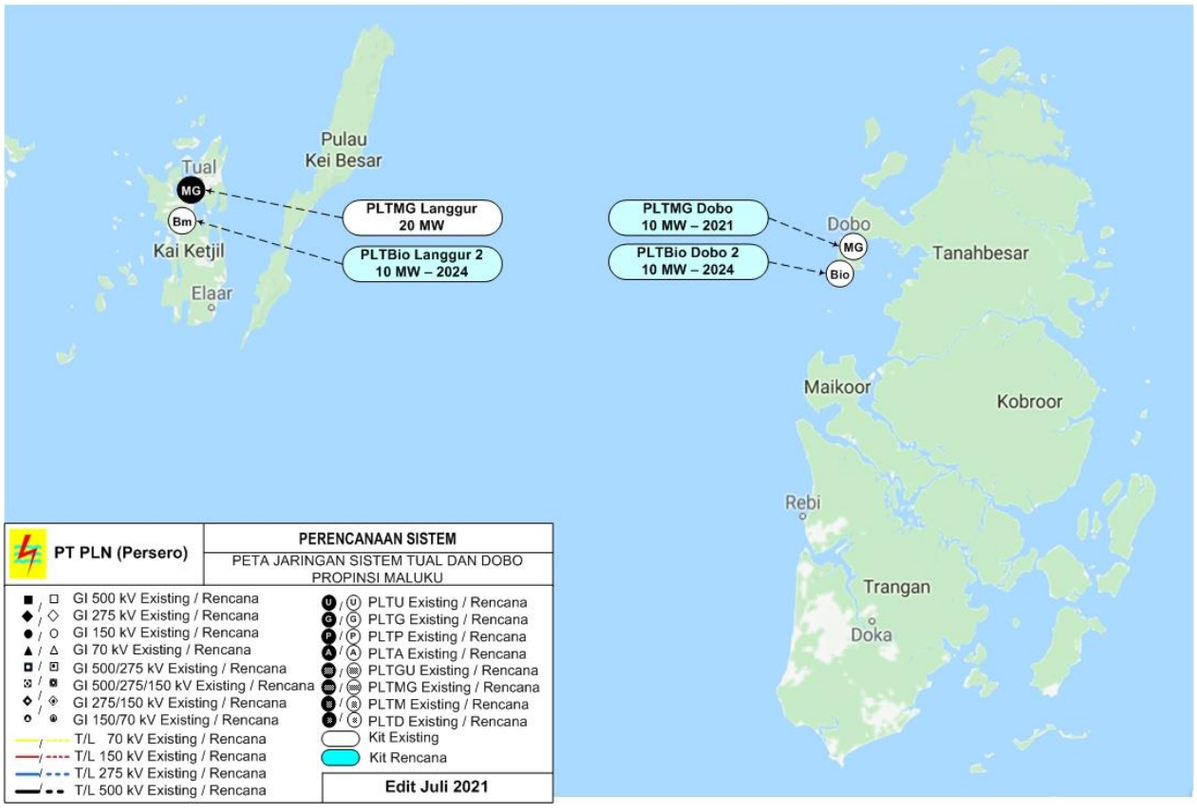
Gambar C7.2 Peta Pengembangan Sistem Ambon



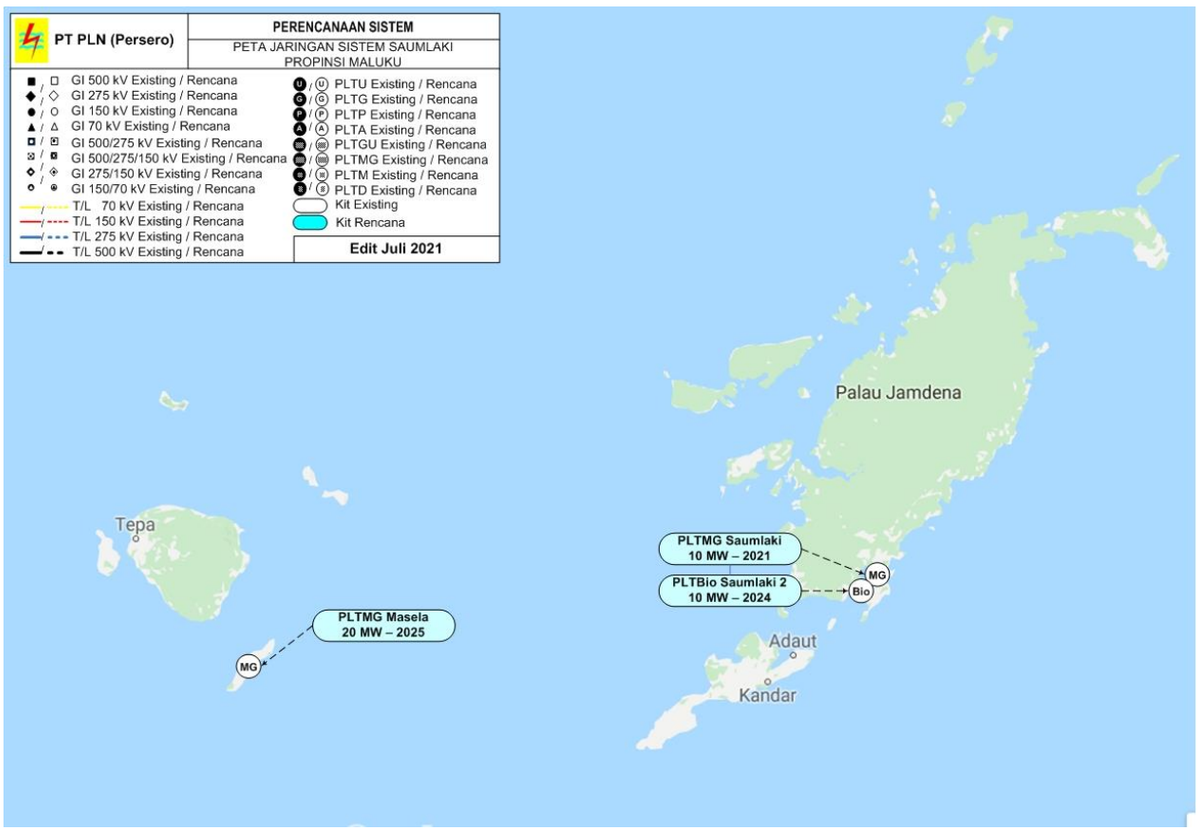
Gambar C7.3 Peta Pengembangan Sistem Seram



Gambar C7.4 Peta Pengembangan Sistem Pulau Buru



Gambar C7.5 Peta Pengembangan Sistem Langgur dan Dobo



Gambar C7.6 Peta Pengembangan Sistem Masela dan Saumlaki

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Maluku ditunjukkan pada Tabel C7.4 dan Tabel C7.5.

Tabel C7.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Kapasitas (MVA)
1	Passo	70/20	2	40
		150/20	1	60
2	Sirimau	70/20	2	40
		150/20	1	60
3	Wayame	150/20	2	60
Jumlah			8	260

Tabel C7.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	2.995	2.976	3.885	3.954	3.989	3.938	4.135	4.245	4.365
2	JTR (kms)	1.787	1.819	1.854	1.854	1.854	2.260	2.296	2.326	2.331
3	Gardu Distribusi (MVA)	139	148	168	173	235	239	252	261	275

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

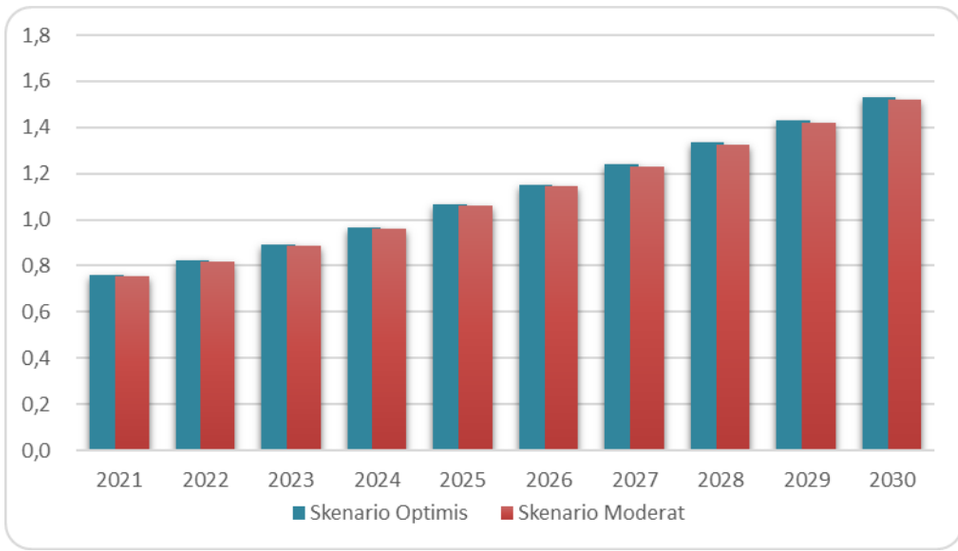
C7.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kota Ambon mempunyai populasi terbesar di Provinsi Maluku dan jumlah pelanggan PLN paling banyak berada di Ambon dibanding kota lainnya. Kondisi ekonomi Maluku dalam lima tahun terakhir dari tahun 2015 hingga tahun 2019 tumbuh rata-rata diatas 5.5% per tahun. Sektor pertanian, administrasi pemerintahan, perdagangan dan konstruksi serta sektor industri pengolahan mempunyai kontribusi dominan dalam peningkatan pertumbuhan ekonomi di Provinsi Maluku. Kondisi ekonomi yang membaik dan ditopang oleh kondisi keamanan yang kondusif, akan berdampak pada pertumbuhan konsumsi listrik di Maluku.

Jumlah pelanggan PLN di Provinsi Maluku masih didominasi oleh kelompok pelanggan rumah tangga dengan jumlah mencapai 91% dari jumlah pelanggan total, disusul kelompok komersial 5%, publik 3% dan sisanya adalah konsumen industri. Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi Covid-19 terjadi, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2021 - 2030 diperlihatkan pada Tabel C7.6, Tabel C7.7 dan Tabel C7.8. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario optimis, dan moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C7.7. PLN juga telah mempertimbangkan rencana Maluku Lumbung Ikan Nasional dalam proyeksi pertumbuhan listrik tersebut.

Tabel C7.6 Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	457	500	545	595	646	702	759	820	883	950
2	Bisnis	176	189	202	216	230	245	262	279	297	316
3	Publik	106	115	123	133	142	153	164	176	188	201
4	Industri	16	17	18	19	44	46	47	49	51	53
Jumlah		755	821	888	962	1.062	1.146	1.232	1.324	1.419	1.520
Pertumbuhan (%)		14,1	8,7	8,2	8,3	10,4	7,8	7,5	7,5	7,2	7,1



Gambar C7.7 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

Tabel C7.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	374	399	426	456	487	521	556	593	632	674
2	Bisnis	20	20	21	22	22	23	23	24	25	25
3	Publik	12	12	12	13	13	13	13	13	14	14
4	Industri	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10
Jumlah		405	432	460	490	522	557	593	631	671	713
Pertumbuhan (%)		5,1	6,5	6,4	6,6	6,5	6,6	6,5	6,5	6,3	6,3

Tabel C7.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,7	755	868	159	405.438
2022	6,3	821	943	172	431.846
2023	6,2	888	1.019	185	459.659
2024	6,4	962	1.102	199	490.077
2025	6,3	1.062	1.215	221	522.026
2026	6,4	1.146	1.309	236	556.510
2027	6,3	1.232	1.406	252	592.528
2028	6,3	1.324	1.508	268	630.974
2029	6,2	1.419	1.615	285	670.992
2030	6,2	1.520	1.727	302	713.354
Pertumbuhan	6,2	8,3%	8,1%	7,9%	6,4%

C7.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana sistem tenaga listrik meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Maluku dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Sumber energi yang tersedia di Maluku untuk pembangkit listrik terdiri dari energi surya, energi angin, energi air, energi panas bumi, energi bioenergi, energi arus laut dan potensi gas bumi. Diperkirakan potensi sumber tenaga hybrid mencapai 56 MW yang tersebar di 7 lokasi. Potensi energi angin yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 50 MW yang tersebar di 5 lokasi. Selain itu, di Pulau Seram terdapat potensi *hydro* yang cukup besar, namun sebagian diantaranya berada di kawasan hutan konservasi sehingga ada kemungkinan akan mengalami hambatan jika seluruh potensi tersebut dikembangkan menjadi PLTA/M, akan tetapi hambatan tersebut tidak membatasi kemungkinan untuk pengembangan potensi tersebut. Potensi lainnya di Pulau Seram adalah gas bumi di Lofin yang memiliki potensi cadangan sebesar 900 BCF hingga 1.000 BCF. Pemanfaatan sumber gas bumi ini perlu dikaji lebih lanjut secara teknis dan keekonomian agar tidak berbenturan dengan rencana pemanfaatan gas dari lapangan lainnya.

Pengembangan Pembangkit

Permasalahan jangka pendek dan mendesak untuk diselesaikan di Provinsi Maluku terutama Kota Ambon adalah akan berakhirnya kontrak sewa pembangkit berkapasitas besar sehingga cadangan pasokan daya listrik kurang dari 30% dan pembangkit yang ada masih menggunakan BBM. Sementara di sisi lain, pelaksanaan proyek infrastruktur gas, pembangkit non-BBM dan transmisi masih mengalami hambatan, sedangkan beban diperkirakan terus bertumbuh. Untuk menyelesaikan permasalahan tersebut, di Ambon direncanakan pembangunan PLTMG dengan kapasitas jumlah 50 MW yang diharapkan sudah bisa beroperasi pada akhir tahun tahun 2023. Apabila PLTMG sudah bisa beroperasi pada akhir tahun 2023, namun pelaksanaan proyek infrastruktur gas masih mengalami kendala sehingga PLTMG tidak dapat dioperasikan dengan LNG, maka sebagai *short term solution* direncanakan penggunaan biodiesel (B30) sebagai salah satu alternatif untuk mengoperasikan PLTMG hingga menunggu ketersediaan suplai gas.

Untuk pengembangan pembangkit kedepan direncanakan jenis pembangkit PLTMG *dual fuel* sebagai upaya menempatkan pembangkit dekat dengan sumber energi primer serta mengantisipasi apabila ada kendala dalam pelaksanaan proyek infrastruktur gas dan rencana pengembangan pembangkit energi biomassa untuk meningkatkan bauran energi dari sumber energi baru terbarukan.

Pengembangan sistem kelistrikan di Pulau Seram terbagi menjadi dua wilayah Seram Bagian Selatan dan Seram Bagian Utara dikarenakan kondisi geografis, adanya taman Nasional Manusela yang berada tepat di tengah pulau seram, dan kondisi demografi penyebaran penduduk berada pada daerah pesisir pantai. Pusat beban di Pulau Seram masih didominasi beban di bagian selatan, oleh karena itu pengembangan pembangkit dilakukan dengan membangun pembangkit dengan skala yang cukup besar beserta dengan jaringan transmisi untuk menyalurkan energi ke pusat beban. Sementara untuk memenuhi kebutuhan beban di bagian utara Pulau Seram, akan dilakukan pengembangan pembangkit *isolated* dengan kapasitas yang disesuaikan dengan pertumbuhan beban di daerah tersebut.

Di Seram Bagian Utara terdapat potensi pengembangan industri budidaya perikanan dan pertanian. Hal ini menjadikan pertumbuhan beban di Seram Bagian Utara akan mengalami peningkatan yang cukup signifikan. Pengembangan pembangkit listrik diperlukan untuk memenuhi pertumbuhan beban sekaligus memfasilitasi adanya kebutuhan listrik di sektor industri.

Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah 3T (terdepan, terluar, tertinggal), daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, dan daerah yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid*, maka akan dibangun PLTD yang diupayakan dengan bahan bakar biofuel sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut, lalu dilakukan pengembangan selanjutnya untuk mengubahnya menjadi pembangkit *hybrid* dengan pembangkit EBT. Kedepannya akan dilakukan pemutakhiran pada sistem monitoring, kontrol, dan automasi sistem pembangkitan yang telah siap untuk dikembangkan.

Untuk meningkatkan rasio elektrifikasi, kehandalan pelayanan dan jam pelayanan, PLN merencanakan agar seluruh sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku dapat beroperasi 24 jam mulai tahun 2021 dengan menambahkan beberapa pembangkit dengan *unit size* dan kapasitas yang sesuai untuk mewujudkan rencana tersebut.

Untuk memenuhi kebutuhan jangka panjang, akan diprioritaskan membangun pembangkit energi terbarukan yaitu PLTP, PLTA/M, PLTBm, PLTS dan PLTB. Selain itu, sebagian akan dibangun pembangkit *dual fuel* untuk pemenuhan kebutuhan jangka panjang.

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2030 dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit di Provinsi Maluku ditampilkan pada Tabel C7.9 dan Tabel C7.10.

Tabel C7.9 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTP	-	-	-	-	10	10	-	-	-	-	20
PLTG/MG	30	40	50	30	40	-	-	-	-	-	190
PLTM	-	-	-	-	-	17,7	-	-	-	-	17,7
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	54	-	54
PLT Lain	12,6	17,3	0,6	-	-	-	5	-	-	5	40,4
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	50
Jumlah	42,6	57,3	50,6	30	50	28	5	-	54	55	372,1
IPP											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	10
PLTA	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-	12
PLT Lain	-	3	559	40	-	-	-	-	-	-	602
Jumlah	-	3	559	40	-	-	12	-	10	-	624
Total											
PLTP	-	-	-	-	10	10	-	-	10	-	30
PLTG/MG	30	40	50	30	40	-	-	-	-	-	190
PLTM	-	-	-	-	-	17,7	-	-	-	-	17,7
PLTA	-	-	-	-	-	-	12	-	54	-	66
PLT Lain	12,6	20,3	559,7	40	-	-	5	-	-	5	642,5
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	50
Jumlah	42,6	60,3	609,7	70	50	28	17	-	64	55	996,2

Tabel C7.10 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Ambon	PLTMG	Ambon 2	50	2023	Rencana	PLN
2	Ambon	PLTMG	MPP Sambelia	30	2024	Committed	PLN
3	Ambon	PLTP	Tulehu (FTP2)	2x10	2025/26	Eksplorasi	PLN
4	Ambon	PLT EBT *Base*	Ambon	50	2030	Rencana	PLN
5	Bula	PLTMG	Bula	10	2022	Pengadaan	PLN
6	Bula	PLTS + Baterai	Bula	5	2030	Rencana	PLN
7	Bula	PLTS	Bula	3	2022	Rencana	IPP
8	Buru	PLTMG	Namlea	10	2021	Konstruksi	PLN
9	Buru	PLTMG	Namrole	10	2022	Pengadaan	PLN
10	Buru	PLTS + Baterai	Namlea	5	2023	Rencana	IPP
11	Buru	PLTBio	Namlea 2	10	2024	Rencana	IPP
12	Buru	PLTA	Wai Tina	4x3	2027	Rencana	IPP
13	Buru	PLTP	Buru (Kuota) Tersebar	10	2029	Rencana	IPP

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
14	Dobo	PLTMG	Dobo	10	2021	Konstruksi	PLN
15	Dobo	PLTBio	Dobo 2	10	2024	Rencana	IPP
16	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	12,6	2021	Rencana	PLN
17	*Isolated* Tersebar	PLTS + Baterai	Dedieselisasi	548,072	2023	Rencana	IPP
18	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	17,26	2022	Rencana	PLN
19	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,58	2023	Rencana	PLN
20	Masela	PLTMG	Masela	20	2025	Rencana	PLN
21	Saparua	PLTS + Baterai	Saparua 2	5	2027	Rencana	PLN
22	Saumlaki	PLTMG	Saumlaki	10	2021	Konstruksi	PLN
23	Saumlaki	PLTBio	Saumlaki 2	10	2024	Rencana	IPP
24	Seram	PLTMG	Seram 2	20	2022	Rencana	PLN
25	Seram	PLTM	Nua (Masohi)	2x4,4	2026	Rencana	PLN
26	Seram	PLTM	Seram (Kuota) Tersebar	7,8	2026	Rencana	PLN
27	Seram	PLTM	Wae Mala	1,1	2026	Rencana	PLN
28	Seram	PLTA	Wai Tala	2x27	2029	Rencana	PLN
29	Seram	PLTBio	Seram (Kuota) Tersebar	6	2023	Rencana	IPP
30	Seram Utara	PLTMG	Seram Utara	20	2025	Rencana	PLN
31	Tual	PLTBio	Langgur 2	10	2024	Rencana	IPP
Jumlah				996,2			

Di Provinsi Maluku terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLT *Hybrid* Ambon 10,0 MW
- PLT *Hybrid* Keikecil 10,1 MW
- PLT *Hybrid* Buru 10,0 MW
- PLT *Hybrid* Keikecil 8,0 MW
- PLT *Hybrid* Buru 8,0 MW
- PLT *Hybrid* Pulau Tanibar 5,0 MW
- PLT *Hybrid* Pulau Aru 5,0 MW
- PLTB Ambon 20,0 MW
- PLTB Ambon 15,0 MW
- PLTB Maluku Tenggara Barat 5,0 MW
- PLTB Keikecil 5,0 MW
- PLTB Nusa Saumlaki 5,0 MW
- PLTBm Piru 6,0 MW
- PLTS Siatele 0,1 MW
- PLTS Apara 0,073 MW
- PLTM Sapalewa 7,8 MW
- PLTM Bendungan Pandanduri 0,61 MW

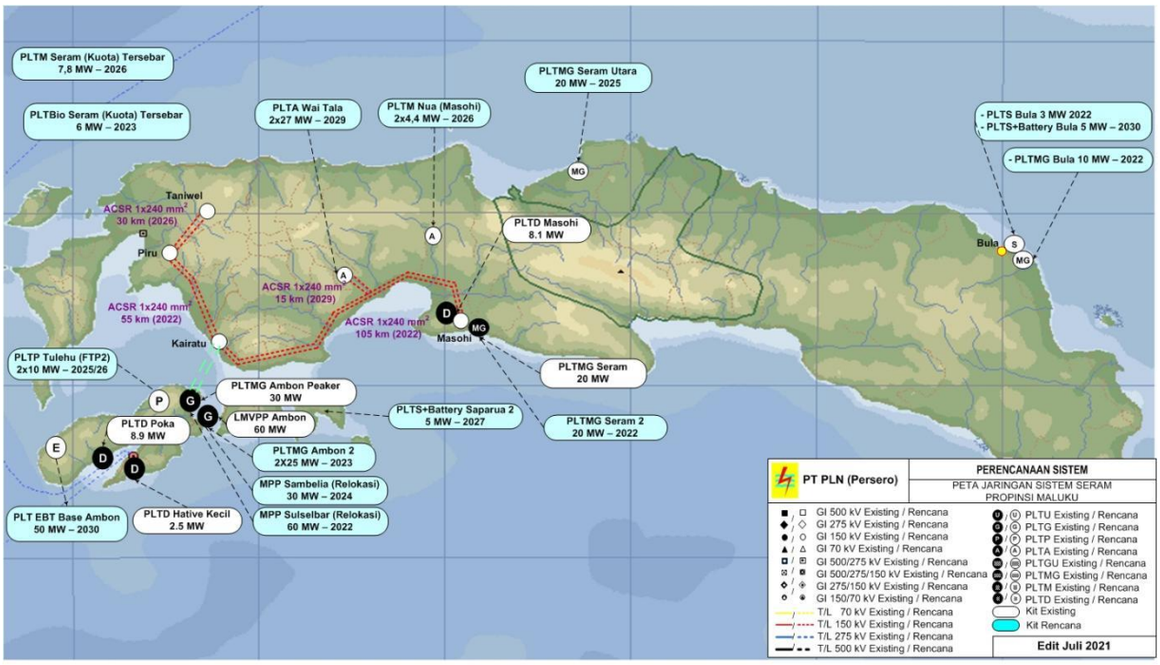
-	PLTA	Isal	60,0	MW
-	PLTP	Banda Baru	10,0	MW
-	PLTP	Tehoru	10,0	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.
Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan pembangkit PLTA/M, PLTP, PLTU dan PLTMG, akan dibangun transmisi 70 kV dan 150 kV untuk menyalurkan daya ke pusat beban. Mempertimbangkan adanya hambatan di lapangan saat pelaksanaan konstruksi dan untuk fleksibilitas operasi serta kemudahan koneksi pembangkit ke dalam sistem, maka untuk jangka panjang transmisi yang akan dikembangkan menggunakan level tegangan 150 kV. Termasuk menaikkan tegangan operasi dari 70 kV menjadi 150 kV. Selama periode 2021-2030, transmisi 70 kV dan 150 kV yang akan dibangun seperti ditampilkan dalam Tabel C7.11 dan Tabel C7.12.



Gambar C7.8 Rencana Interkoneksi Seram-Ambon (Kabel Laut)

Selain itu, terdapat rencana interkoneksi Ambon – Seram untuk menyalurkan daya dari pembangkit non BBM ke Ambon, serta untuk menghubungkan pusat beban di Pulau Seram Masohi. Untuk rencana interkoneksi Sistem Ambon – Sistem Seram dengan menggunakan kabel laut sepanjang 50 kms akan dilakukan kajian lebih lanjut baik dari segi operasional dan finansial serta perlu memperhatikan kedalaman palung laut di perairan Ambon. Jika secara kajian dinyatakan layak dari segi operasional dan finansial diperkirakan interkoneksi dengan menggunakan kabel laut ini dapat beroperasi 5-10 tahun kedepan.

Tabel C7.11 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Tegangan (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150	-	340	-	-	-	60	-	-	30	60	490
70	-	163	-	-	-	-	10	-	-	-	173
Jumlah	-	503	-	-	-	60	10	-	30	60	663

Tabel C7.12 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG (kV)	Konduktor	kms	COD	Status
1	GI Piru	GI Kairatu	150	2 cct, ACSR 1xHawk	110	2022	Konstruksi
2	GI Masohi	GI Kairatu	150	2 cct, ACSR 1xHawk	210	2022	Konstruksi
3	GI Namrole	GI Namlea	70	2 cct, ACSR 1xHawk	161	2022	Konstruksi
4	GI Mako	Incomer 1 phi (Namrole-Namlea)	70	2 cct, ACSR 1xHawk	2	2022	Rencana
5	PLTMG Seram 2	GI Masohi	150	2 cct, ACSR 1xHawk	20	2022	Rencana

No	Dari	Ke	TEG (kV)	Konduktor	kms	COD	Status
6	GI Piru	GI Taniwel	150	2 cct, ACSR 1xHawk	60	2026	Rencana
7	PLTA Wai Tina	Inc. 1 Phi (Namrole-Namlea)	70	2 cct, ACSR 1xHawk	10	2027	Rencana
8	PLTA Tala	Incomer 2 phi (Kairatu-Masohi)	150	4 cct, ACSR 1xHawk	30	2029	Rencana
9	PLT EBT Base Ambon	GI Wayame	150	2 cct, ACSR 2xHawk	60	2030	Rencana
Jumlah					663		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi, proyek pembangkit serta untuk distribusi listrik ke pelanggan, direncanakan pembangunan GI baru seperti diperlihatkan pada Tabel C7.13 dan Tabel C7.14.

Tabel C7.13 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk

Tegangan (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150/20	-	90	-	-	-	10	-	-	-	30	130
70/20	-	70	-	-	-	-	-	30	-	-	100
Jumlah	-	160	-	-	-	10	-	30	-	30	230

Tabel C7.14 Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Kairatu	150/20	*New*	30	2022	Konstruksi
2	Piru	150/20	*New*	30	2022	Konstruksi
3	Masohi	150/20	*New*	30	2022	Konstruksi
4	Namlea	70/20	*New*	30	2022	Konstruksi
5	Mako	70/20	*New*	20	2022	Rencana
6	Namrole	70/20	*New*	20	2022	Konstruksi
7	PLTMG Ambon *Peaker*	150	*Ext LB*	1 LB	2022	Rencana
8	Masohi	150	*New*	2 LB	2022	Rencana
9	Taniwel (pembangkit)	150/20	*New*	10	2026	Rencana
10	Namlea	70/20	*Ext*	30	2028	Rencana
11	Wayame	150	*Ext LB*	2 LB	2029	Rencana
12	Masohi	150/20	*Ext*	30	2030	Rencana
Jumlah				230		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Maluku dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan tambahan pelanggan baru sekitar 328 ribu sambungan sampai dengan tahun 2030, termasuk untuk melayani listrik perdesaan. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan antar sistem *isolated* yang memiliki potensi sumber energi terbarukan dan murah dengan sistem didekatnya yang masih menggunakan PLTD minyak. Jaringan distribusi yang

akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2021–2030 secara rinci ditampilkan pada Tabel C7.15.

Tabel C7.15 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku

Tahun	JTM Kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2021	130	217	34	19.804
2022	118	208	47	26.408
2023	114	212	54	27.813
2024	118	231	65	30.418
2025	152	313	75	31.949
2026	118	259	88	34.484
2027	117	267	101	36.018
2028	118	283	117	38.446
2029	116	292	134	40.018
2030	117	307	154	42.362
2021-2030	1.218	2.589	869	327.720

Jaringan distribusi untuk pengembangan listrik perdesaan secara rinci ditampilkan pada Tabel C7.16.

Tabel C7.16 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Tambahan Pelanggan
			MVA	unit		
2021	328	25	3,00	57	12.600	2.689
2022	333	47	1,53	41	17.260	5.217
2023	316	14	0,70	23	580	1.545
2024	0	0	0	0	-	0
2025	0	0	0	0	-	0
2026	0	0	0	0	-	0
2027	0	0	0	0	-	0
2028	0	0	0	0	-	0
2029	0	0	0	0	-	0
2030	0	0	0	0	-	0

Program Listrik Perdesaan Maluku

Rasio elektrifikasi Provinsi Maluku pada TW IV tahun 2020 untuk Provinsi Maluku adalah sebesar 91,94%, namun masih terdapat 4 (empat) kabupaten yang rasio elektrifikasinya masih relatif rendah yaitu Kabupaten Seram Bagian Timur, Kabupaten Buru Selatan, Kabupaten Maluku Barat Daya dan Kabupaten Kepulauan Aru. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 1.233 dengan rincian 898 berlistrik PLN, 256 berlistrik non PLN dan 79 LTSHE.

Untuk mencapai target 100% pada tahun 2022 diperlukan upaya percepatan melalui program listrik pedesaan baik reguler maupun melalui program lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE) dari kementerian ESDM. Program LTSHE

merupakan program Pemerintah yang dilaksanakan sebagai langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa tersebut.
Program LTSHE merupakan program pra elektrifikasi yang dilaksanakan sebelum PLN melistriki suatu daerah, baik dengan pengembangan pembangkit baru, perluasan jaringan maupun dengan metode lainnya. PLN berkewajiban mengganti LTSHE setelah paling lambat 3 tahun LTSHE tersebut terpasang. Desa-desa yang telah dilistriki dengan LTSHE setelah habis masa umur pakainya akan ditindaklanjuti dengan Program Listrik Perdesaan untuk keberlanjutan pasokan listriknya. Setelah seluruh rumah tangga dapat terlistriki, PLN akan melakukan upaya pengambilalihan pelanggan non-PLN.
Program listrik perdesaan ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan dengan memanfaatkan potensi pembangkit EBT antara lain dengan membangun PLTS untuk beroperasi di siang hari. Program ini juga bertujuan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode yang dapat digunakan untuk melistriki desa. PLN merencanakan pembangunan PLTS *Hybrid* secara bertahap pada tahun 2021 sampai 2023 dengan pola operasi PLTD beroperasi malam hari dan PLTS beroperasi di siang hari.

Jumlah desa yang saat ini sudah selesai dan tahap kontruksi pembangunan jaringan distribusi sebanyak 262 desa dan rencana program tahun anggaran 2020 sebanyak 36 desa yang ditargetkan beroperasi/nyala pada tahun 2020. Sedangkan sisa 74 desa eks program LTSHE 2017 dan 2019 akan dilistriki pada tahun 2021 s.d 2023.

Tabel C7.17 Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

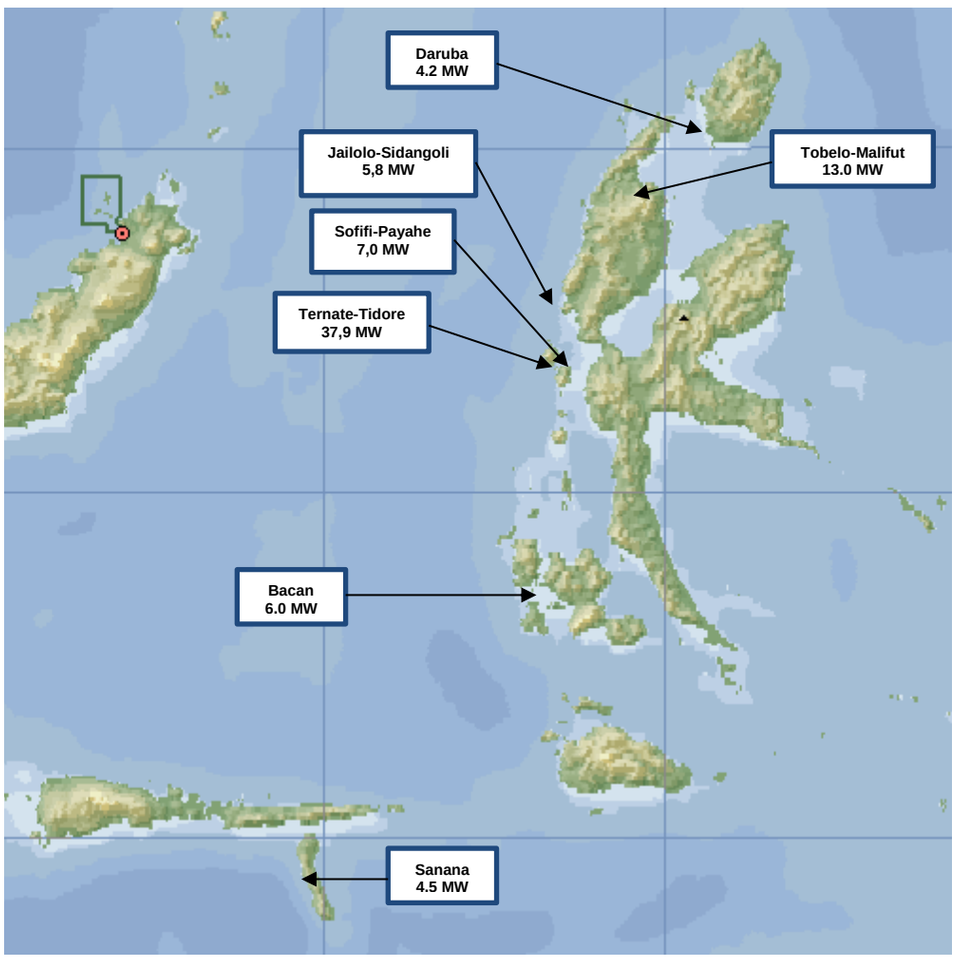
Tahun	2021	2022	2023
Jumlah Pelanggan	4.063	868	0

LAMPIRAN C.8
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI MALUKU UTARA

C8.1 KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara terdiri dari 7 sistem tenaga listrik dengan beban diatas 3 MW yaitu Sistem Ternate-Tidore, Tobelo-Malifut, Jailolo, Sofifi, Bacan, Sanana dan Daruba. Selain itu juga terdapat 32 unit pusat pembangkit skala yang lebih kecil di lokasi tersebar.

Beban puncak gabungan (*non coincident)* sistem-sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara saat ini sekitar 100,9 MW, dipasok oleh PLTMG, PLTD tersebar dan PLTS yang terhubung langsung ke sistem distribusi 20 kV. Sebagian sistem yang lebih kecil terhubung langsung ke jaringan tegangan rendah 220 Volt. Beberapa sistem dengan beban terbesar di Maluku Utara dapat dilihat pada Gambar C8.1.



Gambar C8.1 Peta Lokasi Pembangkit di Provinsi Maluku Utara

Penjualan sejak tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 10,9%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2020 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel C8.1 dan Tabel C8.2.

Tabel C8.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	139	160	174	201	221	230	240	266	287	325
2	Bisnis	37	43	49	66	62	65	67	75	80	83
3	Publik	27	31	34	40	45	45	49	55	61	63
4	Industri	2	2	2	2	2	2	4	5	6	6
Jumlah		205	236	259	309	329	343	360	401	434	478
Pertumbuhan (%)		19,2	15,3	9,8	19,4	6,5	4,0	5,0	11,7	8,2	10,0

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel C8.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	121	130	148	158	172	185	202	221	243	261
2	Bisnis	5	6	7	8	9	10	10	11	10	10
3	Publik	5	5	6	6	6	7	8	9	9	10
4	Industri	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04
Jumlah		131	141	160	172	188	202	220	241	263	282
Pertumbuhan (%)		15,1	7,8	13,2	7,7	8,9	7,6	8,9	9,3	9,3	7,3

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

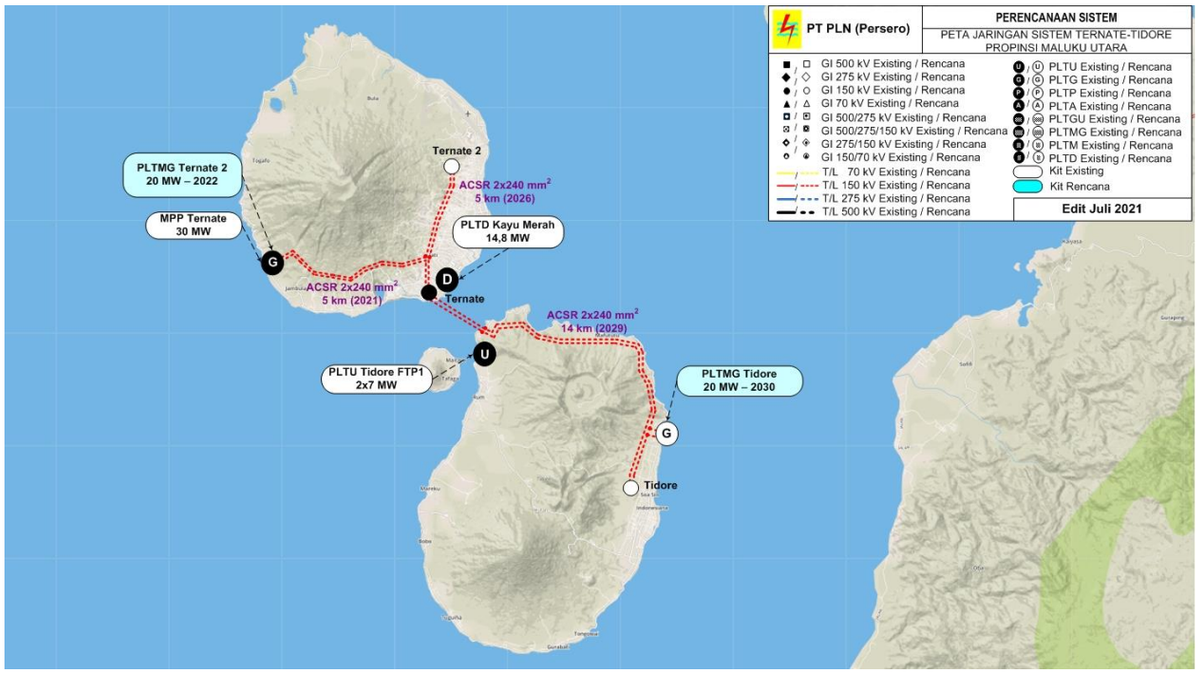
Sistem terbesar di Maluku Utara adalah Sistem Ternate-Tidore dimana sistem ini memiliki pasokan pembangkit sekitar 70,0 MW dengan daya mampu 52,8 MW dan beban puncak 36,2 MW. Kapasitas terpasang di sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara dapat dilihat pada Tabel C8.3.

Tabel C8.3 Kapasitas Pembangkit Terpasang di Maluku Utara

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTU	Ternate-Tidore	2	14,0	12,0	12,0
PLTMG	Ternate-Tidore	4	40,0	35,5	35,5
PLTD	Ternate-Tidore	7	16,0	5,3	2,2
	Tobelo	10	9,1	6,6	4,1
	Malifut	5	2,1	1,5	1,3
	Jailolo	4	3,4	3,4	2,9
	Sofifi	1	1,6	1,2	1,0
	Bacan	5	4,2	2,4	2,2
	Sanana	1	4,3	1,7	0,3
	Daruba	7	3,7	2,8	2,2
Jumlah PLN		46	98,4	72,3	63,6
Sewa					
PLTD	Tobelo	15	9,0	9,0	6,3

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
	Jailolo	5	2,0	2,0	1,4
	Sofifi	8	4,0	4,0	1,4
	Bacan	9	7,7	5,4	3,2
	Sanana	5	4,3	4,3	3,0
	Daruba	4	2,0	2,0	1,4
Jumlah Sewa		46	28,9	26,6	16,6
Jumlah		92	127,3	98,9	80,3

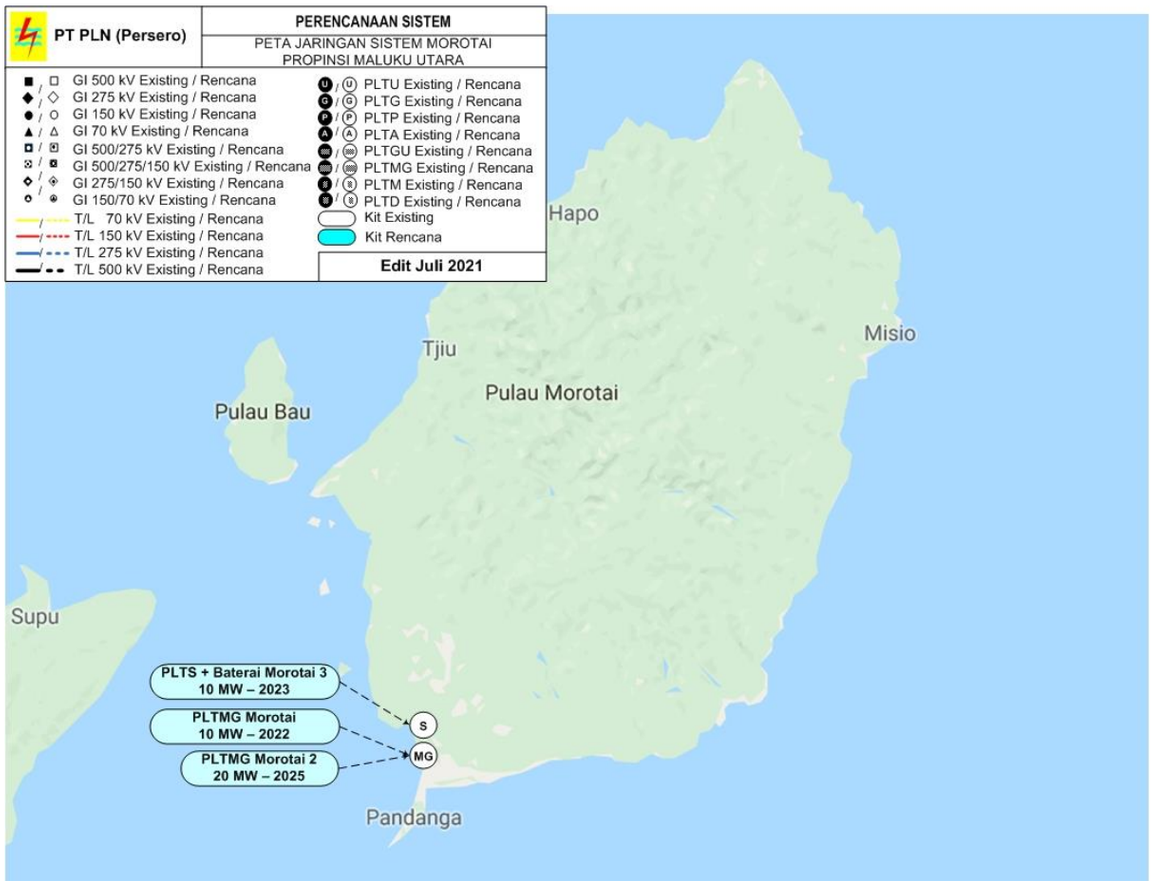
Selain rencana pengembangan jaringan 150 kV Sistem Ternate-Tidore, direncanakan juga pengembangan 150 kV Sistem Halmahera. Peta rencana pengembangan sistem 150 kV Ternate-Tidore dan Halmahera diberikan pada Gambar C8.2 dan Gambar C8.3.



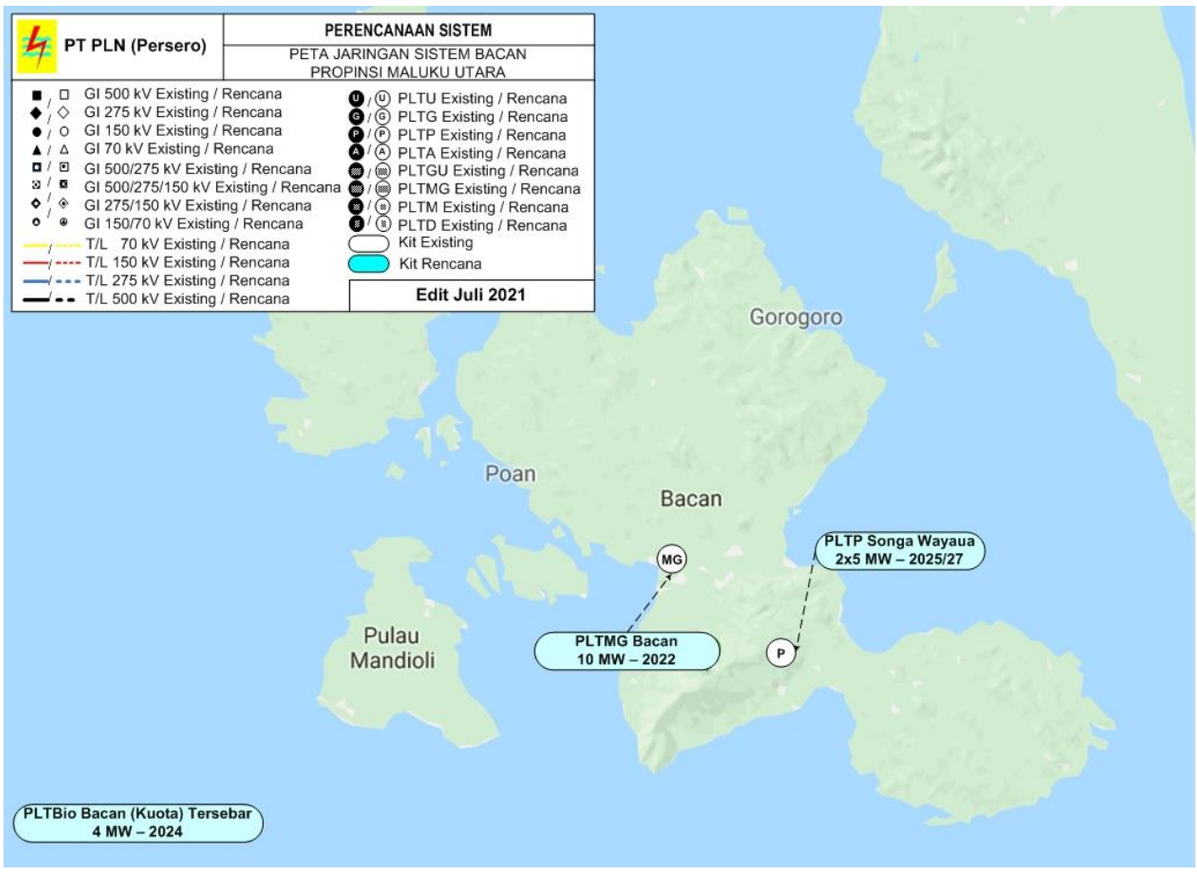
Gambar C8.2. Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Ternate-Tidore



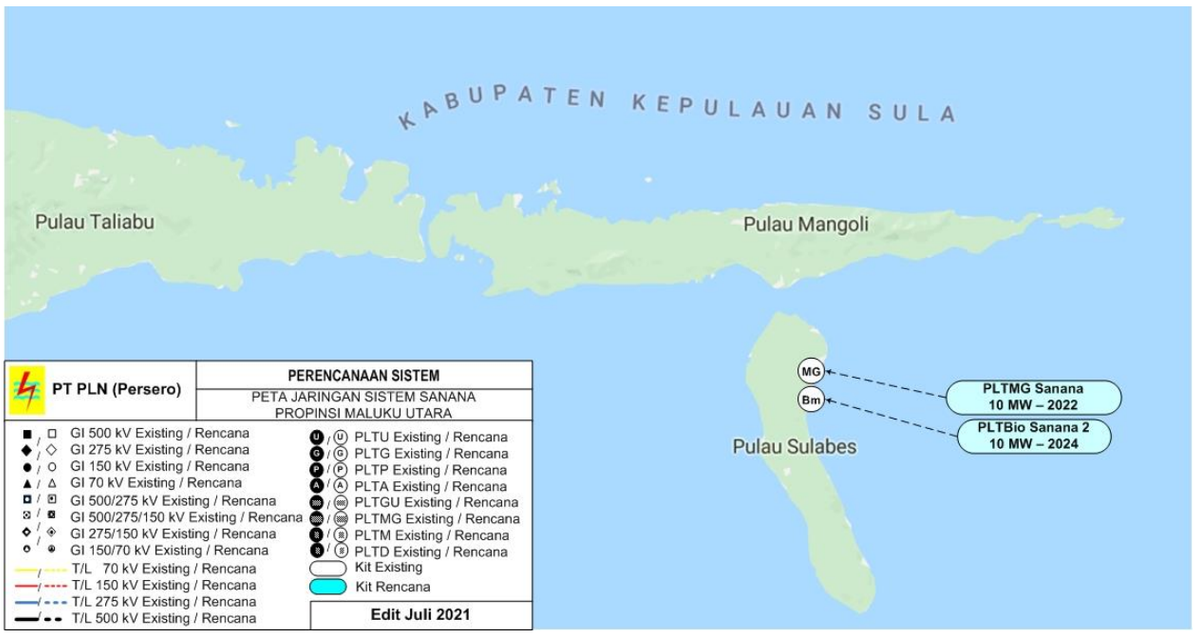
Gambar C8.3. Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Halmahera



Gambar C8.4. Peta Rencana Pengembangan Sistem Morotai



Gambar C8.5. Peta Rencana Pengembangan Sistem Bacan



Gambar C8.6. Peta Rencana Pengembangan Sistem Sanana

Gardu induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Maluku Utara ditunjukkan pada Tabel C8.4 dan C8.5.

Tabel C8.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Kapasitas (MVA)
1	Ternate	150/20	1	60
Jumlah			1	60

Tabel C8.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	1.857	2.153	2.281	2.287	2.336	2.885	3.063	3.098	3.431
2	JTR (kms)	1.011	1.294	1.419	1.419	1.422	1.971	2.100	2.164	2.175
3	Gardu Distribusi (MVA)	85	101	106	112	127	167	164	186	194

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

C8.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kota Ternate merupakan kota terbesar di Provinsi Maluku Utara dan mempunyai populasi penduduk terbesar di provinsi ini. Kekayaan alam Provinsi Maluku Utara banyak berupa tambang nikel, konsentrat dan lumpur anoda, dan emas yang terdapat di Pulau Halmahera yang diperkirakan akan memberikan dampak positif bagi perkembangan ekonomi di daerah sekitarnya. Sofifi yang berada di Pulau Halmahera dan merupakan ibukota Provinsi Maluku Utara, diperkirakan akan memberikan dampak positif bagi perkembangan ekonomi di daerah sekitarnya. Pertumbuhan ekonomi provinsi ini cukup tinggi dan dalam lima tahun terakhir dari tahun 2015 hingga tahun 2019 mencapai rata-rata 6,5% per-tahun.

Sesuai rencana pemerintah, Maluku Utara, khususnya Halmahera akan menjadi salah satu pusat pertumbuhan ekonomi di Indonesia Timur. Program utama untuk mendorong pertumbuhan ekonomi adalah pengembangan industri pengolahan tambang yaitu emas, *ferro* nikel dan industri hilirnya untuk mendapatkan nilai tambah yang lebih tinggi. Industri pertambangan juga tersebar di lokasi lain seperti Kepulauan Sula, Pulau Taliabu dan Kepulauan Tidore. Jumlah perusahaan tambang yang telah mencapai tahap operasi produksi saat ini sekitar 103 perusahaan tambang.

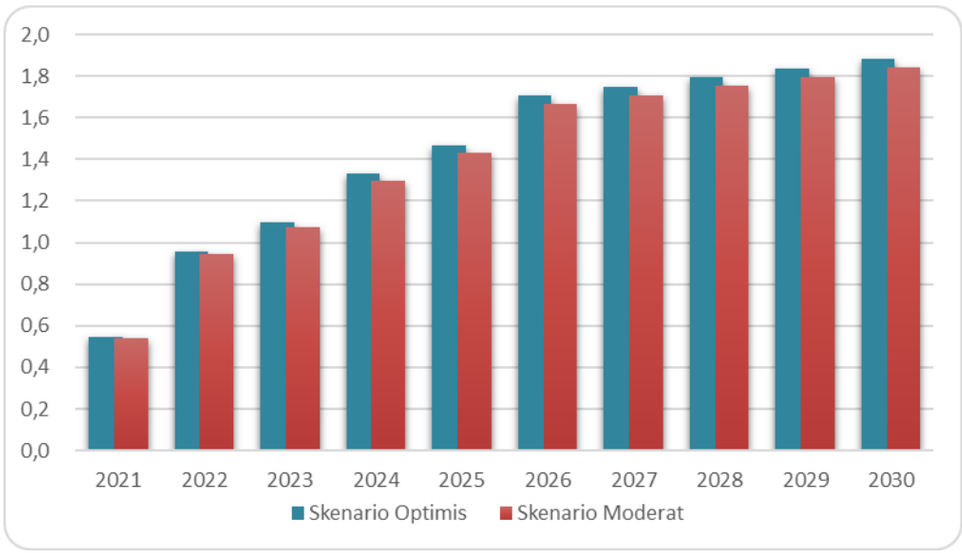
Selain industri pertambangan, semakin tingginya angka permintaan penyambungan listrik berasal dari industri pertanian, perikanan serta industri pariwisata. Khusus untuk industri pariwisata di Provinsi Maluku Utara, Pulau Morotai yang menjadi salah satu dari sepuluh lokasi program pengembangan destinasi wisata prioritas oleh pemerintah. Diharapkan dukungan pemerintah dapat mendorong ekonomi tumbuh lebih cepat dan kebutuhan listrik juga akan

meningkatkan lebih tinggi. Selain itu, PLN juga telah mempertimbangkan rencana Lumbung Ikan Nasional di Provinsi Maluku Utara dalam proyeksi pertumbuhan listrik.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi Covid-19 terjadi, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio pelanggan rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2021-2030 diperlihatkan pada Tabel C8.6, Tabel C8.7 dan Tabel C8.8. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario optimis, dan moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C8.7.

Tabel C8.6 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	345	370	395	421	448	476	504	533	563	594
2	Bisnis	98	112	118	124	131	137	144	150	157	163
3	Publik	72	76	80	84	87	90	93	96	99	102
4	Industri	26	384	482	666	765	961	966	971	977	983
Jumlah		542	942	1.075	1.296	1.431	1.665	1.708	1.751	1.796	1.842
Pertumbuhan (%)		13,3	73,9	14,2	20,5	10,5	16,3	2,6	2,6	2,5	2,6



Gambar C8.7 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

Tabel C8.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	276	294	313	331	351	370	390	411	431	453
2	Bisnis	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
3	Publik	11	11	11	12	12	12	13	13	13	13

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
4	Industri	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,09	0,09	0,10	0,11	0,12
Jumlah		300	319	339	359	380	401	422	444	466	488
Pertumbuhan (%)		6,4	6,4	6,2	5,9	5,7	5,5	5,3	5,1	4,9	4,9

Tabel C8.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,6	542	623	116	300.217
2022	5,8	942	1.083	201	319.461
2023	5,7	1.075	1.235	227	339.158
2024	5,6	1.296	1.488	271	359.305
2025	5,5	1.431	1.643	297	379.899
2026	5,4	1.665	1.909	343	400.870
2027	5,3	1.708	1.958	349	422.180
2028	5,1	1.751	2.007	355	443.721
2029	5,0	1.796	2.056	361	465.509
2030	5,0	1.842	2.108	367	488.163
Pertumbuhan	5,4	14,4%	14,4%	13,8%	5,7%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah termasuk kebutuhan KEK Morotai, Kawasan Industri Buli, potensi pelanggan *smelter* dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Maluku Utara. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

C8.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana sistem tenaga listrik meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Maluku Utara dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer, lokasi beban, serta kondisi geografis setempat, sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Di Pulau Halmahera terdapat beberapa potensi energi bioenergi dan energi panas bumi yang cukup besar yaitu mencapai 30 MW yang dapat dikembangkan menjadi PLTP Jailolo, di Telaga Ranu dengan cadangan terduga sebesar 10 MWe dan Gunung Hamiding sebesar 220 MWe. Di Pulau Bacan juga terdapat potensi sumber panas bumi yaitu di Songa Wayaua, namun tidak terlalu besar. Sumber energi primer lainnya adalah tenaga air namun tidak besar dan hanya dapat dikembangkan menjadi PLTM untuk melayani kebutuhan listrik masyarakat setempat. Terdapat pula potensi energi surya yang cukup baik di Pulau

Halmahera dan Pulau Morotai yang dapat dimanfaatkan untuk melistriki sistem-sistem di lokasi tersebut.

Pengembangan Pembangkit

Kondisi sistem tenaga listrik 150 kV Ternate – Tidore saat ini tanpa cadangan yang memadai, sedangkan beban puncak sistem diperkirakan masih akan tumbuh cukup tinggi. Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Ternate – Tidore telah beroperasi *mobile power plant* (MPP) kapasitas 30 MW *dual fuel* dan akan ditambahkan pembangkit *dual fuel* dengan kapasitas 20 MW sehingga sistem tidak mengalami defisit daya. Selain itu, juga untuk mengatasi kekurangan daya di ibukota provinsi dan sekitarnya, maka akan dibangun pembangkit *dual fuel* kapasitas 10 MW di Sofifi. Di Tobelo rencananya akan ditambahkan pembangkit *dual fuel* dengan kapasitas hingga 30 MW mengingat potensi pertumbuhan kebutuhan energi listrik dan beban puncak yang cukup tinggi di Tobelo, selain itu terdapat potensi EBT seperti PLTP atau PLTS yang dapat dikaji dan dikembangkan lebih lanjut untuk mencukupi kebutuhan listrik, mencapai target bauran energi, dan menurunkan BPP di Sistem Tobelo atau Sistem Halmahera. Seiring dengan interkoneksi melalui SUTT 150 kV di Pulau Halmahera, direncanakan pula pengembangan PLTMG Halmahera 60 MW.

Untuk memberikan kepastian pasokan listrik ke depan, akan dibangun beberapa pembangkit *dual fuel* di beberapa sistem lokasi tersebar, serta mengoptimalkan pemanfaatan tenaga panas bumi (PLTP) Songa Wayaua dan beberapa potensi panas bumi lainnya. Untuk pengembangan pembangkit kedepan direncanakan jenis pembangkit pembangkit *dual fuel* sebagai upaya menempatkan pembangkit dekat dengan sumber energi primer. Pengembangan PLTU skala kecil tidak dijadikan opsi perencanaan jangka panjang, mengingat sumber energi batubara yang tidak tersedia di Provinsi Maluku Utara. Pembangunan pembangkit di Maluku Utara sudah mempertimbangkan kemungkinan industri *smelter* yang akan masuk. Selain rencana pembangkit tersebut, juga sedang dilakukan studi untuk rencana relokasi PLTGU dari Sistem Kelistrikan Jawa-Bali atau pembangunan pembangkit PLTGU baru khusus untuk pelanggan smelter di Halmahera Timur. Studi ini dilakukan oleh anak perusahaan PLN sesuai penugasan dari PLN. Rencana ini sangat tergantung pada kepastian calon pelanggan *smelter* untuk dilayani oleh PLN.

Kebutuhan tenaga listrik 2021 sampai dengan tahun 2030 akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTMG, PLTP dan PLTM serta PLTS seperti ditampilkan pada Tabel C8.9 dan Tabel C8.10.

Tabel C8.9 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
PLTP	-	-	-	-	5	-	5	-	-	-	10
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	90	-	-	20	-	60	-	-	20	190
PLT Lain	9,8	9,3	5,3	-	-	-	-	-	-	-	24,4
Jumlah	15,8	99,3	5,3	-	25	-	65	-	-	20	230,4
IPP											
PLTP	-	-	-	-	20	-	-	-	-	-	20
PLT Lain	-	10	42	14	-	-	-	5	-	-	71
Jumlah	-	10	42	14	20	-	-	5	-	-	91
Total											
PLTU	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
PLTP	-	-	-	-	25	-	5	-	-	-	30
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	90	-	-	20	-	60	-	-	20	190
PLT Lain	9,8	19,3	47,7	14	-	-	-	5	-	-	95,8
Jumlah	15,8	109,3	47,7	14	45	-	65	5	-	20	321,8

Tabel C8.10 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Bacan	PLTMG	Bacan	10	2022	Pengadaan	PLN
2	Bacan	PLTP	Songa Wayaua (FTP2)	10	2025/27	Rencana	PLN
3	Bacan	PLTBio	Bacan (Kuota) Tersebar	4	2024	Rencana	IPP
4	Halmahera	PLTU	Sofifi	2x3	2021	Konstruksi	PLN
5	Halmahera	PLTMG	Sofifi	10	2022	Pengadaan	PLN
6	Halmahera	PLTMG	Tobelo	10	2022	Pengadaan	PLN
7	Halmahera	PLTMG	Tobelo 2	20	2022	Rencana	PLN
8	Halmahera	PLTS + Baterai	Weda	5	2023	Rencana	PLN
9	Halmahera	PLTGU	Haltim	*200	2024	Relokasi	PLN
10	Halmahera	PLTMG	Halmahera 1	60	2027	Rencana	PLN
11	Halmahera	PLTS	Tobelo	10	2022	Rencana	IPP
12	Halmahera	PLTBio	Halmahera (Kuota) Tersebar	10	2023	Rencana	IPP
13	Halmahera	PLTP	Halmahera (Kuota) Tersebar	20	2025	Rencana	IPP
14	Halmahera	PLTBio	Weda	5	2028	Rencana	IPP
15	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	9,79	2021	Rencana	PLN
16	*Isolated* Tersebar	PLTS + Baterai	Dedieselisasi	22,43	2023	Rencana	IPP
17	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	9,33	2022	Rencana	PLN

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
18	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,25	2023	Rencana	PLN
19	Morotai	PLTMG	Morotai	10	2022	Pengadaan	PLN
20	Morotai	PLTMG	Morotai 2	20	2025	Rencana	PLN
21	Morotai	PLTS + Baterai	Morotai 3	10	2023	Rencana	IPP
22	Sanana	PLTMG	Sanana	10	2022	Pengadaan	PLN
23	Sanana	PLTBio	Sanana 2	10	2024	Rencana	IPP
24	Ternate-Tidore	PLTMG	Ternate 2	20	2022	Rencana	PLN
25	Ternate-Tidore	PLTMG	Tidore	20	2030	Rencana	PLN
Jumlah				321,8			

Catatan :*Dibangun untuk pasokan ke pelanggan *smelter*, dioperasikan jika sudah mendapatkan kepastian *demand* pelanggan *smelter*.

Di Provinsi Maluku Utara terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTP Telaga Ranu 10,0 MW
- PLTP Gunung Hamiding 1 20,0 MW
- PLTP Gunung Hamiding 2 200,0 MW
- PLTP Akesahu 10,0 MW
- PLTP Jailolo 1 10,0 MW
- PLTP Jailolo 2 20,0 MW
- PLTBm Halmahera 9,8 MW
- PLTS Kosa 0,1 MW
- PLT *Hybrid* Morotai 10,0 MW
- PLT *Hybrid* Bacan 10,0 MW
- PLT *Hybrid* Sanana 5,0 MW
- PLT *Hybrid* Tobelo 10,0 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Beberapa pembangkit PLTGU yang belum dalam tahap konstruksi akan menggunakan mesin PLTGU relokasi dari Sistem Jawa. Hal ini dilakukan untuk mengoptimalkan utilisasi pembangkit PLTGU eksisting di Jawa. Rencana

relokasi ini masuk dalam list pembangunan pembangkit di atas namun tidak diperhitungkan sebagai penambahan kapasitas pembangkit karena sifatnya hanya berupa relokasi pembangkit.

Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah 3T (tertinggal, terdepan, terluar), daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD maupun relokasi PLTD dari sistem besar sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut, kemudian apabila telah siap untuk dikembangkan maka akan dilakukan pengembangan selanjutnya untuk mengubahnya menjadi pembangkit *hybrid.* Kedepannya akan dilakukan pemutakhiran pada sistem monitoring, kontrol, dan automasi sistem pembangkitan yang telah siap untuk dikembangkan.

Untuk meningkatkan rasio elektrifikasi, kehandalan pelayanan, dan jam pelayanan, PLN merencanakan agar seluruh sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara dapat beroperasi 24 jam mulai tahun 2021.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi di Maluku Utara khususnya di Pulau Halmahera ini dimaksudkan untuk evakuasi daya dari pusat pembangkit ke pusat-pusat beban. Mengingat lokasi beban tersebar jauh dari pusat pembangkit, maka akan dibangun transmisi 150 kV. Rencana pengembangan transmisi ini sudah termasuk rencana interkoneksi Sistem Ternate-Tidore menggunakan kabel laut. Rencana pembangunan transmisi dan kabel laut 150 kV yang menghubungkan Sistem Ternate-Tidore dengan Sistem Halmahera (Sofifi), akan diusulkan dalam RUPTL apabila hasil studi dasar laut, kelayakan teknis serta keekonomiannya dinyatakan layak. Pengembangan transmisi di Provinsi Maluku Utara seperti ditampilkan dalam Tabel C8.11 dan Tabel C8.12.

Tabel C8.11 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Tegangan (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150	10	582	-	-	10	10	300	-	28	20	960
Jumlah	10	582	-	-	10	10	300	-	28	20	960

Tabel C8.12 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG (kV)	Konduktor	KMS	COD	Status
1	MPP Ternate	GI Ternate 1	150	2 cct, ACSR 2xHawk	10	2021	Konstruksi
2	Jailolo	Sofifi	150	2 cct, ACSR 1xHawk	160	2022	Konstruksi
3	Jailolo	Malifut	150	2 cct, ACSR 1xHawk	160	2022	Konstruksi
4	Malifut	Tobelo	150	2 cct, ACSR 1xHawk	240	2022	Konstruksi
5	PLTMG Tobelo 2	GI Tobelo	150	2 cct, ACSR 1xHawk	22	2022	Rencana
6	PLTMG Halmahera 1	*Incomer* 1 phi (GI Sofifi-GI Jailolo)	150	2 cct, ACSR 1xHawk	10	2025	Rencana
7	GI Ternate 2	*Incomer* 1 phi (MPP Ternate - GI Ternate 1)	150	2 cct, ACSR 2xHawk	10	2026	Rencana
8	Maba	Sofifi	150	2 cct, ACSR 1xHawk	300	2027	Rencana
9	GI Ternate 1	GI Tidore	150	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2029	Rencana
				2 cct, Kabel Laut	8	2029	Rencana
10	PLTMG Tidore	*Incomer* 1 phi (Ternate 1 - Tidore)	150	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2030	Rencana
Total					960		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi tersebut untuk menyalurkan daya listrik ke pelanggan, direncanakan dibangun gardu induk baru. Sampai dengan tahun 2030 direncanakan pembangunan GI 150 kV seperti diperlihatkan pada Tabel C8.13 dan Tabel C8.14.

Tabel C8.13 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk

Tegangan (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150/20	-	110	-	-	-	30	20	30	30	-	220
Jumlah	-	110	-	-	-	30	20	30	30	-	220

Tabel C8.14 Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Sofifi	150/20	*New*	30	2022	Konstruksi
2	Jailolo	150/20	*New*	30	2022	Konstruksi
3	Tobelo	150/20	*New*	30	2022	Konstruksi
4	Malifut	150/20	*New*	20	2022	Konstruksi
5	Ternate 2	150/20	*New*	30	2026	Rencana
6	Maba	150/20	*New*	20	2027	Rencana

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
7	Tobelo	150/20	*Ext*	30	2028	Rencana
8	Tidore	150/20	*New*	30	2029	Rencana
Total				220		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Maluku Utara dimaksudkan untuk mendukung program penambahan pelanggan baru sekitar 206 ribu sambungan sampai dengan tahun 2030. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan pulau-pulau yang memiliki potensi sumber energi terbarukan atau BPP lebih rendah dengan pulau didekatnya yang tidak tersedia potensi sumber energi atau BPP lebih tinggi. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan keekonomiannya serta hasil studi alternatif-alternatif interkoneksi baik melalui jaringan distribusi, kabel laut maupun alternatif lain yang memungkinkan.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2021-2030 adalah 7.197 kms JTM, 5.636 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 270 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C8.15.

Tabel C8.15 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2021	352	263	21	18.116
2022	2.231	1.684	21	19.244
2023	707	553	23	19.697
2024	1.151	908	24	20.147
2025	695	556	26	20.594
2026	1.182	953	28	20.971
2027	214	175	29	21.310
2028	217	177	31	21.541
2029	220	180	32	21.788
2030	228	187	35	22.654
2021-2030	7.197	5.636	270	206.062

Untuk pengembangan listrik perdesaan sendiri, kebutuhan pembangunan infrastruktur diperlihatkan pada Tabel C8.16.

Tabel C8.16 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR Kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Tambahan Pelanggan
			MVA	unit		
2021	413	18	1,25	29	9.790	41.468
2022	10	20	0,95	20	9.330	2.509

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	Kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2023	60	50	0,35	10	250	807
2024	0	0	0	0	-	0
2025	0	0	0	0	-	0
2026	0	0	0	0	-	0
2027	0	0	0	0	-	0
2028	0	0	0	0	-	0
2029	0	0	0	0	-	0
2030	0	0	0	0	-	0

Program Listrik Perdesaan Maluku Utara

Saat ini Rasio Elektrifikasi Provinsi Maluku Utara TW IV tahun 2020 telah mencapai 99,99% dimana rata-rata rasio elektrifikasi per kabupaten telah melebihi 95%. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 1.180 dengan rincian 982 berlistrik PLN, 153 berlistrik non PLN dan 45 LTSHE.

Untuk mencapai target 100% pada tahun 2022 diperlukan upaya percepatan melalui program listrik pedesaan baik reguler maupun melalui program lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE) dari kementerian ESDM. Program LTSHE merupakan program Pemerintah yang dilaksanakan sebagai langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa tersebut.

Program LTSHE merupakan program pra elektrifikasi yang dilaksanakan sebelum PLN melistriki suatu daerah, baik dengan pengembangan pembangkit baru, perluasan jaringan maupun dengan metode lainnya. PLN berkewajiban mengganti LTSHE setelah paling lambat 3 tahun LTSHE tersebut terpasang. Desa-desa yang telah dilistriki dengan LTSHE setelah habis masa umur pakainya akan ditindaklanjuti dengan Program Listrik Perdesaan untuk keberlanjutan pasokan listriknya. Setelah seluruh rumah tangga dapat terlistriki, PLN akan melakukan upaya pengambilalihan pelanggan non-PLN.

Program listrik perdesaan ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan dengan memanfaatkan potensi pembangkit EBT antara lain dengan membangun PLTS untuk beroperasi di siang hari. Program ini juga bertujuan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode yang dapat digunakan untuk melistriki desa. Untuk menekan kenaikan BPP, PLN akan membangun PLTS *Hybrid* secara

bertahap pada tahun 2021 sampai 2023 dengan pola operasi PLTD beroperasi saat malam dan PLTS beroperasi di siang hari.

Jumlah desa yang saat ini sudah selesai dan tahap kontruksi pembangunan jardis sebanyak 169 desa dan rencana program tahun anggaran 2020 sebanyak 33 desa yang ditargetkan beroperasi/nyala pada tahun 2021. Sedangkan sisa 21 desa eks program LTSHE 2017 dan 2019 akan dilistriki pada tahun 2021 sampai dengan 2023.

Tabel C8.17 Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Tahun	2021	2022	2023
Jumlah Pelanggan	1.216	236	0

C8.4 PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK TERKAIT INDUSTRI FERONIKEL

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Maluku Utara mengalami peningkatan yang signifikan, hal ini merupakan salah satu dampak dengan meningkatnya jumlah investor yang menanamkan modalnya di Maluku Utara. Di Pulau Halmahera khususnya di Kabupaten Halmahera Tengah, terdapat potensi tambang nikel yang sangat besar dan akan dikembangkan dan diolah menjadi FeNi. Beberapa calon investor berminat mengolah tambang tersebut dengan membangun smelter *fero-nickel*, salah satunya PT Antam di Buli. Selain itu juga terdapat pengembangan kawasan industri IWIP (Indonesia Weda Bay Industrial Park) dan PT. Tekindo Energi beserta PT. Teka Mining Resources untuk pengolahan nikel dan hasil turunannya dalam satu kompleks industri.

Adanya industri pengolahan beserta turunannya/ekstraksi, diharapkan akan mendorong pertumbuhan ekonomi Maluku Utara lebih cepat dan Halmahera akan menjadi salah satu pusat pertumbuhan ekonomi untuk kawasan Maluku Utara.

PLN berupaya untuk memenuhi kebutuhan listrik konsumen Industri di Pulau Halmahera seperti tambang emas, konsentrat lumpur dan anoda, serta industri pertambangan lain, rencana pembangunan *smelter* dan industri hilir lainnya baik dengan pengembangan pembangkit maupun pengembangan jaringan.

Rencana PLN untuk melistriki pelanggan *smelter* di Halmahera khususnya Halmahera Timur sangat tergantung pada kepastian *demand* dari pelanggan besar terkait karena lokasi pelanggan sangat jauh dari sistem kelistrikan

eksisting. Oleh karena itu diperlukan pembangkit yang diperuntukkan khusus (*dedicated*) untuk pelanggan besar terkait. Untuk pengembangan kedepan juga akan direncanakan transmisi 150 kV yang nantinya akan berfungsi untuk mendukung keandalan pasokan.

LAMPIRAN C.9
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA

C9.1 KONDISI SAAT INI

Provinsi Papua terdiri dari 28 Kabupaten dan 1 Kota, dengan sebaran lokasi ibukota kabupaten yang saling berjauhan. Sebagian besar sistem masih menggunakan sistem 20 kV dan masih *isolated*, sebagian lagi menggunakan jaringan tegangan rendah 220 Volt langsung ke beban, tetapi untuk Kota Jayapura sendiri sudah beroperasi jaringan SUTT (70 kV dan 150 kV). Selain itu, masih terdapat beberapa ibukota kabupaten yang belum mendapatkan layanan listrik dari PLN yaitu Kabupaten Puncak, Kabupaten Puncak Jaya, Kabupaten Tolikara, Kabupaten Intan Jaya, Kabupaten Lanny Jaya, Kabupaten Mamberamo Tengah, dan Kabupaten Mamberamo Raya. Sistem tenaga listrik *isolated* yang berbeban diatas 2 MW ada 9 sistem yaitu Sistem Jayapura, Wamena, Timika, Merauke, Nabire, Serui, Biak, Sarmi, dan Arso. Selain itu, terdapat sistem tenaga listrik *isolated* dengan beban puncak kurang dari 2 MW merupakan listrik perdesaan tersebar di 57 lokasi.

Kebutuhan di sistem tenaga listrik Provinsi Papua dipasok dari pembangkit-pembangkit jenis PLTD, PLTS, PLTA, PLTU dan PLTMG dan diawal tahun 2020 terdapat PLTBm yang akan beroperasi di Sistem Merauke. Energi listrik disalurkan melalui saluran udara tegangan tinggi (SUTT) 150 kV dan 70 kV, jaringan tegangan menengah (JTM) 20 kV dan jaringan tegangan rendah (JTR) 400/220 Volt. Delapan sistem tenaga listrik di Provinsi Papua ditampilkan pada Gambar C9.1. Saat ini, Sistem Genyem telah terinterkoneksi dengan Sistem Jayapura.



Gambar C9.1 Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Papua

Penjualan sejak tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 8,2%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2020 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel C9.1 dan Tabel C9.2.

Tabel C9.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	305	361	431	473	473	521	540	576	612	689
2	Bisnis	187	205	241	263	254	269	277	294	296	285
3	Publik	75	89	106	116	105	116	121	131	141	150
4	Industri	2	2	3	3	6	5	5	6	8	9
Jumlah		569	657	781	856	839	911	943	1.008	1.058	1.132
Pertumbuhan (%)		9,4	15,6	18,8	9,6	(2,0)	8,7	3,5	6,9	4,9	7,1

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel C9.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	149	176	216	243	274	295	326	363	389	416
2	Bisnis	23	25	26	27	29	31	31	38	36	36
3	Publik	7	8	8	9	10	11	12	14	15	16
4	Industri	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
Jumlah		179	208	250	280	314	336	369	415	441	468
Pertumbuhan (%)		7,4	16,3	20,2	11,7	12,2	7,3	9,7	7,7	6,3	6,1

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Sistem tenaga listrik Jayapura merupakan sistem terbesar di antara kedelapan sistem tenaga listrik di Provinsi Papua, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit sekitar 197,1 MW dengan daya mampu sekitar 167,0 MW

dan beban puncak 93,7 MW. Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Papua posisi sampai dengan 2019 diberikan pada Tabel C9.3.

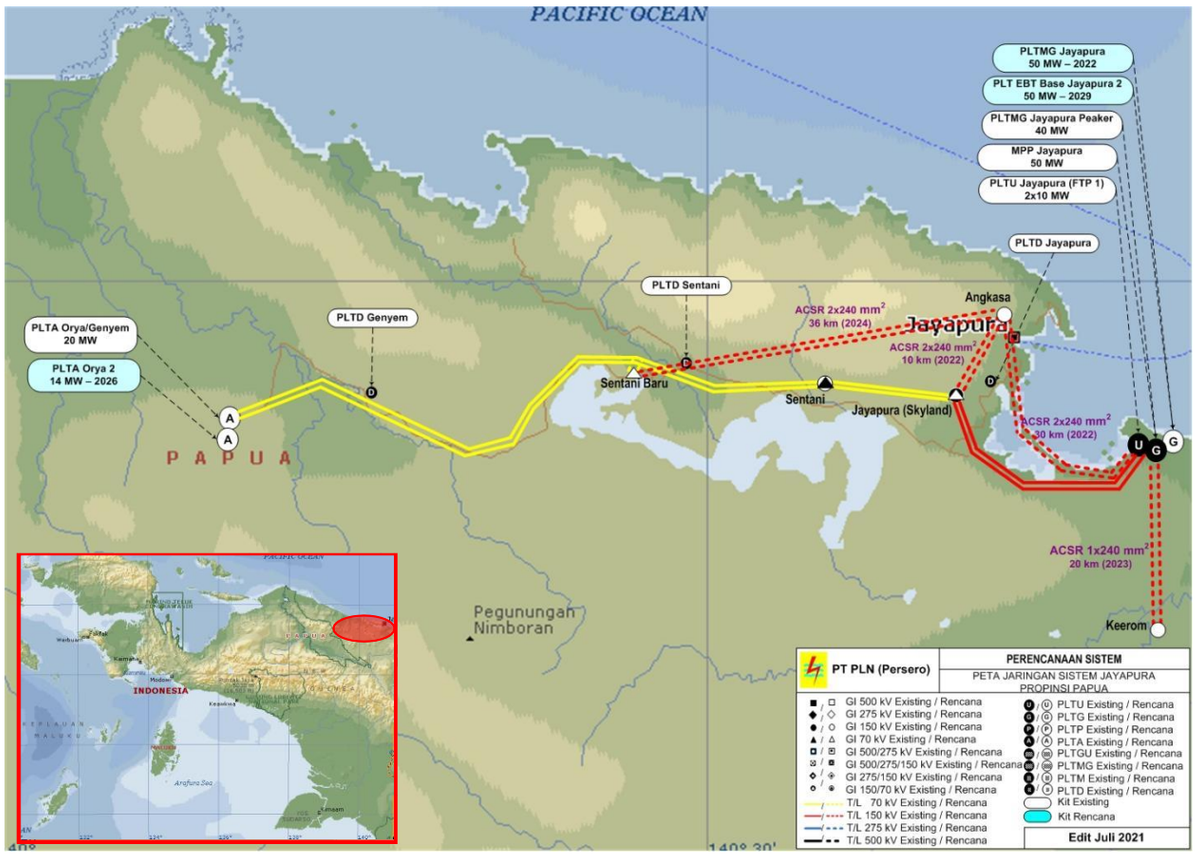
Tabel C9.3 Kapasitas Pembangkit Terpasang

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTM	Wamena	11	4,5	3,9	3,9
PLTA	Jayapura	2	20,0	18,0	18,0
PLTU	Jayapura	2	24,0	12,0	12,0
PLTMG	Jayapura	6	58,7	54,0	54,0
	Nabire	3	23,4	23,4	23,4
PLTD	Jayapura	12	38,4	16,0	16,0
	Wamena	7	4,2	3,6	3,6
	Timika	9	6,4	5,3	5,3
	Biak	8	18,3	11,6	11,6
	Serui	12	6,7	4,8	4,8
	Merauke	11	7,2	6,0	6,0
	Nabire	5	6,1	5,0	5,0
Jumlah PLN		88	217,9	163,6	163,6
Sewa					
PLTD	Jayapura	13	56,0	33,0	33,0
	Wamena	1	2,0	2,0	2,0
	Timika	7	33,0	31,9	31,9
	Biak	1	6,0	4,0	4,0
	Serui	1	2,0	2,0	2,0
	Merauke	6	17,2	15,9	15,9
Jumlah Sewa		29	116,2	88,8	88,8
Jumlah		117	334,1	252,4	252,4

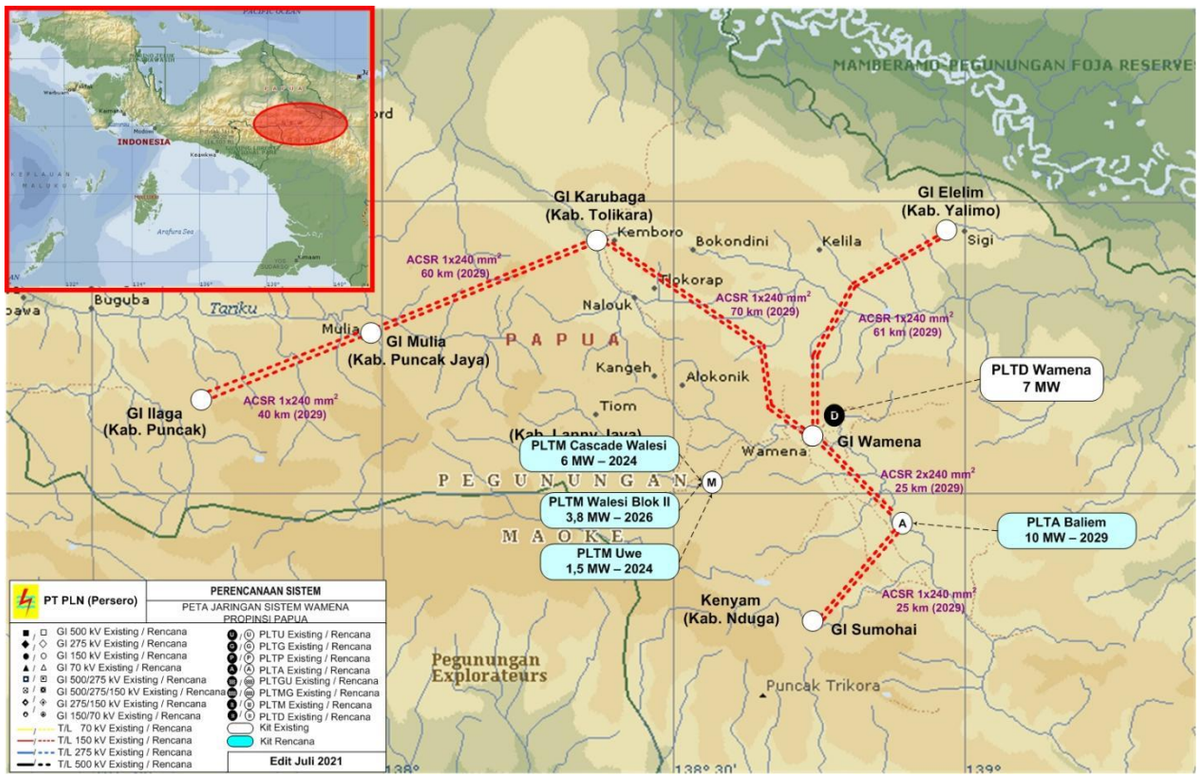
Sistem tenaga listrik di Jayapura ibukota Provinsi Papua, merupakan sistem interkoneksi 150 kV dan 70 kV yang dipasok dua gardu induk eksisting yaitu GI Jayapura dan GI Sentani. Sebagian beban di sistem ini disuplai dari PLTA Orya, PLTU Jayapura, MPP Jayapura dan PLTMG Jayapura *Peaker*. Kedepannya, transmisi yang akan dikembangkan adalah 150 kV.

Pada Sistem Wamena yang saat ini masih menggunakan jaringan 20 kV, kedepannya akan dikembangkan jaringan transmisi 150 kV untuk mengevakuasi daya dari pembangkit-pembangkit PLTD dan PLTA ke beban. Pembangunan Transmisi dan GI di Wamena ini bertujuan untuk memaksimalkan potensi energi air Sungai Baliem sehingga energi listrik yang dibangkitkan dapat disalurkan ke kabupaten di sekitar Kabupaten Wamena seperti Kabupaten Puncak, Kabupaten Yalimo, Kabupaten Nduga dan Kabupaten Tolikara. Gambar C9.2, Gambar C9.3, Gambar C9.4, Gambar C9.5, Gambar C9.6, Gambar C9.7 dan Gambar C9.8 masing-masing menunjukkan

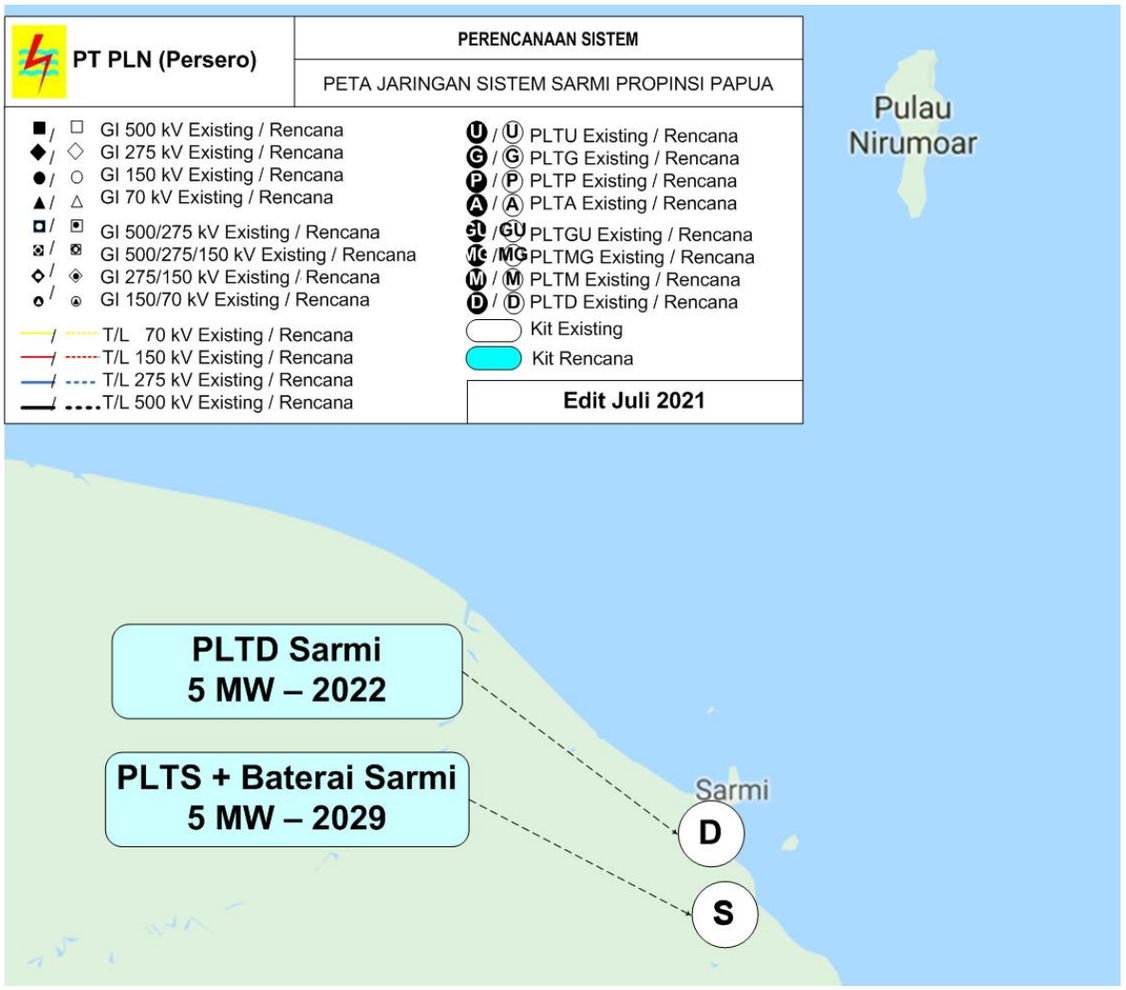
peta pengembangan sistem tenaga listrik Jayapura, Wamena, Sarmi, Merauke, Serui, Biak, Nabire dan Timika.



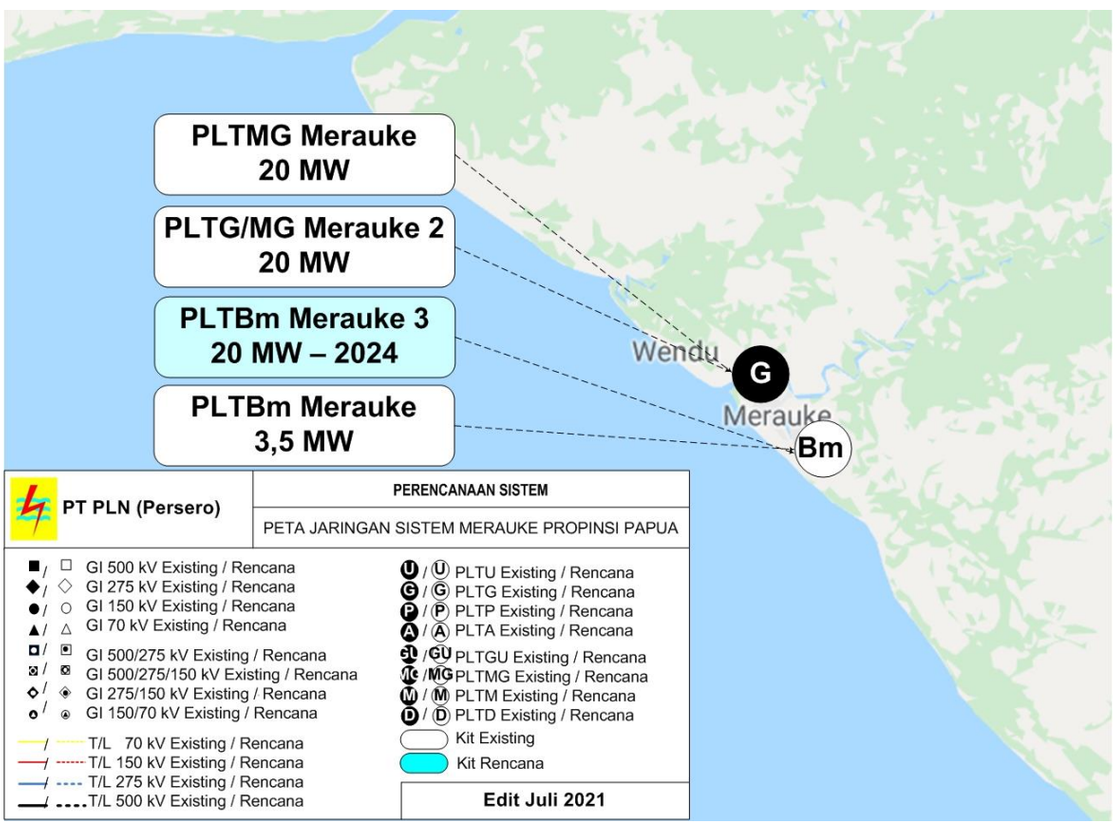
Gambar C9.2 Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 70 kV dan 150 kV Jayapura



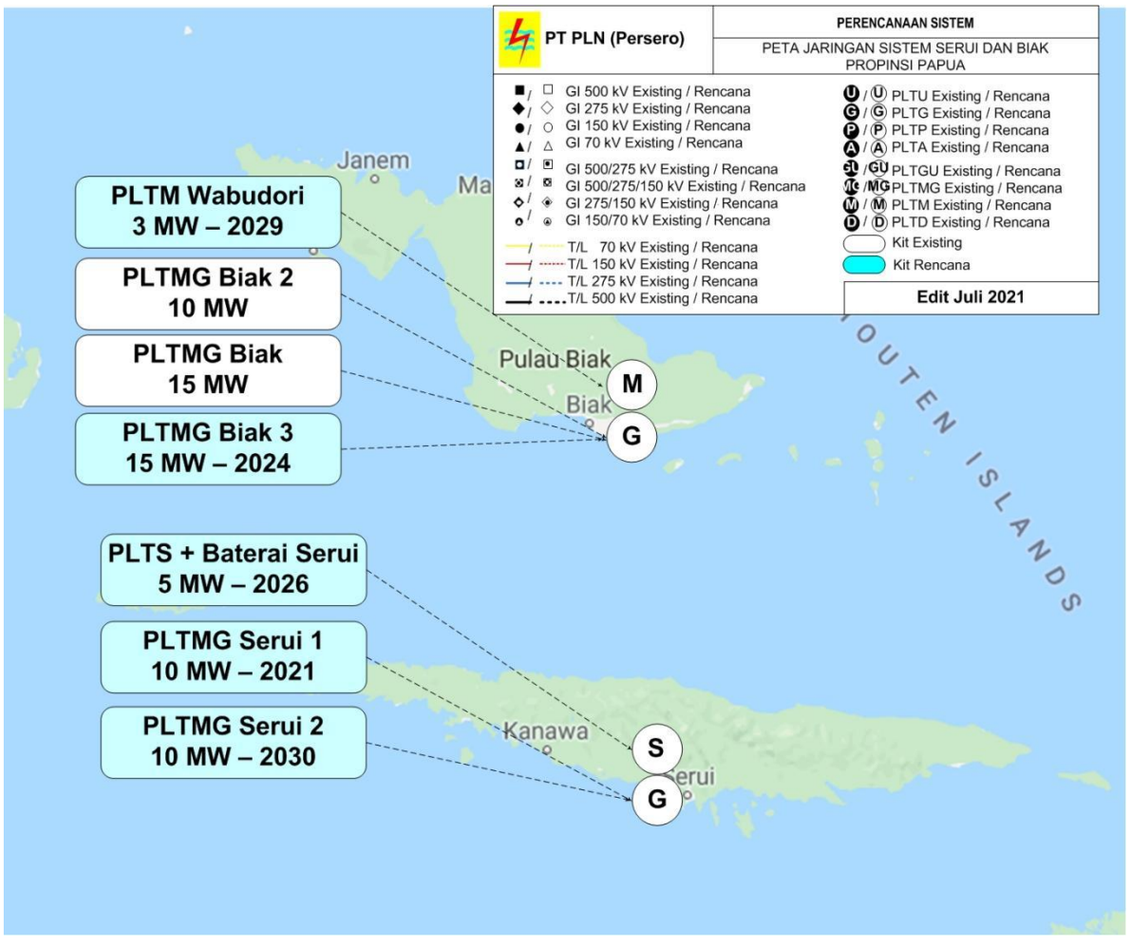
Gambar C9.3 Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Wamena



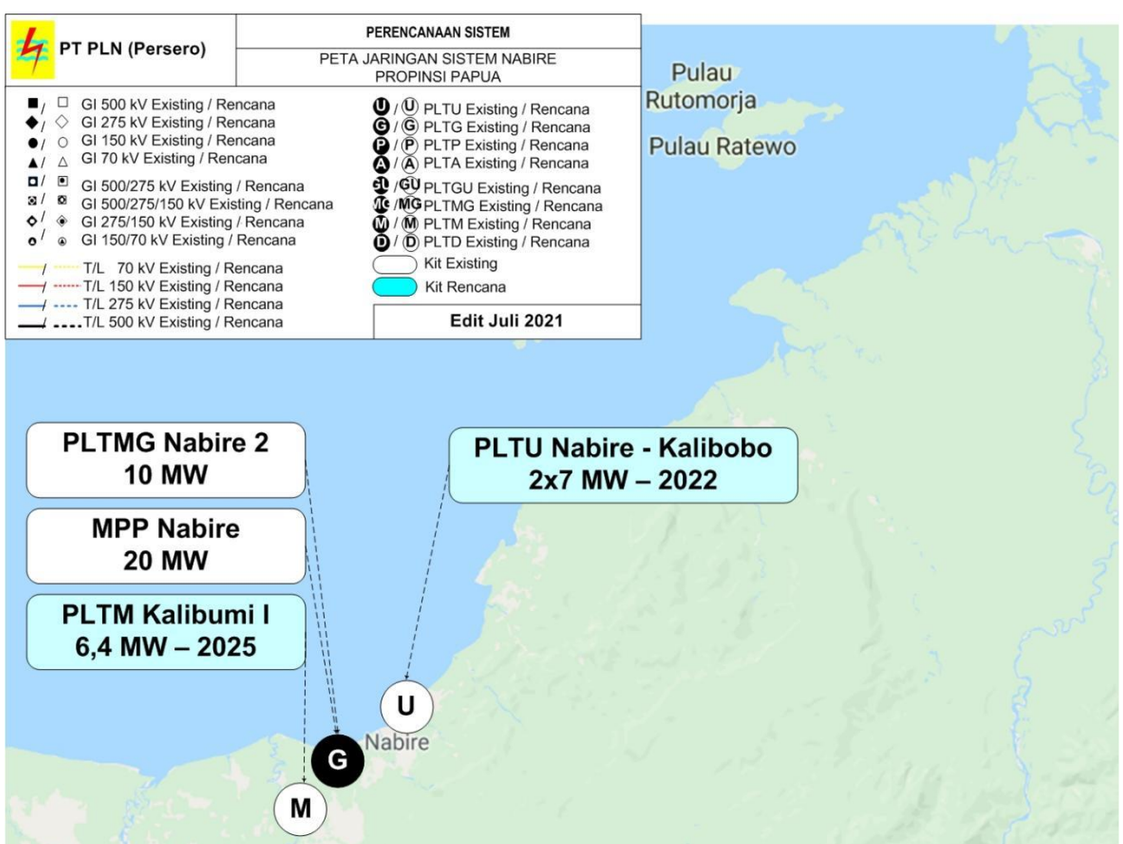
Gambar C9.4 Peta Rencana Pengembangan Sistem Sarmi



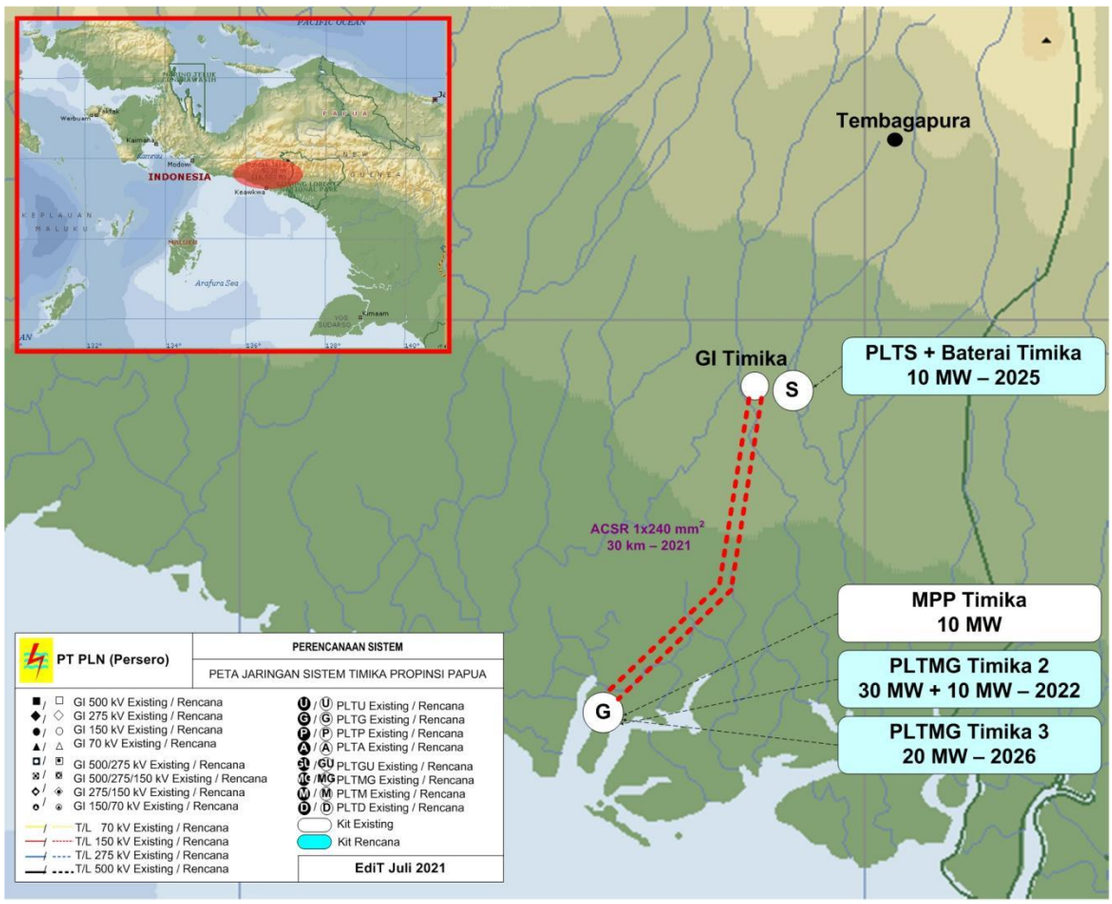
Gambar C9.5 Peta Rencana Pengembangan Sistem Merauke



Gambar C9.6 Peta Rencana Pengembangan Sistem Serui dan Biak



Gambar C9.7 Peta Rencana Pengembangan Sistem Nabire



Gambar C9.8 Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Timika

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Papua ditunjukkan pada Tabel C9.4 dan Tabel C9.5.

Tabel C9.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Kapasitas (MVA)
1	Skyland/Jayapura	70/20	1	20
		150/20	2	120
2	Sentani/Waena	70/20	3	80
3	Genyem	70/20	1	5
4	Holtekamp	70/20	2	50
Jumlah			9	275

Tabel C9.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2012	2013	2014*	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	1.961	2.090	4.186	2.385	2.854	3.241	3.533	3.715	4.476
2	JTR (kms)	2.747	2.715	4.365	2.924	4.547	6.257	6.921	7.115	7.796
3	Gardu Distribusi (MVA)	208	235	384	275	298	250	264	316	396

* Data tahun 2014 merupakan data gabungan Wilayah Papua dan Papua Barat

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

C9.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

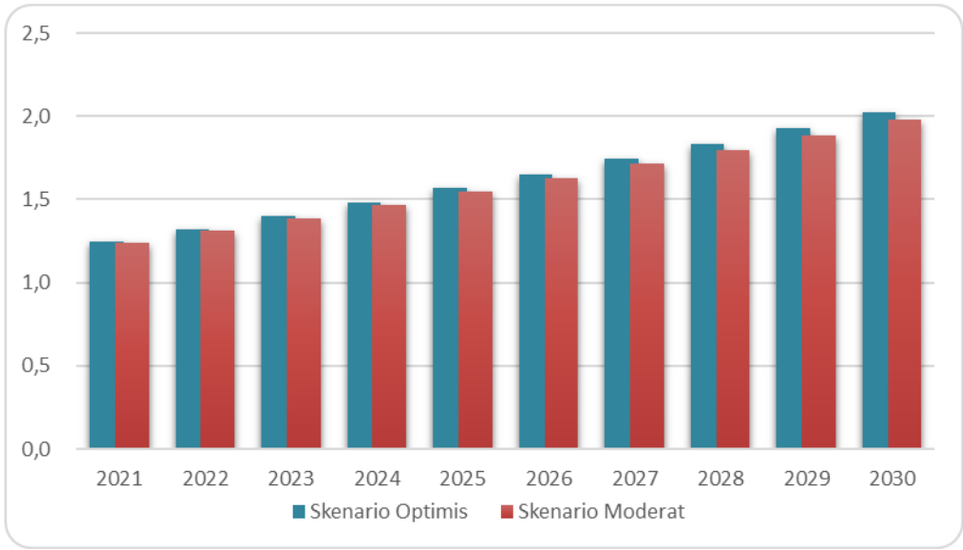
Kondisi ekonomi Provinsi Papua dalam lima tahun terakhir dari tahun 2015 hingga tahun 2019 tumbuh agak tinggi dibanding sebelumnya yaitu rata-rata 6,9% per tahun. Sektor pertambangan dan penggalian, perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa lainnya mempunyai kontribusi yang dominan. Kondisi ekonomi yang cukup baik ini akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Provinsi Papua.

Pelanggan PLN masih didominasi oleh kelompok rumah tangga dengan konsumsi sekitar 58% terhadap jumlah penjualan listrik pertahunnya. Mengingat kondisi pasokan listrik yang terbatas dan geografi yang cukup sulit sehingga saat ini kebutuhan energi listrik belum seluruhnya dapat dipenuhi. Sebagai komitmen PLN untuk mendukung program pemerintah, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 269 puskesmas di 222 distrik yang tersebar di 22 kabupaten di Provinsi Papua. Selain itu, PLN juga telah mempertimbangkan rencana Lumbung Ikan Nasional di Provinsi Papua dalam proyeksi pertumbuhan listrik.

Memperhatikan data penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi Covid-19 terjadi, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, maka proyeksi kebutuhan listrik 2021–2030 diperlihatkan pada Tabel C9.6, Tabel C9.7 dan Tabel C9.8. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario optimis, dan moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C9.9.

Tabel C9.6 Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	749	795	842	891	941	993	1.047	1.101	1.157	1.215
2	Bisnis	310	326	343	360	378	396	414	433	452	472
3	Publik	172	182	192	203	214	225	237	249	261	274
4	Industri	10	11	12	12	13	14	15	16	17	18
Jumlah		1.241	1.313	1.388	1.466	1.546	1.629	1.713	1.799	1.888	1.979
Pertumbuhan (%)		9,6	5,8	5,7	5,6	5,5	5,3	5,2	5,0	4,9	4,8



Gambar C9.9 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

Tabel C9.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	473	501	529	558	587	617	648	679	710	743
2	Bisnis	37	39	40	42	43	45	46	48	49	51
3	Publik	17	17	18	19	20	21	21	22	23	24
4	Industri	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13	0,13
Jumlah		527	557	587	618	650	682	715	749	783	818
Pertumbuhan (%)		12,7	5,6	5,5	5,3	5,1	5,0	4,8	4,7	4,5	4,5

Tabel C9.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,0	1.241	1.444	258	527.023
2022	5,2	1.313	1.527	272	556.690
2023	5,1	1.388	1.613	286	587.075
2024	5,0	1.466	1.701	301	618.194
2025	4,9	1.546	1.792	316	650.026
2026	4,8	1.629	1.885	332	682.471
2027	4,7	1.713	1.981	347	715.453
2028	4,6	1.799	2.078	363	748.867
2029	4,5	1.888	2.177	380	782.689
2030	4,4	1.979	2.280	397	817.622
Pertumbuhan	4,8	5,5%	5,4%	5,5%	5,1%

C9.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Papua dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer setempat serta sebaran penduduknya, adalah sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Sumber energi primer di Provinsi Papua yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik terbatas pada sumber-sumber potensi energi air, energi biomassa dan energi surya, namun kapasitasnya sangat besar dengan lokasi yang cukup jauh dari pusat beban. Berdasarkan hasil survei dan studi yang dilakukan oleh PLN Proyek Induk Sarana Fisik dan Penunjang, PLN Enjiniring dan PT Gama Epsilon selama periode 1996-2009, potensi tenaga air di Provinsi Papua yang terdata adalah sekitar 11.000 MW tersebar di 15 lokasi. Dari potensi-potensi tersebut yang sudah dilakukan studi kelayakan dan desain rinci yaitu di Walesi dan Kalibumi. Kurang maksimalnya pengembangan potensi tenaga air di Provinsi Papua disebabkan oleh karena lokasi sumber energi berada jauh dari pusat beban, sehingga belum layak untuk dikembangkan secara besar-besaran.

Selain potensi energi air, terdapat potensi pengembangan energi surya baik secara terpusat (komunal) maupun *hybrid* PLTS PV dengan *battery energy storage system* (BESS). *Hybrid* PLTS PV dengan BESS adalah salah satu program PLN dalam melistriki tanpa menggunakan jaringan distribusi, tetapi dengan menggunakan Tabung Listrik (TaLis). Potensi *biomass* juga tersedia di Provinsi Papua, khususnya di Kabupaten Merauke dimana terdapat badan usaha yang memiliki Izin Usaha Pemanfaatan Hasil Hutan Kayu dalam Hutan Tanaman Industri (IUPHHK - HTI) dengan luasan yang cukup dan ditambahlagi telah beroperasi PLTBm pada tahun 2020 di Sistem Kelistrikan Merauke dengan menggunakan bahan bakar *woodchip*. Potensi *biomass* ini dapat dimanfaatkan untuk pengembangan PLTBm baik di Merauke ataupun daerah sekitarnya.

Pengembangan Pembangkit

Seperti halnya di daerah lain, kondisi sistem tenaga listrik di ibukota provinsi yaitu Jayapura masih belum memiliki cadangan yang cukup dan masih menggunakan PLTMG HSD sebagai sumber utamanya walaupun PLTU Holtekamp dan PLTA Genyem serta transmisi 70 kV dan 150 kV telah beroperasi. Beban di sistem ini tumbuh cukup tinggi, sehingga jika tidak ada proyek pembangkit baru yang masuk dalam waktu dekat, maka diperkirakan kondisi sistem masih akan defisit. Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Jayapura telah dibangun Jayapura *Peaker* kapasitas 40 MW *dual fuel* (gas dan HSD) yang sudah beroperasi pada akhir tahun 2019.

Selain itu, untuk memberikan kepastian pasokan listrik dimasa depan terutama di ibukota Kabupaten yaitu Timika, Serui, Nabire, Biak dan Merauke, akan dibangun beberapa PLTMG *dual fuel* (gas dan HSD) di beberapa sistem 20 kV lokasi tersebar menggantikan rencana PLTU skala kecil. Pertimbangan pengembangan pembangkit kedepan, diupayakan penggunaan sumber energi yang tersedia didekat pembangkit agar dapat mengurangi isu transportasi dan ketidaktersediaan bahan bakar dalam jumlah yang cukup. Dengan adanya eksplorasi gas di Indonesia Timur baik itu di Bintuni dan Masela diharapkan nantinya akan menjadi sumber bahan bakar untuk pembangkit yang akan dibangun di Provinsi Papua. Sehingga, jenis pembangkit PLTMG untuk kapasitas total dibawah 100 MW merupakan alternatif pembangkit utama yang akan dikembangkan. Selain itu, sebagai upaya untuk pemanfaatan sumber energi EBT, kajian untuk menggunakan biomas untuk PLTU Holtekamp juga akan dilaksanakan.

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik periode 2021 – 2030, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit seperti ditampilkan pada Tabel C9.9 dan Tabel C9.10.

Tabel C9.9 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTG/MG	10	90	-	15	-	20	-	-	-	10	145
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	-	-	-	7,5	6,4	3,8	-	1,1	10	-	28,7
PLTA	-	-	-	-	-	14	-	-	10	-	24
PLT Lain	3,8	7,7	0,7	11,0	11,6	6,7	1,7	2,1	7,3	1,6	54,2
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
Jumlah	13,8	102,7	0,7	33,5	17,9	44,5	1,7	3,1	77,3	11,6	306,9
IPP											
PLTU	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	14
PLT Lain	-	-	0,1	-	114	-	-	-	-	-	113,9
Jumlah	-	14	0,1	-	114	-	-	-	-	-	127,9
Total											
PLTU	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	14
PLTG/MG	10	90	-	15	-	20	-	-	-	10	145
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	-	-	-	7,5	6,4	3,8	-	1,1	10	-	28,7
PLTA	-	-	-	-	-	14	-	-	10	-	24
PLT Lain	3,8	7,7	0,8	11,0	125,4	6,7	1,7	2,1	7,3	1,6	168,0
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
Jumlah	13,8	116,7	0,8	33,5	131,7	44,5	1,7	3,1	77,3	11,6	434,7

Tabel C9.10 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Biak	PLTMG	Biak 3	15	2024	Rencana	PLN

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
2	Biak	PLTM	Wabudori	3	2029	Rencana	PLN
3	*Isolated* Tersebar	PLTS + Baterai	Dedieselisasi	0,05	2023	Rencana	IPP
4	*Isolated* Tersebar	PLTS + Baterai	Dedieselisasi	113,8	2025	Rencana	IPP
5	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	3,806	2021	Rencana	PLN
6	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	7,737	2022	Rencana	PLN
7	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,714	2023	Rencana	PLN
8	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,97	2024	Rencana	PLN
9	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	1,57	2025	Rencana	PLN
10	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	1,68	2026	Rencana	PLN
11	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	1,70	2027	Rencana	PLN
12	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	2,0603	2028	Rencana	PLN
13	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	2,299	2029	Rencana	PLN
14	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	1,628	2030	Rencana	PLN
15	Jayapura	PLTMG	Jayapura	50	2022	Rencana	PLN
16	Jayapura	PLTA	Orya 2	14	2026	Rencana	PLN
17	Jayapura	PLTM	Amai	1,08	2028	Rencana	PLN
18	Jayapura	PLT EBT Base	Jayapura 2	50	2029	Rencana	PLN
19	Mamberamo	PLTM	Mamberamo Raya	4	2029	Rencana	PLN
20	Merauke	PLTBM	Merauke 3	10	2024	Rencana	PLN
21	Nabire	PLTM	Kalibumi I	6,35	2025	Rencana	PLN
22	Nabire	PLTU	Nabire - Kalibobo	2x7	2022	Konstruksi	IPP
23	Oksibil	PLTM	Digoel	3	2029	Rencana	PLN
24	Sarmi	PLTD	Sarmi	5	2022	Pengadaan	PLN
25	Sarmi	PLTS + Baterai	Sarmi	5	2029	Rencana	PLN
26	Serui	PLTMG	Serui 1	10	2021	Konstruksi	PLN
27	Serui	PLTS + Baterai	Serui	5	2026	Rencana	PLN
28	Serui	PLTMG	Serui 2	10	2030	Rencana	PLN
29	Timika	PLTMG	Timika 2	30	2022	Rencana	PLN
30	Timika	PLTMG	Timika 2	10	2022	Rencana	PLN
31	Timika	PLTS + Baterai	Timika	10	2025	Rencana	PLN
32	Timika	PLTMG	Timika 3	20	2026	Rencana	PLN
33	Wamena	PLTM	*Cascade* Walesi	6	2024	Rencana	PLN
34	Wamena	PLTM	Uwe	1,5	2024	Rencana	PLN
35	Wamena	PLTM	Walesi Blok II	3,8	2026	Rencana	PLN
36	Wamena	PLTA	Baliem	10	2029	Rencana	PLN
Jumlah				434,7			

Sebagaimana dapat dilihat pada Tabel C9.10, di Provinsi Papua akan dibangun PLTA Baliem secara bertahap. PLTA ini dimaksudkan untuk mempercepat pemerataan tersedianya pasokan listrik yang cukup, khususnya di sekitar

Wamena. Listrik yang dibangkitkan akan disalurkan ke tujuh ibukota Kabupaten di sekitar Wamena menggunakan transmisi 150 kV.

Di Provinsi Papua terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTA	Sentani	20,0	MW
-	PLTM	Dogiyai	0,05	MW
-	PLTM	Nachatawa	0,027	MW
-	PLTM	Ormuwari	0,031	MW
-	PLTM	Deiyai	6,0	MW
-	PLT Hybrid	Waena	20,0	MW
-	PLTS	Usku	138	MW
-	PLTS	Bompai	24	MW
-	PLTB	Papua	50	MW
-	PLTS	Wapeko, Merauke	10	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah 3T (terdepan, terluar, tertinggal), daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Untuk meningkatkan rasio elektrifikasi, kehandalan pelayanan dan jam pelayanan, PLN merencanakan agar seluruh sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku dapat beroperasi 24 jam. Untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Seiring dengan pengembangan PLTA yang berlokasi jauh dari pusat beban dan pengembangan PLTU batubara skala kecil tersebar di beberapa lokasi, direncanakan akan dibangun transmisi 150 kV sepanjang 870 kms untuk menyalurkan energi listrik kepusat beban.

Berkenaan dengan rencana pembangunan pembangkit PLTMG dan PLTU di Jayapura dimana keduanya akan dibangun disebelah timur Sistem Jayapura, maka transmisi 70 kV Jayapura (*Skyland*) – GI Sentani Baru akan dinaikkan menjadi tegangan 150 kV termasuk gardu induk dan IBT yang terkait. Pengembangan transmisi di Provinsi Papua seperti ditampilkan dalam Tabel C9.11 dan Tabel C9.12.

Tabel C9.11 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Tegangan (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150	60	80	40	72	-	-	-	-	562	56	870
70	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Jumlah	64	80	40	72	-	-	-	-	562	56	874

Tabel C9.12 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	PLTMG Timika	GI Timika	150	2 cct, ACSR 1xHawk	60	2021	Konstruksi
2	GI Sentani Baru	Incomer 2 phi (PLTA Genyem-Sentani)	70	4 cct, ACSR 1xHawk	4	2021	Rencana
3	GI Jayapura (Skyland)	GI Angkasa	150	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2022	Pengadaan
4	PLTU Holtekamp	GI Angkasa	150	2 cct, SUTT/SKTT/Kabel Laut	60	2022	Rencana
5	PLTU Holtekamp	Keerom	150	2 cct, ACSR 1xHawk	40	2023	Rencana
6	GI Angkasa	GI Sentani Baru	150	2 cct, ACSR 2xHawk	72	2024	Rencana
7	PLTA Baliem	GI Wamena	150	2 cct, ACSR 2xHawk	50	2029	Rencana
8	PLTA Baliem	GI Sumohai	150	2 cct, ACSR 1xHawk	50	2029	Rencana
9	GI Wamena	GI Elelim	150	2 cct, ACSR 1xHawk	122	2029	Rencana
10	GI Wamena	GI Karubaga	150	2 cct, ACSR 1xHawk	140	2029	Rencana
11	GI Karubaga	GI Mulia	150	2 cct, ACSR 1xHawk	120	2029	Rencana
12	GI Mulia	GI Ilaga	150	2 cct, ACSR 1xHawk	80	2029	Rencana
13	Jayapura/Skyland	Sentani Baru	150	Uprating tegangan 150 kV	56	2030	Rencana
Total					874		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Seiring dengan rencana pembangunan transmisi, akan dibangun juga GI tegangan 70 kV dan 150 kV untuk menyalurkan daya ke beban. Rincian kapasitas GI yang akan dibangun mulai tahun 2021 sampai dengan 2030 diberikan pada Tabel C9.13 dan Tabel C9.14.

Tabel C9.13 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk

Tegangan (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150/70	60	-	-	60	-	-	-	-	-	-	120
150/20	120	60	20	-	-	-	-	-	80	-	280
70/20	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Jumlah	180	90	20	60	-	-	-	-	80	-	430

Tabel C9.14 Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Timika	150/20	*New*	60	2021	Konstruksi
2	Holtekamp (IBT)	150/70	*Ext*	60	2021	Konstruksi
3	Timika	150/20	*New*	60	2021	Konstruksi
4	Jayapura (*Skyland*)	150	*New*	2 LB	2021	Pengadaan
5	Angkasa	150/20	*New*	60	2022	Pengadaan
6	Sentani Baru	70/20	*New*	30	2022	Konstruksi
7	Holtekamp	150	*Ext LB*	4 LB	2022	Rencana
8	Keerom	150/20	*New*	20	2023	Rencana
9	Sentani Baru (IBT)	150/70	*New*	60	2024	Rencana
10	Sumohai	150/20	*New*	10	2029	Rencana
11	Wamena	150/20	*New*	30	2029	Rencana
12	Elelim	150/20	*New*	10	2029	Rencana
13	Karubaga	150/20	*New*	10	2029	Rencana
14	Mulia	150/20	*New*	10	2029	Rencana
15	Ilaga	150/20	*Ext*	10	2029	Rencana
Total				430		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua dimaksudkan untuk mendukung program tambahan pelanggan baru sekitar 350 ribu sambungan sampai dengan tahun 2030, membangun interkoneksi antar sistem 20 kV.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2021–2030 secara rinci ditampilkan pada Tabel C9.15.

Tabel C9.15 Rincian Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2021	257	390	28	59.426
2022	211	318	30	29.667
2023	215	323	31	30.385
2024	220	327	32	31.119
2025	224	332	34	31.831
2026	227	335	35	32.445
2027	230	338	36	32.982
2028	232	340	36	33.414
2029	234	341	37	33.821
2030	240	348	39	34.933
2021-2030	2.290	3.392	338	350.025

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua akan berfokus pada percepatan pembangunan listrik predesaan. Program strategis ini diambil sebagai upaya dan dukungan terhadap program percepatan peningkatan rasio desa berlistrik dan rasio elektrifikasi dari pemerintah. Pada Tahun 2021-2030, program Listrik Perdesaan di Provinsi Papua direncanakan dengan membangun pembangkit EBT dan sistem distribusi. Rincian kebutuhan pembangkit dan jaringan distribusi untuk pengembangan listrik perdesaan ditampilkan pada Tabel C9.16.

Tabel C9.16 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Tambahan Pelanggan
			MVA	unit		
2021	-	503,5	-	-	3.806	71.051
2022	-	677	-	-	7.737	152.754
2023	-	98,5	-	-	714	13.252
2024	-	114,5	-	-	974	18.612
2025	-	119,5	-	-	1.565	31.424
2026	-	100	-	-	1.679	34.448
2027	-	105	-	-	1.696	34.515
2028	-	120	-	-	2.060	42.104
2029	-	109	-	-	2.299	47.635
2030	-	126,5	-	-	1.628	32.488

Program Listrik Perdesaan Papua

Listrik telah menjadi kebutuhan pokok bagi seluruh masyarakat tak terkecuali masyarakat terpencil di pedesaan. Sesuai dengan program Pemerintah yakni Rasio Desa Berlistrik (RDB) 100% pada tahun 2021 dan Rasio Elektrifikasi (RE) 100% pada tahun 2022, maka diperlukan pembangunan infrastruktur

kelistrikan baik berupa perluasan jaringan distribusi serta pembangunan pembangkit listrik isolated pada daerah-daerah yang masih belum berlistrik.

Untuk peningkatan RE dan RDB, PT PLN (Persero) juga didukung oleh Kementerian ESDM melalui program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE), yang sudah dimulai sejak tahun 2017. Program LTSHE memiliki masa garansi selama 3 (tiga) tahun, diharapkan PT PLN telah dapat melistriki lokasi-lokasi desa LTSHE yang akan habis masa garansinya.

Oleh karena itu PT PLN mempunyai beberapa program pembangunan infrastruktur kelistrikan untuk meningkatkan RE dan RDB serta menggantikan Program LTSHE yang telah habis garansinya. Saat ini, sesuai data TW IV tahun 2020 RE Provinsi Papua sudah mencapai 94,44%. Sementara itu pencapaian RDB per TW IV 2020 sudah mencapai 94,71% dari 5.521 desa di Provinsi Papua yang meliputi 1.255 desa berlistrik PLN, 1.578 desa berlistrik non PLN dan 2.396 desa berlistrik LTSHE. Pencapaian rasio desa berlistrik tersebut diperoleh melalui program listrik pedesaan oleh PLN, yang juga didukung dengan program LTSHE oleh Kementerian ESDM, selain itu ditambah dengan program listrik Non PLN baik melalui swadaya masyarakat maupun oleh Pemerintah Daerah setempat.

Tabel C9.17 Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Tahun	2021	2022	2023
Jumlah Pelanggan	166.006	13.252	0

Ekspedisi Papua Terang (EPT) – 1.000 *Renewable Energy for* Papua

Salah satu kendala dalam melistriki desa khususnya untuk Wilayah Operasi Maluku dan Papua adalah akurasi data desa mengingat sulitnya geografis di daerah tersebut. Selain masih banyaknya desa di Provinsi Papua yang belum memiliki data desa tersebut, terdapat juga desa yang datanya sudah tidak akurat akibat adanya desa-desa baru hasil pemekaran desa yang belum tervalidiasi. Tingginya keterikatan budaya lokal menyebabkan jumlah lokasi pemukiman (desa/kampung) umumnya berada pada lokasi dengan kondisi geografis yang relatif lebih ekstrim dan variatif seperti pada puncak gunung, rawa dan pesisir laut atau sungai yang besar. Hal tersebut menyebabkan akses ke lokasi suatu desa sangat sulit dilakukan dengan cara biasa.

Melalui program Ekspedisi Papua Terang (EPT) kebutuhan data survei untuk mempercepat peningkatan rasio elektrifikasi melalui program listrik perdesaan di Provinsi Papua dan Provinsi Papua Barat seperti detail desa antara lain lokasi desa (koordinat), kondisi geografi, data demografi (jumlah penduduk, sosial

ekonomi, budaya), serta potensi desa untuk dapat direncanakan skema pembangunan sistem kelistrikan yang paling efektif.

Dari data-data yang sudah diperoleh tersebut kemudian dicanangkanlah program 1.000 *Renewable Energy for* Papua. Program ini fokus mengunakan energi baru dan terbarukan untuk memasok listrik di daerah-daerah pedesaaan dan terpencil, mengingat banyaknya potensi energi baru dan terbarukan yang ramah lingkungan di bumi Papua, seperti surya, air, angin dan juga biomassa.

Metode Penyediaan Listrik Desa dengan "Tabung Listrik"

Dengan rasio elektrifikasi yang lebih rendah dibanding provinsi lainnya di Indonesia, pembangunan sarana sistem tenaga listrik bagi provinsi-provinsi di Wilayah Operasi Maluku Papua (Provinsi Maluku, Maluku Utara, Papua dan Papua Barat) harus dipercepat. Kondisi geografis dan sebaran penduduk menjadi faktor utama lambatnya pembangunan sarana tenaga listrik yang dilakukan dengan cara dan teknik yang sudah ada, diantaranya melalui ekspansi jaringan. Untuk mengatasi kendala tersebut, alternatif solusi penggunaan *battery energy storage system* (BESS) yang disebut "APDAL" sebagai alat penyimpanan energi listrik yang diproduksi dari pembangkit energi baru dan terbarukan akan dikembangkan dan diimplementasikan untuk memenuhi kebutuhan listrik di area terpencil.

Dengan memanfaatkan perkembangan teknologi baterai sekunder (isi ulang) yang memiliki kapasitas penyimpanan lebih besar, ukuran fisik yang lebih kecil, umur pakai yang lebih panjang, maka kebutuhan energi listrik untuk penggunaan rumah tinggal dapat dikemas dalam satu kemasan yang mudah dimobilisasi oleh perorangan dalam penggunaan dan pemeliharaannya. Salah satu jenis baterai yang dapat digunakan adalah jenis *Lithium Ion* (*Li-Ion*). *APDAL* merupakan suatu BESS yang berisi sejumlah sel baterai *Lithium-Ion* sebagai penyimpan sementara energi listrik (*energy storage*) yang didalamnya dilengkapi dengan alat pengatur energi (EMS: *Energy Management System*). Terminal keluaran pada Baterai Pintar PLN ini memiliki fasilitas penyediaan listrik tegangan DC 24 Vdc atau 48 Vdc juga tegangan AC 220 Volt dengan varian kapasitas energi 300Wh, 600 Wh dan 1.000 Wh yang cukup untuk memenuhi kebutuhan listrik masyarakat selama 3-7 hari per rumah tangga.

Pengisian ulang APDAL dilakukan di stasiun pengisian yang disebut SPEL (Stasiun Pengisian Energi Listrik). Energi listrik di SPEL dipasok melalui PLTS, PLT Bayu, PLTMH/Pikohidro atau dengan pembangkit biomassa yang tersedia sebagai energi lokal setempat yang dibangun mendekat pelanggan di desa atau

memanfaatkan energi ekses dari sub sistem tenaga listrik terdekat atau bahkan dilakukan pada suatu sistem tenaga listrik besar di lokasi lain tergantung kondisi mana yang paling efektif dan efisien.

Dengan APDAL ini, maka instalasi dan peralatan listrik rumah juga diharapkan menggunakan tegangan DC. Kontinuitas suplai listrik dapat dilakukan dengan cara penyediaan APDAL cadangan, sehingga saat pengisian ulang, APDAL cadangan telah terisi penuh. Pola pelayanan ini dapat dioptimalkan dengan pola *swap* agar tidak terjadi antrian pengisian. Dengan APDAL, pelanggan di daerah pedalaman dan terisolir dapat menikmati suplai listrik dengan baik tanpa adanya gangguan yang berasal dari jaringan listrik.

C9.4 SISTEM TENAGA LISTRIK DI DAERAH PERBATASAN PAPUA – PNG

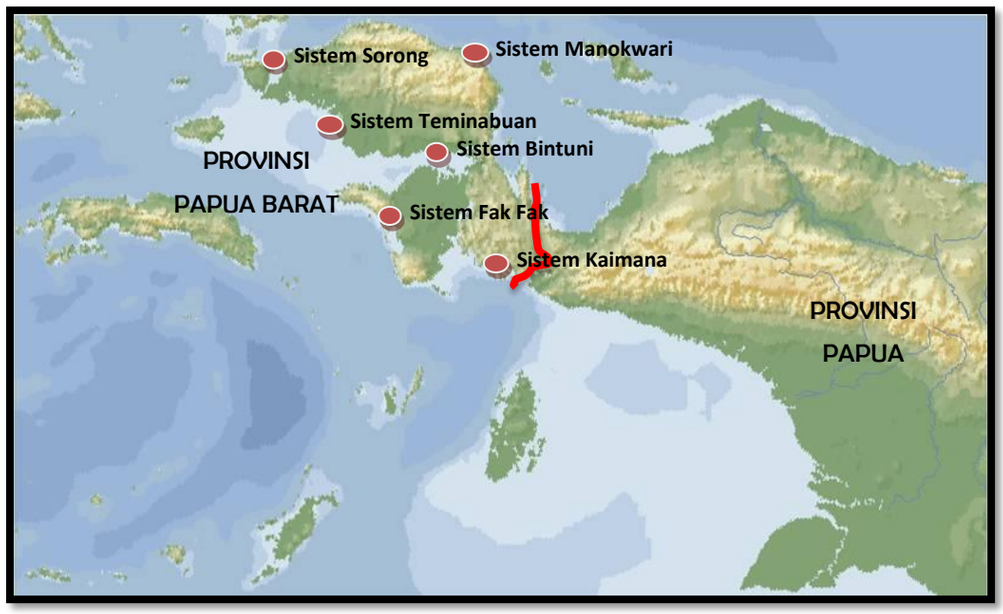
Provinsi Papua mempunyai wilayah yang sangat luas, dengan kerapatan penduduk yang sangat rendah dan kondisi alam yang sangat berat. Sarana infrastruktur antar daerah masih sangat terbatas dan menjadi tantangan untuk melaksanakan elektrifikasi. Sepanjang perbatasan antara wilayah Republik Indonesia dan Papua Nugini (PNG) pada umumnya didiami masyarakat asli Papua dengan tingkat penyebaran yang tidak merata, hidup berkelompok dan berpindah-pindah serta berpeluang terjadi migrasi lintas batas. Kelompok suku yang mendiami sepanjang daerah perbatasan ini beragam, ada sekitar 255 suku dengan bahasa masing-masing suku berbeda. Daerah perbatasan RI-PNG terdiri dari Kabupaten Jayapura, Keerom, Merauke dan kabupaten-kabupaten baru hasil pemekaran. Akses mencapai ibu kota kabupaten menggunakan pesawat perintis yang beroperasi berkat bantuan/subsidi dari pemerintah daerah. Kebutuhan listrik untuk kabupaten tersebut sebagian dipasok oleh pemerintah daerah dan sebagian dipasok oleh PLN.

Elektrifikasi wilayah perbatasan direncanakan dengan membangun pembangkit yang memanfaatkan potensi energi terbarukan setempat, dengan membangun PLTM serta potensi tenaga surya (PLTS). Apabila pada wilayah tersebut tidak memliki potensi energi terbarukan yang memadai, maka akan dibangun PLTD. Sehubungan kondisi demografi yang tersebar dan jumlah penduduk yang relatif sedikit, maka sistem tenaga listrik yang diperlukan cukup dengan sistem *isolated*.

LAMPIRAN C.10
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA BARAT

C10.1 KONDISI SAAT INI

Provinsi Papua Barat terdiri dari 12 Kabupaten dan 1 Kota dengan sistem tenaga listrik masih *isolated*, terdiri dari 7 sistem 20 kV yang berbeban diatas 2 MW yaitu Sistem Sorong, Fakfak, Manokwari, Kaimana, Teminabuan, Bintuni dan Raja Ampat. Selain itu, terdapat sistem tenaga listrik *isolated* dengan beban puncak kurang dari 2 MW yaitu listrik perdesaan tersebar di 56 lokasi. Peta posisi sistem tenaga listrik Provinsi Papua Barat seperti ditunjukkan pada Gambar C10.1.



Gambar C10.1 Peta Sistem Tenaga listrik Papua Barat

Penjualan sejak tahun 2011-2020 tumbuh rata-rata sebesar 9,6%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2020 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel C10.1 dan Tabel C10.2.

Tabel C10.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	150	169	160	191	228	250	263	276	296	335
2	Bisnis	76	81	78	77	103	111	121	127	132	128
3	Publik	29	35	19	23	43	52	58	65	73	76
4	Industri	5	5	6	9	7	8	8	10	9	8
Jumlah		259	289	263	300	380	420	449	478	510	547

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Pertumbuhan (%)		15,0	11,5	(9,2)	14,1	26,9	10,5	6,8	6,4	6,7	7,3

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel C10.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	90	109	137	157	162	173	182	188	202	217
2	Bisnis	15	16	16	17	18	19	21	16	16	16
3	Publik	5	6	6	7	7	8	9	8	9	10
4	Industri	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
Jumlah		110	130	159	180	187	201	212	212	227	243
Pertumbuhan (%)		14,4	18,1	22,5	13,1	4,0	7,3	5,5	-0,2	7,4	6,9

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Sistem tenaga listrik Sorong merupakan sistem terbesar di antara keenam sistem tenaga listrik di Provinsi Papua Barat, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit sekitar 92,0 MW dengan daya mampu sekitar 90,8 MW dan beban puncak 54,8 MW. Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Papua Barat posisi sampai dengan 2019 diberikan pada Tabel C10.3.

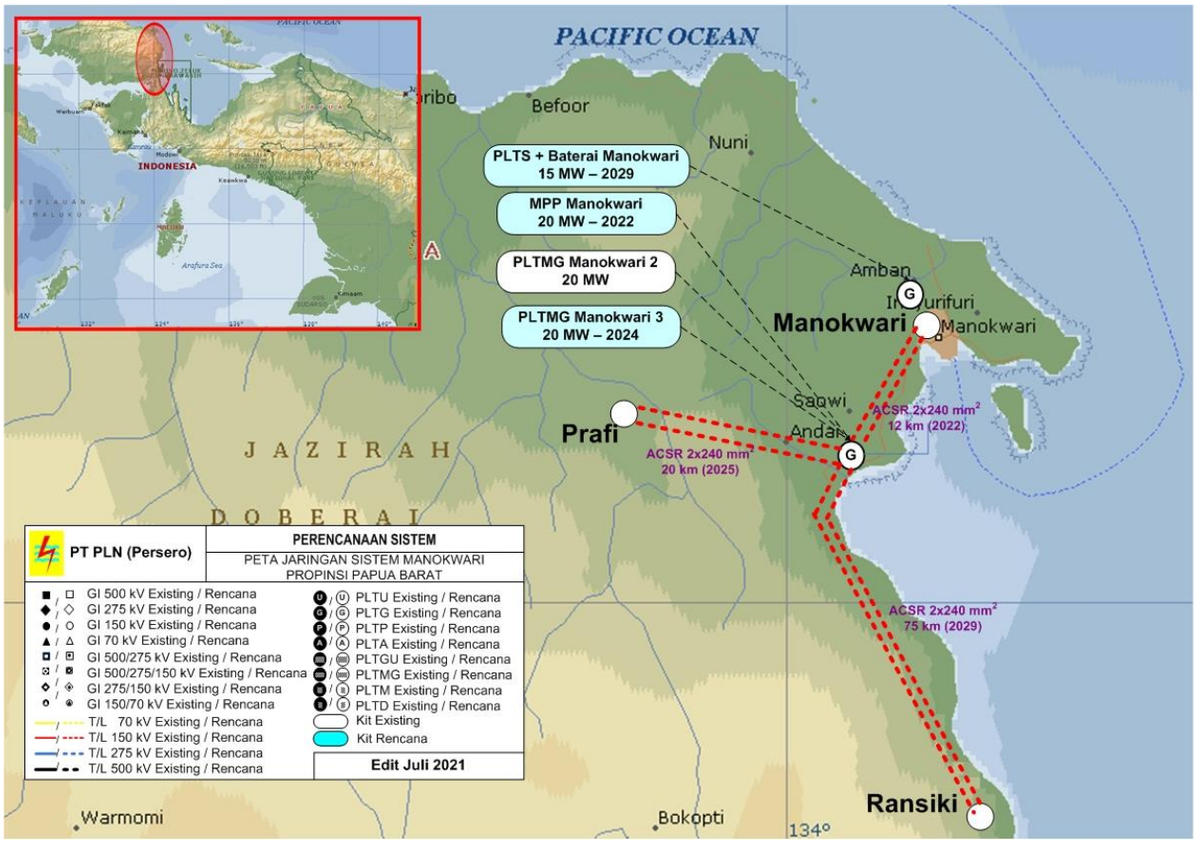
Tabel C10.3 Kapasitas Pembangkit Terpasang

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTM	Fak Fak	2	2,0	1,6	1,6
	Manokwari	2	2,6	2,4	2,4
PLTD	Sorong	5	13,1	10,8	10,8
	Fak Fak	6	3,6	2,3	2,3
	Teminabuan	5	3,0	2,0	2,0
	Kaimana	8	3,1	2,7	2,7
	Manokwari	11	9,7	6,0	6,0
	Bintuni	9	8,6	2,3	2,3
Jumlah PLN		48	45,7	30,0	30,0
Excess					
PLTU	Manokwari	1	10,0	10,0	10,0
PLTG	Sorong	3	41,0	40,8	40,8
	Bintuni	1	4,0	4,0	4,0
Jumlah *Excess*		5	55,0	54,8	54,8
Sewa					
PLTD	Bintuni	1	4,0	4,0	4,0
	Fak Fak	1	2,0	2,0	2,0
	Teminabuan	2	1,6	0,9	0,9
	Kaimana	6	4,7	2,8	2,8
	Manokwari	3	19,8	19,8	19,8
Jumlah Sewa		13	32,1	29,5	29,5
Jumlah		66	132,8	114,3	114,3

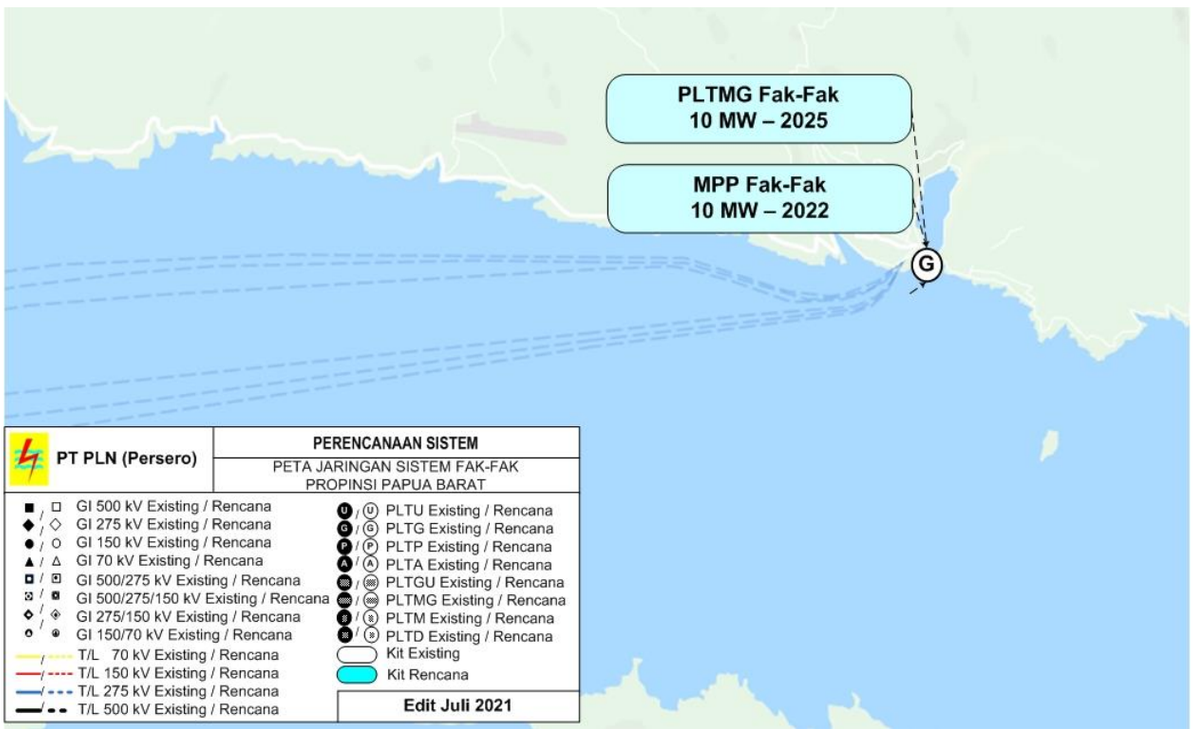
Sistem transmisi 150 kV di Provinsi Papua Barat baru beroperasi dari PLTMG Sorong ke GI Aimas dan saat ini sistem 20 kV masih digunakan untuk mengevakuasi daya dari pembangkit ke pelanggan. Pengembangan Sistem Sorong, Sistem Manokwari, Sistem Fak-Fak, Sistem Bintuni, Sistem Raja Ampat dan Sistem Kaimana ditunjukkan pada Gambar C10.2, Gambar C10.3, Gambar C10.4, Gambar C10.5, Gambar C10.6 dan Gambar C10.7.



Gambar C10.2 Peta Rencana Pengembangan Sistem Sorong



Gambar C10.3 Peta Rencana Pengembangan Sistem Manokwari



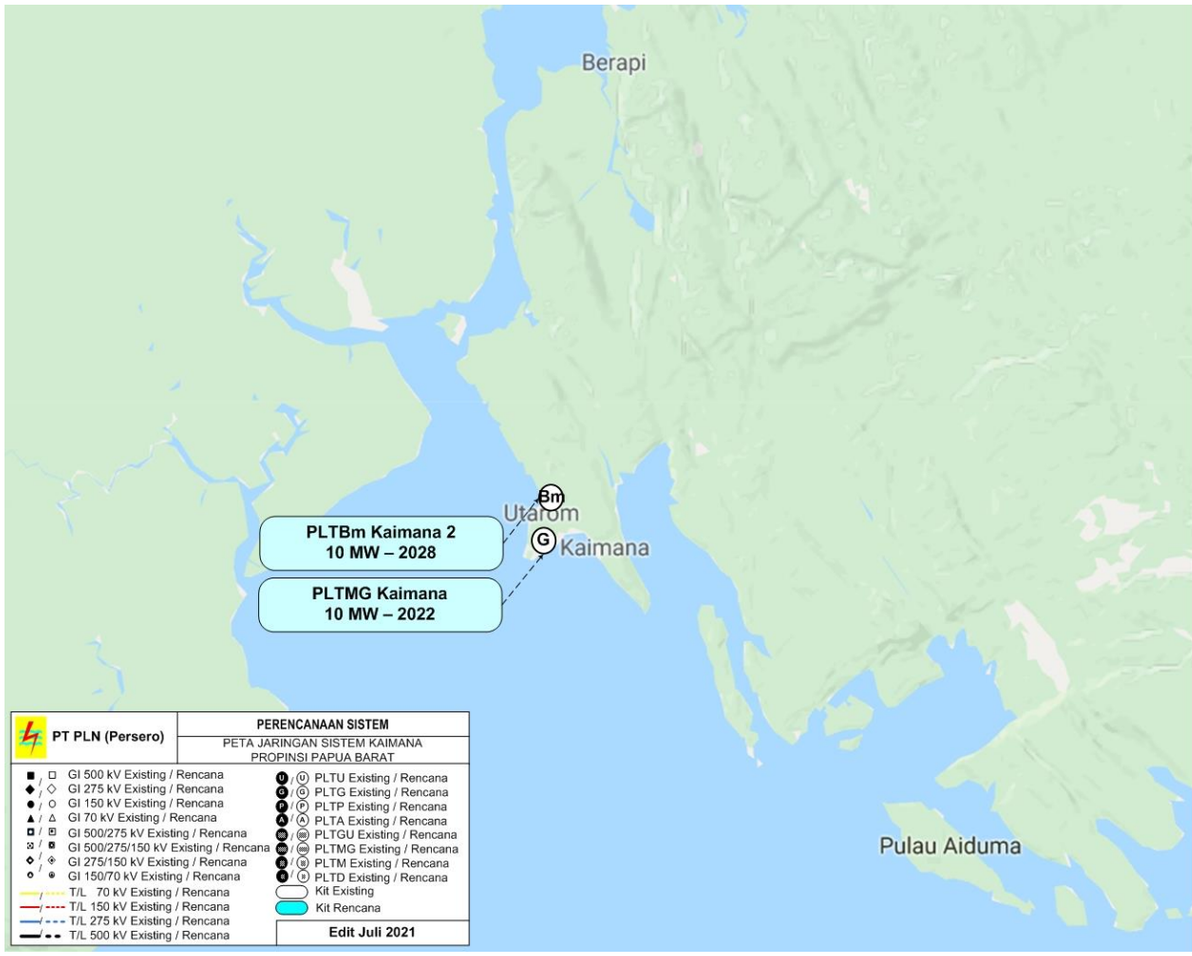
Gambar C10.4 Peta Rencana Pengembangan Sistem Fak-Fak



Gambar C10.5 Peta Rencana Pengembangan Sistem Bintuni



Gambar C10.6 Peta Rencana Pengembangan Sistem Raja Ampat



Gambar C10.7 Peta Rencana Pengembangan Sistem Kaimana

Gardu induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Papua Barat ditunjukkan pada Tabel C10.4 dan Tabel C10.5.

Tabel C10.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Kapasitas (MVA)
1	Aimas	150/20	2	60
Jumlah			2	60

Tabel C10.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2012	2013	2014*	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	JTM (kms)	1.165	1.373	4.186	2.041	2.235	2.105	2.284	2.353	2.252
2	JTR (kms)	1.170	1.382	4.365	1.601	1.759	2.208	2.467	2.468	2.064
3	Gardu Distribusi (MVA)	96	109	384	140	151	162	182	243	273

* Data tahun 2014 merupakan data gabungan Wilayah Papua dan Papua Barat

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

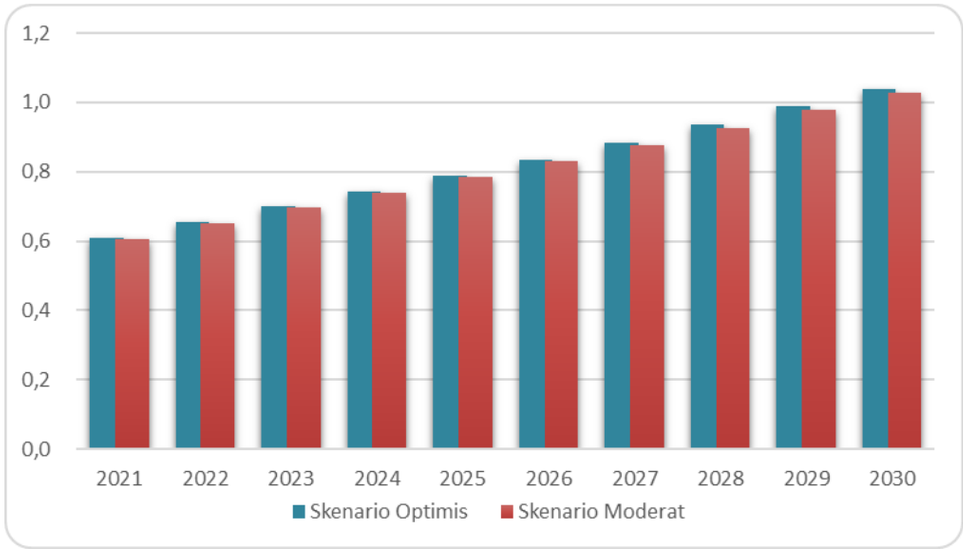
C10.2 PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kondisi ekonomi Provinsi Papua Barat dalam lima tahun terakhir dari tahun 2015 hingga tahun 2019 tumbuh dengan rata-rata pertumbuhan sekitar 5,1% per tahun. Kondisi ekonomi yang membaik ini akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Provinsi Papua Barat. Sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 109 puskesmas di 222 distrik yang tersebar di 12 kabupaten di Provinsi Papua Barat. Selain itu, PLN juga telah mempertimbangkan rencana Lumbung Ikan Nasional di Provinsi Papua Barat dalam proyeksi pertumbuhan listrik.

Penjualan energi listrik PLN pada lima tahun terakhir adalah sebesar rata-rata 405 GWh pertahun. Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN selama lima tahun terakhir, dan dengan memperhatikan pertumbuhan penduduk, mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setelah terjadinya pandemi Covid-19 terjadi serta peningkatan rasio rumah tangga berlistrik PLN, kebutuhan listrik 2021–2030 diberikan pada Tabel C10.6, Tabel C10.7 dan Tabel C10.8. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario optimis, dan moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C10.8.

Tabel C10.6 Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	374	403	432	457	484	511	540	570	602	630
2	Bisnis	143	153	163	173	184	195	206	218	230	243
3	Publik	81	87	93	99	105	111	118	125	132	140
4	Industri	9	9	10	11	11	12	13	14	15	16
Jumlah		606	652	698	740	784	830	878	927	979	1.028
Pertumbuhan (%)		10,7	7,5	7,0	6,1	6,0	5,9	5,7	5,7	5,5	5,1



Gambar C10.8 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

Tabel C10.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	224	238	252	257	262	267	273	278	283	289
2	Bisnis	17	18	18	19	20	21	22	22	23	24
3	Publik	10	11	11	12	13	13	14	15	15	16
4	Industri	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06
Jumlah		251	267	282	288	295	301	308	315	322	329
Pertumbuhan (%)		3,2	6,5	5,5	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,3

Tabel C10.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	4,1	606	725	131	250.764
2022	4,5	652	779	140	266.973
2023	4,5	698	832	149	281.555
2024	4,5	740	882	158	288.102
2025	4,5	784	933	167	294.721
2026	4,4	830	987	176	301.412
2027	4,4	878	1.042	186	308.138
2028	4,3	927	1.100	195	314.928
2029	4,3	979	1.160	206	321.748
2030	4,2	1.028	1.217	215	329.063
Pertumbuhan	4,4	6,2%	6,1%	6,0%	3,4%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah termasuk kebutuhan KEK Sorong, Kawasan Industri Teluk Bintuni dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Papua Barat. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

C10.3 PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Rencana pembangunan sarana tenaga listrik yaitu pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Papua Barat dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer serta sebaran penduduk setempat, sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Papua Barat memiliki potensi energi primer yang cukup besar. Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Papua Barat, di provinsi ini terdapat potensi batubara sebesar 151 juta ton, gas alam 24 TSCF, potensi minyak bumi 121 MMSTB dan potensi tenaga air yang tersebar dibeberapa lokasi. Sumber energi primer yang sudah dikembangkan untuk dimanfaatkan menjadi energi listrik adalah energi air sebesar 2 MW di Sistem Fakfak dan gas alam melalui pembelian *excess power* sebesar 15 MW di Sorong. Selain itu, potensi gas juga terdapat di Pulau Salawati yang tidak jauh dari Sorong.

Di Kabupaten Teluk Bintuni juga terdapat potensi gas alam yang sangat besar dan baru 5 MW yang dimanfaatkan untuk tenaga listrik melalui *excess power* dari LNG Tangguh ke beban di Kabupaten Teluk Bintuni. Listrik dari LNG Tangguh melalui skema *excess power* tersebut bisa ditingkatkan sampai 8 MW. Untuk pemanfaatan tenaga listrik dengan kapasitas yang lebih besar, diperkirakan baru bisa terlaksana mulai tahun 2023 setelah proyek baru *Train* 3 dan 4 LNG Tangguh siap beroperasi.

Sedangkan potensi tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA terdapat di Kabupaten Sorong yaitu untuk PLTA Warsamson sebesar 20 MW. Saat ini sedang dilakukan studi kelayakan ulang untuk mendapatkan kapasitas PLTA yang sesuai, tanpa mengorbankan masalah sosial.

Selain potensi energi air, terdapat potensi pengembangan energi surya baik secara terpusat (komunal) maupun *hybrid* PLTS PV dengan *battery energy storage system* (BESS). *Hybrid* PLTS PV dengan BESS adalah salah satu program PLN dalam melistriki tanpa menggunakan jaringan distribusi, tetapi dengan menggunakan Tabung Listrik (TaLis).

Pengembangan Pembangkit

Kondisi sistem tenaga listrik di Papua Barat secara umum masih belum tercukupi dengan baik dan sebagian besar masih mengandalkan pembangkit berbahan bakar minyak. Dengan mempertimbangkan sumber energi lokal

dimana terdapat beberapa sumber gas seperti di Bintuni dan Salawati maka pengembangan energi berbahan bakar gas untuk memenuhi kebutuhan listrik menjadi prioritas. Sampai dengan tahun 2030 direncanakan akan dibangun pembangkit berbahan bakar dual fuel atau gas sebesar 160 MW.

Untuk kondisi sistem tenaga listrik di ibukota provinsi yaitu Manokwari yang masih belum memiliki cadangan yang cukup, mitigasi jangka pendek adalah dengan memperpanjang pembelian *excess power*. Sedangkan untuk sistem tenaga listrik di Sorong, yang hingga saat ini masih mengandalkan pasokan daya dari *excess power* beberapa perusahaan dan sebagian kecil dari PLTD BBM, akan dibangun PLTMG *dual fuel* (gas dan HSD) di beberapa ibukota Kabupaten yaitu Sorong, Fak-Fak dan Teluk Bintuni.

Dengan mempertimbangkan tingkat keekonomian pengembangan PLTMG, maka beberapa rencana pengembangan pembangkit PLTG/MG/GU akan digantikan dengan pembangkit PLT EBT *Base*. Selain itu, PLTU Eks Timika dipindahkan ke lokasi Sorong yang kebutuhan batubaranya akan dipenuhi oleh sumber batubara lokal di Provinsi Papua Barat. Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2030, direncanakan akan dibangun PLTU, PLTG/MG/GU, PLTA dan PLTM dengan tambahan kapasitas pembangkit seperti pada Tabel C10.9 dan Tabel C10.10.

Tabel C10.9 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	28	-	-	-	-	-	-	-	28
PLTG/MG	-	100	-	30	10	-	-	-	-	-	140
PLTM	-	-	-	-	4,6	-	-	-	1,3	-	5,9
PLT Lain	0,3	0,3	0,2	0,7	1	0,6	0,4	10	15	-	28,2
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
Jumlah	0,3	100	28	31	15	1	0	10	66	-	252,1
IPP											
PLTG/MG	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	20
PLT Lain	-	2	1,3	-	48,8	-	-	-	-	-	52,1
Jumlah	-	2	1,3	-	48,8	20	-	-	-	-	72,1
Total											
PLTU	-	-	28	-	-	-	-	-	-	-	28
PLTG/MG	-	100	-	30	10	20	-	-	-	-	160
PLTM	-	-	-	-	5	-	-	-	1	-	6
PLT Lain	0,3	2,3	1,5	0,7	49	0,6	0,4	10	15	-	80
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
Jumlah	0,3	102	30	31	64	21	0,4	10	66	-	324,2

Tabel C10.10 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Bintuni	PLTMG	Bintuni	10	2024	Rencana	PLN

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
2	Fak-Fak	PLTMG	MPP Fak-Fak	10	2022	Pengadaan	PLN
3	Fak-Fak	PLTMG	Fak-Fak	10	2025	Rencana	PLN
4	*Isolated* Tersebar	PLTS + Baterai	Dedieselisasi	1,31	2023	Rencana	IPP
5	*Isolated* Tersebar	PLTS + Baterai	Dedieselisasi	48,81	2025	Rencana	IPP
6	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,33	2021	Rencana	PLN
7	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,28	2022	Rencana	PLN
8	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,22	2023	Rencana	PLN
9	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,69	2024	Rencana	PLN
10	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,68	2025	Rencana	PLN
11	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,57	2026	Rencana	PLN
12	*Isolated* Tersebar	PLTS	Lisdes	0,42	2027	Rencana	PLN
13	Kaimana	PLTMG	Kaimana	10	2022	Pengadaan	PLN
14	Kaimana	PLTBM	Kaimana 2	10	2028	Rencana	PLN
15	Manokwari	PLTMG	MPP Manokwari	20	2022	Pengadaan	PLN
16	Manokwari	PLTMG	Manokwari 3	20	2024	Rencana	PLN
17	Manokwari	PLTM	Warnasi Warkapi	4,6	2025	Rencana	PLN
18	Manokwari	PLTS + Baterai	Manokwari	15	2029	Rencana	PLN
19	Manokwari	PLTS	Manokwari (Eks APBN)	2	2022	Rencana	IPP
20	Raja Ampat	PLTMG	Raja Ampat	10	2022	Rencana	PLN
21	Sorong	PLTMG	Sorong 2	50	2022	Rencana	PLN
22	Sorong	PLTU	Sorong (Ex Timika)	28	2023	Konstruksi	PLN
23	Sorong	PLT EBT *Base*	Sorong 3	50	2029	Rencana	PLN
24	Sorong	PLTM	Waigo	1,3	2029	Rencana	PLN
25	Sorong	PLTMG	Sorong	20	2026	Rencana	IPP
JUMLAH				324,2			

Bahan bakar gas untuk PLTG/MG tersebut dalam jangka panjang, diharapkan dapat diperoleh dari alokasi gas/LNG Tangguh di Teluk Bintuni. Sambil menunggu pembangkit yang direncanakan beroperasi, sistem tenaga listrik kota Sorong dan sekitarnya, untuk sementara akan dipasok dari *excess power* dan PLTD setempat.

Di Provinsi Papua Barat terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Warsamson 20,0 MW
- PLTS Dombok 75,0 MW
- PLTB Papua Barat 58,0 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Khusus untuk sistem tenaga listrik di daerah 3T (tertinggal, terdepan, terluar), daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke *grid* dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Untuk meningkatkan rasio elektrifikasi, kehandalan pelayanan dan jam pelayanan, PLN merencanakan agar seluruh sistem tenaga listrik di Provinsi Papua Barat dapat beroperasi 24 jam mulai tahun 2021. Selain itu, untuk menjamin kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan pembangkit baru yaitu PLTU, PLTA dan PLTMG serta untuk menyalurkan daya listrik ke pusat beban, direncanakan pembangunan transmisi 150 kV sebagaimana diberikan pada Tabel C10.11 dan Tabel C10.12.

Tabel C10.11 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Tegangan (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150	20	24	-	-	40	-	-	-	150	-	234
Jumlah	20	24	-	-	40	-	-	-	150	-	234

Tabel C10.12 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	GI Sorong	GI Rufey	150	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2021	Konstruksi
2	PLTMG Manokwari	GI Manokwari	150	2 cct, ACSR 2xHawk	24	2022	Pengadaan
3	PLTMG Manokwari	Prafi	150	2 cct, ACSR 2xHawk	40	2025	Rencana
4	PLTMG Manokwari	GI Ransiki	150	2 cct, ACSR 2xHawk	150	2029	Rencana
Total					234		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Rencana pembangunan gardu induk dilakukan seiring dengan rencana pembangunan transmisi 150 kV di Sorong dan Manokwari untuk menyalurkan tenaga listrik dari pembangkit ke pusat beban. Hingga tahun 2029, kapasitas trafo GI yang akan dibangun sebagaimana pada Tabel C10.13 dan Tabel C10.14.

Tabel C10.13 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk

Tegangan (kV)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
150/20	120	60	-	-	20	-	-	60	20	-	280
Jumlah	120	60	-	-	20	-	-	60	20	-	280

Tabel C10.14 Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Sorong	150/20	*New*	60	2021	Konstruksi
2	Rufey	150/20	*New*	60	2021	Konstruksi
3	Manokwari	150/20	*Ext*	60	2022	Rencana
4	Prafi	150/20	*New*	20	2025	Rencana
5	PLTMG Manokwari	150	*Ext LB*	2 LB	2025	Rencana
6	Sorong	150/20	*Ext*	60	2028	Rencana
7	Ransiki	150/20	*New*	20	2029	Rencana
8	PLTMG Manokwari	150	*Ext LB*	2 LB	2029	Rencana
Total				280		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua Barat dimaksudkan untuk mendukung program penyambungan pelanggan baru sekitar 86 ribu sambungan, termasuk untuk melayani listrik perdesaan. Selain itu

direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan pulau-pulau yang memiliki potensi sumber energi terbarukan dan murah dengan pulau didekatnya yang tidak tersedia energi murah. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan keekonomian. Jaringan distribusi yang akan dikembangkan (tidak termasuk pengembangan listrik perdesaan) selama periode 2021–2030 termasuk untuk melistriki secara rinci ditampilkan pada Tabel C10.15.

Tabel C10.15 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2021	195	106	21	7.661
2022	200	106	24	16.209
2023	203	105	22	14.582
2024	188	95	10	6.547
2025	197	98	10	6.619
2026	206	100	10	6.691
2027	215	102	10	6.725
2028	225	105	10	6.790
2029	234	107	11	6.820
2030	226	102	11	7.316
2021-2030	2.089	1.026	139	85.960

Pada Tahun 2021-2030, program Listrik Perdesaan di Provinsi Papua Barat direncanakan dengan membangun pembangkit EBT dan sistem distribusi. Rincian kebutuhan pembangkit dan jaringan distribusi untuk pengembangan listrik perdesaan ditampilkan pada pada Tabel C10.16.

Tabel C10.16 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Tambahan Pelanggan
			MVA	unit		
2021	-	80,5	-	-	334	5.406
2022	-	25	-	-	276	5.497
2023	-	43,5	-	-	223	3.833
2024	-	112,5	-	-	688	12.412
2025	-	116,5	-	-	683	12.284
2026	-	70,5	-	-	572	10.965
2027	-	66,5	-	-	417	7.656
2028	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	-	-

Program Listrik Perdesaan Papua Barat

Listrik telah menjadi kebutuhan pokok bagi seluruh masyarakat tak terkecuali masyarakat terpencil di pedesaan. Sesuai dengan program Pemerintah yakni

Rasio Desa Berlistrik (RDB) 100% pada tahun 2021 dan Rasio Elektrifikasi (RE) 100% pada tahun 2022, maka diperlukan pembangunan infrastruktur kelistrikan baik berupa perluasan jaringan distribusi serta pembangunan pembangkit listrik isolated pada daerah-daerah yang masih belum berlistrik.

Untuk peningkatan RE dan RDB, PT PLN (Persero) juga didukung oleh Kementerian ESDM melalui program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE), yang sudah dimulai sejak tahun 2017. Program LTSHE memiliki masa garansi selama 3 (tiga) tahun, diharapkan PT PLN telah dapat melistriki lokasi-lokasi desa LTSHE yang akan habis masa garansinya.

Oleh karena itu PT PLN mempunyai beberapa program pembangunan infrastruktur kelistrikan untuk meningkatkan RE dan RDB serta menggantikan Program LTSHE yang telah habis garansinya. Saat ini sesuai data TW IV 2020, RE Provinsi Papua Barat sudah mencapai 99,99%. Sementara itu pencapaian RDB per TW IV 2020 sudah mencapai 96,08% dari 1.837 desa di Provinsi Papua Barat yang meliputi 812 desa berlistrik PLN, 756 desa berlistrik non PLN dan 197 desa berlistrik LTSHE. Pencapaian rasio desa berlistrik tersebut diperoleh melalui program listrik pedesaan oleh PLN, yang juga didukung dengan program LTSHE oleh Kementerian ESDM, selain itu ditambah dengan program listrik Non PLN baik melalui swadaya masyarakat maupun oleh Pemerintah Daerah setempat.

Tabel C10.17 Rencana Pengambilalihan RT Berlistrik LTSHE menjadi Pelanggan PLN

Tahun	2021	2022	2023
Jumlah Pelanggan	3.833	3.833	0

Ekspedisi Papua Terang (EPT) – 1.000 *Renewable Energy for* Papua

Salah satu kendala dalam melistriki desa khususnya untuk Wilayah Operasi Maluku dan Papua adalah akurasi data desa mengingat sulitnya geografis di daerah tersebut. Selain masih banyaknya desa di Provinsi Papua yang belum memiliki data desa tersebut, terdapat juga desa yang datanya sudah tidak akurat akibat adanya desa-desa baru hasil pemekaran desa yang belum tervalidiasi. Tingginya keterikatan budaya lokal menyebabkan jumlah lokasi pemukiman (desa/kampung) umumnya berada pada lokasi dengan kondisi geografis yang relatif lebih ekstrim dan variatif seperti pada puncak gunung, rawa dan pesisir laut atau sungai yang besar. Hal tersebut menyebabkan akses ke lokasi suatu desa sangat sulit dilakukan dengan cara biasa.

Melalui program Ekspedisi Papua Terang (EPT) kebutuhan data survei untuk mempercepat peningkatan rasio elektrifikasi melalui program listrik perdesaan di Provinsi Papua dan Provinsi Papua Barat seperti detail desa antara lain lokasi desa (koordinat), kondisi geografi, data demografi (jumlah penduduk, sosial ekonomi, budaya), serta potensi desa untuk dapat direncanakan skema pembangunan sistem kelistrikan yang paling efektif.

Dari data-data yang sudah diperoleh tersebut kemudian dicanangkanlah program 1.000 *Renewable Energy for* Papua. Program ini fokus mengunakan energi baru dan terbarukan untuk memasok listrik di daerah-daerah pedesaaan dan terpencil, mengingat banyaknya potensi energi baru dan terbarukan yang ramah lingkungan di bumi Papua, seperti surya, air, angin dan juga biomassa.

Metode Penyediaan Listrik Desa dengan "Tabung Listrik"

Dengan rasio elektrifikasi yang lebih rendah dibanding provinsi lainnya di Indonesia, pembangunan sarana system tenaga listrik bagi provinsi-provinsi di Wilayah Operasi Maluku Papua (Provinsi Maluku, Maluku Utara, Papua dan Papua Barat) harus dipercepat. Kondisi geografis dan sebaran penduduk menjadi faktor utama lambatnya pembangunan sarana tenaga listrik yang dilakukan dengan cara dan teknik yang sudah ada, diantaranya melalui ekspansi jaringan. Untuk mengatasi kendala tersebut, alternatif solusi penggunaan *battery energy storage system* (BESS) yang disebut "APDAL" sebagai alat penyimpanan energi listrik yang diproduksi dari pembangkit energi baru dan terbarukan akan dikembangkan dan diimplementasikan untuk memenuhi kebutuhan listrik di area terpencil.

Dengan memanfaatkan perkembangan teknologi baterai sekunder (isi ulang) yang memiliki kapasitas penyimpanan lebih besar, ukuran fisik yang lebih kecil, umur pakai yang lebih panjang, maka kebutuhan energi listrik untuk penggunaan rumah tinggal dapat dikemas dalam satu kemasan yang mudah dimobilisasi oleh perorangan dalam penggunaan dan pemeliharaannya. Salah satu jenis baterai yang dapat digunakan adalah jenis *Lithium Ion* (*Li-Ion*). *APDAL* merupakan suatu BESS yang berisi sejumlah sel baterai *Lithium-Ion* sebagai penyimpan sementara energi listrik (*energy storage*) yang didalamnya dilengkapi dengan alat pengatur energi (EMS: *Energy Management System*). Terminal keluaran pada Baterai Pintar PLN ini memiliki fasilitas penyediaan listrik tegangan DC 24 Vdc atau 48 Vdc juga tegangan AC 220 Volt dengan varian kapasitas energi 300Wh, 600 Wh dan 1.000 Wh yang cukup untuk memenuhi kebutuhan listrik masyarakat selama 3-7 hari per rumah tangga.

Pengisian ulang APDAL dilakukan di stasiun pengisian yang disebut SPEL (Stasiun Pengisian Energi Listrik). Energi listrik di SPEL dipasok melalui PLTS, PLT Bayu, PLTMH/Pikohidro atau dengan pembangkit biomassa yang tersedia sebagai energi lokal setempat yang dibangun mendekat pelanggan di desa atau memanfaatkan energi ekses dari sub sistem tenaga listrik terdekat atau bahkan dilakukan pada suatu sistem tenaga listrik besar di lokasi lain tergantung kondisi mana yang paling efektif dan efisien.

Dengan APDAL ini, maka instalasi dan peralatan listrik rumah juga diharapkan menggunakan tegangan DC. Kontinuitas suplai listrik dapat dilakukan dengan cara penyediaan APDAL cadangan, sehingga saat pengisian ulang, APDAL cadangan telah terisi penuh. Pola pelayanan ini dapat dioptimalkan dengan pola *swap* agar tidak terjadi antrian pengisian. Dengan APDAL, pelanggan di daerah pedalaman dan terisolir dapat menikmati suplai listrik dengan baik tanpa adanya gangguan yang berasal dari jaringan listrik.

C10.4 SISTEM TENAGA LISTRIK MANOKWARI

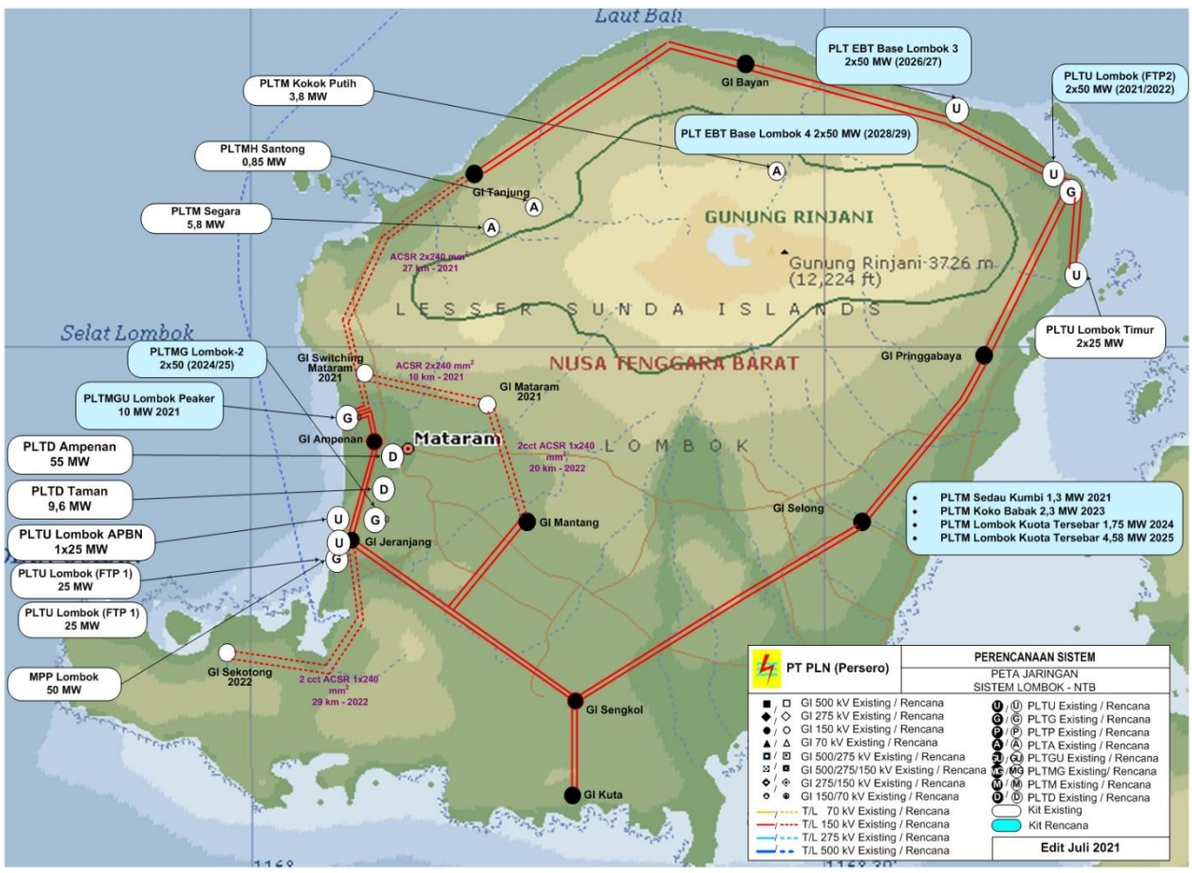
Sebagai ibukota Provinsi Papua Barat, perkembangan Kota Manokwari cukup pesat seiring dengan perkembangan pembangunan infrastruktur perkantoran, pelabuhan, gedung pemerintahan termasuk perumahan dan juga kawasan bisnis. Selain itu, di Manokwari juga telah dibangun pabrik semen dengan kapasitas 3 juta ton per-tahun, termasuk membangun pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) batubara 2x20 MW untuk memenuhi kebutuhan listriknya. Proyek pabrik semen tersebut saat ini sudah beroperasi. Seiring dengan pesatnya pembangunan di Manokwari, akan berdampak pada tingginya kebutuhan listrik. Untuk mengantisipasi kondisi tersebut, PLN telah mempersiapkan rencana jangka panjang pengembangan sistem tenaga listrik yang baik dan andal, yaitu dengan membangun pembangkit beserta sistem transmisi seperti terlihat pada Gambar C10.3 diatas. Sambil menunggu pembangunan sistem tenaga listrik, PLN telah melakukan pembelian kelebihan daya (*excess power*) dari PLTU Pabrik Semen untuk memenuhi kebutuhan listrik kota Manokwari dan sekitarnya.

LAMPIRAN C.11
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT

C11.1. KONDISI SAAT INI

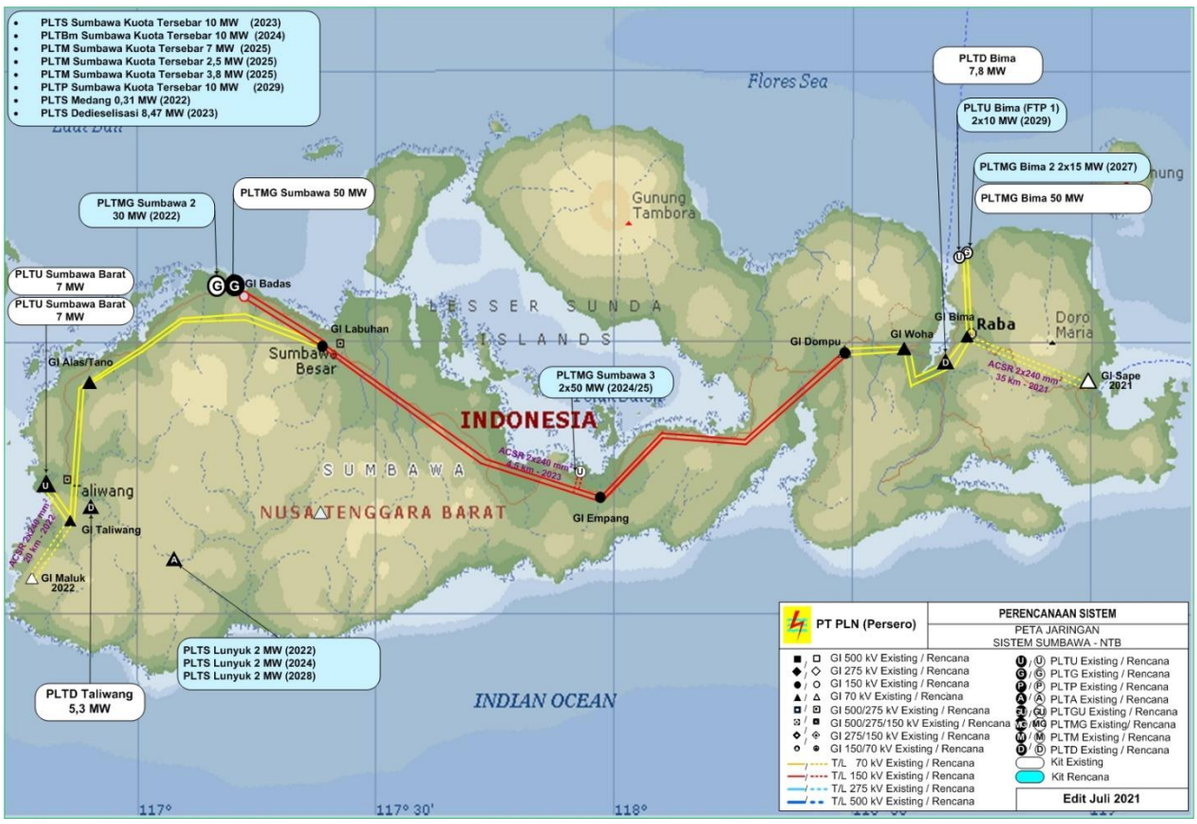
Sistem tenaga listrik di Provinsi NTB terdiri atas Sistem Lombok 150 kV, Sistem Sumbawa – Bima 150 kV dan 70 kV, serta beberapa sistem kecil yang terisolasi. Untuk sistem besar dipasok dari PLTU, PLTMG, PLTD dan PLTM/PLTMH. Sedangkan sistem menengah dan sistem kecil dipasok dari PLTD dan sebagian kecil PLTMH. Sistem-sistem tersebut adalah:

- Sistem Lombok 150 kV membentang dari Mataram – Lombok Timur – Tanjung yang melayani Kota Mataram, Kabupaten Lombok Barat, Kabupaten Lombok Tengah, Kabupaten Lombok Timur dan Kabupaten Lombok Utara.
- Sistem Sumbawa – Bima 150 kV membentang dari Labuhan (Sumbawa) sampai ke Dompu (Bima)
- Sistem Sumbawa 70 kV meliputi Kabupaten Sumbawa Barat (Taliwang ke Alas/Tano) dan sistem 20 kV memasok ke kota Sumbawa Besar.
- Sistem Bima 70 kV meliputi Kota Bima, Kabupaten Bima dan Kabupaten Dompu.



Gambar C11.1 Peta Sistem Tenaga Listrik Pulau Lombok

Sedangkan untuk sistem kecil terisolasi terdapat di pulau-pulau kecil yang tersebar di seluruh Wilayah NTB. Pulau-pulau kecil ini mempunyai pembangkit sendiri dan terhubung ke beban melalui jaringan 20 kV, sebagian langsung ke jaringan tegangan rendah 220 Volt. Peta Sistem Lombok ditunjukkan pada Gambar C11.1. Sistem tenaga listrik di tiga pulau yaitu Gili Trawangan, Gili Meno dan Gili Air sudah tersambung dengan kabel laut 20 kV ke Sistem Lombok daratan dan telah beroperasi sejak 2012.



Gambar C11.2 Peta Sistem Tenaga Listrik Pulau Sumbawa - Bima

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011 – 2020 per sektor pelanggan di Provinsi Nusa Tenggara Barat ditunjukkan pada Tabel C11.1 dan Tabel C11.2

Tabel C11.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	548	643	739	851	920	1.027	1.075	1.130	1.227	1.428
2	Bisnis	182	210	236	259	281	331	352	368	412	376
3	Publik	86	90	110	121	133	156	165	174	179	191
4	Industri	22	34	49	61	69	77	86	106	132	154
Jumlah		837	976	1.133	1.291	1.402	1.591	1.678	1.777	1.950	2.149
Pertumbuhan %		12,3	16,6	16,1	14,0	8,6	13,5	5,4	5,9	9,8	10,2

*Statistik PLN 2020 (*unaudited*)
*Sumber: Laporan Statistik

Tabel C11.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	569,0	680,1	824,7	889,9	965,0	1.032,9	1.136,1	1.233,2	1.427,2	1.509,5
2	Bisnis	20,7	23,3	27,2	29,5	32,8	36,2	37,6	40,2	38,7	40,7
3	Publik	19,1	20,5	22,6	23,7	25,1	27,1	29,4	32,5	33,8	35,5
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
Jumlah		609,0	724,1	874,6	943,3	1.023,2	1.096,4	1.203,5	1.306,4	1.500,2	1.586,3
Pertumbuhan %		56,2	18,9	20,8	7,9	8,5	7,2	9,8	8,6	14,8	5,7

*Statistik PLN 2020 (*unaudited*)
*Sumber: Laporan Statistik

Saat ini produksi tenaga listrik di Provinsi NTB sebagian masih diperoleh dari PLTD sehingga mengakibatkan biaya pokok produksi masih cukup tinggi. Rincian komposisi kapasitas pembangkit per sistem ditunjukkan dalam Tabel C11.3.

Tabel C11.3 Kapasitas Pembangkit Eksisting

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir
PLN					
PLTU	Lombok	3	90,0	75,0	69,140
	Tambora	2	17	14	10.2
PLTD	Lombok	19	82,51	59,92	48,66
	Tambora	66	31,77	19,71	16,16
PLTG/MG/GU	Lombok	13	126,88	124,8	125,89
	Tambora	6	104,07	100	100
PLTMH	Lombok	3	1,5	1,2	0,805
	Tambora	1	0.52	0.4	0.4
PLTS	Lombok	6	0,82	0,82	0,49
Jumlah PLN		119	454,55	395,45	361,15
IPP					
PLTU	Lombok	2	50,0	50,0	50,0
PLTM	Lombok	7	14,45	14,45	14,45
PLTS	Lombok	4	20	20	20
Jumlah IPP		13	84,45	84,45	84,45
Sewa					
PLTD	Lombok	4	30,0	40,0	40,0
	Tambora	5	14,0	14,0	12,0
Jumlah Sewa		9	44,0	54,0	52,4
Jumlah Total		141	583	533,9	498,0

Sedangkan gardu induk eksisting yang memasok pelanggan pelanggan ditunjukan pada Tabel C11.4 sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel C11.5.

Tabel C11.4 Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Nama GI	Tegangan (kV)	JumlahTrafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Ampenan	150 / 20	3	150
2	Jeranjang	150 / 20	2	60
3	Sengkol	150 / 20	2	60
4	Mantang	150 / 20	2	90
5	Selong	150 / 20	2	90
6	Kuta	150 / 20	1	30
7	Pringgabaya	150 / 20	1	30
8	Sambelia	150 / 20	1	20
9	Bayan	150 / 20	1	30
10	Tanjung	150 / 20	1	30
11	Sumbawa	150 / 20	1	30
12	Labuhan	150 / 20	1	60
13	Empang	150 / 20	1	20
14	Bonto	70 / 20	2	40
15	Bima	70 / 20	2	60
16	Woha	70 / 20	2	50
17	Dompu 150 kV	150/20	1	60
18	Dompu 70 kV	70/20	1	10
19	Alas	70 / 20	1	20
20	Taliwang	70 / 20	1	30
21	Badas / PLTU Sumbawa	150 / 20	1	20
Total			30	990

Tabel C11.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

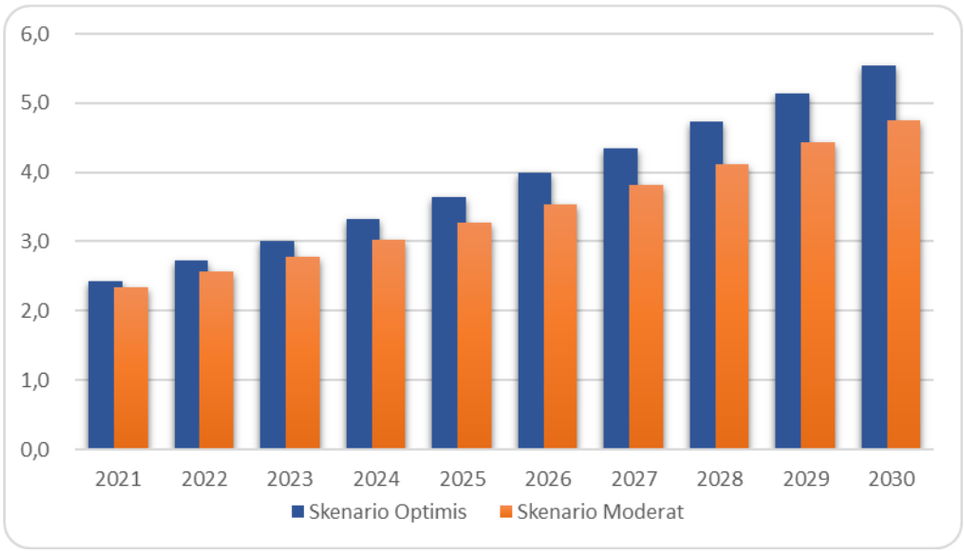
Tahun	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
JTM (kms)	4.066	4.436	4.560	4.902	5.273	5.382	5.501	6.004	6.364	6.621
JTR (kms)	3.888	4.385	4.708	5.015	5.144	5.435	5.474	6.839	7.336	7.438
Gardu Distribusi (MVA)	314	407	462	490	490	591	684	668	710	740

* Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

C11.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kondisi perekonomian Provinsi NTB cukup baik di sektor pertanian, sektor pertambangan, sektor perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa berkontribusi besar terhadap PDRB Provinsi NTB. Sesuai dengan potensi alamnya yang sangat bagus, Lombok akan di kembangkan menjadi salah satu pusat tujuan wisata internasional selain Bali. Di Lombok Selatan akan dibentuk kawasan ekonomi khusus (KEK) untuk daerah wisata yaitu KEK Mandalika *Resort*. Dengan demikian, ekonomi NTB kedepan diharapkan akan tumbuh lebih baik lagi dan kebutuhan listrik juga akan tumbuh pesat.

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario, yaitu optimis dan moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C11.3.



Gambar C11.3 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2021–2030 dapat dilihat pada Tabel C11.8.

Tabel C11.6 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.589,2	1.746,0	1.913,9	2.093,4	2.284,2	2.487,0	2.701,4	2.927,5	3.165,1	3.414,6
2	Bisnis	387,9	406,2	437,8	483,0	519,1	559,1	592,2	634,3	685,1	727,1
3	Publik	196,5	208,1	220,5	233,5	246,8	260,5	274,5	288,9	303,5	318,3
4	Industri	173,0	203,0	211,4	218,5	227,0	237,8	250,4	263,0	273,9	285,1
Jumlah		2.346,5	2.563,3	2.783,6	3.028,3	3.277,2	3.544,4	3.818,4	4.113,6	4.427,6	4.745,1
Pertumbuhan %		9,2	9,2	8,6	8,8	8,2	8,2	7,7	7,7	7,6	7,2

Tabel C11.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	1.559,5	1.631,5	1.703,4	1.775,5	1.847,6	1.919,7	1.991,9	2.064,1	2.136,4	2.208,6
2	Bisnis	40,5	41,4	42,7	44,5	46,8	49,3	51,9	54,7	57,8	61,4
3	Publik	36,2	37,4	38,8	40,1	41,5	43,0	44,6	46,2	47,9	49,7
4	Industri	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9
Jumlah		1.636,7	1.710,8	1.785,4	1.860,7	1.936,5	2.012,7	2.089,1	2.165,7	2.242,9	2.320,6
Pertumbuhan %		3,2	4,5	4,4	4,2	4,1	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5

Tabel C11.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	4,5	2.347	2.704	431	1.636.666
2022	5,0	2.563	2.982	475	1.710.781
2023	5,2	2.784	3.237	516	1.785.390
2024	5,3	3.028	3.620	576	1.860.670

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)		
2025	5,4	3.277	3.933	626	1.936.489
2026	5,5	3.544	4.249	676	2.012.657
2027	5,6	3.818	4.572	727	2.089.055
2028	5,6	4.114	4.920	781	2.165.727
2029	5,7	4.428	5.290	839	2.242.939
2030	5,6	4.745	5.669	899	2.320.628
Pertumbuhan	5,3	8,2%	8,6%	8,5%	4,0%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah termasuk kebutuhan potensi KEK Mandalika dan pelanggan besar lainnya di Provinsi Nusa Tenggara Barat. Untuk melayani kebutuhan potensi KEK dan pelanggan besar lainnya tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

C11.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut diatas, direncanakan pembangunan sarana sistem tenaga listrik meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi dengan mempertimbangkan potensi energi primer setempat.

Potensi Energi Primer

Provinsi Nusa Tenggara Barat memiliki potensi sumber energi primer relatif kecil. Panas bumi terdapat di 3 lokasi dengan total potensi sumber daya sekitar 6 MW yaitu pada Sembalun Lombok Timur, Marongge Sumbawa Besar dan Daha Dompu, serta sebagian potensi air.

Sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C11.9. direncanakan juga untuk dikembangkan pembangkit energi surya (PLTS Komunal), PLT Biomassa, dan PLT *Hybrid* untuk melayani daerah terisolasi dengan harapan dapat menurunkan BPP.

Terdapat potensi energi arus laut di Selat Lombok, Selat Alas dan Pulau Sape, energi surya di Lombok Utara serta potensi energi gelombang laut di Lombok atau Sumbawa yang bisa dikembangkan dengan potensi berkisar 10-50 MW namun memerlukan kajian studi lebih lanjut. Selain itu seiring berkembangnya kemajuan teknologi dalam memproduksi listrik maka akan dilakukan kajian pengembangan pembangkit dengan teknologi plasma dengan perkiraan kapasitas sekitar 10 MW atau teknologi alternatif lainnya seperti *Fuel Cell* (*Hydrogen*) dengan *energy storage* untuk dapat meningkatkan mutu pelayanan

kelistrikan, dengan harapan dapat menurunkan Biaya Pokok Produksi ketenagalistrikan terutama di daerah *isolated.*

Pemanfaatan potensi energi baru terbarukan harapannya dapat meningkatkan bauran energi baru terbarukan, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi syarat-syarat diantaranya Dokumen FS (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga jual berdasarkan peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan serta studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*).

Pengembangan Pembangkit

Sebagian besar pembangkit yang akan dibangun adalah PLTU Batubara untuk menurunkan BPP. Guna menurunkan penggunaan BBM terutama pada waktu beban puncak akan dibangun PLTMG/PLTMGU dengan bahan bakar gas alam yang disimpan dalam bentuk CNG (*compressed natural gas*)/LNG *(Liquid Natural Gas).*

Saat ini kondisi cadangan daya di Sistem Lombok sudah mencukupi, sedangkan untuk Sistem Sumbawa dan Sistem Bima dalam kondisi siaga dan kondisi N-1 belum terpenuhi. Untuk menanggulangi kondisi tersebut, maka saat ini sedang dibangun pembangkit *Mobile Power Plant* (MPP) / PLTMG dengan sistem bahan bakar *Dual Fuel* (HSD dan gas), serta tambahan PLTU batubara.

Pada RUPTL ini, sesuai arahan dari Kementerian ESDM, untuk mengurangi pembangkit dengan bahan bakar batubara, PLTU yang masih dalam tahap rencana diganti dengan PLTMG. Pada Provinsi NTB, terdapat 2 (dua) PLTU yang diganti dengan PLTMG atau PLTGU (tipe akan disesuai hasil kajian lebih lanjut dengan mempertimbangkan efisiensi dan ketersediaan lahan) yaitu PLTU Lombok-2 2x50 MW dan PLTU Sumbawa-2 2x50 MW. Untuk lokasi PLTMG ini diperlukan kajian lebih lanjut baik secara sistem maupun kajian rencana penyediaan gas dan insfratrukturnya. Khusus untuk PLTMG Lombok-2 2x50 MW, masih akan dievaluasi wacana penggunaan infrastruktur gas bersama dengan PLTMG Lombok *peaker* atau dengan MPP Lombok.

Guna mengantisipasi kebutuhan pertumbuhan listrik di Provinsi NTB maka sampai dengan tahun 2030 direncanakan tambahan pembangkit yang terdapat pada Tabel C11.10.

Tabel C11.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	50	50	-	-					20		120
PLTMG		30		100	100		30				260
PLTMGU	10										10
PLT EBT *Base*						50	50	50	50		200
PLTP									10		10

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLTS		2,3	8	2				2			6
Jumlah	60	82	-	102	100	50	80	52	80	-	606
IPP											
PLTM	1		2	2	18						23
PLTBm				10							10
PLTS			18								18
Jumlah	1	-	21	12	18	-	-	-	-	-	52
Total											
PLTU	50	50	-	-	-	-	-	-	20	-	120
PLTMG	-	30	-	100	100	-	30	-	-	-	260
PLTMGU	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLT EBT *Base*	-	-	-	-	-	50	50	50	50	-	200
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	10
PLTM	1	-	2	2	18	-	-	-	-	-	23
PLTBm	-	-	-	10	-	-	-	-	-	-	10
PLTS	-	2	18	2	-	-	-	2	-	-	25
Jumlah	61	82	21	114	118	50	80	52	80	-	658

Tabel C11.10 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
1	Lombok	PLTMGU	Lombok *Peaker*	10	2021	Konstruksi	PLN
2	Lombok	PLTM	Sedau Kumbi	1,30	2021	Konstruksi	IPP
3	Lombok	PLTU	Lombok (FTP2)	2x50	2021/22	Konstruksi	PLN
4	*Isolated*	PLTS	Lunyuk (Kuota) Tersebar	2	2022	Rencana	PLN
5	*Isolated*	PLTS	Medang	0,3	2022	Rencana	PLN
6	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	8,4	2023	Rencana	IPP
7	Sumbawa	PLTMG	Sumbawa 2	30	2022	Pengadaan	PLN
8	Lombok	PLTM	Koko Babak	2,30	2023	Pendanaan	IPP
9	Sumbawa	PLTS	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	2023	Rencana	IPP
10	Lombok	PLTM	Lombok (Kuota) Tersebar	1,75	2024	Rencana	IPP
11	*Isolated*	PLTS	Lunyuk (Kuota) Tersebar	2	2024	Rencana	PLN
12	Sumbawa	PLTBm	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	2024	Rencana	IPP
13	Lombok	PLTM	Lombok (Kuota) Tersebar	4,58	2025	Rencana	IPP
14	Sumbawa	PLTM	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	2,54	2025	Rencana	IPP
15	Sumbawa	PLTM	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	7	2025	Rencana	IPP
16	Sumbawa	PLTM	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	3,84	2025	Rencana	IPP
17	Sumbawa	PLTMG	Bima 2	2x15	2027	Rencana	PLN
18	*Isolated*	PLTS	Lunyuk (Kuota) Tersebar	2	2028	Rencana	PLN

No	Sistem	Jenis	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
19	Sumbawa	PLTU	Bima (FTP 1)	2x10	2029	Konstruksi	PLN
20	Sumbawa	PLTP	Sumbawa-Bima (Kuota) Tersebar	10	2029	Rencana	PLN
21	Lombok	PLTMG	Lombok 2	2x50	2024/25	Rencana	PLN
22	Sumbawa	PLTMG	Sumbawa 3	2x50	2024/25	Rencana	PLN
23	Lombok	PLT EBT *Base*	Lombok 3	2x50	2026/27	Rencana	PLN
24	Lombok	PLT EBT *Base*	Lombok 4	2x50	2028/29	Rencana	PLN
	Total			658,09			

Di Provinsi Nusa Tenggara Barat terdapat potensi pengembangan pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu :

- PLTA Brang Beh1-2 18 MW
- PLTAL Selat Alas 10 MW
- PLTAL Selat Lombok 10 MW
- PLTB Lombok 115 MW
- PLTB Mandalika 30 MW
- PLTBm Sumbawa 20 MW
- PLTM Wanokaka 1,6 MW
- PLTP Hu'u (FTP2) #1 10 MW
- PLTP Hu'u (FTP2) #2 10 MW
- PLTP Sembalun (FTP2) #1 10 MW
- PLTP Sembalun (FTP2) #2 10 MW
- PLTS Sumbawa 10 MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku. Terdapat pula program pemerintah untuk mengembangkan PLTSa 4 MW di Sumbawa yang rencana tersebut dapat dikembangkan menggunakan kuota PLTBm.

Pengembangan Transmisi

Rencana transmisi terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2021 – 2030 ditunjukkan pada Tabel C11.11 dan Tabel C11.12

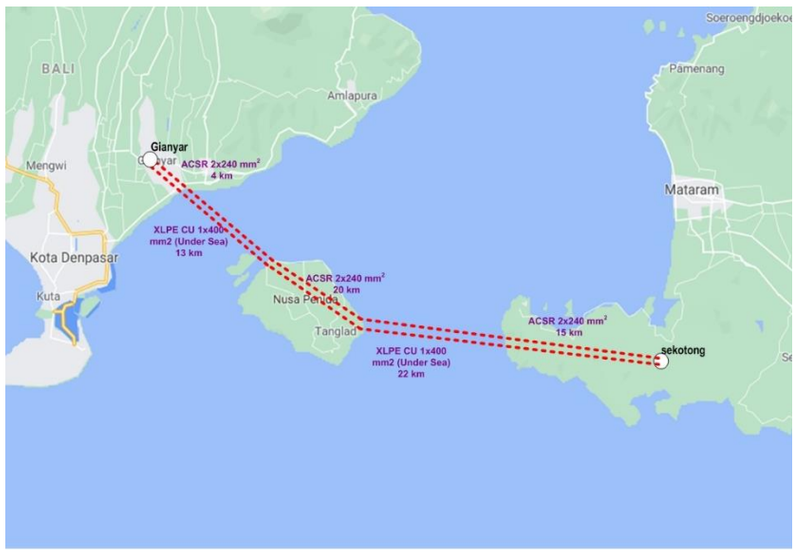
Tabel C11.11 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
70 kV	70	40	-	-	-	-	-	-	-	-	110
150 kV	76,5	97	9	-	-	-	-	-	-	-	182,5
Total	147	137	9	-	-	-	-	-	-	-	292,5

Tabel C11.12 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	Mataram	*Switching* Mataram	150 kV	*New, 2 cct, ACSR 2xHawk*	20	2021	Konstruksi
2	PLTGU Lombok Peaker	*Switching* Mataram	150 kV	*New, 2 cct, XLPE CU 1x1000 mm2*	2,5	2021	Konstruksi
3	Sape	Bima	70 kV	*New, 2 cct, ACSR 1xHawk*	70	2021	Pengadaan
4	Tanjung	*Switching* Mataram	150 kV	*New, 2 cct, ACSR 1xHawk*	54	2021	Konstruksi
5	Mataram	Mantang	150 kV	New, 2 cct, ACSR 1xHawk	40	2022	Rencana
6	Jeranjang	Sekotong	150 kV	*New, 2 cct, ACSR 1xHawk*	57	2022	Rencana
7	Maluk	Taliwang	70 kV	*New, 2 cct, 1xHawk*	40	2022	Rencana
8	PLTMG Sumbawa 3	*Incomer* 2 phi (Labuhan - Empang)	150 kV	*New, 4 cct, ACSR 1xHawk*	9	2024	Rencana
	Jumlah				292,5		

Pengembagan kedepan transmisi di Sistem Lombok mengarah ke rencana interkoneksi dengan Sistem Bali. Rencana interkoneksi Lombok – Bali untuk menyalurkan daya dari Sistem Jawa-Bali ke Lombok sekitar 74 kmr dengan lebih kurang 25 kmr kabel laut perlu kajian lebih mendalam. Interkoneksi dapat menjadi opsi untuk mengganti PLT EBT *Base* Lombok yang direncanakan untuk dikembangkan setelah tahun 2026. Namun kelayakan baik dari segi operasional maupun finansial perlu dipastikan selain memperhatikan isu kedalaman palung laut di perairan Bali dan Lombok.



Gambar C11.4 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2021 – 2030 ditunjukkan pada Tabel C11.14.

Tabel C11.13 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
70 kV	20	60	30	-	-	30	-	-	-	-	140
150/20 kV	120	90	90	90	-	60	90	180	90	60	870
Total	140	150	120	90	-	90	90	180	90	60	1.010

Tabel C11.14 Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Nama GI	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Kuta	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Pengadaan
2	Mataram	150/20 kV	*New*	60	2021	Konstruksi
3	Sape	70/20 kV	*New*	20	2021	Konstruksi
4	*Switching* Mataram	150 kV	*New*	6 LB	2021	Konstruksi
5	Labuhan/ Sumbawa	70/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
6	Maluk	70/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
7	Mataram	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Konstruksi
8	Sekotong	150/20 kV	*New*	30	2022	Konstruksi
9	Jeranjang (arah sekotong)	150 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
10	Mantang (arah Mataram)	150 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana

No	Nama GI	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
11	Mataram (Arah Mantang)	150 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
12	Taliwang (arah Maluk)	70/20 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
13	Alas	70/20 kV	*Ext*	30	2023	Rencana
14	Empang	150/20 kV	*Ext*	30	2023	Rencana
15	Selong/ Paokmotong	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
16	Jeranjang	150/20 kV	*Upr*	60	2024	Rencana
17	Sambelia	150/20 kV	*Ext*	30	2024	Rencana
18	Tanjung	150/20 kV	*Ext*	60	2026	Rencana
19	Taliwang	70/20 kV	*Ext*	30	2026	Rencana
20	Labuhan/ Sumbawa	150/20 kV	*New*	60	2027	Rencana
21	Pringgabaya	150/20 kV	*Ext*	30	2027	Rencana
22	Jeranjang	150/20 kV	*Upr*	60	2028	Rencana
23	Kuta	150/20 kV	*Upr*	60	2028	Rencana
24	Selong/ Paokmotong	150/20 kV	*Upr*	60	2028	Rencana
25	Ampenan	150/20 kV	*Upr*	60	2029	Rencana
26	Bayan	150/20 kV	*Ext*	30	2029	Rencana
27	Sengkol	150/20 kV	*Ext*	60	2030	Rencana
	Jumlah			1.010		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik tahun 2021-2030 dan untuk melayani kebutuhan listrik maka direncanakan pengembangan distribusi. Pengembangan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi. Tabel C11.15 memperlihatkan rencana pengembangan sistem distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik pedesaan) di Nusa Tenggara Barat tahun 2021-2030.

Tabel C11.15 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2021	312	657	41	50.376
2022	348	762	42	74.115
2023	341	781	42	74.609
2024	367	875	43	75.280
2025	361	897	44	75.819
2026	376	970	44	76.168
2027	374	1003	44	76.398
2028	391	1088	45	76.673
2029	404	1166	45	77.212
2030	397	1187	46	77.689
Jumlah	3.671	9.386	436	734.339

Pengembangan Listrik Pedesaan

Saat ini Rasio Elektrifikasi Provinsi Nusa Tenggara Barat TW IV tahun 2020 telah mencapai 99,98%. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 1.137 berlistrik PLN.

Program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2030 serta dalam rangka mendukung pencapaian rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2022. Berikut rencana program pengembangan listrik pedesaan sampai tahun 2030 diperlihatkan seperti pada tabel C11.16.

Tabel C11.16 Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	TRAFO		Pembangkit (kW/kWp)	Tambahan Pelanggan
			(MVA)	(unit)		
2021	91,07	146,72	4,42	49	-	3.449
2022	92,8	17,03	1,15	16	-	954
2023	76,31	6,02	1,2	10	-	1.283
2024	74,48	3,56	0,5	7	-	372
2025	0	0	0	0	-	0
2026	0	0	0	0	-	0
2027	0	0	0	0	-	0
2028	0	0	0	0	-	0
2029	0	0	0	0	-	0
2030	0	0	0	0	-	0

Program listrik perdesaan ini tidak hanya untuk menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, baik dari rumah tangga yang belum berlistrik maupun dari rumah tangga yang sebelumnya sudah berlistrik Non PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan. Salah satu metode program listrik perdesaan yang dilakukan saat ini adalah dengan penggantian Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang saat ini sudah habis masa pakai. Penggantian LTSHE dilakukan dengan perluasan jaringan atau *minigrid*.

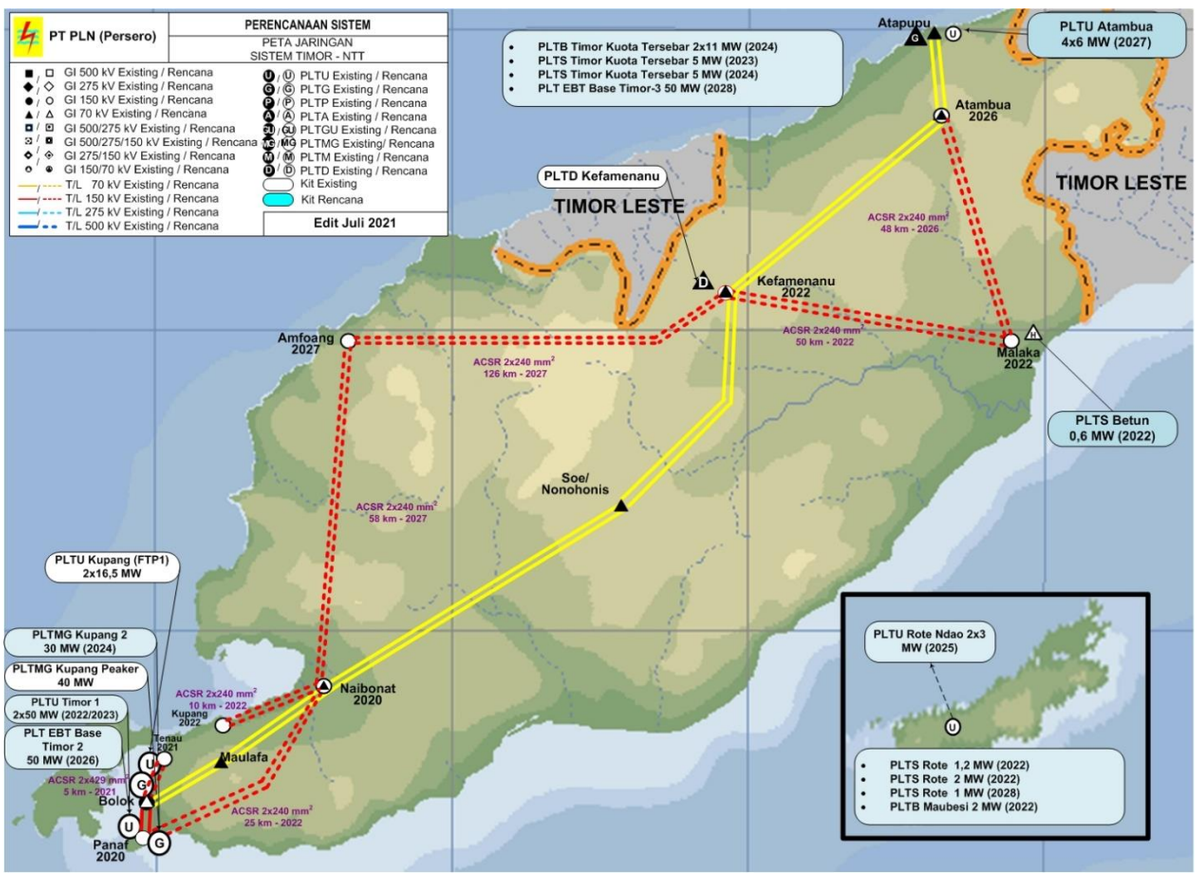
Tabel C11.17. Rencana Pengambilalihan RT LTSHE Menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	**2021**	**2022**	**2023**
NTB	1.903	1.903	0

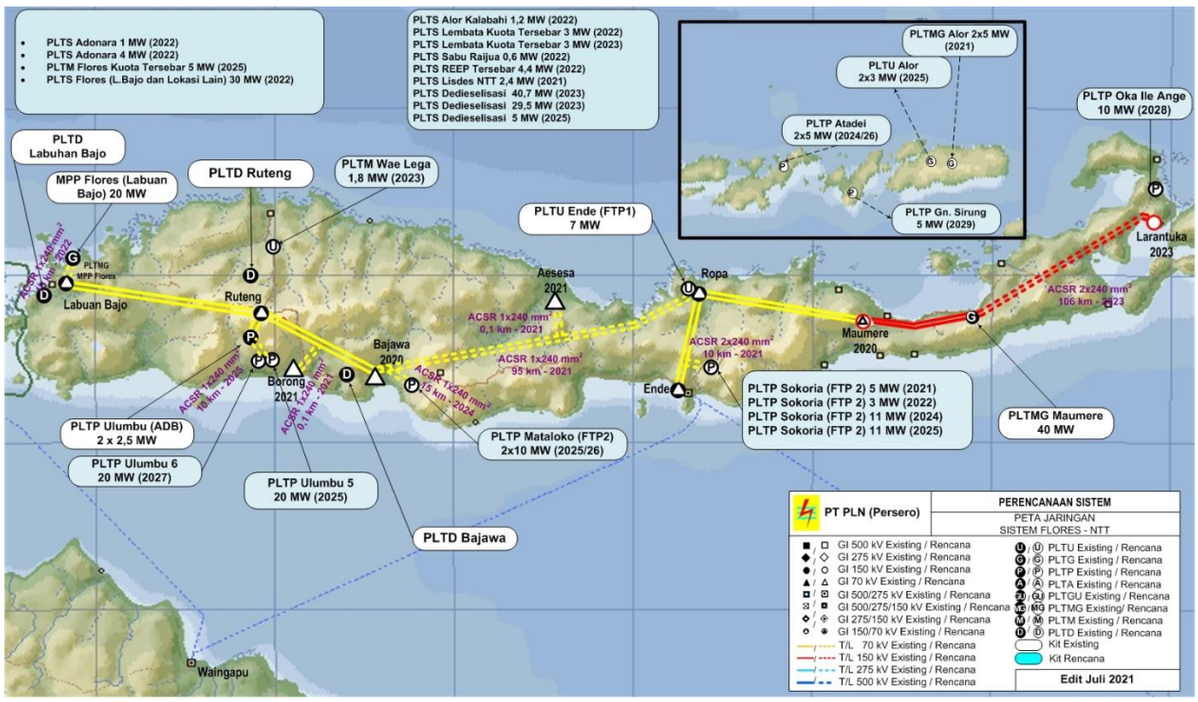
LAMPIRAN C.12
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

C12.1. KONDISI SAAT INI

Di Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) terdapat 63 sistem tenaga listrik PLN, melayani beban-beban tersebar di bebarapa pulau dari yang terbesar sampai pulau-pulau kecil, termasuk didaerah yang berbatasan dengan negara tetangga Timor Leste. Sistem Timor 150 KV sebagai jalur transmisi evakuasi daya dari Pembangkit di Bolok dan juga melayani kelistrikan dari Bolok – Tenau serta Sistem 70 kV juga melayani kelistrikan dari Kupang hingga ke Atambua, Sistem Flores 70 kV terbagi atas Sistem 70 kV Labuan Bajo – Ruteng dan Sistem 70 kV Ende – Ropa – Maumere. Sistem tersebut mendapatkan pasokan daya dari PLTU, PLTMG, PLTM dan beberapa PLTD. Sedangkan sistem-sistem yang lainnya beroperasi secara terpisah (*isolated*), dipasok dari PLTD, PLTP, PLTM dan PLTS komunal, menggunakan tegangan menengah 20 kV. Bahkan ada beberapa sistem kecil dipasok dari PLTD langsung melayani beban pada tegangan 220 Volt.



Gambar C12.1 Peta Rencana Jaringan 150 kV dan 70 kV Pulau Timor



Gambar C12.2 Peta Rencana Jaringan 150 kV dan 70 kV Pulau Flores



Gambar C12.3 Peta Rencana Jaringan 70 kV Pulau Sumba

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011-2020 per sektor pelanggan di Provinsi Nusa Tenggara Timur ditunjukkan pada Tabel C12.1 dan Tabel C12.2.

Tabel C12.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	291	343	373	425	452	493	508	547	597	729
2	Bisnis	130	155	191	179	174	202	212	232	237	232
3	Publik	61	64	68	73	81	93	100	109	117	124
4	Industri	5	6	7	25	42	42	35	40	48	48
Jumlah		487	567	640	702	750	830	855	927	999	1.133
Pertumbuhan %		13,4	16,5	12,7	9,8	6,8	10,6	3,1	8,4	7,8	13,4

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Tabel C12.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Rumah Tangga	343,1	487,9	522,2	572,3	580,0	591,0	615,1	658,3	758,5	867,6
2	Bisnis	20,4	22,5	26,7	30,1	31,5	32,6	34,0	32,5	32,4	33,3
3	Publik	12,3	13,5	14,8	15,8	16,8	19,6	21,2	22,7	25,3	27,8
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Jumlah		376,0	524,0	563,8	618,3	628,4	643,4	670,6	713,7	816,4	929,1

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

Saat ini pembangkit di NTT masih di dominasi oleh PLTD terutama di sistem yang masih *isolated*, sehingga biaya pokok produksi listrik masih tinggi. Selain PLTD, terdapat unit PLTU, PLTM serta PLTP dengan rincian kapasitas pembangkit di Provinsi NTT ditunjukkan pada Tabel C12.3.

Tabel C12.3 RekapKapasitasPembangkitTerpasang di NTT

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
PLN					
PLTU	Timor	1,0	33,0	30	30,0
	Flores	1,0	14,0	11,0	11,0
PLTD	Alor	2,0	0,4	0,3	0,3
	Baranusa	1,0	0,5	0,4	0,4
	Betun	2,0	2,7	2,0	2,0
	Flores	28,0	75,3	50,8	50,8
	Kalabahi	1,0	1,3	0,7	0,7
	Kefa	1,0	0,4	0,3	0,3
	Lelogama	1,0	0,2	0,2	0,2
	Naikliu	2,0	0,7	0,5	0,5
	Ndao	1,0	0,7	0,5	0,5
	Pantar	2,0	1,1	0,7	0,7
	Pura	1,0	0,3	0,3	0,3
	Raijua	1,0	0,2	0,1	0,1
	Rote	1,0	1,8	1,3	1,3
	Sabu	1,0	2,6	1,9	1,9
	Semau	1,0	1,3	0,9	0,9

Pembangkit	Sistem Tenaga Listrik	Jumlah Unit	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	DMP Tertinggi 1 Tahun Terakhir (MW)
	Soe	1,0	0,2	0,2	0,2
	Sumba	9,0	11,0	6,1	6,1
	Timor	6,0	21,2	14,0	14,0
PLTMH	Ende	1,0	2,0	1,6	1,6
	Flores	2,0	0,3	0,3	0,3
	Sumba	4,0	3,0	2,0	0,2
PLTP	Ruteng	1,0	10,0	8,0	8,0
PLTMG	Flores	2,0	70,0	60,0	60,0
	Timor	1,0	49	40	40
PLTS	Isolated	1,0	2,9	2,9	2,9
	Lembata	1,0	0,2	0,2	0,2
	Pantar	1,0	0,1	0,1	0,1
	Pura	1,0	0,2	0,1	0,1
	Raijua	1,0	0,2	0,1	0,1
	Rote	1,0	0,1	0,0	0,0
	Semau	1,0	0,2	0,1	0,1
	Solor	1,0	0,1	0,0	0,0
	Sumba	1,0	0,150	0,0	0,0
	Timor	1,0	0,075	0,0	0,0
Jumlah PLN		85,0	307,425	237,6	235,8
IPP					
PLTU	Timor	1,0	30,0	30,0	30,0
PLTMH	Flores	1,0	0,5	0,5	0,5
PLTM	Flores	1,0	1,0	1,0	1,0
PLTS	Sumba	2,0	1,5	1,0	1,0
	Timor	1,0	1,0	0,8	0,8
Jumlah IPP		6,0	34,0	33,3	33,0
Sewa					
PLTD	Flores	18,0	53,0	53,0	53,0
	Kalabahi	1,0	3,5	3,5	4,0
	Rote	1,0	4,0	4,0	4,0
	Sabu	1,0	1,5	1,5	2,0
	Sumba	6,0	10,5	10,5	11,0
	Timor	2,0	122,0	62,0	62,0
Jumlah Sewa		29,0	194,5	134,5	135,0
Total		120	535,925	405,4	403,8

Sedangkan gardu induk eksisting yang memasok pelanggan pelanggan ditunjukkan pada Tabel C12.4, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel C12.5.

Tabel C12.4 Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Bolok	70/20	1	30
2	Maulafa	70/20	2	60
3	Nonohonis	70/20	1	20

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
4	Atambua	70/20	1	20
5	Kefamenanu	70/20	1	20
6	Naibonat	70/20	1	30
7	Ropa	70/20	1	5
8	Ende	70/20	1	20
9	Labuan Bajo	70/20	1	20
10	Ruteng	70/20	1	20
11	Ulumbu	70/20	1	20
12	PLTMG Maumere	70/21	1	30
Total			13	295

Tabel C12.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

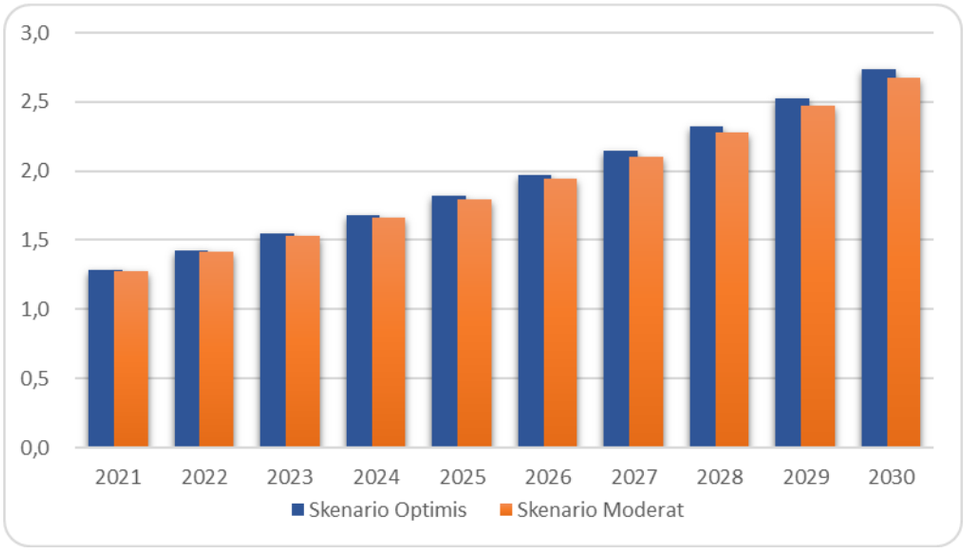
Tahun	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
JTM (kms)	4.402	5.005	5.749	6.024	6.325	6.821	7.365	7.722	8.296	8.960
JTR (kms)	4.474	5.006	5.710	7.097	6.709	7.119	7.405	7.834	8.482	8.858
Gardu Distribusi (MVA)	188	210	240	282	277	313	348	346	359	395

*Realisasi Statistik PLN 2020 (*unaudited*)

C12.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kondisi perekonomian Provinsi NTT cukup baik di sektor industri pengolahan, perdagangandan pertanian yang berkontribusi besar mencapai 56%, sedangkan untuk sektor komunikasi, keuangan dan jasa berkontribusi sekitar 30%. Provinsi NTT mempunyai kekayaan alam yang cukup melimpah, salah satunya adalah adanya potensi kandungan tambang mangan yang cukup banyak terdapat di Pulau Timor. kedepan, tambang mangan ini direncanakan akan diolah menjadi bahan setengah jadi dengan membangun industri smelter. Selain itu, di NTT juga akan dikembangkan industri perikanan termasuk budidaya rumput laut serta tumbuhnya industri garam untuk menuju ketahanan pangan nasional. Sektor pariwisata yang dikembangkan dengan ikon komodo sebagai *New seven wonder's* dan *divingspot* yaitu di Pulau Alor, Rote dan Labuan Bajo. Perkembangan sektor wisata tersebut diharapkan akan meningkatkan pertumbuhan ekonomi setempat dengan adanya kunjungan wisatawan dan berkembangnya hotel berbintang, *villa/resort* dan losmen baru. Selain itu, PLN juga akan mendukung program pemerintah dengan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi puskesmas pada kecamatan yang terpencil di beberapa kabupaten di Provinsi Nusa Tenggara Timur.

PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario, yaitu optimis dan moderat. Perbandingan kedua skenario tersebut ditunjukkan pada Gambar C12.4.



Gambar C12.4 Perbandingan Hasil Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik (TWh)

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi. pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang. maka proyeksi kebutuhan listrik 2021 - 2030 dapat dilihat pada Tabel C12.8.

Tabel C12.6 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	791,5	862,3	941,8	1.023,4	1.113,7	1.213,3	1.322,6	1.442,3	1.573,4	1.715,8
2	Bisnis	286,2	313,6	343,3	376,3	412,3	451,7	494,2	540,0	589,4	641,9
3	Publik	131,7	138,3	144,8	151,2	157,6	163,8	170,0	176,1	182,0	187,9
4	Industri	67,9	101,5	105,1	108,7	112,2	115,7	119,1	122,5	125,9	129,2
Jumlah		1.277,4	1.415,7	1.535,0	1.659,5	1.795,8	1.944,5	2.105,9	2.281,0	2.470,7	2.674,8
Pertumbuhan %		12,7	10,8	8,4	8,1	8,2	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3

Tabel C12.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	986,6	1.030,1	1.076,0	1.098,8	1.121,4	1.143,6	1.165,6	1.187,4	1.208,9	1.230,2
2	Bisnis	35,7	39,0	42,6	46,5	50,7	55,4	60,5	66,0	71,9	78,3
3	Publik	27,4	28,6	29,9	31,2	32,7	34,2	35,9	37,8	39,8	41,9
4	Industri	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7
Jumlah		1.050,1	1.098,2	1.148,9	1.177,0	1.205,3	1.233,8	1.262,6	1.291,7	1.321,2	1.351,1
Pertumbuhan %		13	4,6	4,6	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3

Tabel C12.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan	Produksi	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
		(GWh)	(GWh)		
2021	5,0	1.277	1.455	258	1.050.111
2022	5,5	1.416	1.611	285	1.098.152
2023	5,7	1.535	1.744	308	1.148.873
2024	5,8	1.660	1.883	332	1.177.006
2025	6,0	1.796	2.034	359	1.205.284
2026	6,1	1.944	2.200	388	1.233.780
2027	6,1	2.106	2.379	419	1.262.593
2028	6,2	2.281	2.573	453	1.291.728
2029	6,2	2.471	2.783	489	1.321.222
2030	6,2	2.675	3.006	528	1.351.067
Pertumbuhan	5,9	8,8%	8,8%	8,7%	3,8%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi Nusa Tenggara Timur. Untuk melayani kebutuhan potensi pelaggan besar tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

C12.3. PENGEMBANGAN SARANA SISTEM TENAGA LISTRIK

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik sebagaimana tersebut di atas, direncanakan akan dibangun pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi, dengan memanfaatkan potensi energi setempat.

Potensi Energi Terbarukan

Provinsi Nusa Tenggara Timur memiliki potensi sumber energi primer yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari potensi panas bumi yang dimiliki adalah sekitar 629 MW di 24 lokasi yaitu Wai Sano Manggarai Barat, Ulumbu Manggarai Barat, Wai Pesi Manggarai Barat, Gou – Inelika Ngada, Mengeruda Ngada, Mataloko Ngada, Komandaru Ende, Ndetusoko, Sukoria Ende, Jopu Ende, Lesugolo, Oka-Ile Angie Flores Timur, Atadei Lembata, Buka piting Alor, Roma-Ujelewung Lembata, Oyang Barang Flores Timur, Sirung (Isiabang-Kuriali) Alor, Adum Lembata, Alor Timur Alor, Mapos Manggarai Timur, Rana Masak Manggarai Timur, Rana Kulan Manggarai Timur, Ulugadung Manggarai Timur dan Amfoang Kupang. Potensi tenaga air yang dimiliki sekitar 624 MW. Untuk mendukung penerapan EBT, Pemerintah mencanangkan program untuk menjadikan Pulau Sumba sebagai *iconic island*. Program Sumba *Iconic Island* (SII) merupakan suatu program yang di inisiasi untuk

pengembangan Pulau Sumba sebagai Pulau Ikonik Energi Terbarukan dengan tujuan untuk meningkatkan akses energi melalui pengembangan dan pemanfaatan energi baru terbarukan dengan target terwujudnya ketersediaan energi yang berasal dari energi baru terbarukan secara bertahap sebesar 100%. Namun akan dilakukan Kajian Studi potensi EBT yang ada di Pulau Sumba untuk menjamin kontinuitas ketersedian pasokan listrik.

Terdapat potensi energi biomassa di Sumba (Kayu Kaliandra) di Nusa Tenggara Timur dan potensi energi arus laut (Adonara), serta potensi energi gelombang laut di Sumba yang bisa dikembangkan dengan potensi berkisar 10-50 MW yang memerlukan kajian lebih lanjut. Selain itu seiring berkembangnya kemajuan teknologi dalam memproduksi listrik maka akan dilakukan kajian pengembangan pembangkit dengan teknologi plasma dengan perkiraan kapasitas sekitar 10 MW atau teknologi alternatif lainnya seperti *Fuel Cell (Hydrogen)* dengan energy storage sehingga dapat meningkatkan mutu pelayanan kelistrikan, dengan harapan dapat menurunkan Biaya Pokok Produksi ketenagalistrikan terutama di daerah *isolated*.

Pemanfaatan potensi energi baru terbarukan dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi syarat-syarat diantaranya Dokumen FS *(Feasibility Study)* sudah tersedia, harga jual berdasarkan peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan serta studi interkoneksi jaringan *(Grid Study)*.

Rencana Pengembangan Pembangkit

Sampai dengan tahun 2030 kebutuhan tenaga listrik Provinsi NTT direncanakan akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTP, PLTU, PLTA, PLTM, PLTS dan PLTMG, tersebar di beberapalokasi. Untuk mengurangi penggunaan BBM terutama waktu beban puncak di Sistem Kupang, akan dibangun PLTMG dengan bahan bakar gas alam yang disimpan dalam bentuk mini LNG/CNG. Kondisi yang sama juga akan diterapkan di sistem tenaga listrik Flores dengan membangun beberapa PLTMG *dual fuel*.

Sistem tenaga listrik Timor saat ini dalam kondisi yang cukup, namun pada saat - saat tertentu Sistem Timor dalam kondisi siaga. Untuk mengantisipasi hal tersebut direncanakan membangun pembangkit PLTMG dengan pola operasi *Peaker* bahkan *Load Follower* menggunakan bahan bakar *dual fuel* (HSD dan gas). Pulau Flores sebagai pulau dengan potensi panas bumi yang besar, maka pembangunan pembangkit diprioritaskan jenis PLTP. Diharapkan, di masa

depan Pulau Flores akan menjadi daerah percontohan dimana pasokan listriknya didominasi oleh energi bersih panas bumi.

Dalam rangka menjamin ketersediaan pasokan listrik pada daerah daerah terluar dan yang berbatasan langsung dengan negara tetangga (Timor Leste) serta dipertimbangkan penambahan kapasitas pada pembangkit setempat sesuai kebutuhan. Penambahan kapasitas pembangkit didaerah perbatasan ini sangat penting untuk menjaga integritas NKRI. Selain itu, sebagai salah satu upaya untuk meningkatkan keandalan pasokan listrik didaerah perbatasan dengan Timor Leste, tengah dilakukan kerjasama antara PLN dengan perusahaan listrik Timor Leste (EDTL). Pada tahap awal, jika memungkinkan jaringan distribusi PLN yang berada di daerah perbatasan akan disambung dengan jaringan distribusi EDTL.

Tabel C12.9 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	-	50	50	-	12	-	24	-	-	-	136
PLTMG	20	10	-	30	-	-	-	-	-	-	60
PLTP	-	-	-	5	30	15	20	10	5	-	85
PLTS	2	47	8	10	-	10	-	11	-	10	99
PLT EBT *Base*	-	-	-	-	-	50	-	50	-	-	100
PLTM	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
PLTB	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Jumlah	22	109	58	45	52	75	44	71	5	10	491,7
IPP											
PLTB	-	-	3	22	-	-	-	-	-	-	25
PLTP	5	3	-	11	11	-	-	-	-	-	30
PLTM	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTS	-	1	75	5	5	-	-	-	-	-	86
PLTBM	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	8	6	80	38	16	-	-	-	-	-	147,2
Total											
PLTU	-	50	50	-	12	-	24	-	-	-	136
PLTMG	20	10	-	30	-	-	-	-	-	-	60
PLTP	5	3	-	16	41	15	20	10	5	-	115
PLTS	2	48	83	15	5	10	-	11	-	10	185
PLTM	2	2	2	-	10	-	-	-	-	-	15
PLTB	-	2	3	22	-	-	-	-	-	-	27
PLTBM	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	50	-	50	-	-	100
Jumlah	30	115	138	83	68	75	44	71	5	10	638,9

Tabel 9.10 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

NO	Sistem	Jenis	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
1	Alor	PLTMG	Alor	2x5	2021	Konstruksi	PLN
2	*Isolated*	PLTS	Lisdes NTT	2,37	2021	Konstruksi	PLN
3	Flores	PLTP	Sokoria (FTP2)	5	2021	Konstruksi	IPP
4	Sumba	PLTBm	Sumba (Kuota) Tersebar	1	2021	Konstruksi	IPP
5	Sumba	PLTM	Sumba (Kuota) Tersebar	1,6	2021	Rencana	IPP
6	Sumba	PLTMG	Waingapu	10	2021	Konstruksi	PLN
7	Flores	PLTS	Adonara	1	2022	Rencana	PLN
8	Flores	PLTS	Adonara	4	2022	Rencana	PLN
9	Alor	PLTS	Alor (Kalabahi)	1,2	2022	Rencana	PLN
10	Timor	PLTS	Betun	0,6	2022	Rencana	IPP
11	Sumba	PLTMG	Waingapu 2	10	2022	Rencana	PLN
12	Flores	PLTS	Flores (Labuhan Bajo dan lokasi lain)	30	2022	Rencana	PLN
13	Lembata	PLTS	Lembata	3	2022	Rencana	PLN
14	*Isolated*	PLTB	Maubesi	2	2022	Rencana	PLN
15	*Isolated*	PLTS	REEP 1 Tersebar	4,36	2022	Rencana	PLN
16	Rote	PLTS	Rote	1,2	2022	Rencana	PLN
17	Rote	PLTS	Rote	2	2022	Rencana	PLN
18	Sabu	PLTS	Sabu Raijua	0,6	2022	Rencana	PLN
19	Flores	PLTP	Sokoria (FTP2)	3	2022	Konstruksi	IPP
20	Sumba	PLTM	Sumba (Kuota) Tersebar	2	2022	Rencana	IPP
21	Timor	PLTU	Timor 1	2x50	2022/23	Konstruksi	PLN
22	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	29,5	2023	Rencana	IPP
23	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	40,76	2023	Rencana	IPP
24	Lembata	PLTS	Lembata	3	2023	Rencana	PLN
25	Sumba	PLTS	Sumba	5	2023	Rencana	PLN
26	Sumba	PLTB	Sumba (Kuota) Tersebar	3	2023	Rencana	IPP
27	Timor	PLTS	Timor (Kuota) Tersebar	5	2023	Rencana	IPP
28	Flores	PLTM	Wae Lega - Ruteng	1,75	2023	Rencana	IPP
29	Timor	PLTMG	Kupang 2	30	2024	Pengadaan	PLN
30	Sumba	PLTS	Sumba	5	2024	Rencana	PLN
31	Sumba	PLTS	Sumba	5	2024	Rencana	PLN
32	Timor	PLTS	Timor (Kuota) Tersebar	5	2024	Rencana	IPP
33	Timor	PLTB	Timor (Kuota) Tersebar	11	2024	Rencana	IPP
34	Timor	PLTB	Timor (Kuota) Tersebar	11	2024	Rencana	IPP
35	Flores	PLTP	Sokoria (FTP2)	2x11	2024/25	Konstruksi	IPP
36	Lembata	PLTP	Atadei (FTP2)	2x5	2024/26	Rencana	PLN
37	Alor	PLTU	Alor	2x3	2025	Konstruksi	PLN
38	*Isolated*	PLTS	Dedieselisasi	5	2025	Rencana	IPP
39	Flores	PLTM	Flores (Kuota) Tersebar	5	2025	Rencana	PLN

NO	Sistem	Jenis	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
40	Rote	PLTU	Rote Ndao	2x3	2025	Konstruksi	PLN
41	Sumba	PLTM	Sumba	5	2025	Rencana	PLN
42	Flores	PLTP	Ulumbu 5	20	2025	Rencana	PLN
43	Flores	PLTP	Mataloko (FTP2)	2x10	2025/26	Rencana	PLN
44	Sumba	PLTS	Sumba	5	2026	Rencana	PLN
45	Sumba	PLTS	Sumba	5	2026	Rencana	PLN
46	Timor	PLT EBT *Base*	Timor 2	50	2026	Rencana	PLN
47	Timor	PLTU	Atambua	4x6	2027	Konstruksi	PLN
48	Flores	PLTP	Ulumbu 6	20	2027	Rencana	PLN
49	Flores	PLTP	Oka Ile Ange (FTP2)	10	2028	Rencana	PLN
50	Rote	PLTS	Rote	1	2028	Rencana	PLN
51	Sumba	PLTS	Sumba	5	2028	Rencana	PLN
52	Sumba	PLTS	Sumba	5	2028	Rencana	PLN
53	Timor	PLT EBT *Base*	Timor 3	50	2028	Rencana	PLN
54	Alor	PLTP	Gunung Sirung	5	2029	Rencana	PLN
55	Sumba	PLTS	Sumba	5	2030	Rencana	PLN
56	Sumba	PLTS	Sumba	5	2030	Rencana	PLN
				638,9			

Di Provinsi Nusa Tenggara Timur terdapat potensi pengembangan pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu :

-	PLTA	Wae Rancang I dan II	16,5	MW
-	PLTA	Watupanggantu	15	MW
-	PLTAL	Selat Larantuka	10	MW
-	PLTB	Kupang	30	MW
-	PLTB	Oelbubuk – Soe	20	MW
-	PLTB	Sumba	3	MW
-	PLTB	Sumba	3	MW
-	PLTB	Sumba Timur	3	MW
-	PLTBm	Bodohula Sumba Barat	1	MW
-	PLTGL	Sumba	5	MW
-	PLTM	Pulau Flores Tersebar	5	MW
-	PLTM	Pulau Sumba Tersebar	5	MW
-	PLTM	Wae Lega	1,75	MW
-	PLTM	Wanokaka	1,6	MW
-	PLTP	Gou - Inelika	10	MW
-	PLTP	Lesugolo	10	MW
-	PLTP	Mapos	20	MW
-	PLTP	Nage	40	MW
-	PLTP	Sokoria #7	30	MW
-	PLTP	Waisano	20	MW
-	PLTP	Wapsalit	10	MW
-	PLTP	Way Pesi	10	MW
-	PLTS	Larantuka/Flores	4	MW
-	PLTS	Pulau Pantar	5	MW
-	PLTS	Sumba	5	MW

-	PLTS	Sumba Barat	10	MW
-	PLTS	Sumba Timur	10,1	MW
-	PLTS-*Hybrid*	Sumba Barat	2	MW

Dalam pengembangan EBT, direncanakan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas yang tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebar tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Di NTT khususnya Sistem Kelistrikan Flores, direncanakan proyek PLTS Labuhan Bajo/Flores 30 MWp yang pada inisiasi awal diusulkan ESDM untuk mendukung pelaksanaan KTT G-20 dan ASEAN Summit 2023 yang telah ditetapkan Pemerintah Indonesia akan diselenggarakan pada tahun 2022 dan 2023 di Tanah Naga Mori di Kecamatan Komodo, Kabupaten Manggarai Barat, Pulau Flores, Nusa Tenggara Timur. Untuk memastikan kecukupan pasokan listrik di Labuhan Bajo (Sistem Kelistrikan Flores), maka PLN merencanakan untuk mengembangkan pembangkit EBT yaitu 30 MWp PLTS dengan BESS.

Jika Program terkait tidak jadi dilaksanakan di Flores, maka PLTS 30 MWp tidak layak secara operasi dan finansial untuk masuk ke Sistem Flores. Sudah terdapat cukup banyak pembangkit EBT di Sistem Flores seperti baik PLTP dan PLTM yang jika tidak ada kenaikan *demand* yang signifikan sementara PLTS 30 MWp dimasukkan, maka PLT EBT tersebut tidak di *dispatch* secara optimal.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan jaringan transmisi 70 kV dan 150 kV di Provinsi NTT dilaksanakan di tiga pulau besar yaitu Pulau Flores, Pulau Timor dan Pulau Sumba sesuai proyeksi kebutuhan beban setempat, sebagaimana terdapat dalam Gambar C12.1 dan C12.2. Selaras dengan rencana pembangunan pembangkit PLTU, PLTP, PLTA dan PLTMG tersebar di Pulau Flores, Pulau Timor dan Pulau Sumba, jaringan transmisi 70 kV dan 150 kV sesuai Tabel C12.12.

Tabel C12.11 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
70 kV	210	50	-	-	50	240	-	-	-	-	550
150 kV	20	170	212	-	-	96	360	5	-	-	863
Total	230	220	212	-	50	336	360	5	-	-	1.413

Tabel C12.12 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	PLTP Sokoria	*Incomer 1 phi* (Ropa-Ende)	70 kV	*New, 2 cct, ACSR 1xHawk*	20	2021	Konstruksi
2	Ropa	Bajawa	70 kV	*New, 2 cct, ACSR 1xHawk*	190	2021	Konstruksi
3	Bolok	Tenau / Kuanino	150 kV	*New, 2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2021	Konstruksi
4	Borong	*Inc 1 phi* (Ruteng - Bajawa)	70 kV	*New, 2 cct, ACSR 1xHawk*	0,1	2021	Konstruksi
5	Aesesa	*Inc 1 phi* (Bajawa - Ropa)	70 kV	*New, 2 cct, ACSR 1xHawk*	0,1	2021	Rencana
6	PLTMG Kupang *Peaker* / Panaf	Naibonat	150 kV	*New, 2 cct, ACSR 2xHawk*	50	2022	Rencana
7	PLTMG Flores / Rangko	Labuan Bajo	70 kV	*New, 2 cct, ACSR 2xHawk*	20	2022	Rencana
8	Kupang / Maulafa Baru (Kota Kupang)	Naibonat	150 kV	*New, 2 cct, ACSR 2xHawk*	20	2022	Rencana
9	Waingapu	PLTMG Waingapu	70 kV	*New, 2 cct, ACSR 1xHawk*	30	2022	Rencana
10	Kefamenanu	Malaka	150 kV	*New, 2 cct, ACSR 2xHawk*	100	2022	Rencana
11	PLTMG Maumere *Peaker*	Larantuka	150 kV	*New, 2 cct, ACSR 2xHawk*	212	2023	Rencana
12	PLTP Mataloko	*Inc 2 phi* (Bajawa-Ropa)	70 kV	*New, 4 cct, ACSR 1xHawk*	30	2025	Rencana
13	PLTP Ulumbu	PLTP Ulumbu 5,6	70 kV	*New, 2 cct, ACSR 1xHawk*	20	2025	Rencana
14	PLTMG Waingapu	Tambolaka	70 kV	*New, 2 cct, ACSR 1xHawk*	190	2026	Rencana
15	Malaka	Atambua	150 kV	*New, 2 cct, ACSR 2xHawk*	96	2026	Rencana
16	Wakaibubak	Tambolaka	70 kV	*New, 2 cct, ACSR 1xHawk*	50	2026	Rencana
17	Amfoang	Kefamenanu	150 kV	*New, 2 cct, ACSR 2xHawk*	252	2027	Rencana
18	Naibonat	Amfoang	150 kV	*New, 2 cct, ACSR 2xHawk*	108	2027	Rencana
19	PLTP Oka Ile Ange	*Inc 1 Phi* (PLTMG Maumere - Larantuka)	150 kV	*New, 2 cct, ACSR 2xHawk*	5	2028	Rencana
	Jumlah				1413,2		

Pengembangan Gardu Induk

Seiring dengan rencana pembangunan jaringan transmisi 70 kV dan 150 kV, juga direncanakan pembangunan gardu induk untuk menyalurkan daya ke

beban distribusi. Sampai dengan tahun 2030 direncanakan pembangunan GI dan IBT dengan kapasitas jumlah trafo GI sebagaimana dalam Tabel C12.14.

Tabel C12.13 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Tegangan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
70/20 kV	60	150	-	-	-	60	30	-	90	-	390
150/70 kV	-	120	-	-	-	60	-	-	-	-	180
150/20 kV	60	90	30	-	-	-	90	60	-	-	330
Total	120	360	30	-	-	120	120	60	90	-	900

Tabel C12.14 Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Nama GI	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Aesesa	70/20 kV	*New*	30	2021	Konstruksi
2	Borong	70/20 kV	*New*	30	2021	Konstruksi
3	Tenau / Kuanino	150/20 kV	*New*	60	2021	Konstruksi
4	Kefamenanu (IBT)	150/70 kV	*New*	60	2022	Rencana
5	Kupang / Maulafa Baru (Kota Kupang)	150/20 kV	*New*	60	2022	Rencana
6	Labuan Bajo	70/20 kV	*Ext*	30	2022	Rencana
7	Malaka	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
8	PLTMG Waingapu	70/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
9	Ropa	70/20 kV	Ext	30	2022	Rencana
10	Waingapu	70/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
11	Labuan Bajo (Arah PLTMG Flores)	70 kV	*Ext*	2LB	2022	Rencana
12	Naibonat (IBT)	150/70 kV	*New*	60	2022	Rencana
13	PLTMG Flores / Rangko	70/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
14	Nonohonis/Kefamenanu /Atambua (Arah PLTB Timor)	70 kV	*Ext*	2LB	2022	Rencana
15	Larantuka	150/20 kV	*New*	30	2023	Rencana
16	PLTMG Maumere (Arah Larantuka)	150 kV	*Ext*	2LB	2023	Rencana
17	Atambua (IBT)	150/70 kV	*New*	60	2026	Rencana
18	Malaka (Arah Atambua)	150 kV	*Ext*	2LB	2026	Rencana
19	PLTMG Waingapu (Arah Waitabula)	150 kV	*Ext*	2LB	2026	Rencana
20	Waikabubak	70/20 kV	*New*	30	2026	Rencana
21	Waitabula/ Tambolaka	70/20 kV	*New*	30	2026	Rencana
22	Amfoang	150/20 kV	*New*	30	2027	Rencana
23	Atambua	70/20 kV	*Ext*	30	2027	Rencana
24	Kupang / Maulafa Baru (Kota Kupang)	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
25	Naibonat (Arah Amfoang)	150 kV	*Ext*	2LB	2027	Rencana
26	Tenau / Kuanino	150/20 kV	*Ext*	60	2028	Rencana
27	Kefamenanu	70/20 kV	*Ext*	30	2029	Rencana
28	Nonohonis	70/20 kV	*Ext*	30	2029	Rencana
29	Waingapu	70/20 kV	*Ext*	30	2029	Rencana
	Jumlah			900		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik tahun 2021-2030 dan untuk melayani kebutuhan listrik maka direncanakan pengembangan distribusi. Pengembangan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi. Tabel C12.15 memperlihatkan rencana pengembangan sistem distribusi (tidak termasuk pengembangan listrik pedesaan) di Nusa Tenggara Timur tahun 2021-2030.

Tabel C12.15 Pengembangan Sistem Distribusi di NTT

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2021	672	761	100	121.023
2022	729	833	46	48.041
2023	616	711	51	50.720
2024	634	736	29	28.133
2025	683	799	30	28.278
2026	734	865	32	28.496
2027	785	931	33	28.813
2028	838	1001	34	29.136
2029	894	1076	35	29.494
2030	947	1148	37	29.844
Jumlah	7.532	8.861	426	421.979

Pengembangan Listrik Pedesaan

Rasio elektrifikasi di Provinsi Nusa Tenggara Timur sampai dengan TW IV Tahun 2020 mencapai 86,15%. Terdapat 12 (dua belas) kabupaten yang rasio elektrifikasinya dibawah 90%, yaitu Kab. Sabu Raijua, Kab. Timor Tengah Selatan, Kab. Timor Tengah Utara, Kab. Belu, Kab. Alor, Kab. Rote Ndao, Kab. Ngada, Kab. Manggarai Timur, Kab. Sikka, Kab. Sumba Barat, Kab. Sumba Tengah dan Kab. Sumba Barat Daya. Rasio Desa Berlistrik sampai TW IV Tahun 2020 sudah mencapai 100% dengan jumlah desa 3.353 yang meliputi 2.940 desa berlistrik PLN, 345 desa berlistrik non PLN dan 67 desa berlistrik LTSHE.

Program pengembangan listrik pedesaan dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik PLN, dimana rasio elektrifikasi direncanakan mencapai 100% pada tahun 2022. Program pengembangan listrik pedesaan sampai tahun 2030 diperlihatkan seperti pada Tabel C.12.16.

Tabel C12.16 Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	TRAFO		Pembangkit (kW/kWp)	Tambahan Pelanggan
			(MVA)	(unit)		
2021	860	981	11,2	244	2.370	17.091
2022	1.140	1.140	16,48	292		12.299
2023	99	139	2,15	43		10.950
2024	197	261	3,45	85		17.833
2025	0	0	0	0		0
2026	0	0	0	0		0
2027	0	0	0	0		0
2028	0	0	0	0		0
2029	0	0	0	0		0
2030	0	0	0	0		0

Desa-desa yang belum berlistrik akan dilakukan melalui program perluasan jaringan, pembangunan pembangkit baru diutamakan pembangkit yang menggunakan sumber energi setempat, dan juga melalui kerja sama dengan pemerintah, dalam hal ini Kementerian ESDM untuk program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTHSE). Penggantian LTSHE dilakukan dengan perluasan jaringan atau minigrid. Selain itu juga dikembangkan PLTS Komunal untuk mempercepat pencapaian rasio elektrifikasi di kepulauan dan sistem isolated seperti desa yang sangat terpencil dan tidak memungkinkan untuk dibangun jaringan ataupun pembangkit. Untuk saat ini PLTS Komunal sementara dalam pembangunan di 24 lokasi *isolated* yaitu Desa Langkuru, Desa Mataru Barat, Desa Kamaifui, Desa Kuneman, Desa Kekasewa, Desa Kebirangga Selatan, Desa Mbakung, Desa Wotong, Desa Nganga Bere, Desa Legur Lai, Desa Rana Kulan, Desa Golo Lebo, Desa Gunung, Desa Golo Wuas, Desa Nampar Sepang, Desa Gunung Baru, Desa Nitung Lea, Desa Mehang Mata, Desa Praimbana, Desa Ngadu Langgi, Desa Muaramba, Desa Praikalala, Desa Hangaroru, dan Desa Konda Maloba. Kapasitas total 24 PLTS Komunal tersebut adalah 5.730 kWp. Untuk mempercepat pelaksanaan pekerjaan seperti perluasan jaringan dan kegiatan lainnya maka akan dilakukan peningkatan kapasitas dan kesiapan vendor pelaksana sehingga penyelesaian dapat tepat waktu.

Tabel C12.17. Rencana Pengambilalihan RT LTSHE Menjadi Pelanggan PLN

Provinsi	**2021**	**2022**	**2023**
NTT	25.842	22.690	0

C12.4. PENGEMBANGAN PLTS DAN EBT LAINNYA

Memperhatikan potensi radiasi sinar matahari di NTT dengan waktu dan intensitas penyinaran yang cukup baik, PLN melalui dukungan pendanaan Bank Dunia (IBRD) dan donatur lain berencana untuk membangun Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) *Hybrid* dengan program *Renewable Energy for Electrification Programme* (REEP) 1 pada 94 lokasi (Sembilan puluh empat) lokasi tersebar di Provinsi NTT dengan total kapasitas sekitar 36,48 MW sebagai implementasi penerapan energi baru terbarukan. Namun untuk merealisasikannya akan diawali dengan studi kelayakan. Selain itu, PLN akan melakukan pembangunan PLTS – PLTS Komunal serta sedang jika dimungkinkan dan dikembangkan program APDAL (Alat Penyimpan Daya Listrik) yang merupakan alat penyimpanan energi layaknya *powerbank* yang digunakan untuk melistriki kebutuhan rumah tangga untuk melistriki desa-desa di daerah *isolated.*

PLN berkomitmen untuk melakukan pengembangan Energi Baru Terbarukan dengan mengusulkan dan membangun Pembangkit Energi Baru dan Terbarukan. Komitmen PLN tersebut ditunjukkan dengan dukungan terhadap Program Pulau Sumba sebagai Pulau Ikonis Energi Terbarukan *(Sumba Iconic Island)*. Pulau Sumba dipilih sebagai ikon Pulau Energi Terbarukan (*The Iconic Island of Renewable Energy)* karena Pulau Sumba kaya akan potensi energi terbarukan (air, bioenergi, angin dan matahari). Terkait potensi Energi Baru Terbarukan di pulau Sumba serta Program Sumba *Iconic* dengan beberapa potensi energi terbarukan di Pulau Sumba diusulkan dengan pembangkit *hybrid*, Biomas dan rencana pengembangan *microgrid* di Pulau Sumba. Selain itu dibeberapa pulau kecil direncanakan akan dibangun, PLTS Komunal dan PLTM yang akan dioperasikan secara *hybrid* dengan PLTD yang ada.

LAMPIRAN D

ANALISIS RISIKO

IDENTIFIKASI RISIKO

Dalam melaksanakan RUPTL terdapat beberapa risiko strategis PLN yang dapat menyebabkan realisasi tidak sesuai dengan rencana dan berpotensi menghambat pencapaian sasaran strategis atau mengancam kelangsungan Perusahaan dan menimbulkan dampak keuangan yang signifikan bagi PLN, yaitu :

1. Risiko Perencanaan Tambahan Kapasitas Infrastruktur Ketenagalistrikan

   Tambahan kapasitas pembangkit yang direncanakan dalam RUPTL dihitung berdasarkan asumsi pertumbuhan ekonomi yang ditetapkan oleh Pemerintah dalam Rencana Jangka Panjang dan Menengah Nasional (RJPMN) yang kemudian diterjemahkan ke dalam Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN). Tambahan kapasitas infrastruktur lainnya, yaitu jaringan transmisi dan distribusi serta gardu induk, akan direncanakan sesuai dengan tambahan pembangkit. Jika RUPTL dilaksanakan sesuai asumsi, namun realisasi pertumbuhan ekonomi lebih rendah dari yang diasumsikan maka akan terjadi *over capacity* sehingga ada risiko kelebihan pasokan yang tidak terjual, yang pada akirnya akan meningkatkan BPP. Hal ini memberikan dampak kenaikan BPP yang lebih besar lagi dengan adanya skema *Take Or Pay* (TOP) pada perjanjian jual beli listrik dengan perusahaan IPP. Jika proyek yang direncanakan adalah proyek PLN, maka aset tidak menghasilkan *revenue* yang diperlukan untuk membayar *capital debt* ke *lender*. Kebalikannya, jika RUPTL dilaksanakan sesuai asumsi, namun realisasi pertumbuhan ekonomi lebih tinggi dari asumsi, maka akan terjadi risiko sebagai berikut :

   - Pertumbuhan ekonomi terhambat karena kurangnya infrastruktur ketenagalistrikan.
   - Kapasitas pembangkit, transmisi dan distribusi yang dibangun lebih sedikit dari yang dibutuhkan, maka akan banyak pembangkit dioperasikan maksimal secara terus menerus bahkan menunda pemeliharaan yang jatuh tempo, sehingga dapat menurunkan kinerja mesin.
   - Banyak calon pelanggan baru dan penambahan daya tidak dapat dilayani, kualitas pelayanan menurun bahkan terjadi pemadaman.

- Konsumen industri dan bisnis memproduksi listrik sendiri dengan pembangkit skala kecil, secara keekonomian nasional hal ini sangat tidak efisien.

- Susut teknis meningkat karena penambahan jaringan yang terbatas. Susut non-teknis juga meningkat karena pelanggan/calon pelanggan sulit memperoleh tambah daya/akses listrik yang legal.

Identifikasi penyebab risiko internal dan eksternal sebagai berikut:

1. Rencana pertumbuhan pada RUPTL tidak sesuai dengan prediksi pertumbuhan beban.
2. Eksekusi pembangunan pembangkit (PLN/ IPP) dan transmisi yang berlu terkoordinasikan dengan baik, sejak dari proses pendanaan hingga konstruksinya.
3. Permasalahan sosial khususnya dalam pembebasan lahan, hambatan proses perizinan.
4. Perubahan kebijakan dari pemerintah yang berpengaruh langsung pada konsumsi listrik
5. Informasi mengenai potensi pertumbuhan beban oleh pihak eksternal tidak valid (misal: pembangunan KEK, pembangunan *Smelter* dll)

2. Risiko pada proses Pengadaan Proyek

   Kualitas dari proses pengadaan proyek akan menentukan kualitas (kemampuan teknis dan finansial) dari perusahaan yang akan ditunjuk sebagai pemenang tender. Proses pengadaan seringkali memerlukan waktu yang lama karena banyaknya *grey area* yang menyulitkan dari mulai proses prakualifikasi, evaluasi proposal, sampai ke negosiasi kontrak. Keterlambatan dalam proses pengadaan akan menyebabkan pada mundurnya jadwal COD proyek, yang akan berdampak pada *potential revenue loss* bagi PLN.

   Kriteria prakualifikasi serta evaluasi teknis yang kurang detail akan menimbulkan risiko terpilihnya perusahaan yang tidak kompeten sebagai pemenang tender. Jika hal ini terjadi maka akan timbul risiko kualitas pembangkit dibawah standar yang akan berdampak pada kenaikan BPP, dan atau timbul risiko keterlambatan proyek yang akan berdampak pada *potential revenue loss* bagi PLN.

3. Risiko Pendanaan Proyek

   PLN harus menyediakan dana untuk seluruh proyek pembangkit porsi PLN dan seluruh proyek transmisi dan gardu induk. Sumber dana sebagian besar berasal dari ekuitas, serta pinjaman/obligasi dalam dan luar negeri. Jika *Debt Equity Ratio* (DER) tinggi, maka timbul risiko kesulitan mendapatkan

pinjaman/obligasi. Dan jika struktur neraca keuangan PLN tidak kuat maka akan timbul risiko tidak tersedianya sumber dana dari ekuitas internal. Penerapan ISAK 8 pada laporan keuangan PLN menyebabkan meningkatnya kewajiban jangka panjang dan risiko selisih kurs PLN, sehingga akan menyulitkan dalam peningkatan ekuitas serta pencarian pinjaman/obligasi. Jaringan transmisi dan distribusi, serta gardu induk, merupakan infrastruktur ketenagalistrikan yang harus dibangun di seluruh wilayah Indonesia tanpa harus menunggu adanya *demand* terlebih dahulu. Infrastruktur ketenagalistrikan sama halnya seperti infrastruktur jalan, justru dibangun untuk menciptakan kebutuhan (*demand creation*) atau sebagai pendorong pertumbuhan ekonomi. Tingkat pengembalian proyek-proyek jenis ini memerlukan waktu yang lama, sehingga cukup berisiko jika didanai dari pinjaman. Identifikasi penyebab risiko internal dan eksternal sebagai berikut: pendapatan tidak tercapai sesuai target, penyediaan pembangkit EBT yang masih mahal, kurs rupiah terdepresiasi terhadap valas, penyertaan modal (PMN) dari pemerintah belum sesuai usulan PLN, kenaikan harga energi primer dan komoditas, pembelian tenaga listrik dari IPP dalam porsi besar serta perubahan kebijakan pemerintah.

4. Risiko pada Eksekusi Proyek

Pembangunan instalasi ketenagalistrikan, baik berupa pembangkit, jaringan transmisi dan distribusi, dapat terhambat sehingga realisasinya menyimpang dari target waktu. Penyelesaian pembangunan instalasi ketenagalistrikan harus terintegrasi, dimana transmisi dan distribusi harus diselesaikan lebih dahulu dari pembangkit, agar seluruh daya yang dihasilkan pembangkit dapat langsung disalurkan kepada pelanggan. Keterlambatan penyelesaian proyek akan berdampak pada timbulnya *potential revenue loss* serta peningkatan BPP karena menggunakan pembangkit dengan energi primer yang lebih mahal.

Keterlambatan proyek dapat disebabkan oleh :

- Perizinan dan pembebasan lahan.
- Masalah lingkungan, khususnya pada proyek-proyek PLTU.
- Kurangnya kontraktor proyek transmisi dan GI yang mempunyai kemampuan/sumber daya (alat, SDM dl) yang memenuhi standar.
- Kinerja kontraktor kurang baik, dari aspek teknis maupun finansial.
- Kurangnya *skill workers* dan peralatan konstruksi, khususnya pada proyek-proyek transmisi.
- Masalah sosial berupa penolakan masyarakat terhadap keberadaan instalasi PLN yang dipersepsikan mengganggu dan berbahaya.

5. Risiko Penyediaan Energi Primer

   Biaya energi primer merupakan komponen biaya operasional tertinggi pada pembangkitan. Sesuai dengan Kebijakan Energi Nasional, bauran energi pada pembangkit listrik pada tahun 2025 adalah: batubara 50%, gas 25%, energi baru dan terbarukan 25%. Dengan komposisi tersebut, maka penyediaan batubara dan gas untuk pembangkit listrik perlu dikelola dengan baik. Risiko pada energi primer adalah sebagai berikut:

   - Risiko fluktuasi harga, khususnya batubara dan gas, akan sangat mempengaruhi program pengembangan ketenagalistrikan yang optimal. Dalam RUPTL, harga batubara diasumsikan USD 70 per ton, harga gas alam USD 7,5 per MMBTU dan harga crude oil USD 65 per barel. Hasil simulasi menunjukkan bahwa perubahan harga batubara naik atau turun 10% akan mengakibatkan perubahan nilai risiko cukup besar yaitu USD 1 s/d 2.5 miliar selama periode studi 10 tahun.

   - Risiko ketersediaan pasokan energi primer. RUPTL ini disusun dengan asumsi batubara dan gas tersedia dengan cukup, andal dan tepat waktu. Namun seringkali terjadi keterlambatan pasokan gas alam yang diperlukan pembangkit yang membutuhkan, atau volume yang semakin berkurang akibat *depletion* sumur yang lebih cepat dari rencana. Pasokan batubara ke pembangkit juga sering terkendala, baik karena alasan komersial maupun operasional.

   Identifikasi penyebab risiko internal dan eksternal sebagai berikut:

   1. Ketidakselarasan progres proyek pembangkit dan pemenuhan kebutuhan bahan bakarnya.
   2. Hambatan pada fasilitas dan infrastruktur energi primer
   3. Keterbatasan pasokan energi primer
   4. Pembahasan harga energi primer perlu waktu lama
   5. Regulasi Pemerintah yang mengatur alokasi dan harga energi primer
   6. Kenaikan harga Energi Primer
   7. Hambatan produksi dari pemasok energi primer, hambatan jalur transportasi pengangkutan energi primer

6. Risiko Produksi / Operasi

   Risiko produksi/operasi terkait dengan beberapa masalah potensial berikut ini:

   - Kekurangan atau kelangkaan energi primer sebagai bahan bakar pembangkit listrik; salah satu penyebab kekurangan atau kelangkaan

tersebut adalah karena pemegang hak pengelolaan energi primer membuat kontrak penjualan dengan pihak lain.

- Kerusakan peralatan/fasilitas operasi, terutama karena hal-hal berikut: peralatan yang sudah tua, pembangunan yang dipercepat dalam rangka memenuhi *Fast Track Program*, penggunaan teknologi baru, dan penggunaan pemasok baru.

- Penurunan keandalan dan kualitas pasokan tenaga listrik kepada pelanggan karena intermitensi pembangkit VRE (*Variable Renewable Energy*).

- Kenaikan BPP penyediaan tenaga listrik karena biaya produksi pembangkit EBT yang relatif mahal dan penyediaan fasilitas backup untuk mengantisipasi intermitensi pembangkit VRE (*Variable Renewable Energy*).

- Risiko kehilangan peralatan/fasilitas operasi, terutama akibat pencurian yang dilakukan terhadap instalasi/aset perusahaan.

- Kesalahan manusia dalam mengoperasikan peralatan/fasilitas.

7. Risiko Regulasi

   Risiko regulasi terutama berkaitan dengan:

   - Risiko tarif listrik. Tarif Dasar Listrik (TDL) ditentukan berdasarkan formulasi yang dikaitkan dengan harga minyak (ICP), kurs Rupiah terhadap USD, dan tingkat inflasi. Saat ini dan juga ke depannya, sesuai dengan Kebijakan Energi Naional, penggunakan BBM semakin kecil dan didominasi oleh batubara dan gas. Karena tarif listrik hanya dikaitkan dengan harga dari satu jenis energi primer (minyak), maka tarif listrik tidak mencerminkan struktur biaya produksi yang sebenarnya, sehingga terjadi risiko BPP lebih tinggi dari harga jual.

   - Risiko kepastian subsidi, yang terkait dengan kemampuan keuangan Pemerintah dan dorongan berbagai pihak untuk menurunkan atau bahkan mencabut subsidi.

   - Risiko perubahan tatanan sektor ketenagalistrikan, khususnya bila ditetapkannya perundangan yang mengubah status PLN sebagai Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan (PKUK) atau diberlakukannya *open access* jaringan transmisi dan adanya pasar kompetisi tenaga listrik. Risiko perubahan perundangan yang mengubah struktur industri dari monopoli bidang transmisi dan distribusi menjadi struktur industri dengan persaingan bebas bukan saja di bagian pembangkit tetapi di bagian lain dalam ketenagalistrikan.

8. Risiko Bencana

   Risiko bencana dapat menimbulkan kerugian pada perusahaan karena dapat menyebabkan tidak beroperasinya peralatan/fasilitas. Risiko ini dapat terjadi karena bencana alam dan bencana karena ulah manusia.

9. Risiko Lingkungan

   Risiko Lingkungan terkait dengan dua aspek utama :

   - Tuntutan masyarakat terhadap keberadaan instalasi karena persepsi mengenai pengaruh listrik terhadap kesehatan.
   - Adanya limbah, pousi, dan kebisingan, yang secara potensial menimbulkan risiko lain, seperti tuntutan hukum oleh masyarakat.

PROGRAM MITIGASI RISIKO

Pada dasarnya mitigasi risiko akan dilakukan secara dinamis oleh karena metoda dan sarana mitigasi terus berkembang. Namun demikian, pokok-pokok program mitigasi sebagai acuan penyiapan kebijakan mitigasi risiko adalah sebagai berikut.

1. Mitigasi risiko perencanaan tambahan kapasitas infrastruktur ketenagalistrikan.

   - Untuk mitigasi risiko pembayaran penalty *Take or Pay* kepada IPP (*deem dispatch*), maka perlu dijaga keseimbangan komposisi kapasitas pembangkit PLN vs pembangkit IPP.
   - Penyusunan RUPTL berdasarkan asumsi dan proyeksi pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan beban, dan parameter lain yang akurat, disertai dengan analisis sensitifitas.
   - Monitoring dan evaluasi realisasi pertumbuhan beban dan melakukan penyesuaian terhadap RUPTL
   - Evaluasi kelayakan proyek baik secara operasional maupun finansial dengan menggunakan parameter yang realistis
   - Peningkatan koordinasi dan pengawasan yang lebih ketat pada proses konstruksi yang saling terkait.
   - Koordinasi dengan pihak-pihak *stakeholder* dan pembuat regulasi khususnya terkait kebijakan, perizinan dan pembebasan lahan proyek.

- Memastikan pengendalian dan integritas proyek termasuk aktifitas pelaksanaan proyek, mulai dari fase inisisasi sampai dengan proyek selesai, guna memastikan fungsi-fungsi yang terkait dalam pelaksanaan proyek dapat berjalan sesuai dengan rencana *Roadmap* Implementasi RUPTL dan memastikan seluruh BPO (*Business Process Owner*) memahami dan menjalankan fungsi sesuai jadwal yang telah disusun didalam roadmap implementasi RUPTL

- Memastikan akurasi informasi terkait potensi pertumbuhan beban

- Pertumbuhan ekonomi lebih rendah dari yang direncanakan. Untuk mitigasi penurunan penjualan, perlu dilakukan langkah-langkah sebagai berikut :

    - Mengupayakan peningkatan pemasaran secara agresif dan proaktif apabila terdapat indikasi pertumbuhan penjualan lebih rendah dari yang diprediksi,

    - Mendorong Pemerintah Pusat/Daerah untuk mempercepat arus masuk investasi agar industri dan perdagangan tumbuh lebih cepat sehingga dapat menyerap listrik lebih banyak.

    - Mempercepat elektrifikasi daerah-daerah yang belum terjangkau listrik

    - Secara periodik melakukan *review* dan memperbaharui perhitungan prakiraan kebutuhan listrik dengan menggunakan parameter terbaru yang lebih akurat,

Untuk mitigasi realisasi *demand* yang lebih tinggi daripada *demand forecast,* dilakukan langkah-langkah sebagai beikut:

- Mengefektifkan *demand side management* (DSM), termasuk penghematan listrik oleh konsumen,

- Mengusulkan kepada Pemerintah kenaikan tarif atau pemberlakuan insentif/disinsentif yang lebih tinggi agar masyarakat lebih berhemat dalam memakai listrik,

- Meminta kesediaan pelanggan industri dan bisnis untuk mengoperasikan pembangkit sendiri terutama pada waktu beban puncak,

- Mempercepat penyelesaian proyek-proyek pembangunan pembangkit dan transmisi/distribusi,

- Mendorong percepatan investasi untuk pembangunan pembangkit baru,

- Menggunakan pembangkit sewa sebagai solusi jangka pendek, sementara menunggu penyelesaian proyek-proyek pembangkit.

- Secara periodik melakukan *review* dan memperbarui perhitungan prakiraan kebutuhan listrik dengan menggunakan parameter terbaru yang lebih akurat,

- Mendorong pembelian listrik dari *excess power*, pembangkit skala kecil.

2. Mitigasi risiko proses pengadaan proyek

   - Menyempurnakan kualitas dokumen perencanaan (*Feasibility Study* dan Dokumen Tender), agar peserta tender dapat dengan mudah memahami ruang lingkup, spesifikasi, *term and condition*, serta data/informasi lainnya yang diperlukan untuk penyusunan penawaran teknis dan harga, sehingga tidak menimbulkan *grey areas* yang dapat memperlambat proses pengadaan.

   - Meningkatkan kualitas survei, antara lain penyelidikan tanah untuk mengurangi kesalahan desain yang dapat menyebabkan timbulnya perubahan nilai kontrak.

   - Melaksanakan proses tender yang kompetitif dan transparan supaya dapat memperoleh kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.

   - Menetapkan kriteria Prakualifikasi (PQ) yang ketat pada aspek kualifikasi teknis, kemampuan keuangan, kemampuan SDM, dan administrasi perusahaan. Menggali sebanyak mungkin informasi tentang para *bidder*, karena akan menjadi partner PLN secara jangka panjang.

   - Menetapkan kriteria evaluasi penawaran yang detail dan ketat pada aspek teknis dan harga.

   - Menetapkan secara jelas di dalam kontrak EPC dan PPA, aturan tentang pinalti atas keterlambatan penyelesaian proyek serta *performance* proyek.

3. Mitigasi risiko pendanaan proyek

   - Memanfaatkan pasar modal, lembaga keuangan bilateral/multilateral dan APBN dalam pendanaan proyek-proyek PLN.

   - Meningkatkan kemampuan PLN dalam menghasilkan dana internal dengan meningkatkan profitabilitas melalui efisiensi biaya serta restrukturisasi tarif listrik.

   - Mengembangkan model bisnis baru di sektor ketenagalitrikan.

   - Meningkatkan efisiensi dan efektivitas *Supply Chain Management* (SCM)

- Mencari dukungan/garansi Pemerintah dalam upaya memperoleh pendanaan untuk proyek PLN dan dalam bermitra dengan IPP.
- Melakukan sekuritisasi aset (efek beragun aset) atas *future cash flow*, *limited concession scheme, turn key project with divert payment* pada proyek transmisi dan gardu induk.
- Mengembangkan model *project finance* dimana *EPC Contractors* juga membawa pendanaan proyek.
- Meningkatkan *stakeholder* management
- Meningkatkan Efisiensi dan Efektivitas *Supply Chain Management* (SCM)
- Meningkatkan Pengelolaan Pembiayaan untuk Optimalisasi BPP
- Memperkuat manajemen risiko
- Mengisi kesenjangan/gap pendanaaan
- Mengoptimalkan modal kerja

4. Mitigasi risiko pada eksekusi proyek

- Meningkatkan kordinasi dan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam pembebasan lahan, pengurusan perizinan dan persetujuan untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan.
- Meningkatkan efektivitas manajemen proyek terintegrasi.
- Penguatan implementasi *Governance, Risk and Compliance* (GRC)
- Memilih kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Menyusun DPT (Daftar Penyedia Terseleksi) kontraktor proyek Transmisi dan GI untuk memastikan kontraktor calon pemenang tender benar-benar mempunyai sumber daya (SDM, peralatan dll) yang memadai. Dengan adanya DPT ini maka PLN akan dapat mengukur tingkat kemampuan pencapaian proyek secara lebih realistis.
- Menyusun analisa prioritas proyek yang dilaksanakan oleh PLN berdasarkan urgensi kebutuhan sistem dan dampak bagi kinerja perusahaan.
- Memonitor secara ketat pelaksanaan *milestone-milestone* yang disepakati di kontrak/PPA, melakukan investasi peralatan konstruksi transmisi (yang jumlahnya terbatas di pasar), untuk membantu para kontraktor dalam mempercepat penyelesaian proyek transmisi.

- Memperkuat fungsi manajemen proyek yang terintegrasi antara pembangunan pembangkit, transmisi, dan garadu induknya.
- Mengoptimalkan penggunaan *tools Project Management Office* (PMO) secara *real time* dan *online.*
- Menyusun dan menerapkan SOP untuk keselamatan ketenagalistrikan untuk mengurangi dan mengendalikan risiko keselamatan ketenagalistrikan.
- Menerapkan peraturan mengenai lingkungan secara konsisten supaya perusahaan terhindar dari risiko dampak lingkungan dan masalah sosial.
- Meningkatkan hubungan masyarakat untuk mengurangi masalah sosial.
- Meningkatkan kompetensi staf dan unit kerja hubungan masyarakat untuk meningkatkan hubungan dengan masyarakat.
- Koordinasi dengan pihak-pihak *stakeholder* dan pembuat regulasi khususnya terkait kebijakan, perizinan dan pembebasan lahan proyek.

5. Mitigasi risiko penyediaan energi primer

- Membuat kontrak jangka panjang dengan penyedia energi primer untuk memastikan ketersediaannya pada saat instalasi siap beroperasi.
- Integrasi pengadaan pembangkit dan infrastruktur energi primer
- Meningkatkan *domestic market obligation* batubara untuk menjaga kontinuitas pasokan secara jangka panjang.
- Mengintegrasikan pengembangan usaha tambang batu bara untuk menjamin ketersediaan sumber energi primer.
- Membangun *supply chain* gas dari luar negeri sebagai antisipasi dibukanya keran import gas bagi pembangkit listrik.
- Merencanakan infrastruktur gas serta *coal terminal* yang paling efektif dan efisien sesuai dengan lokasi-lokasi pembangkit PLN.
- Membuat lokasi terminal/hub energi primer untuk *supply chain* yang lebih efisien.
- Meningkatkan management *stakeholders*.
- Integrasi pengadaan pembangkit dan infrastruktur energi primer
- Melakukan pengadaan kontrak gas secara terpusat serta mengupayakan skema multidestinasi.
- Optimasi Energi Primer

- Melakukan review dan analisis, serta usulan kepada *stakeholder* terhadap regulasi yang berlaku terkait alokasi dan harga energi primer yang berpengaruh terhadap PLN

6. Mitigasi risiko produksi/operasi

   - Membuat kontrak jangka panjang dengan penyedia energi primer untuk memastikan ketersediaannya pada saat instalasi siap beroperasi.

   - Meningkatkan operasi dan pemeliharaan untuk mengurangi kemungkinan terjadi kerusakan peralatan/fasilitas operasi.

   - Menerapkan SOP dan pelatihan untuk mengurangi kemungkinan terjadinya kesalahan manusia dalam menggunakan peralatan/fasilitas.

7. Mitigasi risiko regulasi

   - Meningkatkan komunikasi dengan pihak-pihak terkait untuk proses restrukturisasi TDL.

   - Secara aktif mendorong terbitnya regulasi yang berpihak pada PLN dalam menjalankan industri ketenagalistrikan di Indonesia.

   - Mengembangkan tarif supaya sejalan dengan perkembangan kondisi keuangan Pemerintah sehingga dapat memperkecil ketidakpastian subsidi.

   - Melakukan pendekatan dengan regulator terkait kebijakan energi primer

8. Mitigasi risiko bencana

   - Menggunakan asuransi untuk risiko tertentu, baik risiko bencana alam maupun risiko bencana akibat ulah manusia.

   - Melakukan *updating defense scheme* dengan mempertimbangkan kompleksitas sistem dan memastikan dapat berjalan efektif.

   - Menyusun pola operasi pembangkit yang optimum antara keandalan dan efisiensi.

   - Meningkatkan pengawasan dan pengamanan untuk mengurangi kemungkinan terjadi bencana karena ulah manusia.

   - Meningkatkan pengawasan dan pengamanan untuk mengurangi kerugian bila bencana alam terjadi. Peningkatan komunikasi dan citra perusahaan untuk mengurangi kemungkinan kerusakan akibat ulah manusia, seperti sabotase.

   - Meningkatkan maturity level pengelolaan sistem telekomunikasi.

- Melakukan simulasi internal dan eksternal untuk menguji keandalan dan kesiapan sistem, peralatan dan *human capital* terkait keandalan sistem kelistrikan.

9. Mitigasi risiko lingkungan

- Melakukan sosialisasi masalah ketenagalistrikan dan kaitannya dengan masyarakat untuk mengurangi tuntutan masyarakat terhadap instalasi, termasuk keberadaan transmisi, karena persepsi atau pemahaman mereka mengenai pegnaruh instalasi terhadap kesehatan manusia.

- Peningkatan Pengelolaan Keamanan, Kesehatan Kerja, Keselamatan dan Lingkungan (K3L)

- Menerapkan sistem manajemen lingkungan yang lebih baik dan memenuhi persyaratan yang berlaku supaya perusahaan terhindar dari masalah limbah, polusi, dan kebisingan.

LAMPIRAN E

RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR *SMELTER*

E1. REGIONAL SUMATERA KALIMANTAN

E2. REGIONAL JAWA MADURA BALI

E3. REGIONAL SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA

LAMPIRAN E.1
REGIONAL SUMATERA KALIMANTAN

RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR *SMELTER*
REGIONAL SUMATERA KALIMANTAN

No	Regional	Kategori	Provinsi	Nama	Kebutuhan listrik	Ketersediaan Pasokan
1	SUMKAL	KEK/KI	Aceh	Arun Lhokseumawe	Kebutuhan listrik di tahun 2025 sebesar 10 MVA, Potensi pengembangan 350 MW	Telah tersedia pasokan dari PLTG Arun 426 MW dan GI/GITET Arun dengan kapasitas hingga 700 MW.
2	SUMKAL	KI	Aceh	Ladong	Kebutuhan listrik di tahun 2025 sebesar 10 MVA	Saat ini dapat dipasok dari GI Banda Aceh sebesar 10 MW. Pengembangan ke depan dapat dipasok dari GI Krueng Raya dengan kapasitas hingga 300 MW.
3	SUMKAL	SKPT	Aceh	Sabang	Kebutuhan listrik di tahun 2025 sebesar 0,2 MVA	Saat ini sistem kelistrikan Sabang disuplai melalui PLTD PLN dengan Daya Mampu 7,45 MW dan Beban Puncak 5,53 MW. Pengembangan kedepannya sedang tahap konstruksi PLTP Jaboi yang akan COD Tahun 2023.
4	SUMKAL	Tambak	Aceh	Aceh Timur	Kebutuhan listrik di tahun 2025 sebesar 2 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui GI Idie sebesar 10 MW. Pengembangan kedepannya dapat dibangun GI Khusus dengan kapasitas 120 MW.
5	SUMKAL	KEK/KI	Sumatera Utara	Sei Mangkei	Operasi	Telah tersedia GI Perdagangan (Sei Mangkei) dengan kapasitas hingga 60 MVA. Pengembangan ke depan dapat dibangun GITET 500 kV dengan kapasitas hingga 2500 MVA
6	SUMKAL	KI	Sumatera Utara	Kuala Tanjung	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 18 MVA	Telah tersedia GI Kuala Tanjung dengan kapasitas hingga 80 MW dan rencana GI MNA (New Kuala Tanjung) dengan kapasitas hingga 120 MW (COD 2023) Pengembangan ke depan dapat dibangun GITET 500 kV dengan kapasitas hingga 2500 MVA
7	SUMKAL	DSP	Sumatera Utara	Danau Toba	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 2 MVA	Saat ini dapat dipasok dari GI di sekeliling Danau Toba sebesar 140 MW. Diantaranya Porsea, Tarutung, Dolok Sanggul, Tele, Pangururan, Sidikalang, dan Brastagi, dan saluran transmisi yang mengelilingi Danau Toba. Pengembangan ke depan direncanakan dibangung GI 150 kV Sibisa (DPSP Danau Toba).
8	SUMKAL	KI	Riau	Dumai	Saat ini beban 34,9 MW, Potensi pengembangan 121 MW	Telah tersedia GI Dumai dan GI KID dengan kapasitas total 120 MW. Rencana pembangunan PLTGU Riau 2 250 MW (COD 2023) dan rencana pembangunan transmisi 150 kV Siak - KID dengan kapasitas 400 MW.

No	Regional	Kategori	Provinsi	Nama	Kebutuhan listrik	Ketersediaan Pasokan
9	SUMKAL	KI	Riau	Tanjung Buton	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 2 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui GI Perawang sebesar 5 MW. Pengembangan ke depan menggunakan transmisi 150 kV Siak - Selat Panjang dengan kapasitas 200 MW.
10	SUMKAL	KI	Riau	Tenayan	Kebutuhan listrik di tahun 2021 sebesar 50 MVA	Telah tersedia PLTU Tenayan 2x100 MW dan GI Tenayan dengan kapasitas 20 MW. Melalui SUTT 150 kV eksisting dapat memasok hingga 360 MW. Rencana pembangunan PLTGU Riau 275 MW (COD 2021).
11	SUMKAL	KEK/KI	Kep. Riau	Galang Batang	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 13 MVA	Saat ini dapat dipasok dari GI Kijang sebesar 10 MW. Pengembangan ke depan dapat dipasok dari PLT EBT Base Bintan 2x100 MW
12	SUMKAL	KI	Kep. Riau	Bintan Aerospace	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 1 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui GI Tanjung Uban sebesar 10 MW. Melalui SUTT 150 kV eksisting dapat memasok hingga 120 MW.
13	SUMKAL	SKPT	Kep. Riau	Natuna	Potensi pengembangan 1 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui sistem 20 kV eksisting dengan kapasitas 16 MW dari PLTD Ranai dan PLTD Selat Lampa. Pengembangan kedepannya dapat dipasok dari PLTBm (Pembangkit EBT) setempat yang memungkinkan.
14	SUMKAL	*Smelter*	Kep. Riau	PT Telaga Bintan Jaya	Kebutuhan listrik di tahun 2021 sebesar 1 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui sistem 20 kV eksisting dengan kapasitas 7.5 MW dari PLTD Singkep. Pengembangan kedepannya dapat dipasok dari PLTG/Pembangkit EBT setempat yang memungkinkan.
15	SUMKAL	SKPT	Sumatera Barat	Mentawai	Potensi pengembangan 1 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui sistem 20 kV eksisiting dengan Daya Terpasang sebesar 9,5 MW (tersebar), Daya Netto sebesar 5,5 MW (tersebar), dan dengan Beban Puncak 3,3 MW. Pengembangan kedepannya dapat dipasok dari PLTBm (Pembangkit EBT) setempat yang memungkinkan.
16	SUMKAL	KI	Jambi	Kemingking	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 3 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui GI Payoselincah sebesar 10 MW Pengembangan ke depan dapat dibangun GI Kemingking dengan kapasitas 300 MW dan dapat diupgrade hingga 600 MW
17	SUMKAL	KEK/KI	Sumatera Selatan	Tanjung Api-Api	Kebutuhan listrik di tahun 2021 sebesar 2 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui GI Tanjung Api-api dengan kapasitas hingga 20 MW. Melalui SUTT 150 kV eksisting dapat memasok hingga 300 MW. Pengembangan ke depan dapat dibangun GITET 275 kV dengan kapasitas hingga 1500 MVA
18	SUMKAL	KI	Sumatera Selatan	Tanjung Enim (Bukit Asam *coal based industrial*)	Potensi pengembangan 280 MW	Saat ini dapat dipasok melalui GI Bukit Asam dan Baturaja sebesar 20 MW. Pengembangan kedepannya dapat dibangun GITET 500 kV dan *incomer* SUTT 150 kV dengan kapasitas hingga 1500 MW.
19	SUMKAL	*Smelter*	Bengkulu	PT Rusan Sejahtera	Kebutuhan listrik di tahun 2023 sebesar 7 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui GI Mana sebesar 10 MW. Pengembangan kedepannya dapat dipasok dari GI Bintuhan dengan kapasitas 120 MW.

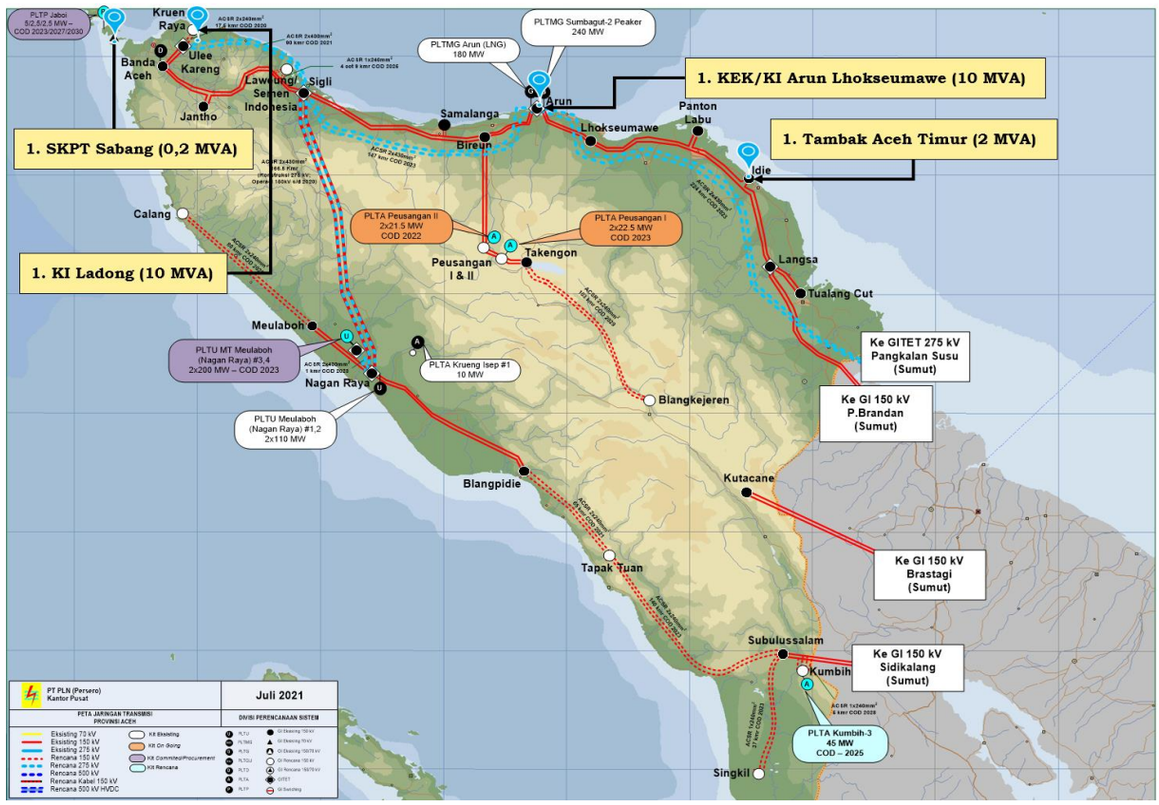
No	Regional	Kategori	Provinsi	Nama	Kebutuhan listrik	Ketersediaan Pasokan
20	SUMKAL	KI	Lampung	Katibung	Potensi pengembangan 15 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui GI Tarahan, GI New Tarahan, dan GI Sebalang sebesar 30 MW. Melalui SUTT 150 kV dapat memasok hingga 260 MW. Telah tersedia PLTU Tarahan 2x100, PLTU Sebalang 2x100, dan PLTG 100 MW
21	SUMKAL	KI	Lampung	Tanggamus	Kebutuhan listrik di tahun 2024 sebesar 9 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui GI Kota Agung sebesar 20 MW. Pengembangan kedepannya dapat dipasok dari GI Tanggamus.
22	SUMKAL	KI	Lampung	Pesawaran	Kebutuhan listrik sebesar 1 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui GI Tegineneng, GI Natar, dan GI Langkapura sebesar 30 MW. Pengembangan kedepannya dapat di pasok dari GI Gedong Tataan.
23	SUMKAL	KI	Lampung	Way Pisang	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 5 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui GI Kalianda dan GI Ketapang sebesar 20 MW. Melalui SUTT 150 kV dapat memasok hingga 120 MW.
24	SUMKAL	Tambak	Lampung	Tambak Pematang Pasir	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 1 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui GI Ketapang sebesar 10 MW. Pengembangan kedepannya dapat dibangun GI Khusus dengan kapasitas 120 MW.
25	SUMKAL	KEK/DPP	Bangka Belitung	Tanjung Kelayang	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 2 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui GI Dukong sebesar 10 MW. Pengembangan kedepannya akan dibangun GI Belitung Utara (COD 2030)
26	SUMKAL	KI	Bangka Belitung	Sadai	Kebutuhan listrik di tahun 2024 sebesar 8 MVA	Saat ini dapat dipasok melalui GI Toboali sebesar 10 MW. Pengembangan kedepannya dapat dibangun GI Sadai dengan kapasitas 120 MW.
27	SUMKAL	KI	Kalimantan Barat	Karet dan Kelapa	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 1,1 MVA	Rencana Suplai GI Sei Raya
28	SUMKAL	KI	Kalimantan Barat	Ketapang (KIP)	Kebutuhan listrik di tahun 2022-2024 sebesar 10 MVA	Suplai GI Ketapang, kondisi terdampak Pandemi Covid-19, proses PD ke T2 terhenti karena aktifitas pembangunan dilokasi KI Ketapang dihentikan. Saat ini masih disuplai dengan daya 5,65 MVA (2 pelanggan)
29	SUMKAL	KI	Kalimantan Barat	Kijing	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 10,5 MVA	Rencana suplai GI Mempawah
30	SUMKAL	KI	Kalimantan Barat	Mandor/Landak	Kebutuhan listrik di tahun 2022-2028 sebesar 34 MVA	Rencana suplai GI Ngabang/ GI Senggiring, saat ini sudah dilakukan kunjungan dan pertemuan awal 13 Maret 2019. Lokasi KI Mandor seluas 80 Ha, lebih kurang sekitar 1,8 Kms dari existing TM. Izin HPL baru keluar Bulan Oktober 2018. Info Pengelola, belum ada perusahaan yang mengajukan izin untuk menggunakan KI Mandor.
31	SUMKAL	KI	Kalimantan Barat	Semparuk (KIS)	Potensi kapasitas 20 MVA	Rencana suplai GI Semparuk, saat ini informasi dari DPMPTSP terkendala proses pembebasan lahan, kemungkinan akan dilakukan Peninjauan Kembali (BATAL)

No	Regional	Kategori	Provinsi	Nama	Kebutuhan listrik	Ketersediaan Pasokan
32	SUMKAL	*Smelter*	Kalimantan Barat	Antam	Kebutuhan listrik di Tahun 2022-2023 sebesar 6 MVA	Rencana Suplai GI Mempawah
33	SUMKAL	*Smelter*	Kalimantan Barat	PT Borneo *Alumina* Indonesia (BAI) - *Smelter Grade Alumina Refinery* (SGAR)	Potensi kapasitas 80 MVA	Rencana suplai GI Kijing, saat ini sudah *video conference* tanggal 03 Juli 2020 Ditjen Gatrik dengan PT PLN - PT BAI, dimana PT BAI menyatakan akan membangun sendiri pembangkitnya dan tidak akan menjadi pelanggan PLN
34	SUMKAL	*Smelter*	Kalimantan Barat	PT Dinamika Sejahtera Mandiri (DSM) - *Smelter Grade Alumina Refinery* (SGAR)	Potensi kapasitas 100 MVA	Rencana suplai GI Tayan, saat ini sudah MOU UIW. Proses perluasan lahan. Belum ada perkembangan lebih lanjut, belum ada response untuk perpanjangan MoU. Tim UP3 Sanggau sudah mendatangi lokasi Capel tanggal 14 Juli 2020 untuk survei, namun belum dapat dilakukan karena PIC PT DSM tidak ada di tempat (cuti)
35	SUMKAL	*Smelter*	Kalimantan Barat	PT Kalimantan Bumi Perkasa (KBP) - *Smelter Grade Alumina Refinery* (SGAR)	Potensi kapasitas 40 MVA	Rencana suplai GI Tayan/ GI Pelanggan, saat ini Sudah dilakukan Vicon dengan PT. KBP yang diprakarsai oleh Ditjen Gatrik pada 3 Juni 2020. PT. KBP menyatakan bahwa opsi *supply* listrik utama mereka adalah dari PLN. Untuk Tindaklanjut belum dapat dilakukan dikarenakan Manajemen PT. KBP blm bisa memutuskan, menunggu pemodal Cina yg belum bisa datang karena dampak pandemi Covid-19
36	SUMKAL	*Smelter*	Kalimantan Barat	PT Laman Mining	Potensi kapasitas 45 MVA	Rencana suplai GI Sukadana, saat ini sudah v icon tanggal 03 Juli 2020 Ditjen Gatrik dengan PT PLN - PT Laman Mining, dimana PT Laman Mining menyatakan akan membangun sendiri pembangkitnya dan tidak akan menjadi pelanggan PLN
37	SUMKAL	*Smelter*	Kalimantan Barat	PT Persada Pratama Cemerlang (PPC) - *Smelter Grade Alumina Refinery* (SGAR)	Potensi kapasitas 80 MVA	Rencana suplai GI Tayan/ GI Pelanggan, saat ini sudah dilakukan MoU 18 Oktober 2019. telah dilakukan *survey* bersama (PPC, UIW Kalimantan Barat, UIP Kalbagbar) ke rencana lokasi *smelter* PT. PPC tanggal 30 Juni 2020. Rencana layanan sdh dibicarakan dengan RegKal. PT. PPC bersurat untuk minta kajian teknis untuk layanan PLN terhadap kebutuhan PT. PPC.
38	SUMKAL	*Smelter*	Kalimantan Barat	PT Quality Sukses Sejahtera (QSS) - *Smelter Grade Alumina Refinery* (SGAR)	Potensi kapasitas 80 MVA	Rencana suplai GI Tayan/ GI Pelanggan, saat ini sudah dilakukan *MoU* 31 Januari 2020 & Kunjungan (*Survey* Lokasi Terpadu dengan UIP Kalbagbar). Belum bisa lanjut ke SPJBTL karena *Owner* dari Tiongkok belum bisa datang ke Indonesia sebagai dampak COVID-19
39	SUMKAL	KI	Kalimantan Selatan	KI Batu Licin	Kebutuhan listrik di tahun 2024-2029 sebesar 256 MVA	Rencana suplai GI Batulicin, saat ini proses *MoU* (Perusda Batu Licin) dengan Wilayah Kalselteng Kawasan Industri diambil alih & dikelola oleh PT Jhonlin Mega Industri (saat ini Pembangunan Infrastruktur dan Pemasaran Kawasan industri Calon Pelanggan). Sudah TTD Mou Pada 12 Maret 2019

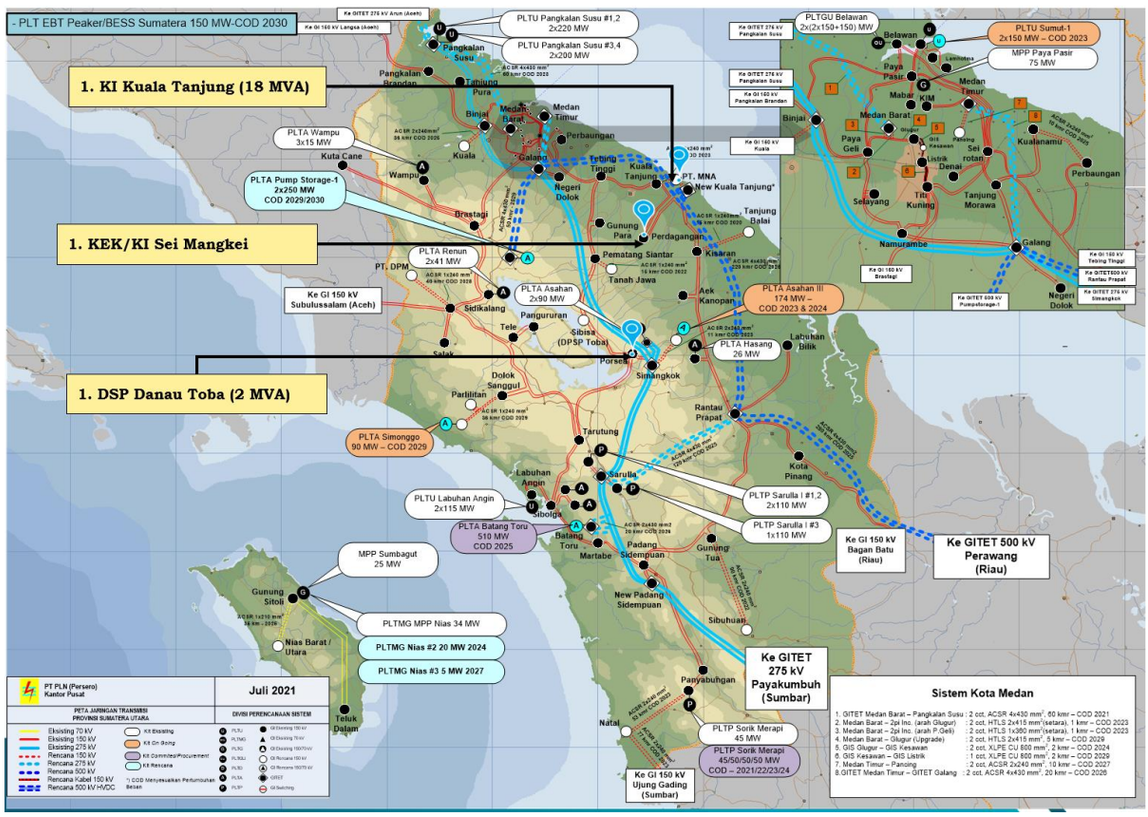
No	Regional	Kategori	Provinsi	Nama	Kebutuhan listrik	Ketersediaan Pasokan
40	SUMKAL	KI	Kalimantan Selatan	KI Jorong, Tanah Laut	Kebutuhan listrik di tahun 2023-2025 sebesar 20 MVA	Rencana suplai GI Asam Asam/ Kintab, saat ini MoU dengan Wilayah nomor 0016/AGA.01.01/WKSKT/2017 tanggal 01 Agustus 2017 pelanggan mengajukan daya sebesar 30 MW (saat ini Pembanguanan Infrastruktur dan berlanggan PLN dengan layanan Multiguna untuk pembangunan) rencana *ground breaking* pada 3 Desember 2018. telah dilakukan usulan perluasan jaringan dari jaringan eksisting menuju pelabuhan
41	SUMKAL	*Smelter*	Kalimantan Selatan	*Merge Mining*	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 10,4 MVA	Rencana Suplai GI Rantau
42	SUMKAL	*Smelter*	Kalimantan Selatan	PT. Sebuku *Iron Lateritic One* (SILO)	Kebutuhan listrik di tahun 2021 sebesar 30 MVA	Rencana suplai GI Kotabaru, saat ini PT. Silo Memiliki PLTD sendiri dengan dibagi 3 unit power plant (total 16 MW). Saat ini daya yang dibutuhkan hanya 400-500 kW bersumber dari *Captive Power*. Produksi Masih Terhenti Menunggu Regulasi Pemerintah Mengenai Hasil Tambang Besi. PT. Silo Juga Berencana Membangun Pembangkit yang Lebih Efisien dari PLTD. Saran: Untuk Melayani PT. SILO PLN Harus Membangun Pembangkit Disekitar Pulau Sebuku atau Membangun Kabel Bawah Laut/Transmisi Dari Sistem Barito ke Sistem Kota Baru dan Dilanjutkan dari Kota Baru Menuju Pulau Sebuku. Sudah Melakukan tanda tangan *MOU* Pada Bulan Maret 2019
43	SUMKAL	KI	Kalimantan Tengah	KI Batanjung	Potensi kebutuhan Listrik 200 MW	Rencana suplai GI Selat, GI PulpisS, GIS Mintin
44	SUMKAL	*Smelter*	Kalimantan Tengah	PT Kapuas Prima Citra	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 10,4 MVA	Rencana suplai GI Nangabulik
45	SUMKAL	*Smelter*	Kalimantan Tengah	PT Kobar Lamandau Mineral	Kebutuhan listrik di tahun 2022 sebesar 13,5 MVA	Rencana suplai GI Pangkalanbun
46	SUMKAL	*Smelter*	Kalimantan Tengah	PT Parenggean Makmur Sejahtera	Potensi kebutuhan Listrik 13,8 MVA	Rencana suplai GI parenggean / GI sampit
47	SUMKAL	KEK/KI	Kalimantan Timur	Maloy Batuta Trans Kalimantan	Kebutuhan listrik di tahun 2022-2029 sebesar 75 MVA	Rencana suplai GI Maloy, saat ini potensi 200 MW (rencana jangka pendek dilayani 33 kVA untuk Kantor)
48	SUMKAL	KI	Kalimantan Timur	Buluminung	Kebutuhan listrik di tahun 2023 sebesar 15 MVA	Rencana suplai GI Petung, saat ini Pembangunan lahan, Sudah *MoU* Astra dan *Eastkal*
49	SUMKAL	KI	Kalimantan Utara	KIPI Mangkupadi, Tanah Kuning	Kebutuhan listrik di tahun 2022-2029 sebesar 243 MVA	Rencana suplai GI Tanjung Selor, saat ini Lokasi dan Daya merupakan permintaan dari Kementerian Perindustrian. Potensi yang sudah muncul baru 15 MW. bahwa ada kerjasama pembangunan PLTU dengan PT Indonesia Asahan Alumunium (Inalum). Selain itu, Gubernur Kaltara telah menandatangani *MOU* dengan PT Wika (Persero) Tbk untuk pembangunan PLTA. Potensi yang ada hanya 1 desa dan 2 calon pelanggan *Cold Storage*.

PETA RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR *SMELTER* REGIONAL SUMATERA KALIMANTAN

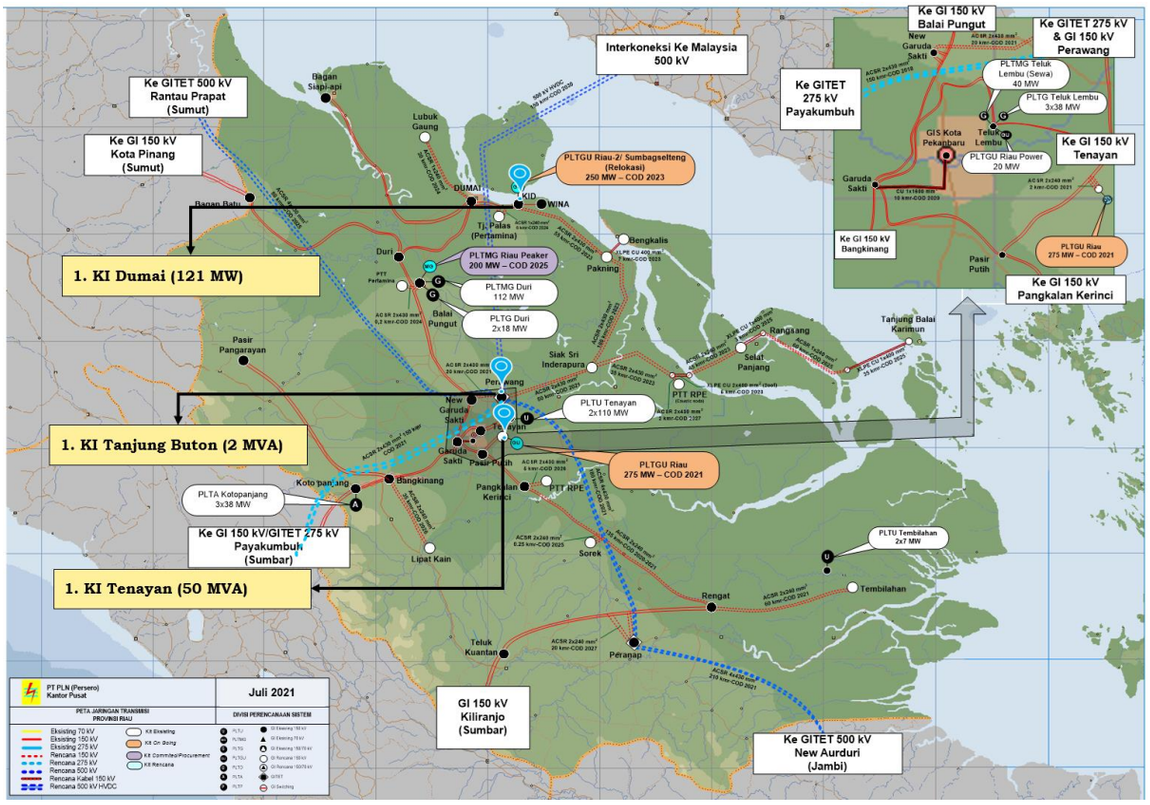
1. Provinsi Aceh



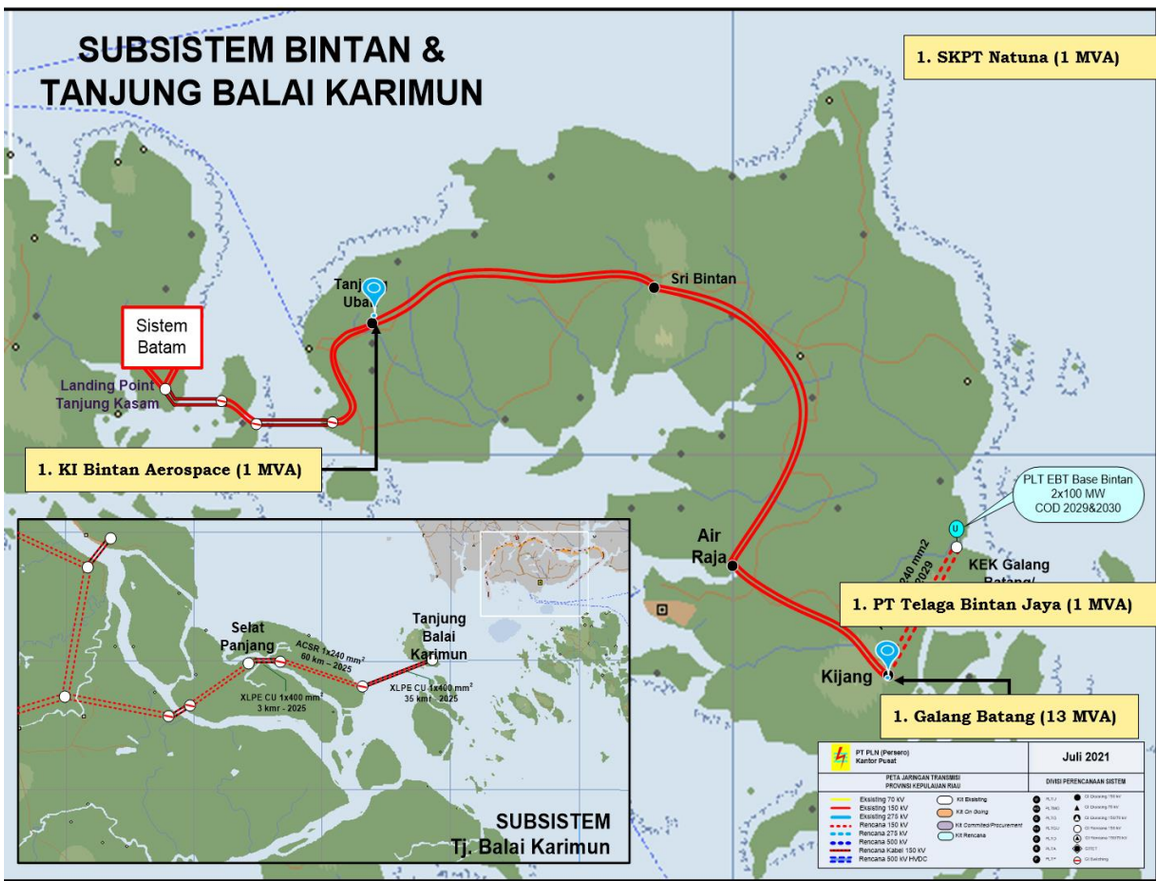
2. Provinsi Sumatera Utara



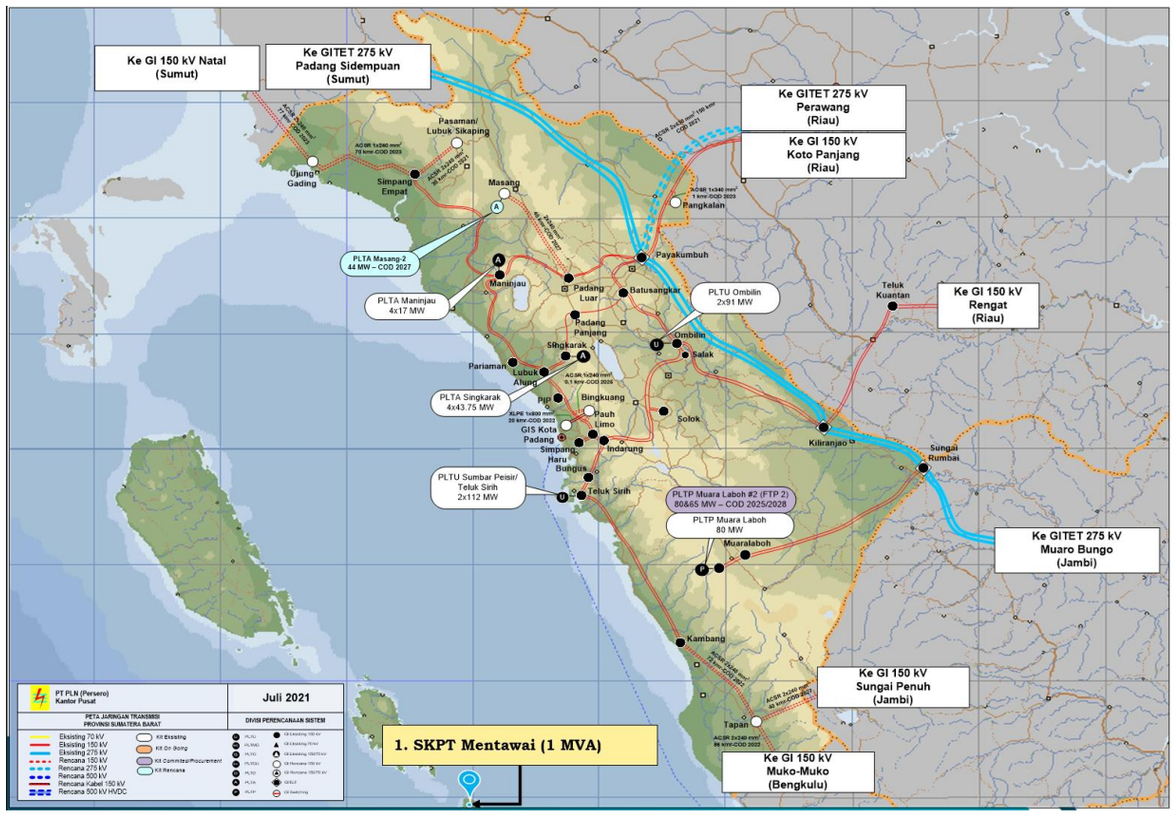
3. Provinsi Riau



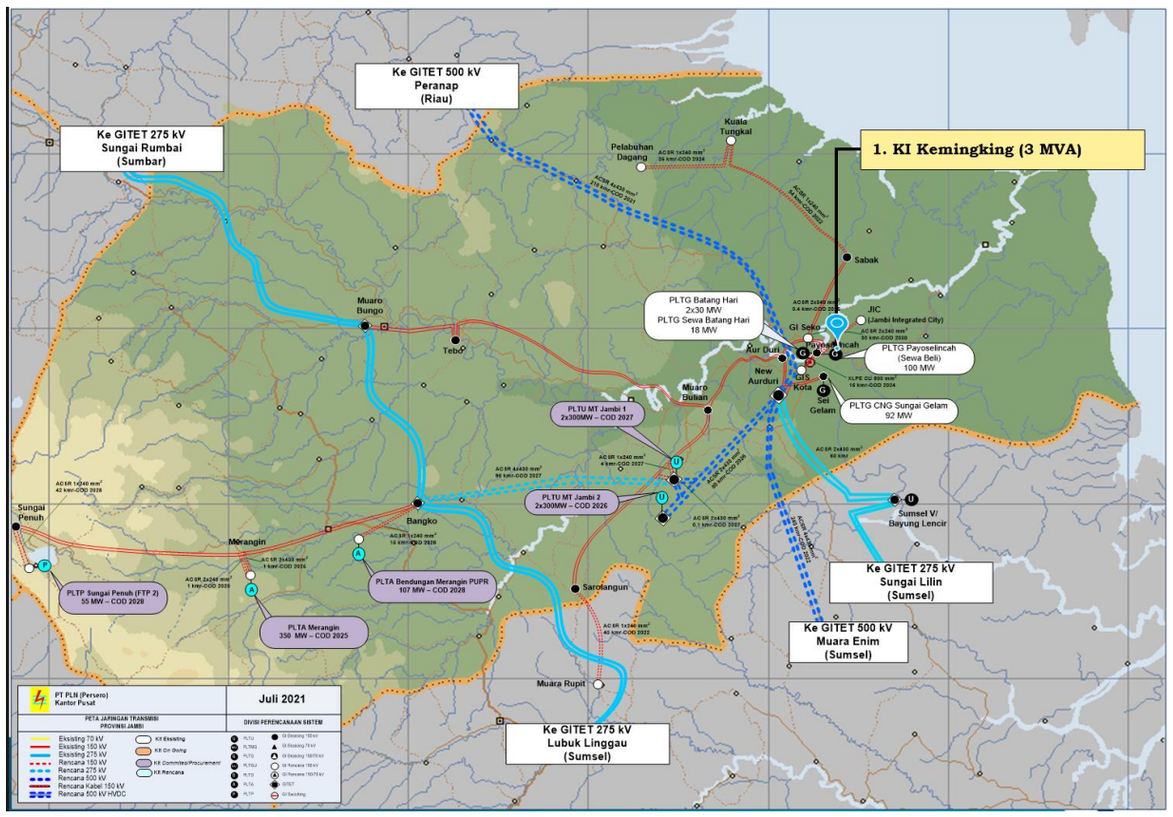
4. Provinsi Kepulauan Riau



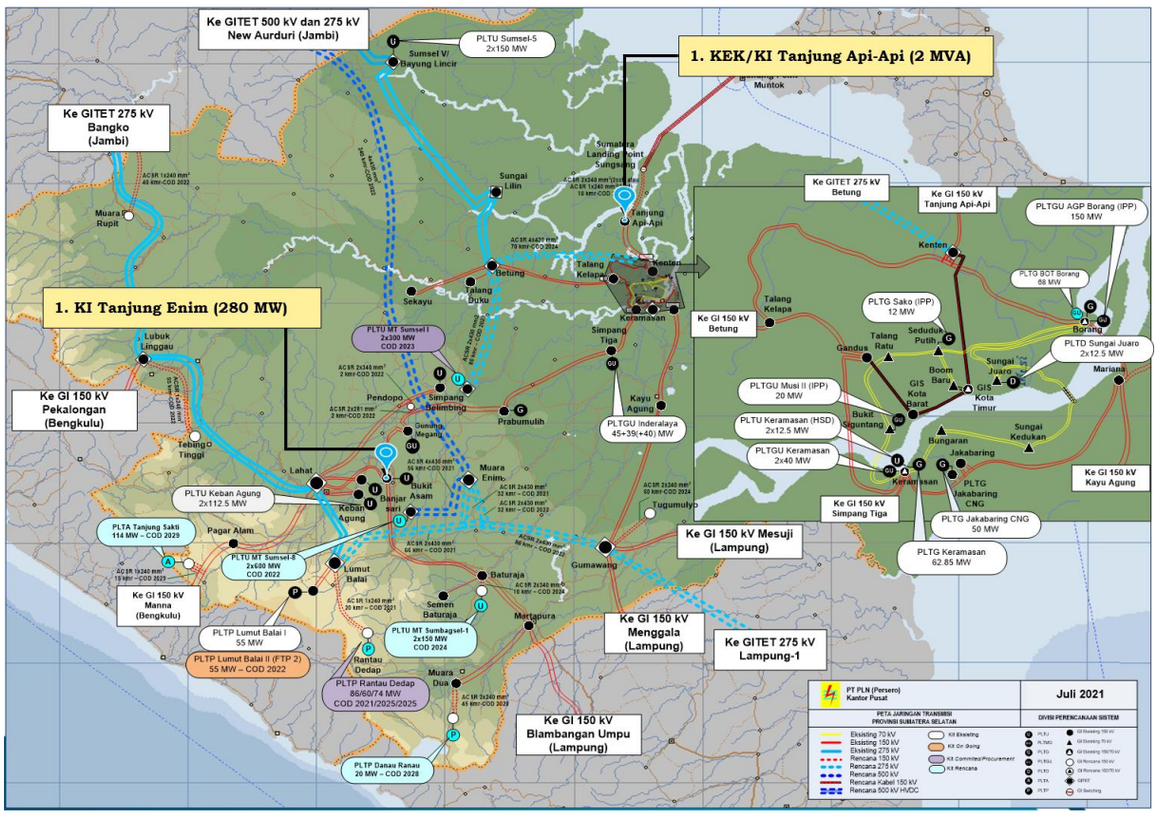
5. Provinsi Sumatera Barat



6. Provinsi Jambi



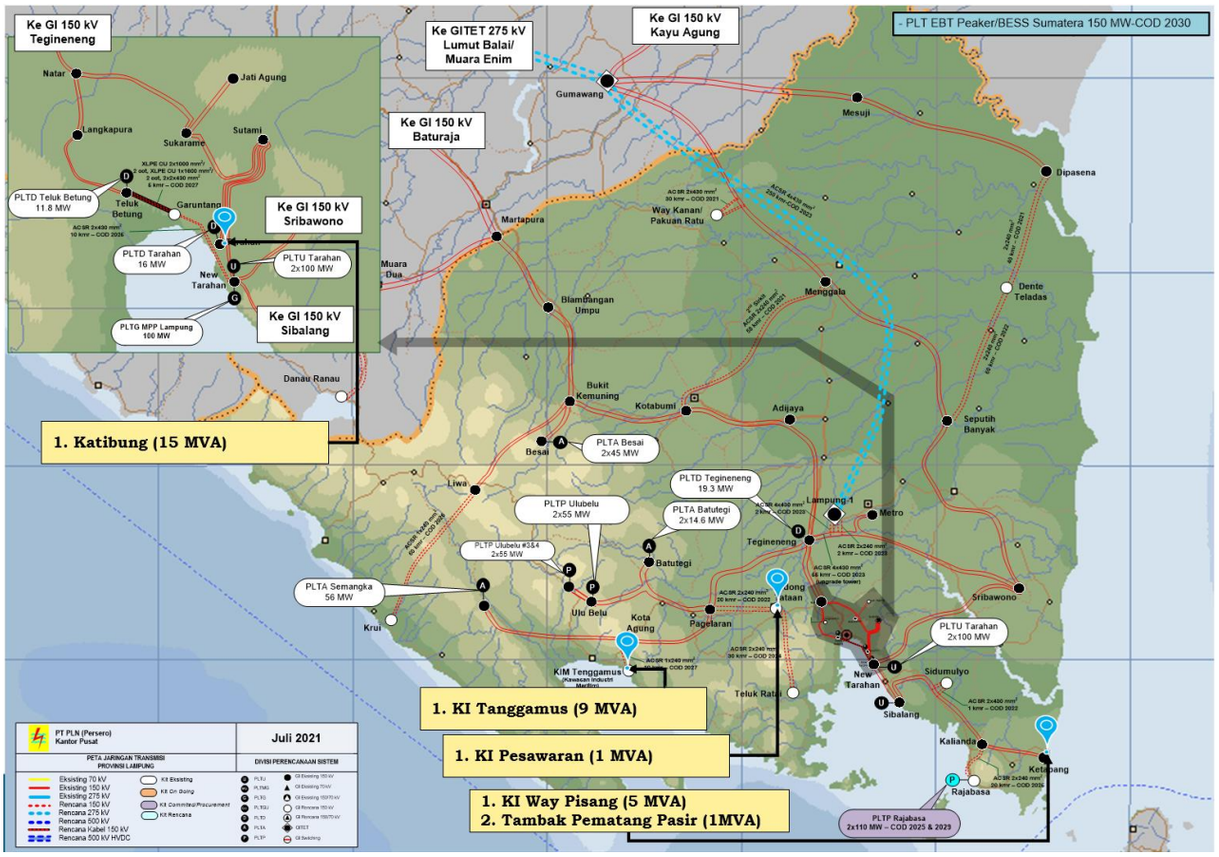
7. Provinsi Sumatera Selatan



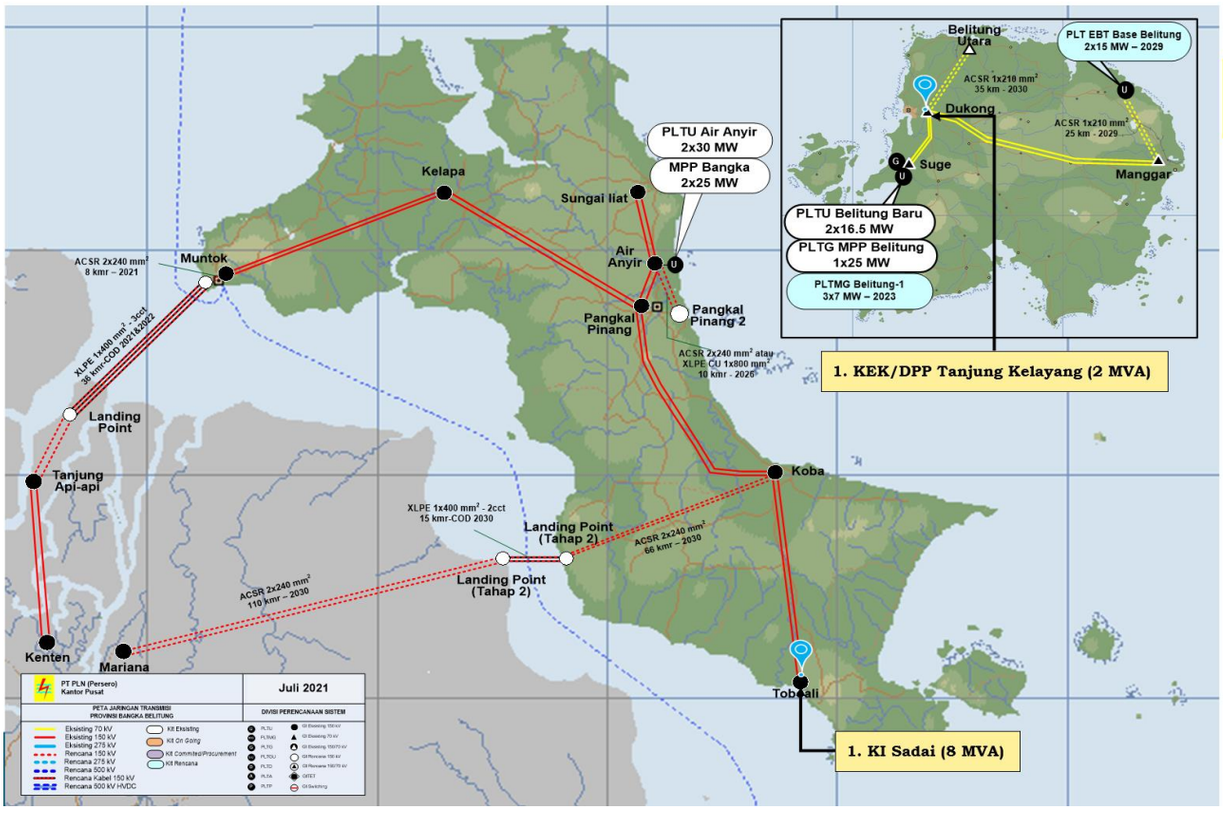
8. Provinsi Bengkulu



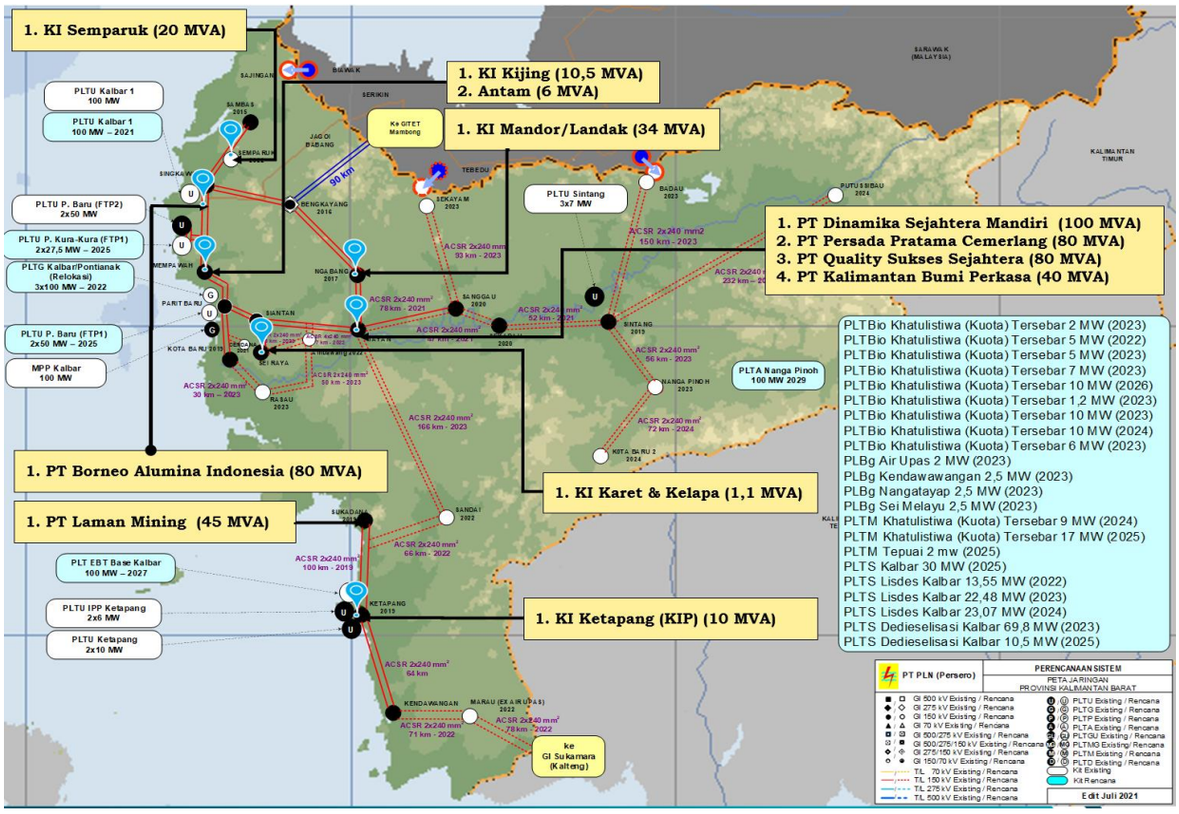
9. Provinsi Lampung



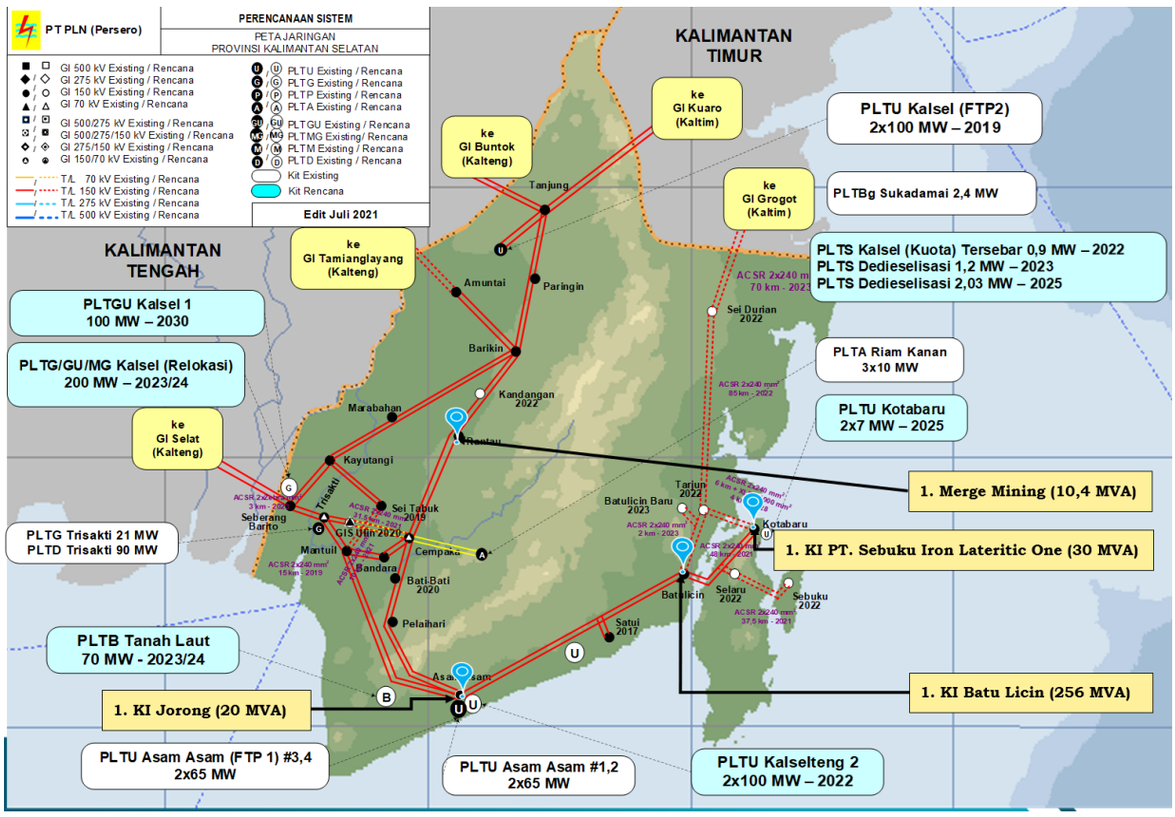
10. Provinsi Kepulauan Bangka Belitung



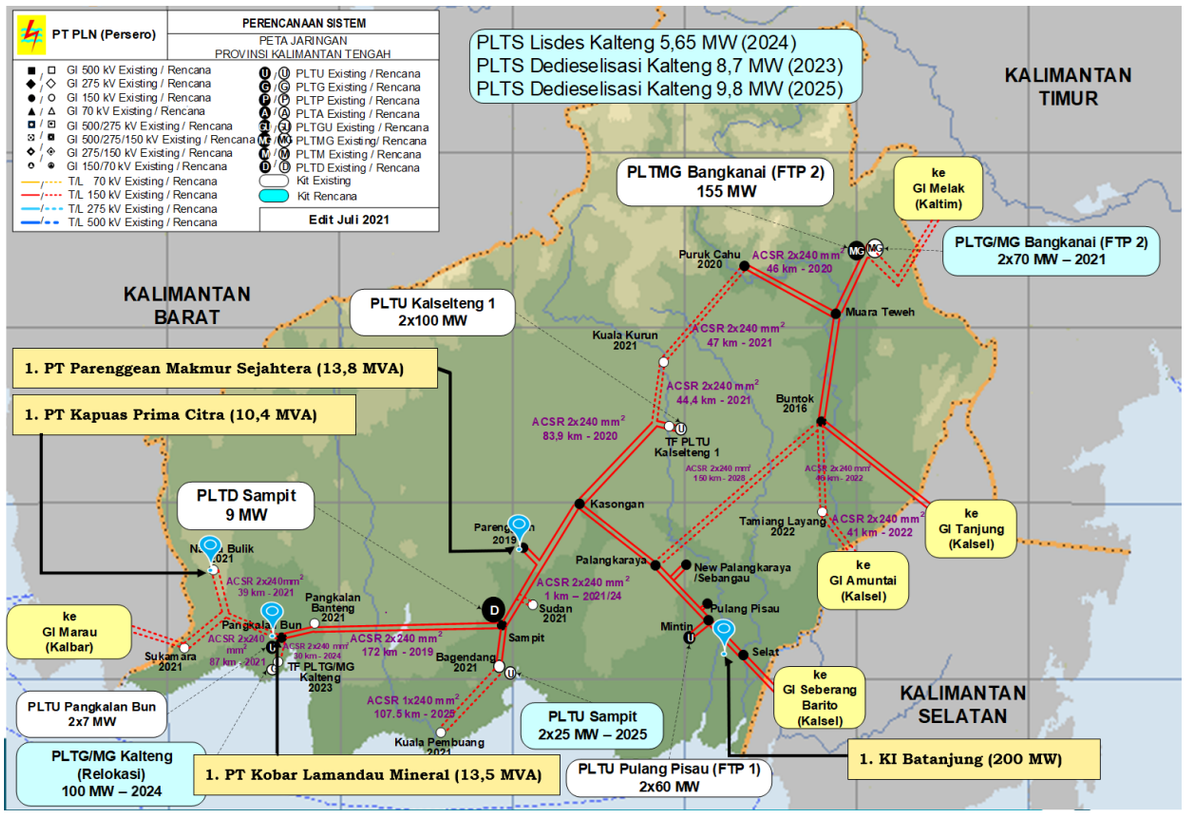
11. Provinsi Kalimantan Barat



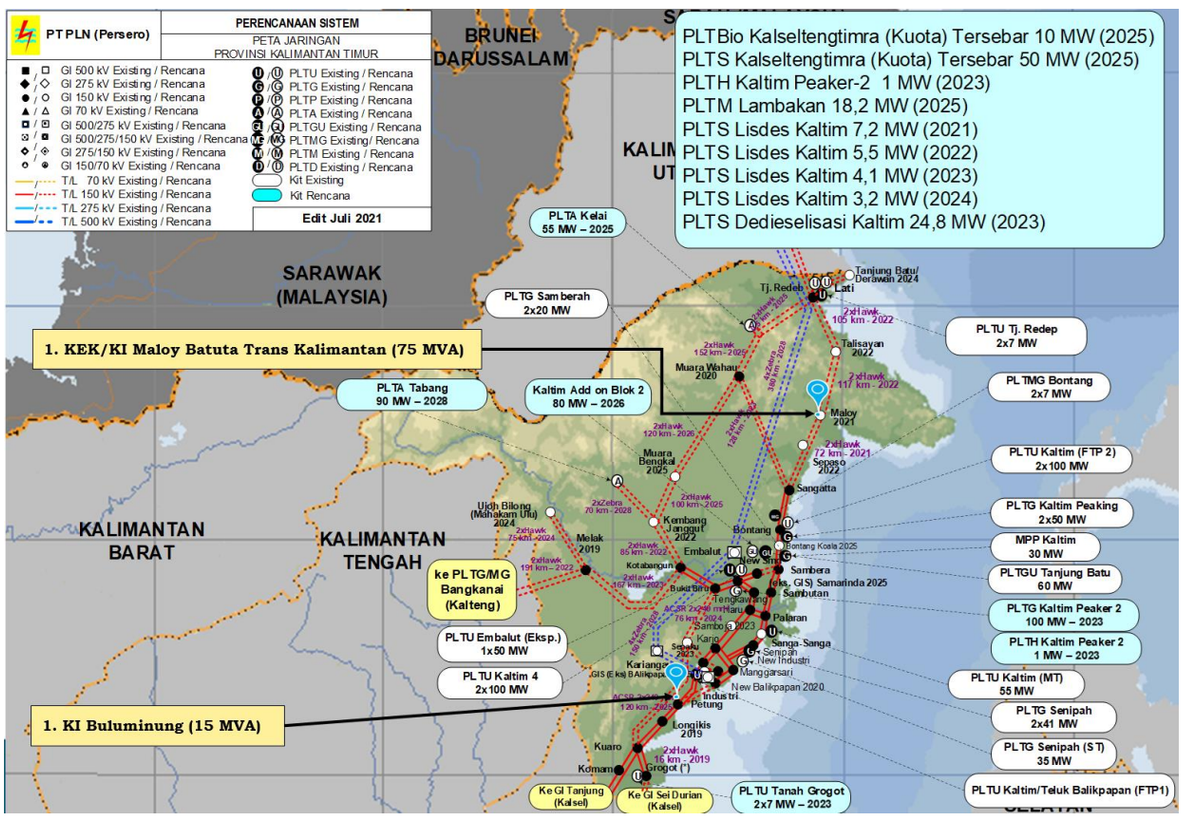
12. Provinsi Kalimantan Selatan



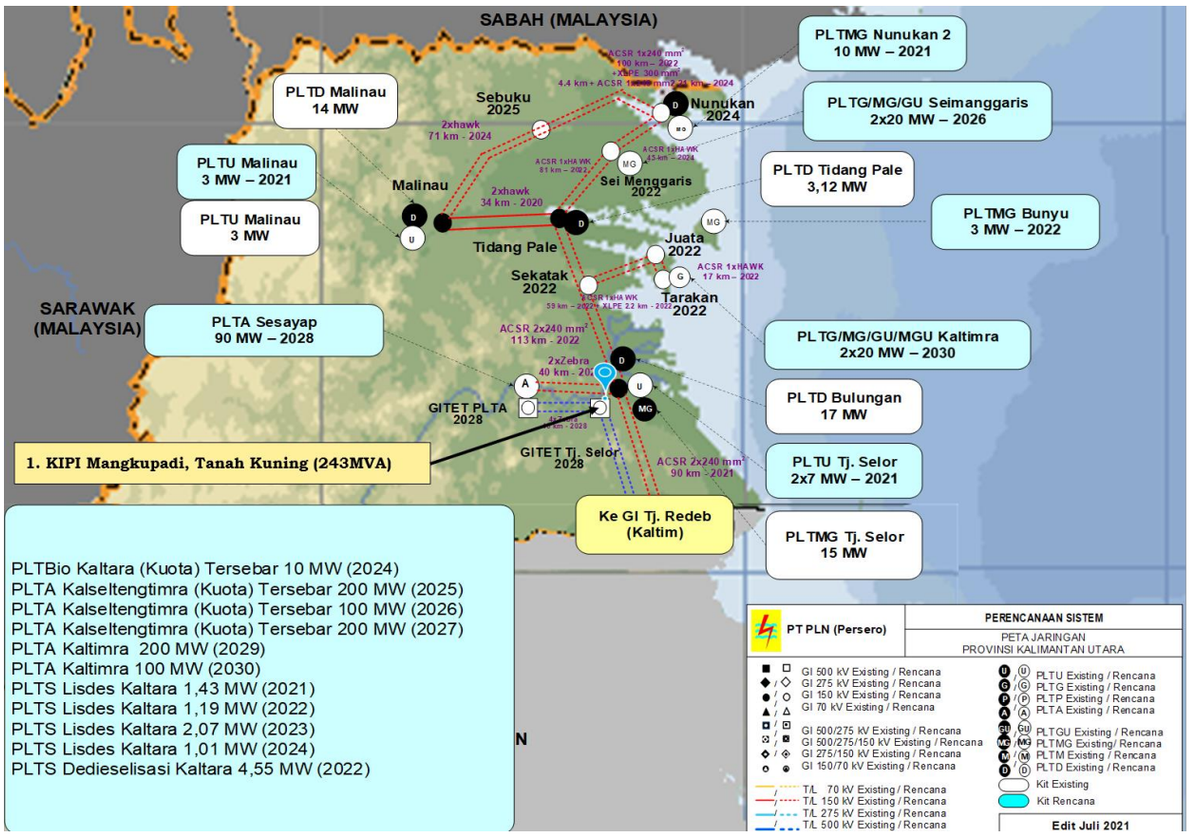
13. Provinsi Kalimantan Tengah



14. Provinsi Kalimantan Timur



15. Provinsi Kalimantan Utara



LAMPIRAN E.2
REGIONAL JAWA, MADURA DAN BALI

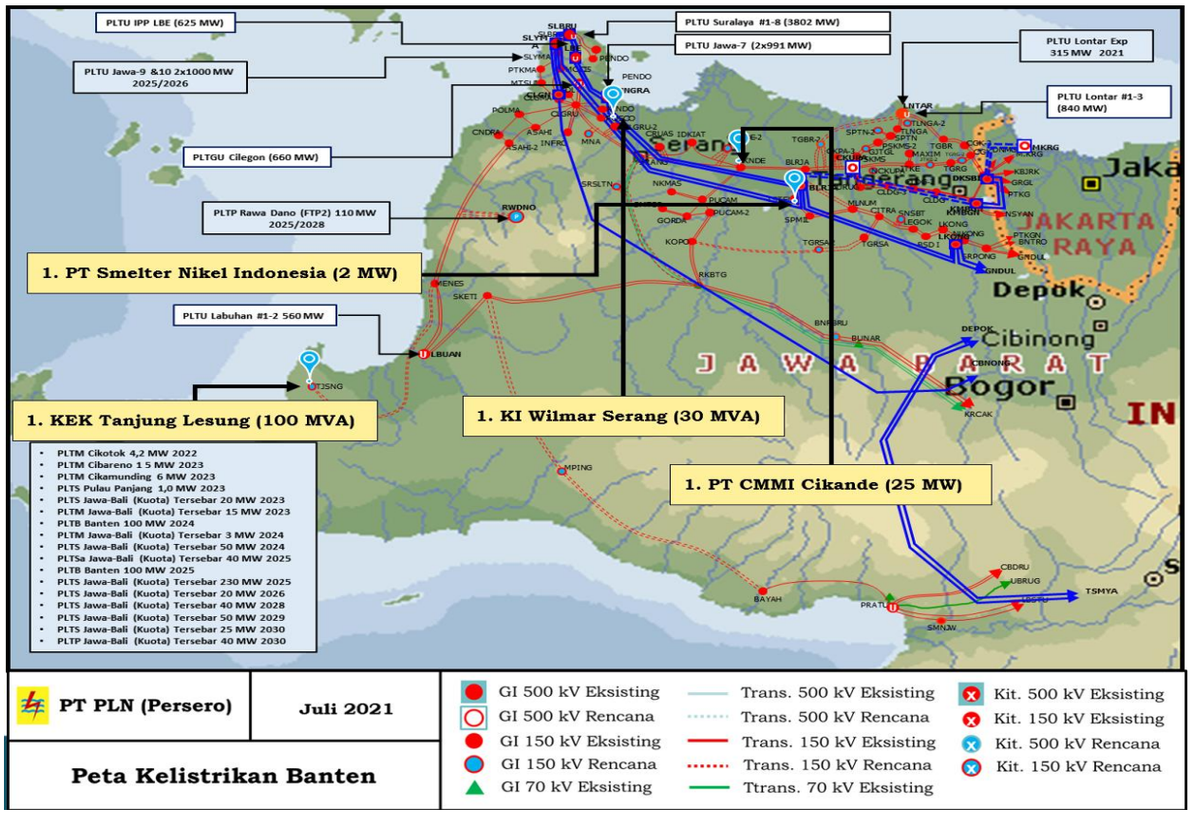
RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR
SMELTER
REGIONAL JAWA, MADURA DAN BALI

No	Regional	Kategori	Provinsi	Nama	Kebutuhan listrik	Ketersediaan Pasokan
1	JMB	KEK	Banten	Tanjung Lesung	Kebutuhan listrik 100 MVA	Rencana di pasok dari GI 150 kV Tanjung Lesung
2	JMB	KI	Banten	Wilmar Serang	Potensi kebutuhan Listrik 30 MVA	Rencana di pasok dari GI Cilegon Baru 2 dan GI Cilegon Baru
3	JMB	*Smelter*	Banten	PT CMMI Cikande	Kebutuhan listrik di tahun 2021 sebesar 25 MW	Rencana di pasok dari GI Cikande
4	JMB	*Smelter*	Banten	PT *Smelter Nikel* Indonesia	Kebutuhan listrik di tahun 2021 sebesar 2 MW	Rencana di pasok dari GI Lautan *Steel*
5	JMB	KI	Jawa Barat	Dwipapuri Abad	Potensi kebutuhan listrik 170 MW	Rencana GI KTT memotong jalur transmisi 150 kV Sunyaragi-Rancaekek
6	JMB	KI	Jawa Barat	KNIC	Kebutuhan listrik di tahun 2022-2030 sebesar 150 MVA	Rencana di pasok dari GI 150 kV Transheksa
7	JMB	KI	Jawa Barat	MOS	Potensi kebutuhan listrik 255 MW	Rencana GI KTT memotong jalur transmisi Jatiluhur-Tatajabar
8	JMB	*Smelter*	Jawa Barat	PT BCMG Tani Berkah	Kebutuhan listrik di tahun 2021 sebesar 0,8 MW	Rencana di pasok dari GI Bunar
9	JMB	KEK/KI	Jawa Tengah	Kendal	Kebutuhan listrik di tahun 2022-2023 sebesar 27,3 MVA	Rencana di pasok dari GI 150 kV Kaliwungu (Eksisting)
10	JMB	KI	Jawa Tengah	Brebes	Kebutuhan listrik di tahun 2029-2030 sebesar 60 MVA	Rencana di pasok dari GI Brebes II / Ketanggungan
11	JMB	DSP	Jawa Tengah	Borobudur	Potensi Kebutuhan Listrik 30 MVA	Rencana di pasok dari GI baru Sanggarahan II / Rajeg
12	JMB	KI	Jawa Tengah	Batang	Potensi Kebutuhan Listrik 90 MW	Rencana di pasok dari GI Baru KIT Batang
13	JMB	KEK	Jawa Timur	Singhasari	Potensi kebutuhan listrik 10 MW	rencana di pasok dari GI Sengkaling dan GI Lawang
14	JMB	KI	Jawa Timur	Bangkalan	Potensi	Rencana di pasok dari GI Bangkalan

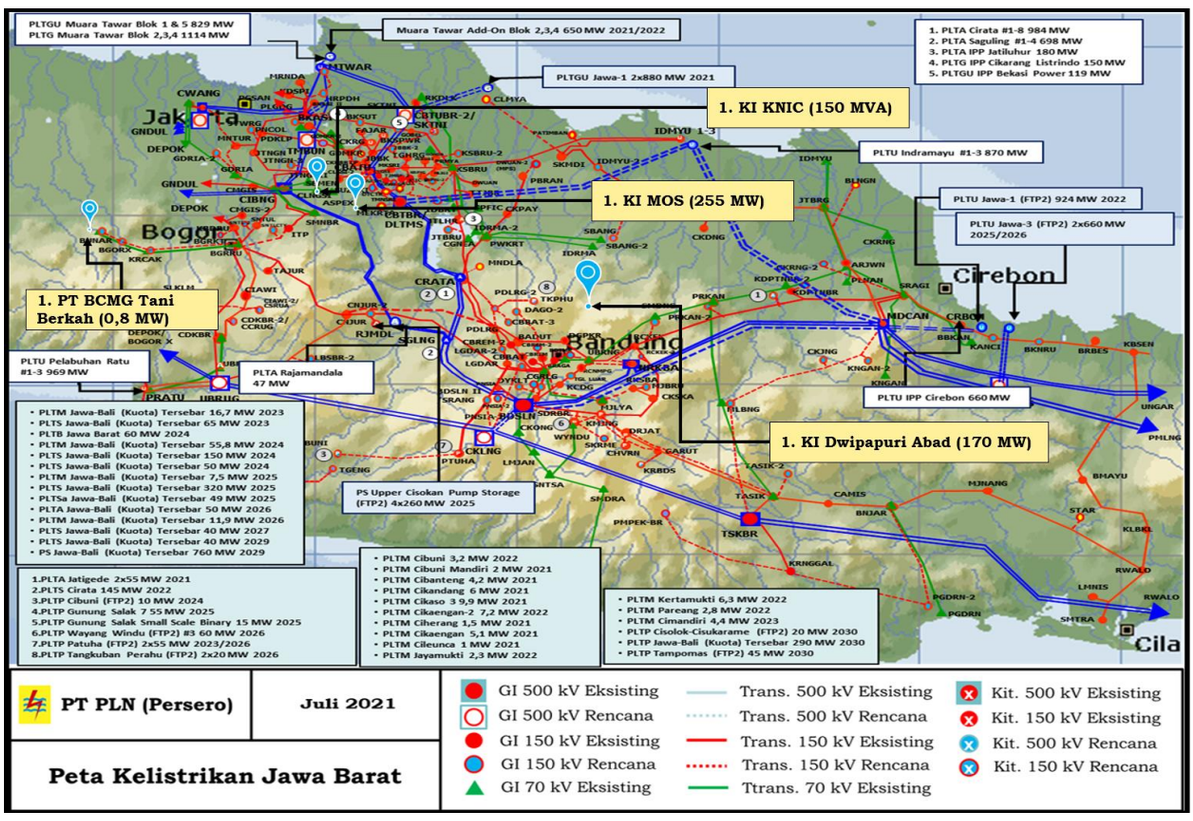
No	Regional	Kategori	Provinsi	Nama	Kebutuhan listrik	Ketersediaan Pasokan
15	JMB	KI	Jawa Timur	Maspion	Kebutuhan listrik di tahun 2021-2030 sebesar 200 MVA	Rencana di pasok dari GI 150 kV KIS (KTT)
16	JMB	KI	Jawa Timur	Tuban	Kebutuhan listrik di tahun 2025 sebesar 80 MVA	Rencana di pasok dari GI 150 kV Mliwang/GI Miwang
17	JMB	DPP	Jawa Timur	Bromo Tengger Semeru	Potensi kebutuhan Listrik 2 MVA	Rencana di pasok dari GI Lumajang
18	JMB	*Smelter*	Jawa Timur	CV Sumber Mas	Kebutuhan listrik di tahun 2021 sebesar 9,8 MW	Rencana di pasok dari GI Pandaan, Bumicokro
19	JMB	*Smelter*	Jawa Timur	PT Freeport Indonesia	Kebutuhan listrik di Tahun 2023 sebesar 150 MW	Rencana di pasok dari GI 150 kV Bungah, Manyar, Paciran

PETA RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR *SMELTER* REGIONAL JAWA, MADURA DAN BALI

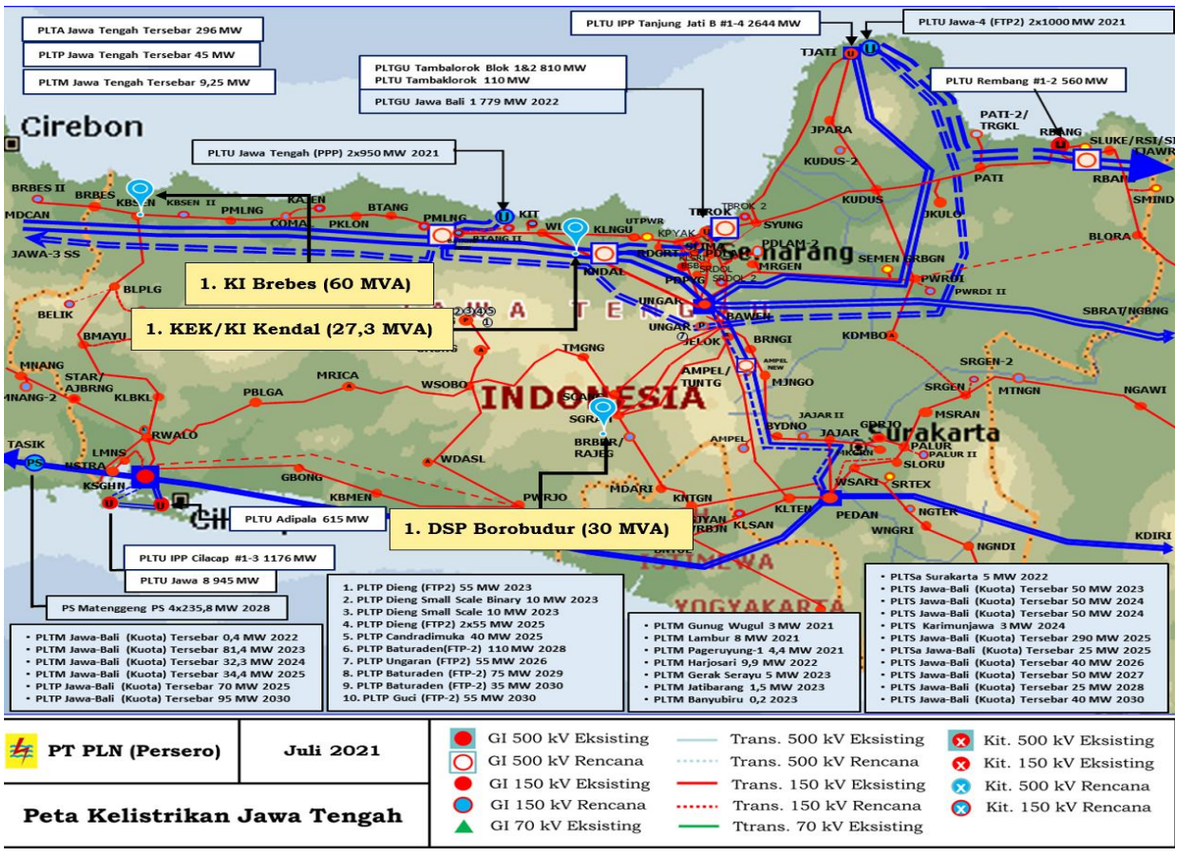
1. Provinsi Banten



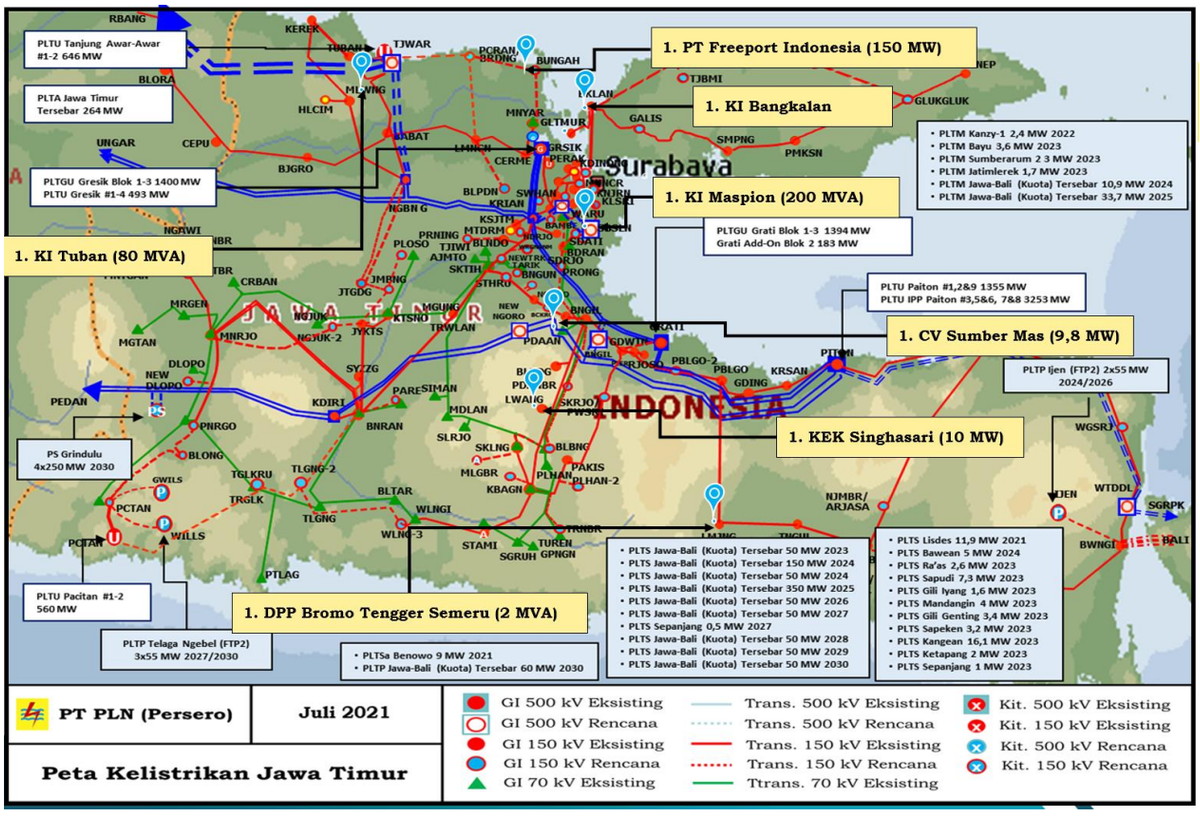
2. Provinsi Jawa Barat



3. Provinsi Jawa Tengah



4. Provinsi Jawa Timur



LAMPIRAN E.3
REGIONAL SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA

RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR
SMELTER
REGIONAL SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA

No	Regional	Kategori	Provinsi	Nama	Kebutuhan listrik	Ketersediaan Pasokan
1	SULMAPANA	KEK	Sulawesi Utara	Bitung	Kebutuhan listrik sebesar 10 MVA	Rencana pasok dari GI Bitung, eksting PLTD Bitung 57 MW, serta TL eksisting 70 kV Likupang - Bitung dan direncanakan uprating tegangan menjadi TL 150 kV Likupang-Bitung serta rencana PLTMG Minahasa 150 MW di tahun 2022/23. Saat ini masih dilakukan perhitungan kembali kebutuhan listrik masing-masing tenant. Rencana *tenant* baru : 1.*Pasific Ocean Fisheries* 345. 2.Futai Sulut 9 MVA. 3. Indojaya Fortuna 690 kVA.
2	SULMAPANA	KEK/DSP	Sulawesi Utara	Likupang	Kebutuhan listrik sebesar 55 MVA	Rencana pasok dari GI Likupang, terdapat PLTS eksisting 15 MW, serta TL eksisting 70 kV Likupang - Bitung dan direncanakan uprating tegangan menjadi TL 150 kV Likupang-Bitung, serta rencana PLTMG Minahasa 150 MW di tahun 2022/23.
3	SULMAPANA	SKPT	Sulawesi Utara	Talaud	Kebutuhan listrik sebesar 0,19 MVA	Rencana suplai dari PLTU Talaud 2x3 MW pada Sistem Talaud
4	SULMAPANA	*Smelter*	Sulawesi Utara	PT Arafura Surya Alam (Tambang Emas)	Kebutuhan listrik sebesar 30 MVA	Rencana pasok dari GI Otam,dan sudah ada transmisi eksistong 150 kV Otam-Lolak, dan Otam-Lopana. Dan rencana pengembangan Transmisi 150 kV Otam-Molibagu th 2021 dan Tl 150 kV Otam-Tutuyan th 2021, dan eksisting PLTD Kotamobgu 8 MW
5	SULMAPANA	Tambang	Sulawesi Utara	PT Hakkian Willem Rumansi	Kebutuhan listrik sebesar 15 MVA	Rencana pasok dr GI Kawangkoan. Dan sudah ada eksisting transmisi 150 kV Lopana-Kawangkoan dan TL 150 kV Tomohon-Kawangkoan, dan pembangkit eksisting PLTP Lahendong 6x20 MW.
6	SULMAPANA	Tambang	Sulawesi Utara	PT Sumber Energi Jaya (Tambang Emas)	Kebutuhan listrik sebesar 15 MVA	Rencana pasok dr GI Kawangkoan. Dan sudah ada eksisting transmisi 150 kV Lopana-Kawangkoan dan TL 150 kV Tomohon-Kawangkoan, dan pembangkit eksisting PLTP Lahendong 6x20 MW .
7	SULMAPANA	KEK	Sulawesi Tengah	Palu	Kebutuhan listrik sebesar 55 MVA	Rencana pasok dari GI Palu Baru dan eksisting TL 150 kV Pasang Kayu- Palu Baru. Saat ini masih dilakukan perhitungan kembali kebutuhan listrik masing-masing tenant. Pelanggan yg sdh dilayani dari GI Talise : PT Asbuton Jaya Abadi, PT Feima Indo Jaya, PT hong Thai International, Li Zhong Hui, Deperindak Kota Palu, UPTD Kakao, Tuty Prindang Wrote dan SO Christian Soeryawinata.

No	Regional	Kategori	Provinsi	Nama	Kebutuhan listrik	Ketersediaan Pasokan
8	SULMAPANA	*Smelter*	Sulawesi Tengah	Ang & Fang *Brothers (Smelter)*	Potensi kebutuhan listrik 50 MVA	Rencana Supplai dari GI Bungku
9	SULMAPANA	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT Arthabumi Sentra Industri	Potensi kebutuhan listrik 30 MVA	Rencana Supplai dari GI Tentena
10	SULMAPANA	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT Sarana Mineralindo Perkasa (Pengolahan Emas)	Kebutuhan listrik sebesar 30 MVA	Rencana pasok dari GI Bungku dan GITET Bungku 275 kV dan rencana pengembangan TL 150 kV Kolonedale-Bungku
11	SULMAPANA	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT Sulawesi *Resources (Smelter)*	Kebutuhan listrik sebesar 55 MVA	Rencana pasok dari GI Bungku dan GITET Bungku 275 kV dan rencana pengembangan TL 150 kV Kolonedale-Bungku
12	SULMAPANA	*Smelter*	Sulawesi Tengah	PT Wanxiang *Nickel* Indonesia	Potensi kebutuhan listrik 150 MVA	Rencana suplai dari GI Tentena
13	SULMAPANA	Tambang	Sulawesi Tengah	PT Citra Palu Mineral (Tambang Emas)	Kebutuhan listrik sebesar 30 MVA	Sudah dilayani 5 MVA dari GI Talise. Rencana tambah daya ke 10 MVA pada 2021. Rencana pasok dari GI Palu Baru dan eksisting TL 150 kV Pasang Kayu-Palu Baru.
14	SULMAPANA	Tambang	Sulawesi Tengah	PT Toiba Marindo Lestari	Kebutuhan listrik sebesar 12 MVA	Rencana pasok dari GI Luwuk dan JTM 20 kV di Sistem Isolated Boelamo.
15	SULMAPANA	Tambang	Sulawesi Tengah	PT Windu Cemerlang Abadi	Kebutuhan listrik sebesar 20 MVA	Rencana pasok dari JTM 20 kV di Sistem *Isolated* Balantak
16	SULMAPANA	Tambang	Gorontalo	PT Biomasa Jaya Abadi (PT Banyan)	Kebutuhan listrik sebesar 47,5 MVA	Rencana pasok dari Transmisi Marisa - Moutong dan Transmisi pelanggan PT BJA - (Incomer 1 phi Marisa - Moutong)
17	SULMAPANA	Tambang	Gorontalo	PT Gorontalo *Minerals* Bumi *Resources* (Tambang Emas)	Kebutuhan listrik sebesar 24 MVA	Rencana pasok dari PLTG Gorontalo dan GI Marisa, serta TL 150 kV eksisting Marisa-PLTG Gorontalo
18	SULMAPANA	Tambang	Gorontalo	PT Gorontalo Sejahtera Mining (GSM)	Kebutuhan listrik sebesar 8 MVA	Rencana pasok dari Gardu Induk Marisa
19	SULMAPANA	Tambang	Gorontalo	PT Pani Bersama Tambang	Kebutuhan listrik sebesar 6,8 MVA	Rencana pasok dari Gardu Induk Marisa
20	SULMAPANA	KI	Sulawesi Selatan	Bantaeng	Kebutuhan listrik di tahun 2021 sebesar 170 MVA, dengan potensi kapasitas 240 MVA	Rencana pasok dari GI Bantaeng Smelter dan GI Bantaeng Switching serta pengembangan TL 150 kV Punagaya-Bantaeng *Smelter*. Sudah SPJBTL dan beroperasi 40 MVA dan sedang proses PB 80 MVA (April 2021) dan 90 MVA (September 2021)
21	SULMAPANA	KI	Sulawesi Selatan	Kima Maros	Kebutuhan listrik sebesar 14 MVA	Rencana pasok dari GI Maros, MoU tgl 23 Juli 2018 (berlaku 1 tahun) - Ekspenasi bertahap sesuai jumlah perusahaan yang masuk - Rencana di akhir tahun 2020 akan masuk 5 perusahaan yang memulai pembangunan di KIBA

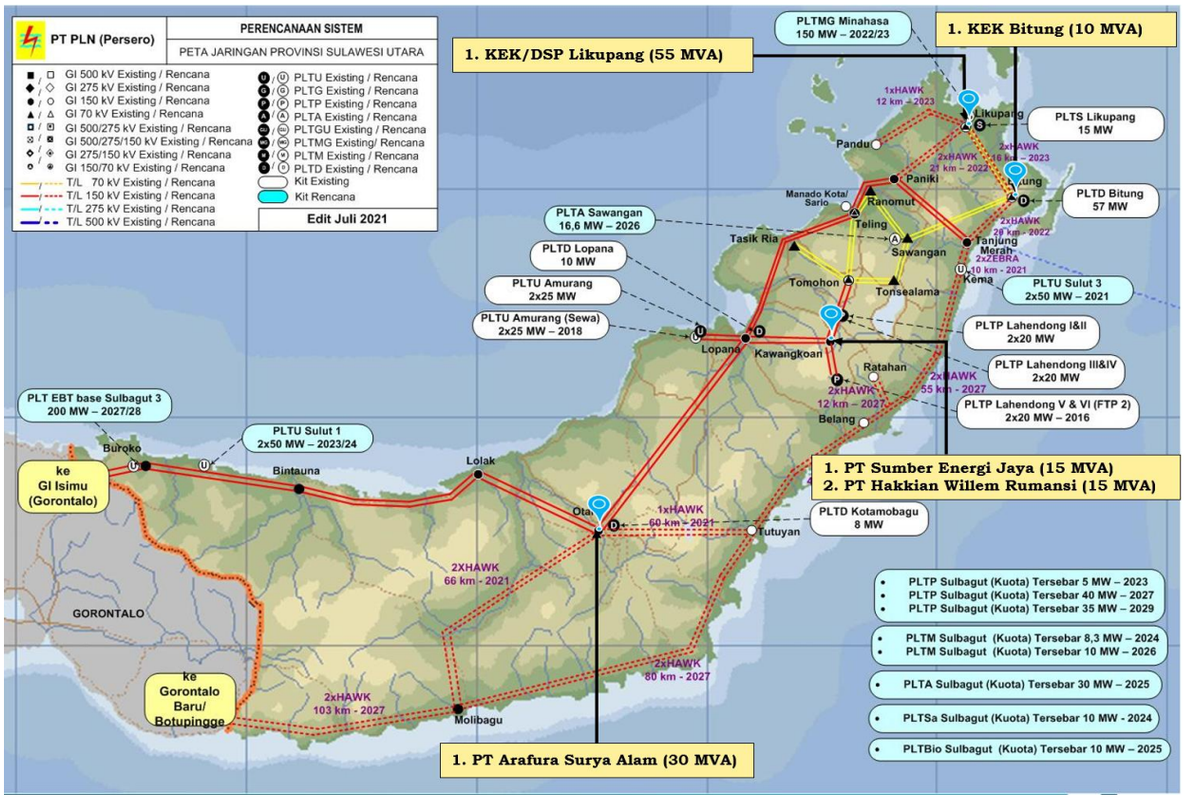
No	Regional	Kategori	Provinsi	Nama	Kebutuhan listrik	Ketersediaan Pasokan
22	SULMAPANA	KI	Sulawesi Selatan	Takalar	Potensi Kapasitas 700 MVA	Rencana Supplai dari GI Tallasa, TL Tallasa – Punagaya
23	SULMAPANA	*Smelter*	Sulawesi Selatan	PT Artha Mining Industry	Potensi Kapasitas 50 MVA	Rencana suplai dari GI Punagaya (jika lokasi *smelter* di Jeneponto), Rencana suplai dari GI Bantaeng *Switching* (jika lokasi smelter di Bantaeng), Rencana Supplai dari GI Bone (jika lokasi *smelter* di Watampone)
24	SULMAPANA	*Smelter*	Sulawesi Selatan	PT Sinar Deli Bantaeng	Potensi kebutuhan listrik 25 MVA	Rencana suplai dari GI Bantaeng
25	SULMAPANA	KI	Sulawesi Tenggara	Konawe	Potensi	Rencana suplai dari GI Kendari new, GI Unaha
26	SULMAPANA	DPP	Sulawesi Tenggara	Wakatobi	Sudah dilistriki	Sudah ada PLN ULP Wangi-Wangi, dilistriki menggunakan JTM 20 Kv melalui PLTD Ambeua 3.252 kW, PLTD Binongko 2.742 kW, PLTD 3.468 dan PLTS 75 kW
27	SULMAPANA	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	Bintang *Smelter* Indonesia	Kebutuhan listrik sebesar 100 MVA	Rencana pasok dari GI Andolo
28	SULMAPANA	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Ceria Nugraha Indotama	Kebutuhan listrik sebesar 118 MVA	Rencana pasok dari GI Kolaka
29	SULMAPANA	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Macika Mineral Industri	Kebutuhan listrik sebesar 45 MW	Rencana suplai dari GI Kendari new
30	SULMAPANA	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT Mahkota Konaweeha	Kebutuhan listrik sebesar 10 MW	Rencana suplai dari GI Kendari new
31	SULMAPANA	*Smelter*	Sulawesi Tenggara	PT *Virtue Dragon Nickel Industry*	Kebutuhan listrik sebesar 550 MW	Rencana suplai dari GI Nii Tanasa 70 kV, GI Kendari new 150 kV
32	SULMAPANA	SKPT	Maluku	Moa	Potensi Kapasitas 0,45 MVA	Rencana suplai dari PLTD Moa pada Sistem Moa
33	SULMAPANA	SKPT	Maluku	Saumlaki	Potensi Kapasitas 1,8 MVA	Rencana suplai dari PLTD Saumlaki
34	SULMAPANA	SKPT	Maluku	Cold Storage Kab. SBT	Kebutuhan listrik sebesar 0,55 MVA	Rencana pasok dari PLTD eksisting dan JTM 20 kV pada Sistem Kesui.
35	SULMAPANA	SKPT	Maluku	PT. Laut Timur Utara	Kebutuhan listrik sebesar 0,55 MVA	Rencana pasok dari PLTD eksisting dan JTM 20 kV. Belum ada tindaklanjut dari calon pelanggan
36	SULMAPANA	SKPT	Maluku	PT Wahana Lestari Investama 1	Kebutuhan listrik sebesar 7,3 MVA	Akan dijadikan Sistem Seram Utara. Peralatan dan Instalasi calon pelanggan memiliki spesifikasi operasi pada frekuensi 60Hz. Rencana pasokan akan disuplai dengan pembangkit dedicated PLTMG Seram Utara 20 MW.
37	SULMAPANA	SKPT	Maluku	PT Wahana Lestari Investama 2	Kebutuhan listrik sebesar 1,8 MVA	Akan dijadikan Sistem Seram Utara. Peralatan dan Instalasi calon pelanggan memiliki spesifikasi operasi pada frekuensi 60Hz. Rencana pasokan akan disuplai dengan pembangkit dedicated PLTMG Seram Utara 20 MW.

No	Regional	Kategori	Provinsi	Nama	Kebutuhan listrik	Ketersediaan Pasokan
38	SULMAPANA	SKPT	Maluku	PT Wahana Lestari Investama 3	Kebutuhan listrik sebesar 0,6 MVA	Akan dijadikan Sistem Seram Utara. Peralatan dan Instalasi calon pelanggan memiliki spesifikasi operasi pada frekuensi 60Hz. Rencana pasokan akan disuplai dengan pembangkit dedicated PLTMG Seram Utara 20 MW.
39	SULMAPANA	SKPT	Maluku	Samudera Indo Sejahtera	Potensi kapasitas 0,83 MVA	Saat ini sudah nyala dengan daya 0,066 MVA, masuk ke dalam 20 kV Sistem Tual/Langgur . Belum ada tindaklanjut perubahan daya.
40	SULMAPANA	KEK/DPP /SKPT	Maluku Utara	Morotai	Kebutuhan listrik sebesar 22 MVA	Rencana pasok dari PLTMG Morotai 20 MW, PLTD DF Morotai 10 MW dan PLTS + *Battery* 10 MW. Sudah ada pelanggan tetapi daya 16,5 kVA.
41	SULMAPANA	KI	Maluku Utara	Buli	Potensi Kapasitas 80 MVA	Rencana Supplai dari PLTD Buli
42	SULMAPANA	SKPT	Maluku Utara	PT Morotai *Marine Culture*	Potensi kapasitas 0,55 MVA	Rencana suplai dari Sistem Ngele, status menunggu SPD
43	SULMAPANA	SKPT	Maluku Utara	PT Tata Guna Pratama	Potensi kapasitas 0,35 MVA	Rencana pasok dari PLTD DF Bacan 10 MW dan PLTBio Bacan (Kuota Tersebar). Belum ada tindaklanjut dari calon pelanggan.
44	SULMAPANA	*Smelter*	Maluku Utara	Antam Halmahera	Kebutuhan listrik sebesar 176,5 MVA	Rencana suplai dari pembangkit dedicated PLTGU Halmahera Timur 200 MW. Sudah menyurat dan sudah disurvey tetapi butuh pembangkit sendiri.
45	SULMAPANA	*Smelter*	Maluku Utara	PT Antam Niterra Haltim	Potensi kebutuhan listrik 27,8 MVA	Rencana suplai dari pembangkit *dedicated* PLTGU Halmahera Timur 200 MW
46	SULMAPANA	*Smelter*	Maluku Utara	PT. Emerland Ferro Industri	Daya baru 0,05 MVA, Potensi kapasitas 0,11 MVA	Rencana suplai dari GI Tobelo, sudah berlangganan 46 kVA tahun 2020, belum ada kejelasan penambahan sampai 110 kVA
47	SULMAPANA	*Smelter*	Maluku Utara	PT Nusa Halmahera Mineral	Potensi kapasitas 16,5 MVA	Rencana suplai dari pembangkit *dedicated* PLTGU Halmahera Timur 200 MW. Butuh pembangunan JTM, JTR dan Gardu, Proses pembangunan fisik bangunan Pelanggan// Pelanggan meminta penundaan Pembayaran BP sampai bulan Agustus 2021
48	SULMAPANA	*Smelter*	Maluku Utara	Porsite PT Nusa Halmahera Mineral	Potensi kapasitas 0,11 MVA	Rencana suplai dari pembangkit *dedicated* PLTGU Halmahera Timur 200 MW. Sudah berlangganan dengan daya 66 kVA
49	SULMAPANA	*Smelter*	Maluku Utara	Teka Indo Mining	Kebutuhan listrik sebesar 110 MVA	Rencana suplai dari Sistem Weda. Bermohon, masih dalam proses pembangunan. Ada rencana Teka Mining Resource Tahap II sebesar 100 MVA
50	SULMAPANA	*Smelter*	Maluku Utara	Tri Usaha Baru	Kebutuhan listrik sebesar 5,2 MVA	Sudah Bayar BP. Masih dalam pekerjaan jaringan dari bakun ke PT TUB
51	SULMAPANA	SKPT	Papua	Biak Numfor	Potensi	Rencana suplai dari sistem 20 kV biak

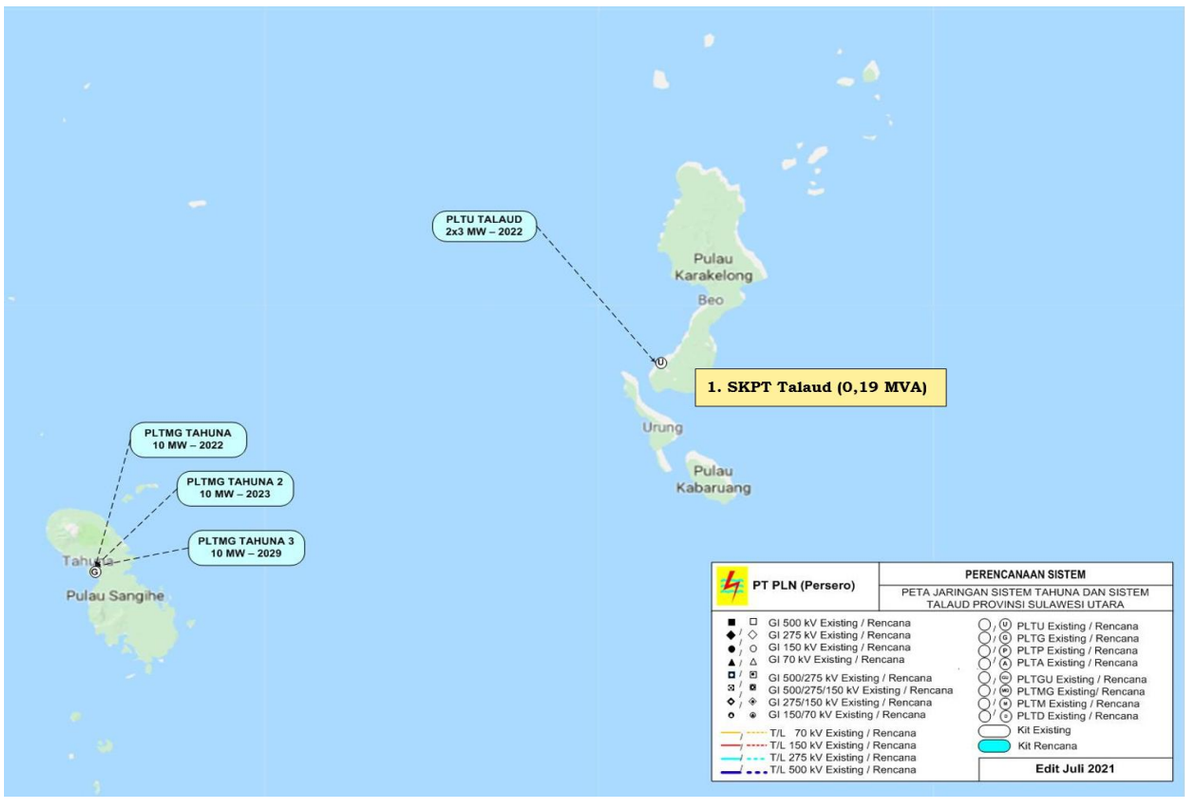
No	Regional	Kategori	Provinsi	Nama	Kebutuhan listrik	Ketersediaan Pasokan
52	SULMAPANA	SKPT	Papua	Merauke	Kebutuhan listrik sebesar 0,9 MW	Rencana suplai dari Sistem 20 kV Merauke
53	SULMAPANA	SKPT	Papua	Mimika	Kebutuhan listrik sebesar 0,8 MVA	Rencana suplai dari PLTMG Timika
54	SULMAPANA	KEK	Papua Barat	Sorong	Butuh Kepastian	Belum adanya kejelasan rencana KEK, untuk rencana pasokan sudah siap dari GI Sorong, TL 150 kV Aimas- Sorong yang sudah eksiting, dan TL 150 kV Sorong - Rufey yang selesai di Bulan Februari 2021. Dan pembangkit eksisting PLTMG Sorong 50 MW eksisting dan direncanakan PLTMG Sorong 2 50 MW,
55	SULMAPANA	KI	Papua Barat	Teluk Bintuni	Butuh Kepastian	Rencana suplai dari PLTMG Bintuni 10 MW, rencana pembangunan akan dilakukan s ecara bertahap
56	SULMAPANA	DPP	Papua Barat	Raja Ampat	Sudah dilistriki	Sudah ada PLN ULP Waisai, dilistriki menggunakan JTM 20 kV melalui PLTD Waisai 1,55 MW dan PLTD Sewa 3 MW.
57	SULMAPANA	DSP	Nusa Tenggara Timur	Labuan Bajo	Sudah dilistriki	Sudah dilistriki menggunakan PLTMG Rangko dan PLTP Ulumbu
58	SULMAPANA	Smelter	Nusa Tenggara Timur	PT Gulf Mangan Grup	Kebutuhan listrik di tahun 2021 sebesar 15 MVA	Rencana suplai dari GI Bolok
59	SULMAPANA	KEK/DSP	Nusa Tenggara Barat	Mandalika	Kebutuhan listrik di tahun 2021-2030 sebesar 51 MVA	Jarak Pelanggan dari Gardu Induk Kuta ± 1 km, Pasokan Eksisting Kawasan KEK Mandalika dari GI Kuta saat ini sebesar 30 MVA. Pasokan utama Kawasan KEK Mandalika dari GI Kuta dengan kondisi saat ini suda h beroperasi dengan beban 8-10 MW, Saat ini GI Kuta melayani 3 *feeder* 20 kV, yaitu : 1. Penyulang Novotel, 2. Penyulang Kuta, 3. Penyulang Teluk Awang. GI kuta terhubung secara Phi *Connection* dengan GI Sengkol dengan sistem *double line* dan *double circuit*. Dan secara Geog rafis merupakan GI yang terdekat saat ini dengan Lokasi KEK Mandalika.
60	SULMAPANA	KI	Nusa Tenggara Barat	Sumbawa Barat	Potensi Kapasitas 70 MW	suplai dari PLTU Sumbawa Barat 2 x 7 MW

PETA RENCANA PASOKAN KEK, KI, DSP, DPP, SKPT, DAN PELANGGAN BESAR *SMELTER* REGIONAL SULAWESI, MALUKU, PAPUA DAN NUSA TENGGARA

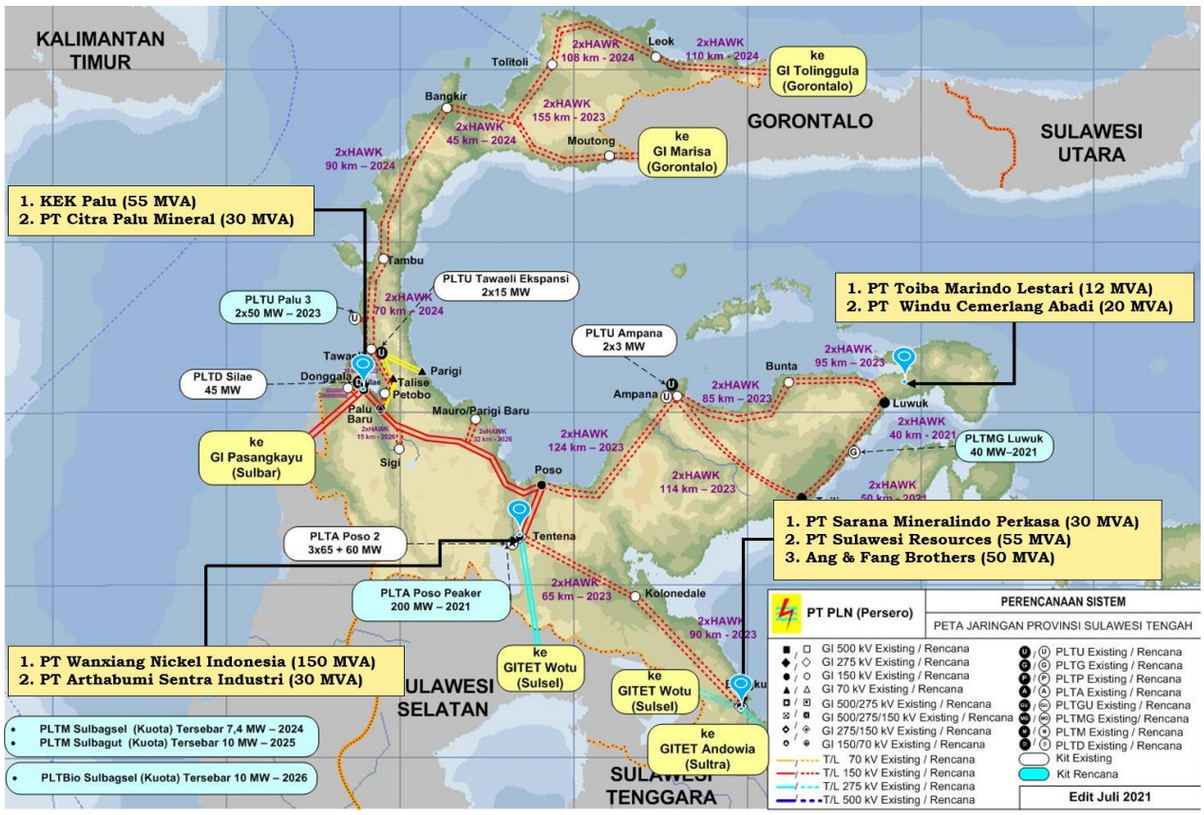
1. Provinsi Sulawesi Utara



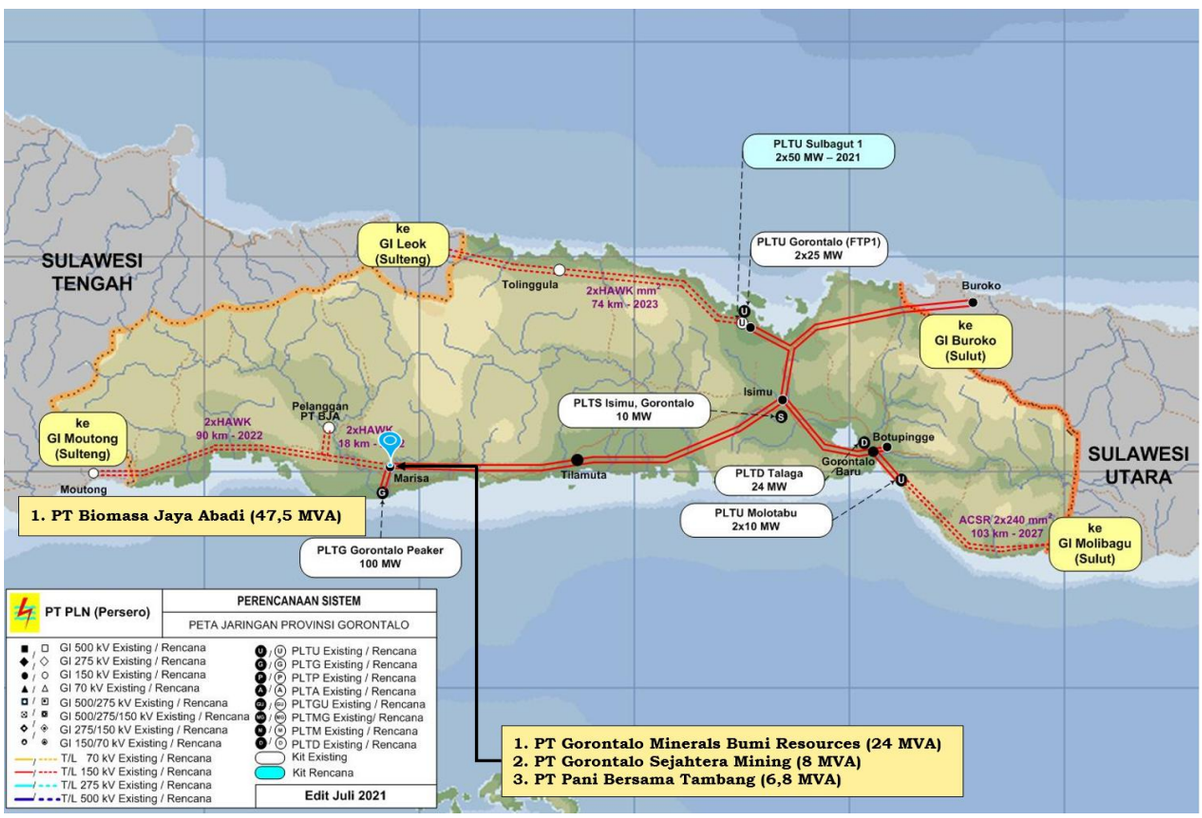
2. Provinsi Sulawesi Utara (Sistem Tahuna dan Talaud)



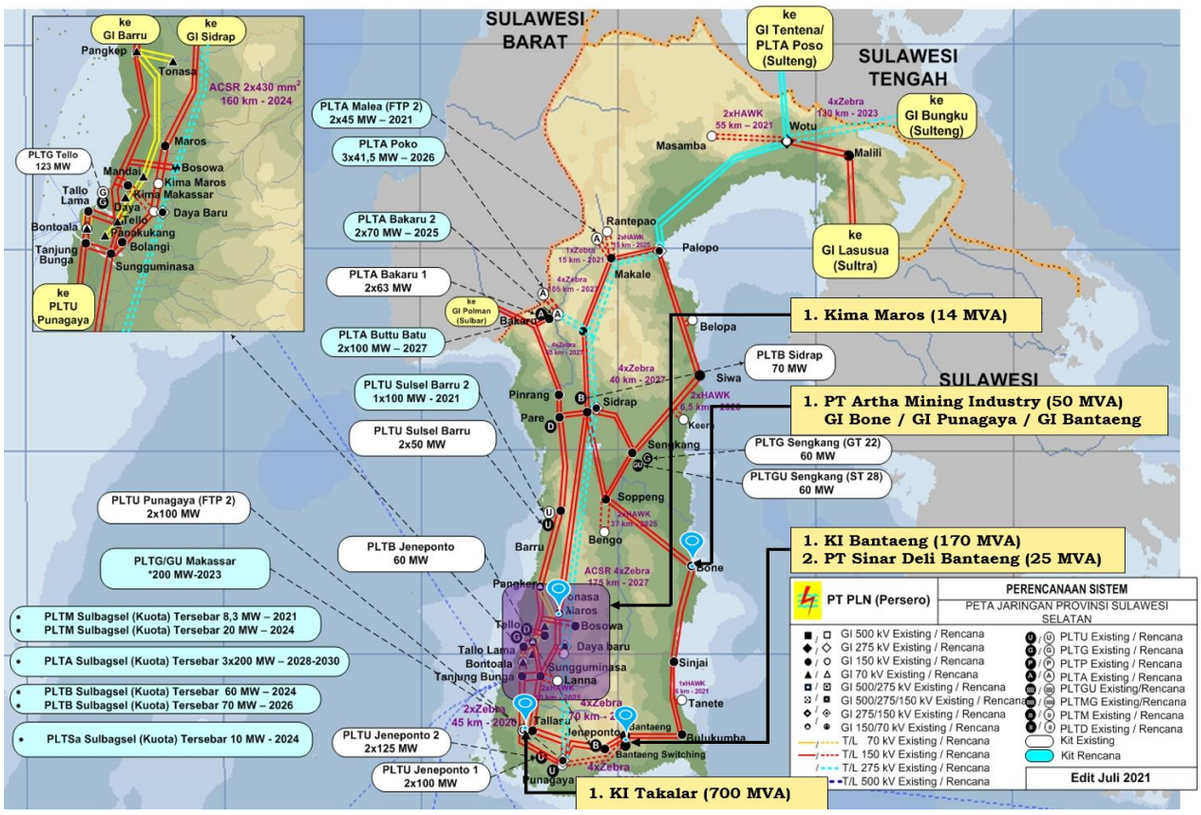
3. Provinsi Sulawesi Tengah



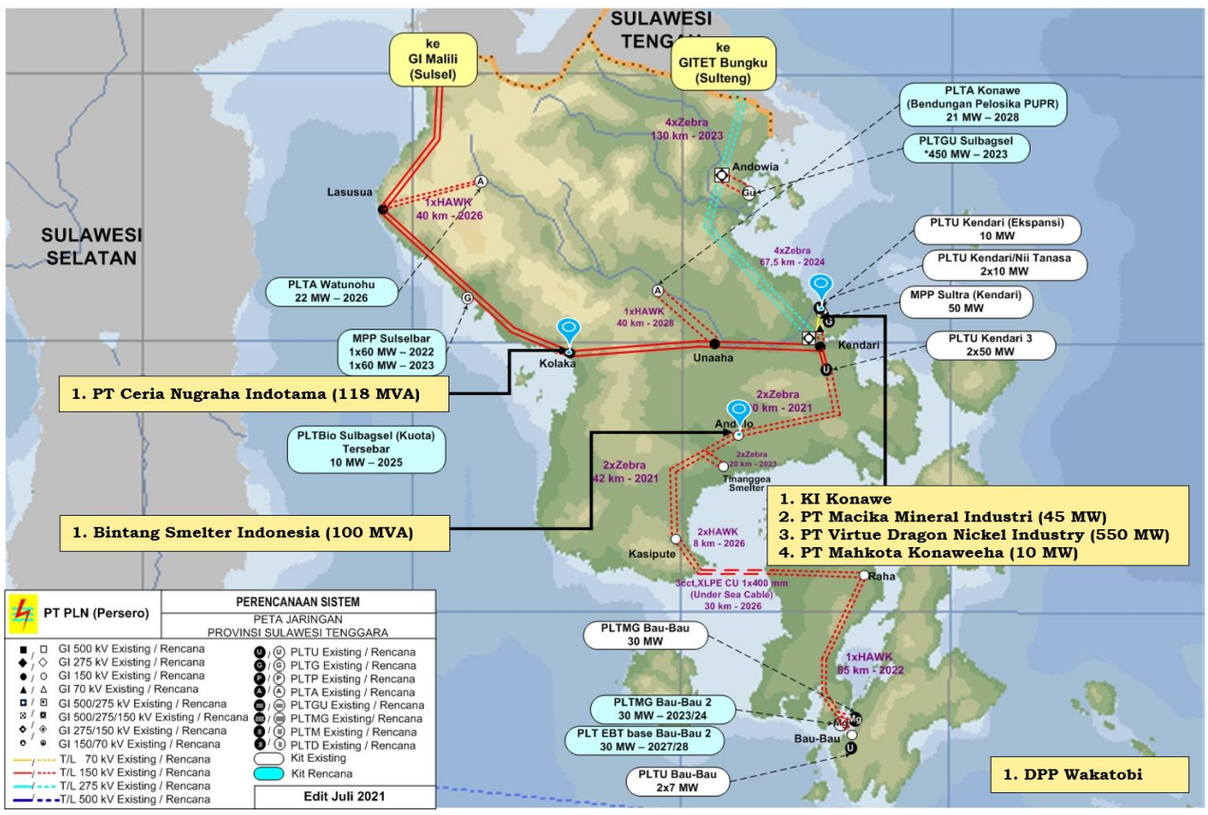
4. Provinsi Gorontalo



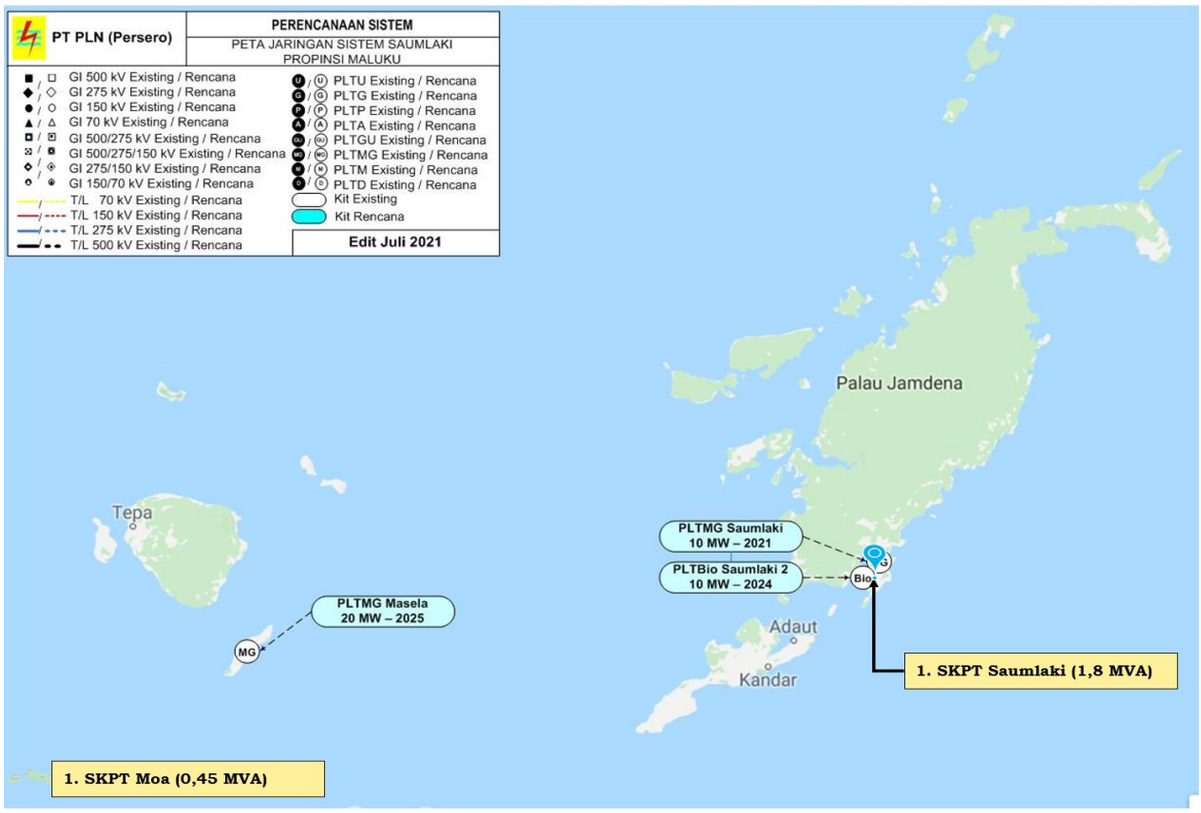
5. Provinsi Sulawesi Selatan



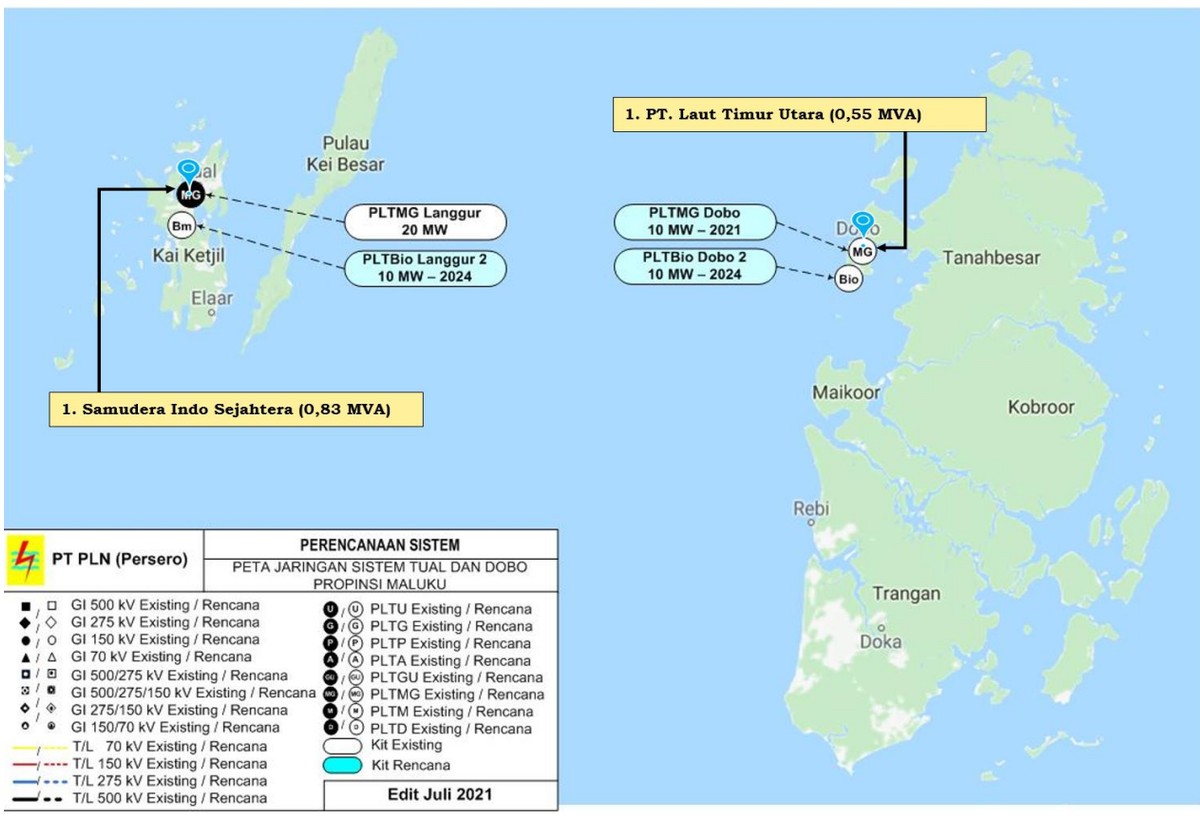
6. Provinsi Sulawesi Tenggara



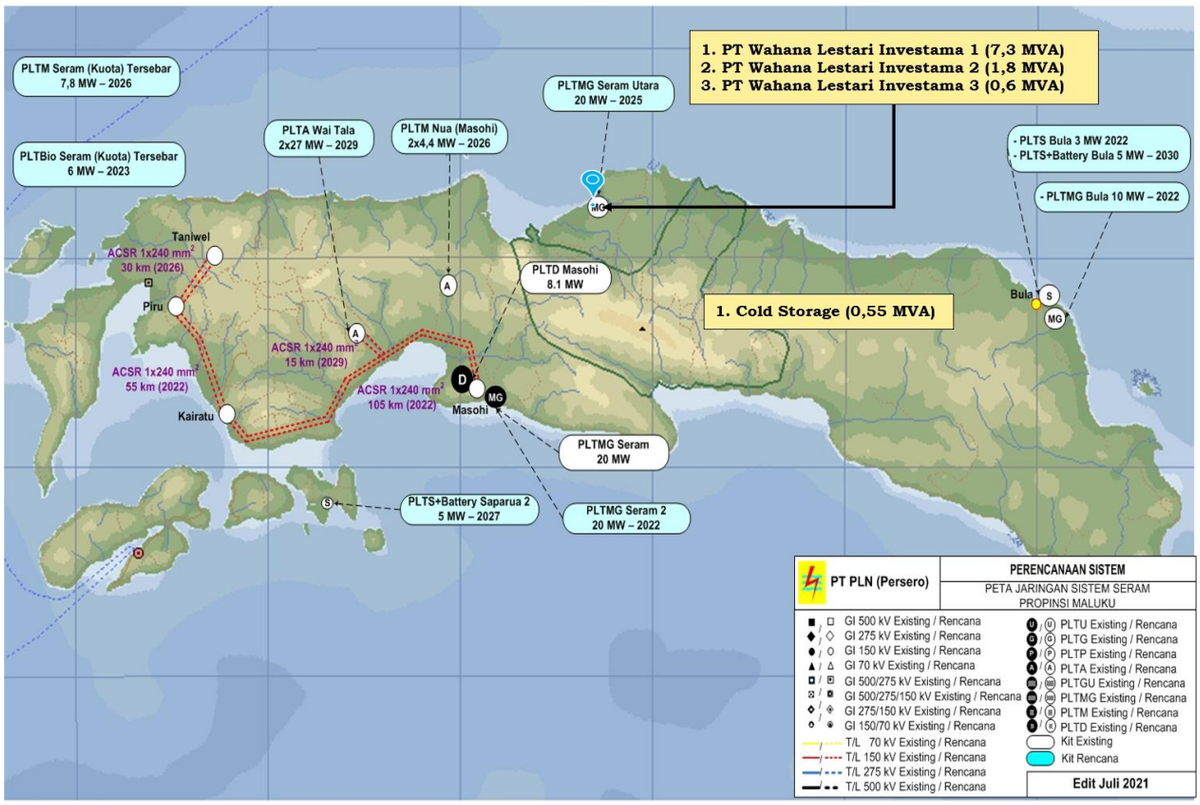
7. Provinsi Maluku (Sistem Saumlaki)



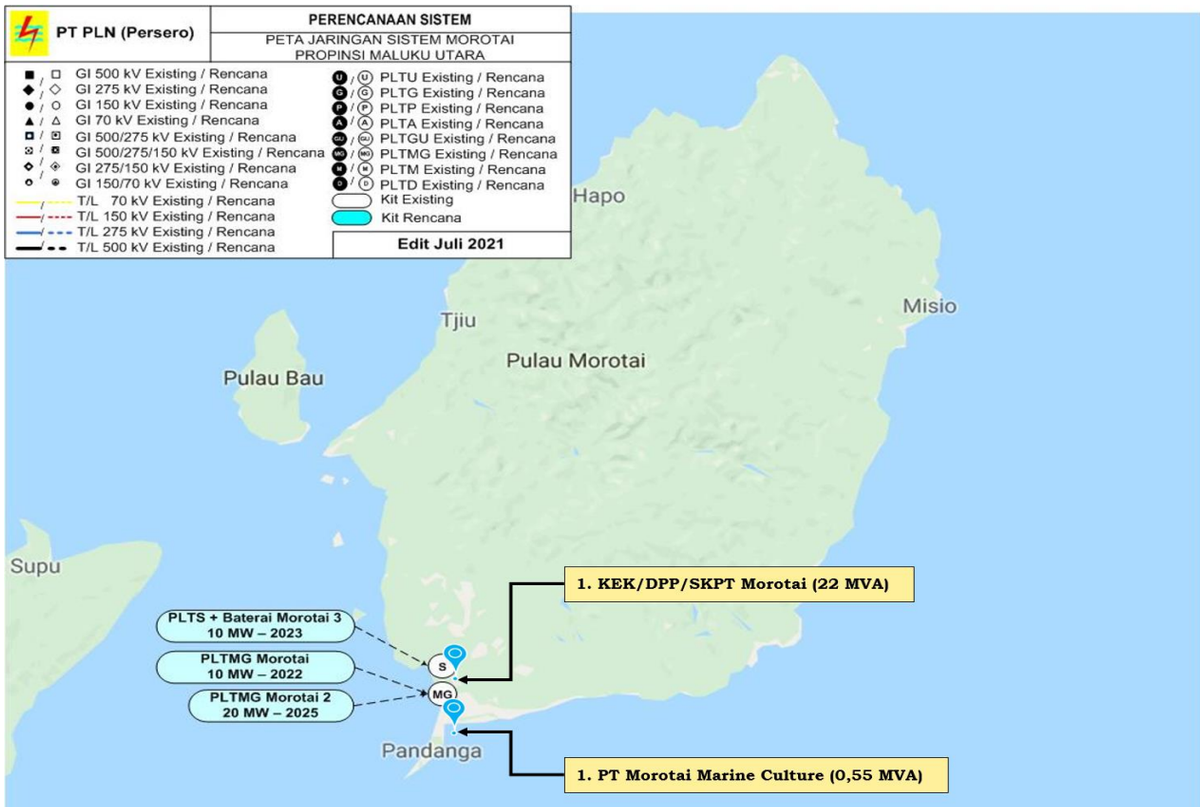
8. Provinsi Maluku (Sistem Langgur/Tual, Dobo)



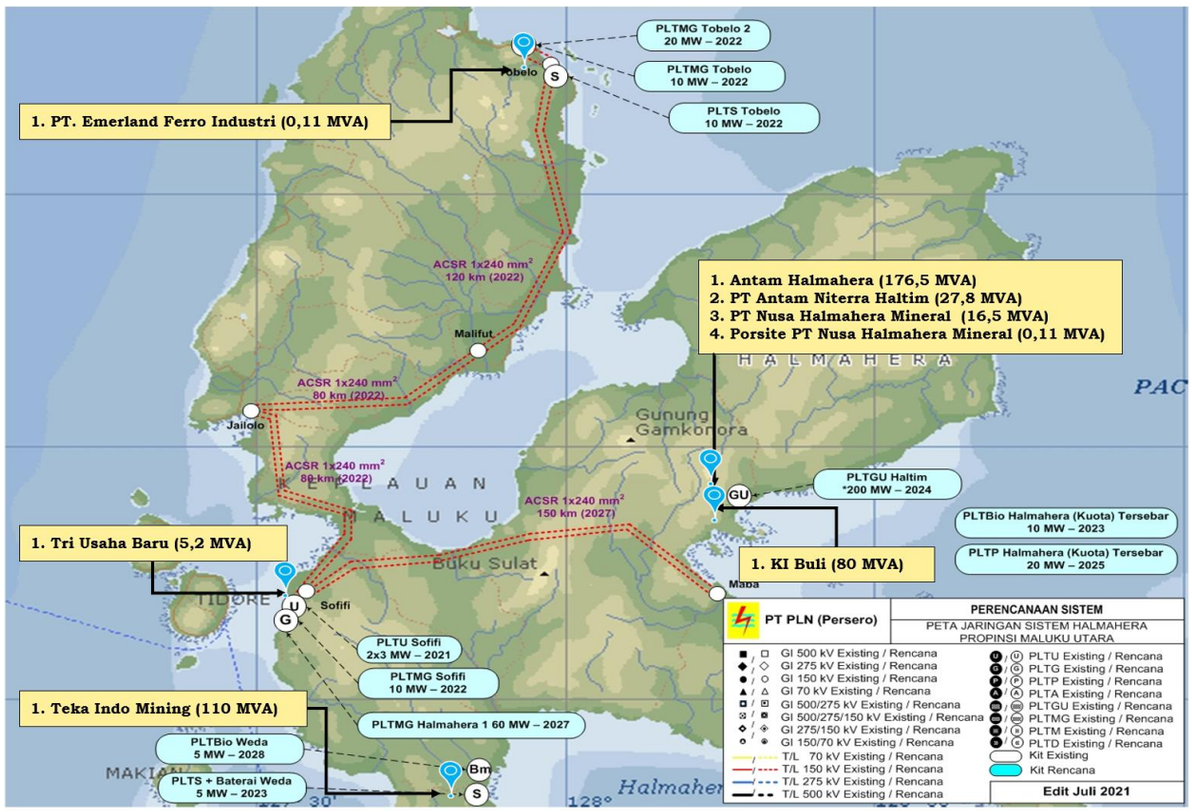
9. Provinsi Maluku (Sistem Seram)



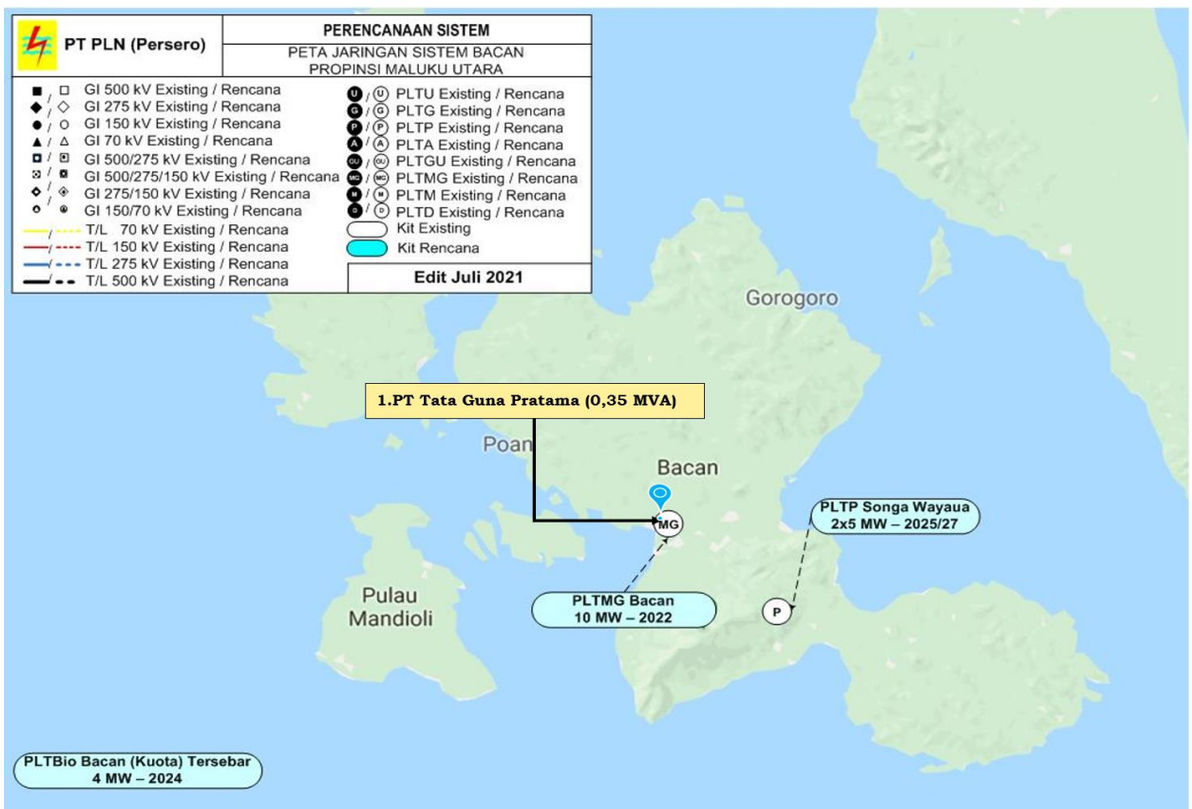
10. Provinsi Maluku Utara (Sistem Morotai)



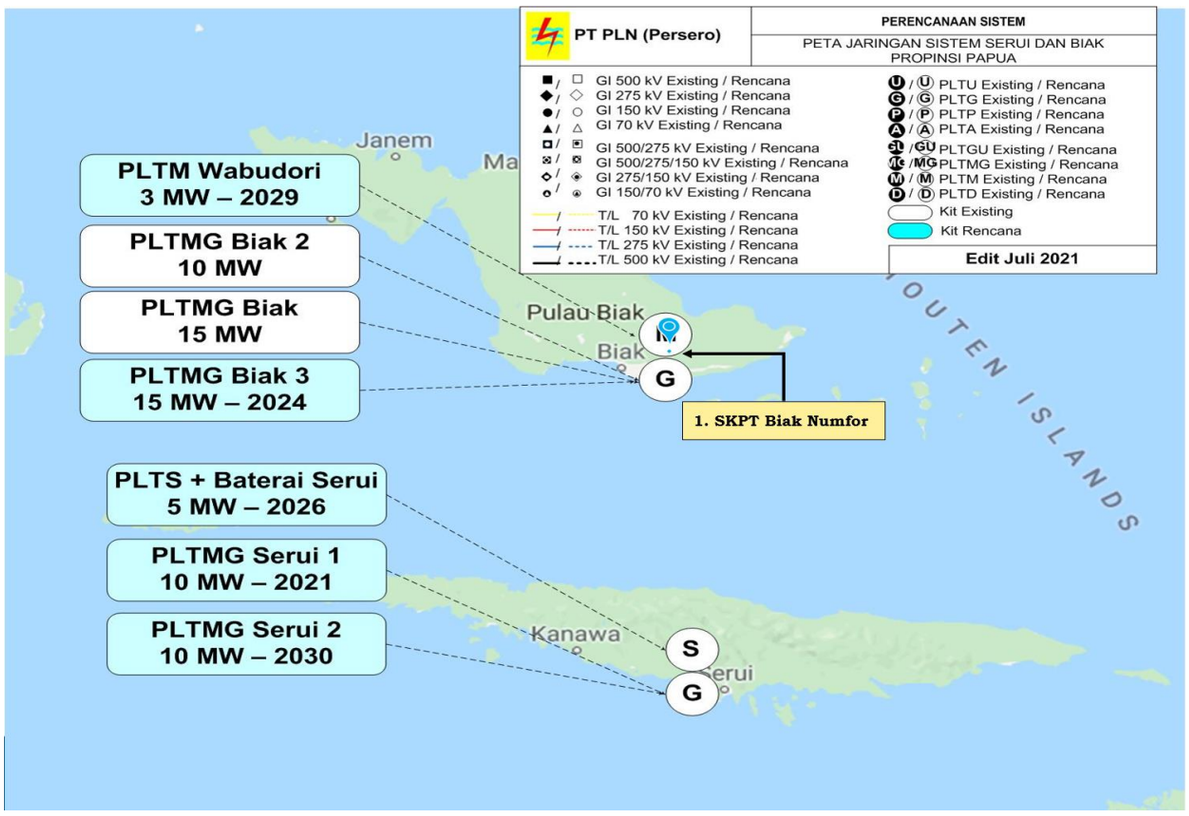
11. Provinsi Maluku Utara (Sistem Halmahera)



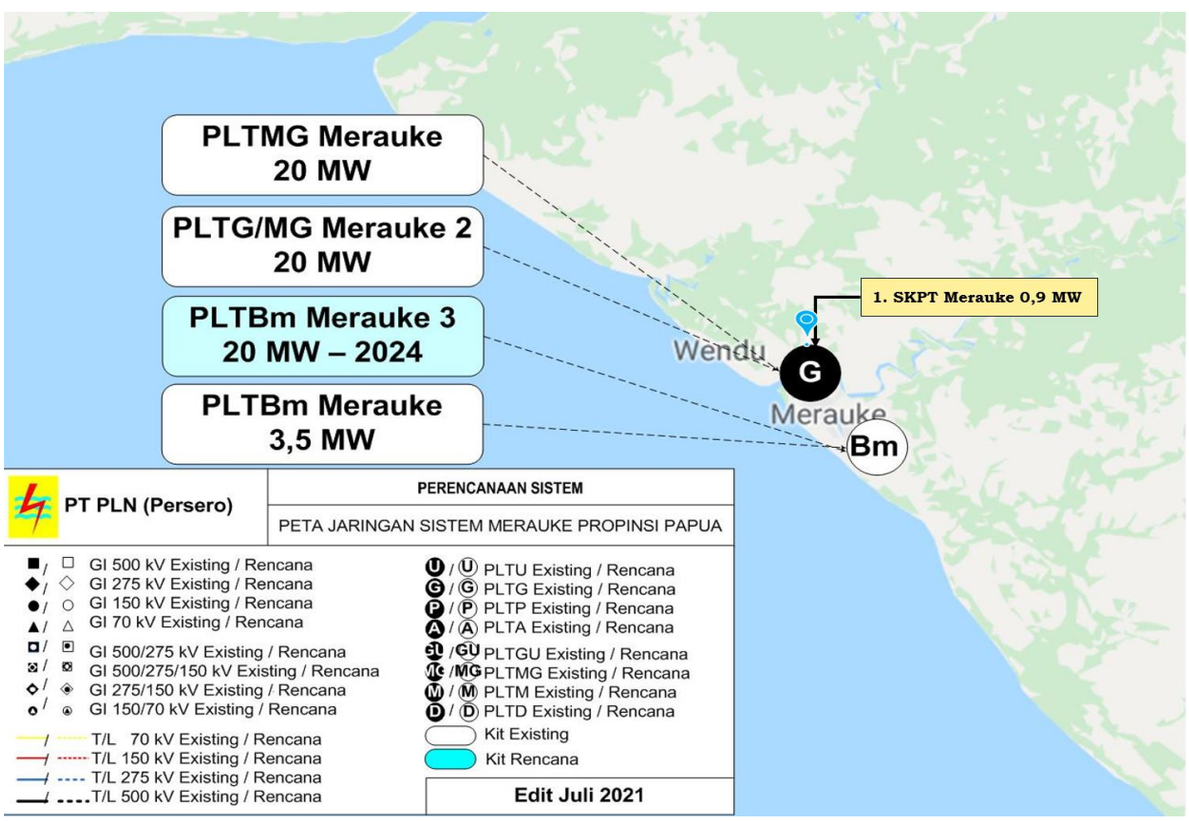
12. Provinsi Maluku Utara (Sistem Bacan)



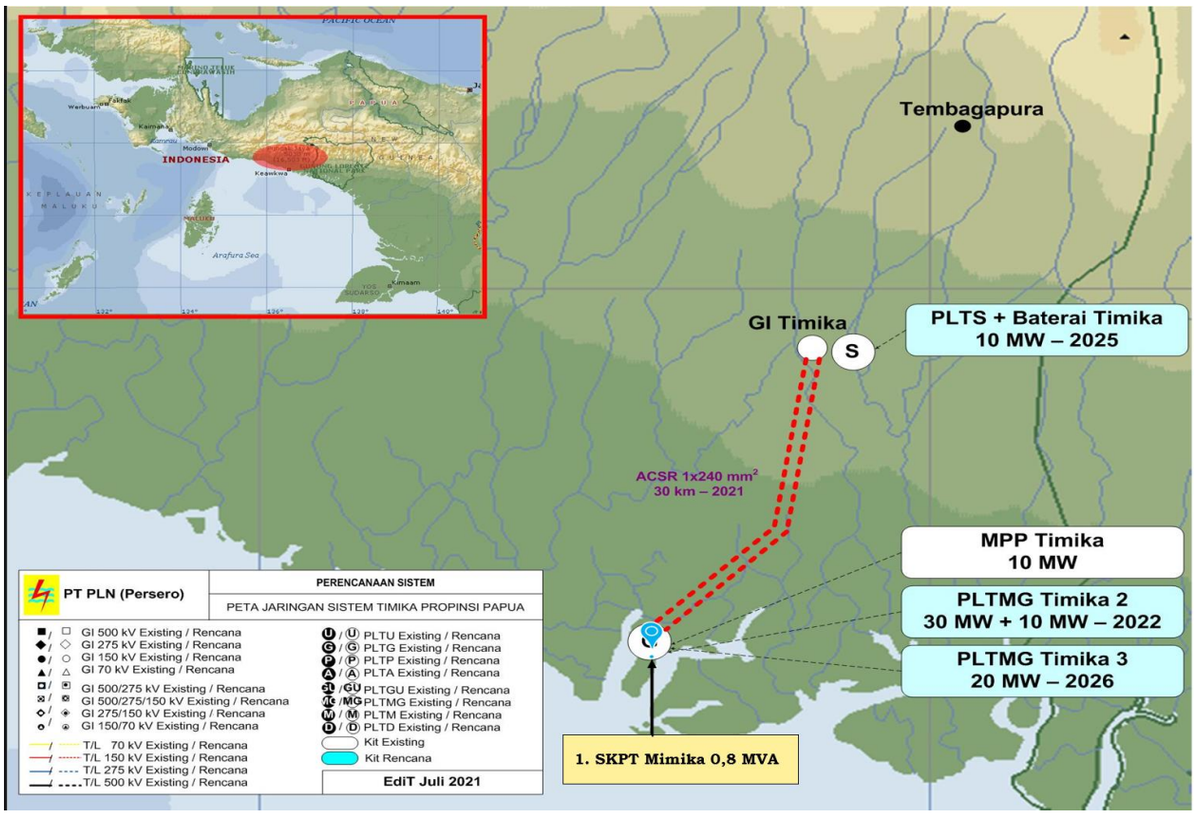
13. Provinsi Papua (Sistem Serui dan Biak)



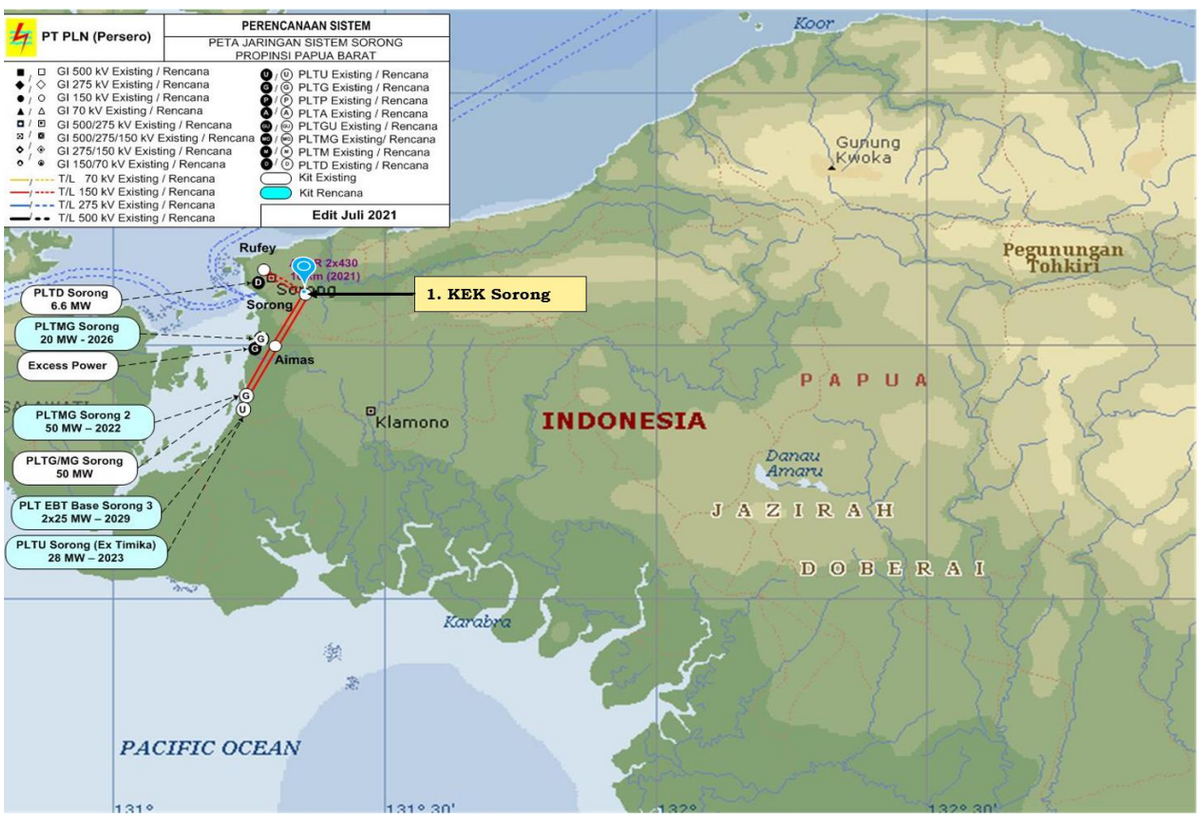
14. Provinsi Papua (Sistem Merauke)



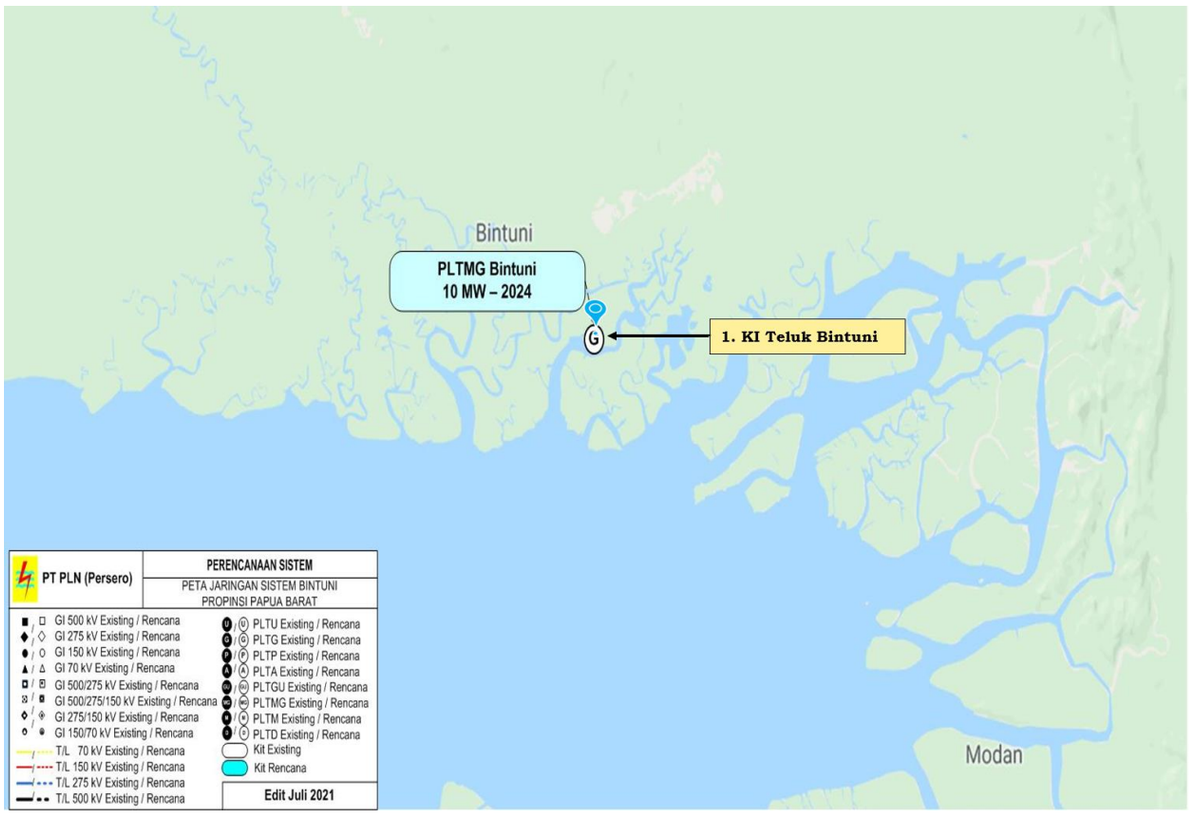
15. Provinsi Papua (Sistem Timika)



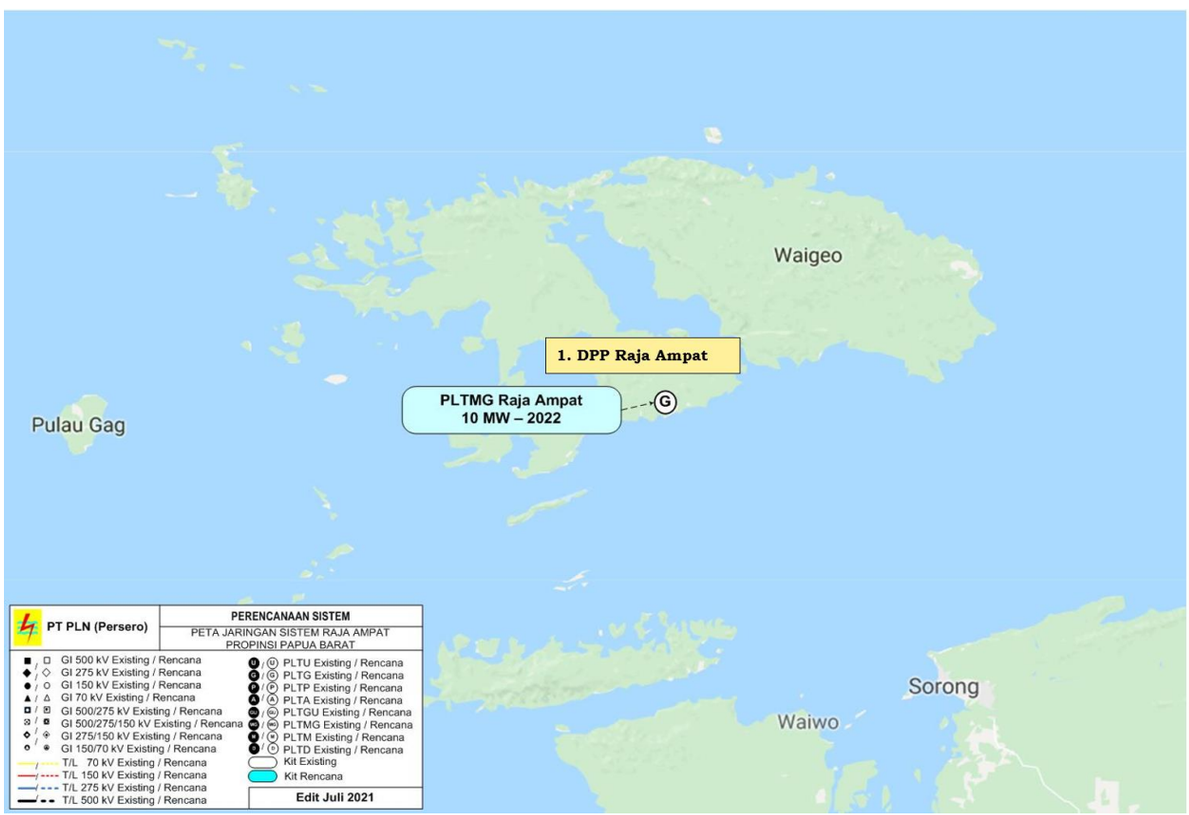
16. Provinsi Papua Barat (Sistem Sorong)



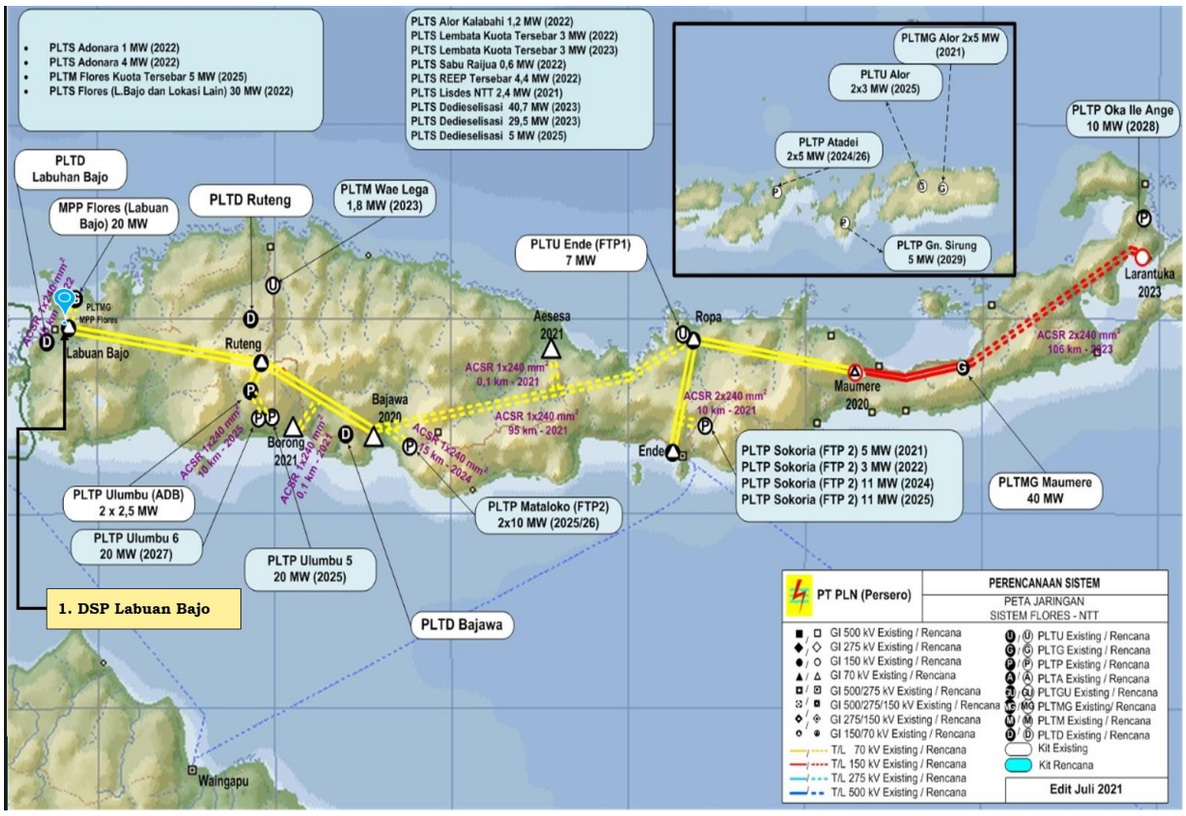
17. Provinsi Papua Barat (Sistem Bintuni)



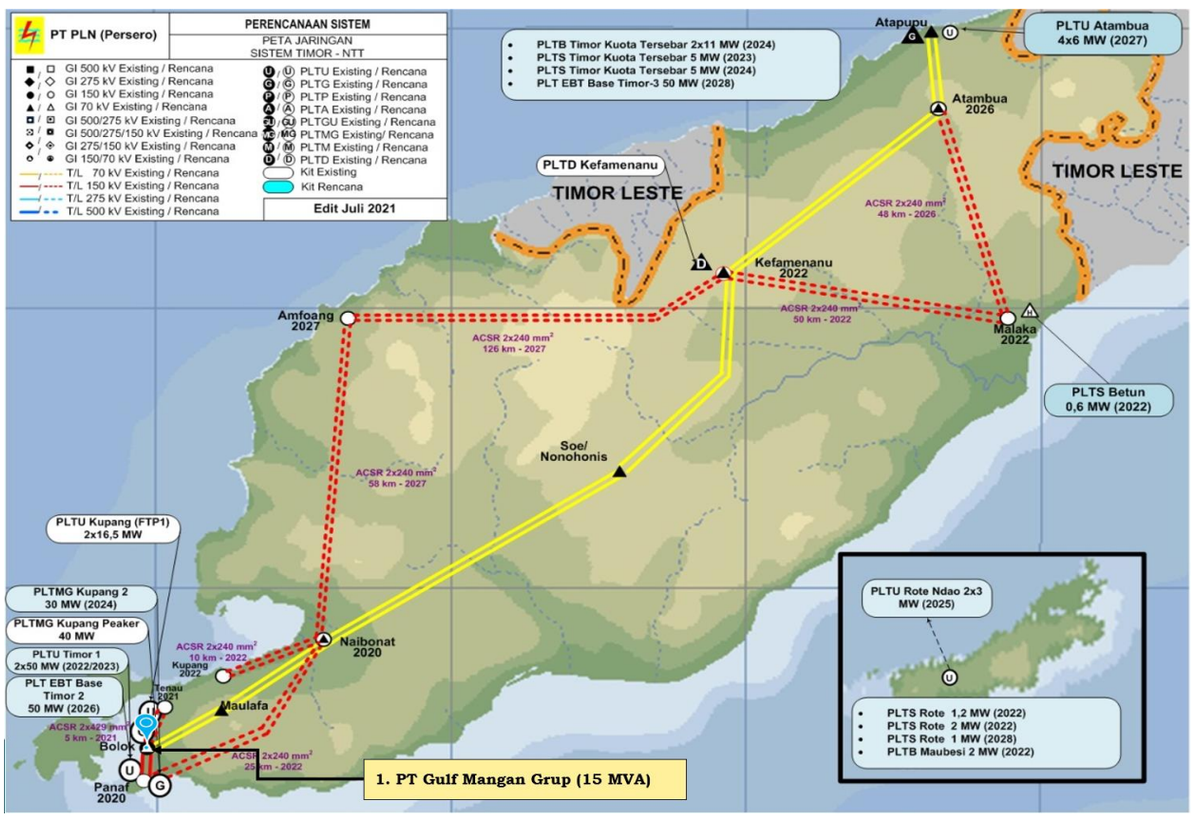
18. Provinsi Papua Barat (Sistem Raja Ampat)



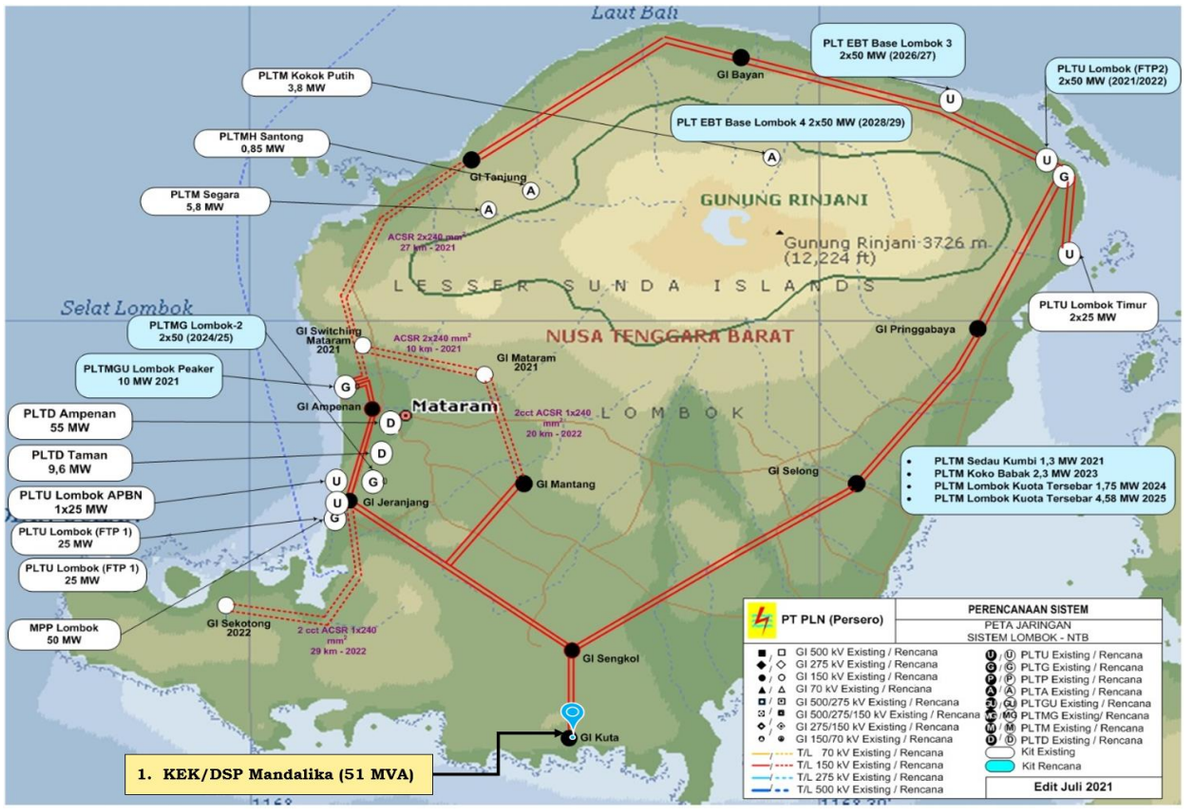
19. Provinsi Nusa Tenggara Timur (Sistem Flores)



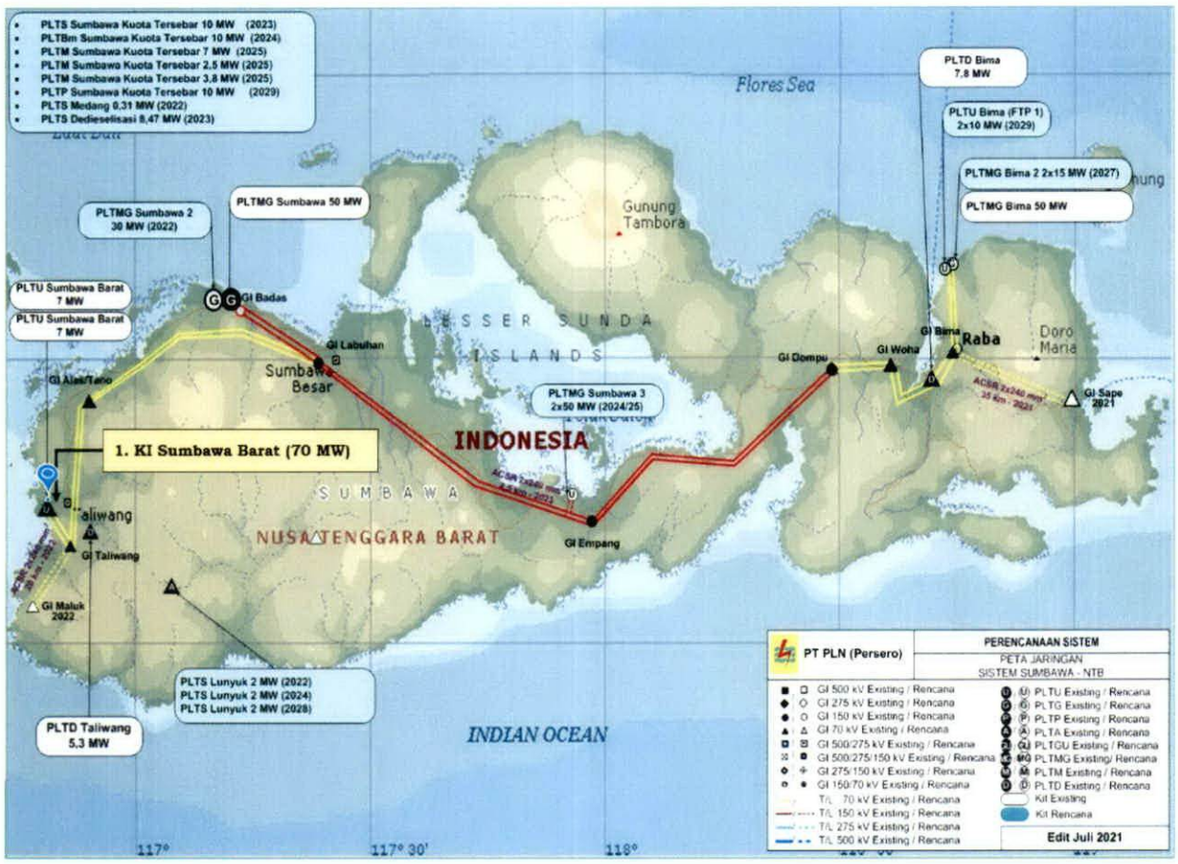
20. Provinsi Nusa Tenggara Timur (Sistem Timor)



21. Provinsi Nusa Tenggara Barat (Sistem Lombok)



22. Provinsi Nusa Tenggara Barat (Sistem Sumbawa)



MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

ARIFIN TASRIF

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEPALA BIRO HUKUM,

M. Idris F. Sihite



PT. PLN (Persero)

Jalan Trunojoyo Blok M-I
No 135
Kebayoran Baru
Jakarta 12160