MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA

KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 1567 K/21/MEM/2018
TENTANG
PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2018 S.D. 2027

DENGAN RAHMAT TUHAN YANG MAHA ESA

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

Menimbang : a. bahwa percepatan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan termasuk pembangunan pembangkit 35.000 MW dan jaringan transmisi sepanjang 48.000 km dilaksanakan oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sesuai dengan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik;

b. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a, telah dilakukan beberapa perubahan yang berpengaruh pada Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2017 s.d. 2026 dalam rancangan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2018 s.d. 2027;

c. bahwa berdasarkan ketentuan Pasal 16 ayat (2) Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014, Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik harus disahkan oleh Menteri;

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 2018 s.d. 2027;

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. 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);

4. 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);

5. 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);

6. Peraturan Presiden Nomor 3 Tahun 2016 tentang Percepatan Pelaksanaan Proyek Strategis Nasional (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 4) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 58 Tahun 2017 tentang Perubahan atas Peraturan Presiden Nomor 3 Tahun 2016 tentang Percepatan Pelaksanaan Proyek Strategis Nasional (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2017 Nomor 119);
7. 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);
8. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 13 Tahun 2016 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 782);
9. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2628 K/21/MEM/2008 tanggal 13 November 2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional;

Memperhatikan : Surat Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Nomor 0118/REN.06.01/DIRUT/2018 tanggal 19 Januari 2018, Nomor 0133/REN.06.01/DIRUT/2018 tanggal 30 Januari 2018, Nomor 0242/REN.06.01/DIRUT/2018 tanggal 23 Februari 2018, dan Nomor 0339/REN.06.01/DIRUT/2018 tanggal 02 Maret 2018 hal Permohonan Pengesahan RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2018 s.d. 2027;

MEMUTUSKAN:

Menetapkan : KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2018 S.D. 2027.

KESATU : Mengesahkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2018 s.d. 2027, selanjutnya disebut RUPTL PT PLN (Persero) 2018 s.d. 2027, sebagaimana tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan Menteri ini.

KEDUA : RUPTL PT PLN (Persero) 2018 s.d. 2027 sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU, memuat pokok-pokok sebagai berikut:

a. proyeksi rata-rata pertumbuhan kebutuhan : 6,86%

b. total rencana pembangunan pembangkit : 56.024 MW

c. target bauran energi pembangkitan akhir tahun 2025 : batubara 54,4%, EBT 23%, gas 22,2%, BBM 0,4%

d. total rencana pembangunan jaringan transmisi : 63.855 kms

e. total rencana pembangunan gardu induk : 151.424 MVA

f. total rencana pembangunan jaringan distribusi : 526.390 kms

g. total rencana pembangunan gardu distribusi : 50.216 MVA

KETIGA : PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) wajib mengutamakan pembangunan PLTU Mulut Tambang dan pembangunan PLTG/GU/MG di mulut sumur (*wellhead*) sepanjang sumber energi dimaksud tersedia di Wilayah Usaha yang dikembangkan dalam RUPTL PT PLN (Persero) 2018 s.d. 2027 sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU.

KEEMPAT : Dalam hal tertentu apabila diperlukan, Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dapat memerintahkan kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) untuk mengubah RUPTL PT PLN (Persero) 2018 s.d. 2027 dan menyampaikan perubahannya kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral untuk memperoleh pengesahan.

KELIMA : PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) wajib menyampaikan laporan perkembangan pelaksanaan RUPTL PT PLN (Persero) 2018 s.d. 2027 sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU secara berkala setiap 4 (empat) bulan kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral c.q. Direktur Jenderal Ketenagalistrikan atau sewaktu-waktu apabila diperlukan.

KEENAM : Pada saat Keputusan Menteri ini mulai berlaku, Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 1415 K/20/MEM/2017 tanggal 29 Maret 2017 tentang Pengesahaan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2017 s.d. 2026 dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.

KETUJUH : Keputusan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 13 Maret 2018

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

IGNASIUS JONAN

Tembusan:
1. Menteri Koordinator Bidang Kemaritiman
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 SKK Migas
12. Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)

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

Hufron Asrofi
NIP 196010151981031002

LAMPIRAN
KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR : 1567 K/21/MEM/2018
TANGGAL : 13 Maret 2018
TENTANG
PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2018 S.D. 2027

RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO)
TAHUN 2018 S.D. 2027

KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL

PLN

RUPTL

RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT. PLN (PERSERO) 2018- 2027

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI ..... **i**

DAFTAR GAMBAR ..... **v**

DAFTAR TABEL ..... **vii**

DAFTAR LAMPIRAN ..... **xiii**

SINGKATAN DAN KOSAKATA ..... **xv**

BAB I **I-1**

PENDAHULUAN **I-1**

1.1. Latar Belakang I-1

1.2. Landasan Hukum I-2

1.3. Visi dan Misi Perusahaan I-3

1.4. Tujuan dan Sasaran Penyusunan RUPTL I-4

1.5. Proses Penyusunan RUPTL dan Penanggungjawabnya I-4

1.6. Ruang Lingkup dan Wilayah Usaha I-7

1.7. Sistematika Dokumen RUPTL I-9

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-2

2.3. Strategi Pengembangan Transmisi dan GI II-10

Kriteria Perencanaan Transmisi dan GI II-14

2.4. Strategi Pengembangan Sistem Distribusi II-16

Kriteria Perencanaan Distribusi II-17

Rencana Implementasi *Smart Grid* II-19

2.5. Strategi Elektrifikasi Desa Yang Belum Berlistrik (Pengembangan Listrik Perdesaan) II-22

2.6. Strategi Penyelesaian Proyek Ex-APBN Dan Proyek-Proyek Terkendala II-24

2.7. Strategi Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca (GRK) II-26

BAB III **III-1**

KETERSEDIAAN SUMBER ENERGI DAN STRATEGI PEMANFAATANNYAIII-1
3.1 Sumber Energi Baru III-1
3.2 Sumber Energi Terbarukan..... III-5
3.3 Sumber Energi Tak Terbarukan III-17

BAB IV IV-1

KONDISI USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK..... IV-1
4.1 Kondisi Penjualan Tenaga Listrik IV-1
4.1.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik IV-1
4.1.2 Realisasi Jumlah Pelanggan..... IV-3
4.1.3 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik (Triliun Rp) IV-5
4.2 Kondisi Sistem Pembangkitan..... IV-7
4.2.1 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit IV-7
4.2.2 Realisasi Daya Mampu Neto (DMN) Pembangkit IV-8
4.2.3 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit..... IV-9
4.2.4 Realisasi Produksi Tenaga Listrik..... IV-11
4.2.5 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer..... IV-12
4.3 Kondisi Sistem Transmisi..... IV-13
4.3.1 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi IV-13
4.3.2 Realisasi Susut Transmisi..... IV-13
4.3.3 Realisasi Kapasitas Trafo GI..... IV-13
4.3.4 Realisasi Pemakaian Sendiri GI..... IV-14
4.3.5 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik..... IV-14
4.4 Kondisi Sistem Distribusi..... IV-14
4.4.1 Realisasi Sistem Distribusi..... IV-14
4.4.2 Realisasi SAIDI dan SAIFI IV-14

BAB V..... V-1

RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2018–2027 ..... V-1
5.1. Perubahan-Perubahan Terhadap RUPTL 2017-2026 ..... V-1
5.1.1 Perubahan untuk Regional Sumatera V-1
5.1.2 Perubahan untuk Jawa, Bali dan Nusa Tenggara..... V-4
5.1.3 Perubahan untuk Regional Kalimantan..... V-7
5.1.4 Perubahan untuk Regional Sulawesi..... V-8
5.1.5 Perubahan untuk Regional Maluku dan Papua V-10
5.2. Penanggulangan Permasalahan Jangka Pendek V-11
5.2.1 Wilayah Sumatera V-11
5.2.2 Wilayah Jawa Bali V-12

5.2.3 Wilayah Indonesia Timur V-14
5.3. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik..... V-15
5.3.1 Pertumbuhan Ekonomi.....V-16
5.3.2 Pertumbuhan Penduduk.....V-17
5.3.3 Tarif Listrik.....V-17
5.3.4 Asumsi yang Digunakan untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan.....V-18
5.3.5 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik.....V-25
5.4. Proyeksi Jumlah Pelanggan V-27
5.5. Perencanaan Pembangkitan Tenaga Listrik V-27
5.5.1 Kategorisasi Kandidat Pembangkit V-27
5.5.2 Program Percepatan Pembangkit Tahap 1 .....V-29
5.5.3 Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 .....V-30
5.5.4 Program Pembangunan Ketenagalistrikan 35.000 MW V-32
5.5.5 Partisipasi Pengembang Pembangkit Listrik (IPP) V-32
5.5.6 Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015. V-33
5.5.7 Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang V-33
5.5.8 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia V-34
5.5.9 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Regional Sumatera V-36
5.5.10 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara.....V-43
5.5.11 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Regional Kalimantan V-49
5.5.12 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit pada Regional Sulawesi.. .....V-53
5.5.13 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit pada Regional Maluku dan Papua V-59
5.6. Proyeksi Bauran Energi (*Energy Mix*) Pembangkitan..... V-63
5.6.1 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia V-63
5.6.2 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Regional Sumatera V-65
5.6.3 Proyeksi Bauran Energi Jawa, Bali dan Nusa Tenggara.....V-67
5.6.4 Proyeksi Bauran Energi Regional Kalimantan V-70
5.6.5 Proyeksi Bauran Energi Regional Sulawesi.....V-72
5.6.6 Proyeksi Bauran Energi Regional Maluku dan Papua V-73
5.7. Proyeksi Emisi gas rumah kaca (GRK)..... V-76
5.8. Proyek Pendanaan Karbon V-83

5.9. Perencanaan Jaringan Transmisi dan Gardu Induk V-83
5.9.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Sumatera.....V-84
5.9.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Jawa, Bali dan Nusa Tenggara V-88
5.9.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Kalimantan.....V-95
5.9.4. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Sulawesi V-97
5.9.5. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Maluku dan Papua V-101
5.10. Pengembangan Sistem Distribusi.....V-103
5.10.1. Regional Sumatera V-103
5.10.2. Jawa, Bali & Nusa Tenggara V-104
5.10.3. Regional Kalimantan V-104
5.10.4. Regional Sulawesi.....V-105
5.10.5. Regional Maluku dan Papua V-105
5.11. Pengembangan Listrik Perdesaan dan Desa Berlistrik V-106
5.12. Pengembangan Sistem Kecil Tersebar (s.d. 10 MW) V-108

BAB VI VI-1

BIAYA POKOK PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK VI-1

BAB VII VII-1

KEBUTUHAN INVESTASI DAN INDIKASI PENDANAAN VII-1
7.1. Sumber Pendanaan dan Kemampuan Keuangan PLN..... VII-1
7.2. Kemampuan Finansial Korporat untuk Berinvestasi VII-1
7.2.1. Kemampuan Finansial Korporat..... VII-1
7.2.2. Pengembangan Model Bisnis Kerjasama PLN dan Pihak Ketiga Non-IPP VII-2

BAB VIII VIII-1

ANALISIS RISIKO VIII-1
8.1. Profil Risiko Jangka panjang..... VIII-1
8.2. Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang..... VIII-4
8.3. Mitigasi Risiko VIII-5

BAB IX IX-1

KESIMPULAN IX-1

DAFTAR PUSTAKA..... X-1

DAFTAR GAMBAR

GAMBAR BAB I

Gambar 1.1 Proses Penyusunan RUPTL I-6
Gambar 1.2 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero) I-9

GAMBAR BAB III

Gambar 3. 1 Grafik Perubahan Nilai Sumber Daya dan Cadangan Batubara Tahun 2012 – 2016 ..... III-18
Gambar 3. 2 Perbandingan Sumber Daya dan Cadangan dari IUP, PKP2B dan Pemerintah III-20
Gambar 3. 3 Peta Zonasi Sumber Daya Batubara III-24
Gambar 3. 4 Peta Zonasi Pasokan Batubara per Regional III-24
Gambar 3. 5 Sistem Transportasi Batubara III-26
Gambar 3. 6 Neraca Gas Bumi Indonesia 2016-2035. ..... III-27
Gambar 3. 7 Zonasi Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN III-31
Gambar 3. 8 Rencana Logistik *Cluster* LNG Papua Bagian Utara. III-35

GAMBAR BAB V

Gambar 5.1 Perbandingan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik V-26
Gambar 5.2 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) V-64
Gambar 5.3 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sumatera (GWh) V-66
Gambar 5.4 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Bali dan Nusa Tenggara (GWh) V-69
Gambar 5.5 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Kalimantan (GWh) V-71
Gambar 5.6 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sulawesi (GWh) V-73
Gambar 5.7 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Maluku dan Papua (GWh) V-74
Gambar 5.8 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Indonesia) V-77
Gambar 5.9 Proyeksi *Operating Margin Emission Factor* CO_2 untuk Berbagai Skenario EBT V-78
Gambar 5.10 Proyeksi Emisi GRK untuk Berbagai Skenario Pengembangan EBT V-78
Gambar 5.11 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar pada Regional Sumatera . V-79

Gambar 5.12 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa Bali V-80
Gambar 5.13 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Regional Kalimantan V-81
Gambar 5.14 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara V-82
Gambar 5.15 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Regional Maluku dan PapuaV- 83
Gambar 5.16 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2018-2027 ..... V-85
Gambar 5.17 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jawa Bali Tahun 2018-2027 ..... V-89
Gambar 5.18 Rencana Pengembangan Transmisi Lombok Tahun 2018-2027 . V-89
Gambar 5.19 Rencana Pengembangan Transmisi Timor Tahun 2018-2027 V-90
Gambar 5.20 Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Tahun 2018-2027 ..... V-96
Gambar 5.21 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2018-2027 V-100
Gambar 5.22 Rencana Pengembangan Transmisi Ambon Tahun 2018-2027... V-102
Gambar 5.23 Rencana Pengembangan Transmisi Jayapura Tahun 2018-2027 ..... V-102

GAMBAR BAB IX

Gambar 9.1 Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang Tahun 2016-2025 ..... IX-5

DAFTAR TABEL

TABEL BAB I

Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL..... I-6

TABEL BAB II

Tabel 2.1 Tindak Lanjut Proyek-proyek Terkendala II-25

TABEL BAB III

Tabel 3.1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan III-9
Tabel 3.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW) III-10
Tabel 3.3 Sebaran Potensi Panas Bumi per Pulau..... III-10
Tabel 3.4 Potensi Proyek PLTA Berdasarkan *Masterplan Of Hydro Power Development*..... III-12
Tabel 3.5 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut III-12
Tabel 3.6 Potensi Pemanfaatan Tenaga Surya..... III-15
Tabel 3.7. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Tahun 2016..... III-18
Tabel 3.8. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Per Provinsi Tahun 2016. . III-19
Tabel 3.9. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Sesuai dengan SNI 5015 Tahun 2011 ..... III-19
Tabel 3.10 Lokasi Pembangkit Lelang Pasokan LNG Indonesia Tengah III-34

TABEL BAB IV

Tabel 4.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (TWh) IV-1
Tabel 4.2 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (TWh) IV-1
Tabel 4.3 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Jawa-Bali & Nusa Tenggara (TWh) IV-2
Tabel 4.4 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (TWh)..... IV-2
Tabel 4.5 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (TWh)..... IV-3
Tabel 4.6 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Maluku dan Papua (TWh) IV-3
Tabel 4.7 Realisasi Jumlah Pelanggan Indonesia IV-3
Tabel 4.8 Realisasi Jumlah Pelanggan Sumatera IV-4
Tabel 4.9 Realisasi Jumlah Pelanggan Jawa-Bali & Nusa Tenggara IV-4
Tabel 4.10 Realisasi Jumlah Pelanggan Kalimantan IV-4
Tabel 4.11 Realisasi Jumlah Pelanggan Sulawesi IV-4
Tabel 4.12 Realisasi Jumlah Pelanggan Maluku & Papua IV-5
Tabel 4.13 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik (Rp. T) IV-5
Tabel 4.14 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (Rp. T) IV-5

Tabel 4.15 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Jawa-Bali & Nusa Tenggara (Rp. T) IV-6
Tabel 4.16 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (Rp. T) IV-6
Tabel 4.17 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (Rp. T). IV-6
Tabel 4.18 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Maluku & Papua (Rp. T) IV-7
Tabel 4.19 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit (MW) IV-7
Tabel 4.20 Realisasi DMN Pembangkit (MW) IV-8
Tabel 4.21 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit (MW) IV-10
Tabel 4.22 Realisasi Produksi Tenaga Listrik (TWh) IV-11
Tabel 4.23 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer IV-12
Tabel 4.24 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi (kms) IV-13
Tabel 4.25 Realisasi Susut Transmisi IV-13
Tabel 4.26 Realisasi Kapasitas Trafo GI (MVA) IV-13
Tabel 4.27 Realisasi Kapasitas Trafo GI (Unit) IV-13
Tabel 4.28 Realisasi Pemakaian Sendiri GI IV-14
Tabel 4.29 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik (MW) IV-14
Tabel 4.30 Realisasi Sistem Distribusi IV-14
Tabel 4.31 Realisasi SAIDI dan SAIFI IV-14

TABEL BAB V

Tabel 5.1 Ringkasan Perubahan RUPTL 2018-2027 terhadap RUPTL 2017-2026 ..... V-1
Tabel 5.2 Proyek yang Disesuaikan dalam RUPTL 2018-2027 ..... V-1
Tabel 5.3 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera V-3
Tabel 5.4 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara V-4
Tabel 5.5 Proyek yang Disesuaikan dalam RUPTL 2018-2027 ..... V-5
Tabel 5.6 Tambahan Proyek Baru di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara V-6
Tabel 5.7 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan V-7
Tabel 5.8 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2018-2027 di Kalimantan . V-7
Tabel 5.9 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan V-8
Tabel 5.10 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi V-8
Tabel 5.11 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi V-10

Tabel 5.12 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2018-2027 di Sulawesi . V-10
Tabel 5.13 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku dan Papua V-10
Tabel 5.14 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2018-2027 di Maluku dan Papua V-11
Tabel 5.15 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Indonesia) V-18
Tabel 5.16 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sumatera) V-19
Tabel 5.17 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Jawa-Bali dan Nusa Tenggara) V-20
Tabel 5.18 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Kalimantan) V-21
Tabel 5.19 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sulawesi)..... V-22
Tabel 5.20 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Maluku & Papua) V-23
Tabel 5.21 Asumsi/Target (Indonesia) V-24
Tabel 5.22 Asumsi/Target (Sumatera) V-24
Tabel 5.23 Asumsi/Target (Jawa-Bali & Nusa Tenggara)..... V-24
Tabel 5.24 Asumsi/Target (Kalimantan) V-24
Tabel 5.25 Asumsi/Target (Sulawesi)..... V-24
Tabel 5.26 Asumsi/Target (Maluku & Papua) V-25
Tabel 5.27 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh)..... V-25
Tabel 5.28 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh)..... V-25
Tabel 5.29 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Jawa-Bali & Nusa Tenggara (GWh)..... V-25
Tabel 5.30 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh)..... V-26
Tabel 5.31 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (GWh) V-26
Tabel 5.32 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Maluku & Papua (GWh)..... V-26
Tabel 5.33 Proyeksi Beban Puncak *Non-coincident*..... V-26
Tabel 5.34 Proyeksi Jumlah Pelanggan Indonesia (ribu pelanggan) V-27
Tabel 5.35 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sumatera (ribu pelanggan) V-27
Tabel 5.36 Proyeksi Jumlah Pelanggan Jawa-Bali & Nusa Tenggara (ribu pelanggan) V-27
Tabel 5.37 Proyeksi Jumlah Pelanggan Kalimantan (ribu pelanggan) V-27
Tabel 5.38 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sulawesi (ribu pelanggan) V-27
Tabel 5.39 Proyeksi Jumlah Pelanggan Maluku & Papua (ribu pelanggan) . V-27

Tabel 5.40 Asumsi Harga Bahan Bakar V-28
Tabel 5.41 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW V-29
Tabel 5.42 Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 . V-31
Tabel 5.43 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW) V-35
Tabel 5.44 Kebutuhan Pembangkit Regional Sumatera (MW) V-36
Tabel 5.45 Neraca Daya Sistem Sumbagut Tahun 2018-2027..... V-37
Tabel 5.46 Neraca Daya Sistem Sumbagselteng Tahun 2018-2027 ..... V-38
Tabel 5.47 Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2018-2027..... V-40
Tabel 5.48 Rencana Penambahan Pembangkit Jawa, Bali dan Nusa Tenggara (MW) V-43
Tabel 5.49 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2018-2027 ..... V-44
Tabel 5.50 *Regional Balance* Sistem Jawa Bali TW-3 Tahun 2017..... V-46
Tabel 5.51 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2018-2027 ..... V-47
Tabel 5.52 Neraca Daya Sistem Timor Tahun 2018-2027..... V-48
Tabel 5.53 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Kalimantan (MW) . V-49
Tabel 5.54 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2018-2027 ..... V-50
Tabel 5.55 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2018-2027 ..... V-52
Tabel 5.56 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Sulawesi (MW) V-54
Tabel 5.57 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2018-2027..... V-55
Tabel 5.58 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2018-2027..... V-58
Tabel 5.59 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Maluku dan Papua (MW) V-60
Tabel 5.60 Neraca Daya Sistem Ambon Tahun 2018-2027..... V-61
Tabel 5.61 Neraca Daya Sistem Jayapura Tahun 2018-2027 ..... V-62
Tabel 5.62 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)..... V-63
Tabel 5.63 Komposisi Energi Mix Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%) V-64
Tabel 5.64 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Indonesia..... V-64
Tabel 5.65 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sumatera (GWh)..... V-65
Tabel 5.66 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Regional Sumatera (%) V-65
Tabel 5.67 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Regional Sumatera V-66
Tabel 5.68 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Sumatera..... V-66
Tabel 5.69 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Bali dan Nusa Tenggara (GWh) V-68

Tabel 5.70 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa, Bali dan Nusa Tenggara (%) V-68
Tabel 5.71 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Jawa, Bali dan Nusa Tenggara V-69
Tabel 5.72 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Jawa, Bali dan Nusa Tenggara V-70
Tabel 5.73 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Kalimantan (GWh) V-70
Tabel 5.74 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Regional Kalimantan (%) V-71
Tabel 5.75 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Regional Kalimantan V-71
Tabel 5.76 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Kalimantan V-72
Tabel 5.77 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sulawesi (GWh) V-72
Tabel 5.78 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Regional Sulawesi (%) V-72
Tabel 5.79 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Regional Sulawesi V-73
Tabel 5.80 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Sulawesi V-73
Tabel 5.81 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Maluku dan Papua (GWh) V-74
Tabel 5.82 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Regional Maluku dan Papua (%) V-74
Tabel 5.83 Prakiraan Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Regional Maluku dan Papua V-75
Tabel 5.84 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Maluku dan Papua V-75
Tabel 5.85 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Indonesia) V-77
Tabel 5.86 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Sumatera) V-79
Tabel 5.87 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Jawa-Bali) V-80
Tabel 5.88 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Kalimantan) V-81
Tabel 5.89 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Sulawesi) V-81
Tabel 5.90 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Maluku dan Papua).. V-82
Tabel 5.91 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Indonesia (kms) V-84
Tabel 5.92 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Indonesia (MVA) V-84
Tabel 5.93 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sumatera (kms) V-87

Tabel 5.94 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Wilayah Sumatera (MVA) V-88
Tabel 5.95 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Jawa-Bali-Nusa Tenggara (kms) V-91
Tabel 5.96 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Jawa-Bali-Nusa Tenggara (MVA) V-91
Tabel 5.97 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Kalimantan (kms) . V-96
Tabel 5.98 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Regional Kalimantan (MVA) V-96
Tabel 5.99 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sulawesi (kms) . V-97
Tabel 5.100 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sulawesi (MVA) V-98
Tabel 5.101 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Maluku dan Papua (kms) V-101
Tabel 5.102 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Regional Maluku dan Papua (MVA) V-101
Tabel 5.103 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi di Indonesia V-103
Tabel 5.104 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Sumatera ... V-104
Tabel 5.105 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Jawa,Bali & Nusa Tenggara V-104
Tabel 5.106 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Kalimantan V-105
Tabel 5.107 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Sulawesi V-105
Tabel 5.108 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Maluku dan Papua V-106
Tabel 5.109 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2018-2026 .. V-107
Tabel 5.110 Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2017-2026 (Juta Rp) V-107
Tabel 5.111 Rekap Sebaran Lokasi 2.510 Desa Belum Berlistrik V-107

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI

WILAYAH OPERASI SUMATERA

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

LAMPIRAN B

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI

WILAYAH OPERASI JAWA 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

B8. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT (NTB)

B9. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR (NTT)

LAMPIRAN C

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI

WILAYAH OPERASI KALIMANTAN

C1. PROVINSI KALIMANTAN BARAT

C2. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN

C3. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH

C4. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

C5. PROVINSI KALIMANTAN UTARA

LAMPIRAN D

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

D1. PROVINSI SULAWESI UTARA

D2. PROVINSI SULAWESI TENGAH

D3. PROVINSI GORONTALO

D4. PROVINSI SULAWESI SELATAN

D5. PROVINSI SULAWESI TENGGARA

D6. PROVINSI SULAWESI BARAT

LAMPIRAN E

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI WILAYAH OPERASI MALUKU DAN PAPUA

E1. PROVINSI MALUKU

E2. PROVINSI MALUKU UTARA

E3. PROVINSI PAPUA

E4. PROVINSI PAPUA BARAT

LAMPIRAN F. ANALISIS RISIKO

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*
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
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*
Excess power	:	Kelebihan energi listrik dari suatu *captive power* yang dapat dibeli oleh PLN
FSRU	:	*Floating Storage and Regasification Unit*
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*
JTM	:	Jaringan Tegangan Menengah adalah saluran distribusi listrik bertegangan 20 kV
JTR	:	Jaringan Tegangan Rendah adalah saluran distribusi listrik bertengangan 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 pembangkitan yang biasa dipakai pada perencanaan kapasitas pembangkit
Load factor	:	Faktor beban, merupakan rasio antara MW rata-rata dan MW puncak
MFO	:	*Marine Fuel Oil*
MMBTU	:	*Million Metric BTU*, satuan yang biasa digunakan untuk mengukur kalori gas
Mothballed	:	Pembangkit yang tidak dioperasikan namun tetap dipelihara, tidak diperhitungkan dalam *reserve margin*
MP3EI	:	Master Plan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia
MMSCF	:	*Million Metric Standard Cubic Feet*, satuan yang biasa digunakan untuk mengukur volume gas pada tekanan dan suhu tertentu
MMSCFD	:	*Million Metric Standard Cubic Feetper 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
P2TL	:	Penertiban Pemakaian Tenaga Listrik, tindakan terhadap penggunaan listrik secara ilegal
Peaker	:	Pembangkit pemikul beban puncak
PLTA	:	Pusat Listrik Tenaga Air
PLTB	:	Pusat Listrik Tenaga Bayu
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
PLTU	:	Pusat Listrik Tenaga Uap

PTMPD	:	Pembangkit Termal Modular Pengganti Diesel
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
Prakiraan beban	:	*Demand forecast*, prakiraan pemakaian energi listrik di masa depan
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.
Ultra super critical	:	Teknologi PLTU batubara yang beroperasi pada suhu dan tekanan diatas titik kritis air
Unallocated Project	:	Rencana proyek baru yang belum ditetapkan calon pengembang maupun sumber pendanaannya, dapat dibangun oleh PLN maupun IPP atau dalam bentuk kerja sama khusus dimana PLN tidak menjadi *off-taker* sepenuhnya
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, sehingga PLN secara alamiah perlu mempunyai sebuah rencana program pengembangan sistem tenaga listrik yang bersifat jangka panjang[1]. Dengan demikian rencana pengembangan sistem tenaga listrik yang diperlukan PLN harus berjangka panjang, yaitu 10 tahun, 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 sebagai pedoman pengembangan sistem tenaga listrik di wilayah usaha PLN untuk sepuluh tahun mendatang yang optimal, 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 oleh PLN 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 2018-2027 juga didorong oleh timbulnya kebutuhan untuk memperbarui RUPTL 2017-2026 setelah memperhatikan realisasi beban tenaga listrik dan realisasi penyelesaian beberapa proyek

---

[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] Sebuah PLTU batubara diharapkan beroperasi komersial selama 25 – 30 tahun.

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.

Dalam RUPTL ini terdapat beberapa proyek pembangkit yang telah *committed* akan dilaksanakan oleh PLN maupun IPP. Kebutuhan tambahan kapasitas yang belum *committed* akan disebut sebagai tambahan kapasitas yang belum dialokasikan sebagai proyek PLN atau IPP dan disebut sebagai proyek *unallocated*.

Disamping itu, dimungkinkan juga kerjasama untuk pemanfaatan infrastruktur transmisi baik milik PLN maupun milik swasta melalui skema *power wheeling* sesuai regulasi yang ada. Selain itu juga dimungkinkan pembelian *excess power* sesuai kebutuhan PLN.

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 pengembang IPP.

Sesuai dengan regulasi yang ada, RUPTL akan selalu 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. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682 K/21/MEM/2008 tanggal 13 November 2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional.
5. 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).

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: “Diakui sebagai Perusahaan Kelas Dunia yang Bertumbuh-kembang, Unggul dan Terpercaya dengan Bertumpu pada Potensi Insani.”

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

- Menjalankan bisnis tenaga listrik 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, biomas, 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 2018-2027 di PLN dibuat dengan proses sebagai berikut:

- Draft RUKN 2015-2034 yang telah disampaikan oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral kepada Ketua Komisi VII DPR RI tanggal 13 Agustus 2015 digunakan sebagai salah satu pertimbangan, khususnya mengenai kebijakan Pemerintah tentang perencanaan ketenagalistrikan, kebijakan pemanfaatan energi primer, kebijakan perlindungan lingkungan, kebijakan tingkat cadangan (*reserve margin*), dan target rasio elektrifikasi. Proyeksi pertumbuhan jumlah penduduk menggunakan data pada buku Proyeksi Penduduk Indonesia 2010-2035 edisi 2013 dari Bappenas-BPS-UNPF.

---

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

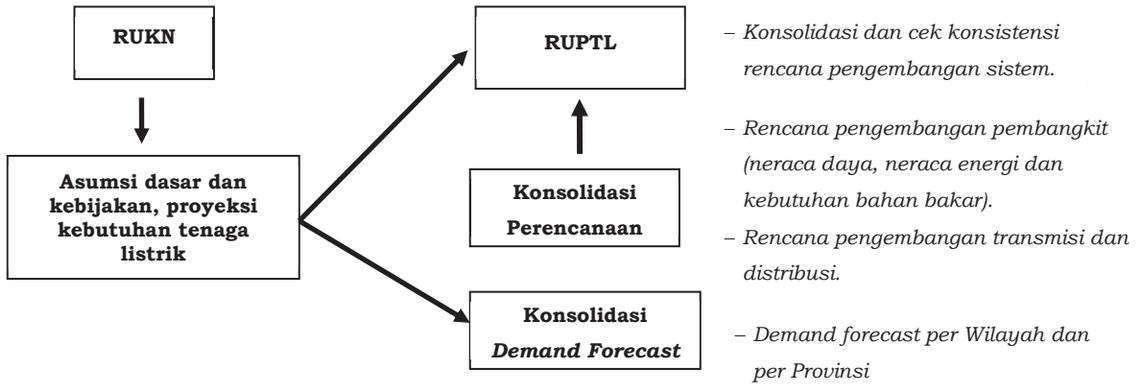
Sedangkan untuk proyeksi jumlah orang per rumah tangga mengacu pada Statistik Indonesia 2014-BPS.

- 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 menggunakan angka proyeksi pertumbuhan ekonomi skenario tinggi dari Bappenas. Angka inflasi menggunakan asumsi inflasi pada Draft RUKN 2015-2034. Proyeksi pertumbuhan dan jumlah penduduk menggunakan data pada buku Proyeksi Penduduk Indonesia 2010-2035 edisi 2013 dari Bappenas-BPS-UNPF. Sedangkan untuk asumsi jumlah orang per rumah tangga mengacu pada Statistik Indonesia 2014-BPS. Angka rasio elektrifikasi mengacu pada target rasio elektrifikasi pada Draft RUKN 2015-2034 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), kawasan strategis pariwisata nasional, sentra kelautan dan perikanan terpadu 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 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 dan daya tersambung, dan kemudian dibentuk persamaan model regresi.
- 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 Wilayah/Distribusi/P2B/P3BS dan PLN Kantor Pusat sesuai tanggung-jawab masing-masing.
- Konsolidasi perencanaan tahap berikutnya yang melibatkan PLN 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 Wilayah/Distribusi/P2B/P3BS. 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

Pembagian tanggung jawab penyusunan RUPTL ditunjukkan pada Tabel 1.1.

Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL

Kegiatan Pokok	P2B/ P3B/Trans	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*

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

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. 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 2018-2027 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 di wilayah usaha PLN. Penyusunan RUPTL dibagi menjadi tujuh regional sesuai organisasi PLN, yaitu Sumatera, Jawa Bagian Barat, Jawa Bagian Tengah, Jawa Bagian Timur, Bali dan Nusa Tenggara, Kalimantan, Sulawesi, serta Maluku dan Papua. Selain itu RUPTL ini juga menampilkan rencana pengembangan sistem tenaga listrik per provinsi.

Berikut adalah penjelasan mengenai Wilayah Usaha PLN saat ini berdasarkan pembagian dalam penyusunan RUPTL.

Regional Sumatera

Regional 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 Wilayah Aceh, PLN Wilayah Sumatera Utara, PLN Wilayah Sumatera Barat, PLN Wilayah Riau dan Kepri, PLN Wilayah Sumatera Selatan–Jambi–Bengkulu (S2JB), PLN Distribusi Lampung, PLN Wilayah Bangka–Belitung dan PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) Sumatera. PLN 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 P3B Sumatera.

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

Regional Jawa Bagian Barat

Wilayah usaha di Regional Jawa Bagian Barat dilayani oleh PLN Distribusi Jakarta Raya dan PLN Distribusi Banten. PLN Distribusi hanya mengelola jaringan distribusi, pelanggan serta pembangkit skala kecil dan *isolated*. Pengelolaan jaringan transmisi dan GI dilakukan oleh PLN P2B dan PLN Unit Transmisi Jawa Bagian Barat. Pengelolaan pembangkitan dilaksanakan oleh PT Indonesia Power dan PT Pembangkitan Jawa Bali.

Regional Jawa Bagian Tengah

Wilayah usaha di Regional Jawa Bagian Tengah dilayani oleh PLN Distribusi Jawa Barat dan PLN Distribusi Jawa Tengah & Daerah Istimewa Yogyakarta (DIY). PLN Distribusi hanya mengelola jaringan distribusi, pelanggan serta pembangkit skala kecil dan *isolated*. Pengelolaan jaringan transmisi dan GI dilakukan oleh PLN P2B dan PLN Unit Transmisi Jawa Bagian Tengah. Pengelolaan pembangkitan dilaksanakan oleh PLN Pembangkitan Tanjung Jati, PT Indonesia Power dan PT Pembangkitan Jawa Bali.

Regional Jawa Bagian Timur, Bali dan Nusa Tenggara

Wilayah usaha di Regional Jawa Bagian Timur dan Bali dilayani oleh PLN Distribusi Jawa Timur dan PLN Distribusi Bali. PLN Distribusi hanya mengelola jaringan distribusi, pelanggan serta pembangkit skala kecil dan *isolated*. Pengelolaan jaringan transmisi dan GI dilakukan oleh PLN P2B dan PLN Unit Transmisi Jawa Bagian Timur dan Bali. Pengelolaan pembangkitan dilaksanakan oleh PT Indonesia Power dan PT Pembangkitan Jawa Bali.

Wilayah usaha di Kepulauan Nusa Tenggara dilayani oleh PLN Wilayah Nusa Tenggara Barat dan PLN Wilayah Nusa Tenggara Timur. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan berada di bawah PLN Wilayah.

Regional Kalimantan

Regional usaha di Kalimantan meliputi Wilayah usaha PLN di Pulau Kalimantan dan pulau-pulau kecil di sekitarnya termasuk Tarakan. Wilayah usaha ini dilayani oleh PLN Wilayah Kalimantan Barat, PLN Wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah dan PLN Wilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan berada di bawah PLN Wilayah.

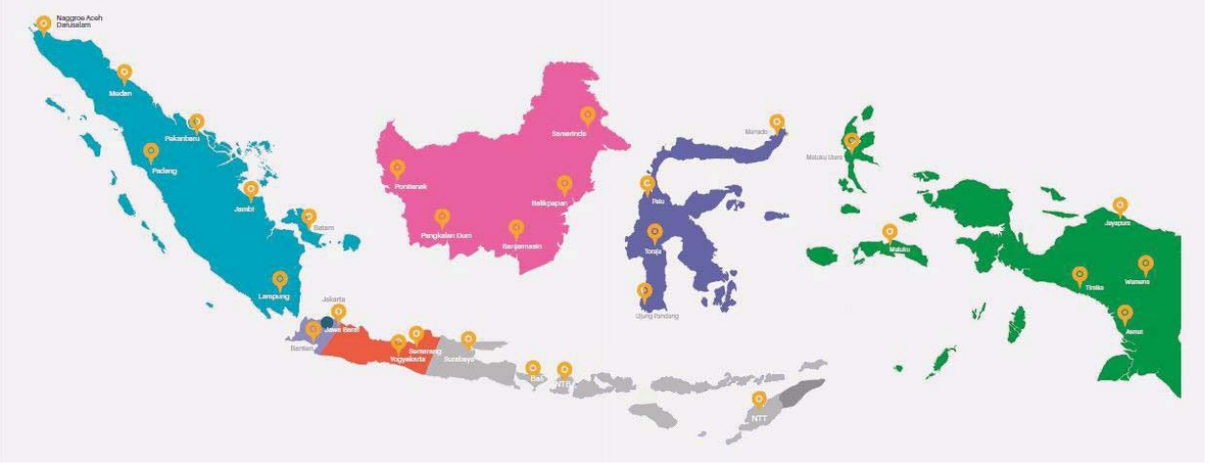
Regional Sulawesi

Regional usaha di Sulawesi meliputi wilayah usaha PLN di Pulau Sulawesi dan pulau-pulau kecil di sekitarnya. Wilayah usaha di Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara dilayani oleh PLN Wilayah Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah dan Gorontalo dan PLN Wilayah Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara dan Sulawesi Barat. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan berada di bawah PLN Wilayah.

Regional Maluku dan Papua

Regional usaha di Maluku dan Papua meliputi wilayah usaha PLN di Kepulauan Maluku dan Papua. Kepulauan Maluku dilayani oleh PLN Wilayah Maluku & Maluku Utara, sedangkan wilayah usaha PLN di Papua dilayani oleh PLN Wilayah Papua & Papua Barat. PLN wilayah mengelola pembangkit, transmisi, jaringan distribusi dan pelanggan.

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 penanggungjawabnya, 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 maupun pendapatan dari penjualan tenaga listrik. Bab V menjelaskan rencana penyediaan tenaga listrik tahun 2018-2027, meliputi kriteria dan kebijakan perencanaan, asumsi dasar, perubahan-perubahan proyek pembangkit terhadap RUPTL 2017-2026, 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 biaya pokok penyediaan tenaga listrik, Bab VII menjelaskan kebutuhan investasi dan indikasi pendanaan. Bab VIII menjelaskan analisis risiko jangka panjang dan langkah mitigasinya. Bab IX memberikan kesimpulan.

Selanjutnya rencana pengembangan tenaga listrik per provinsi diberikan dalam lampiran-lampiran.

BAB II
STRATEGI PENGEMBANGAN INFRASTRUKTUR PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK DAN PENJUALAN TENAGA LISTRIK

Pengembangan sarana ketenagalistrikan dalam RUPTL 2018-2027 ini dibuat dengan memperhatikan draft RUKN 2015-2034 serta kebijakan perusahaan dalam merencanakan pertumbuhan penjualan, pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi. Rencana Pemerintah untuk mendorong kecukupan tenaga listrik dengan program 35 GW. Bab II 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. PLN pada prinsipnya bermaksud melayani kebutuhan tenaga listrik seluruh masyarakat di wilayah Indonesia.

Penyediaan tenaga listrik dilakukan dengan merencanakan penambahan pembangkit, transmisi dan GI serta distribusi yang tertuang dalam dokumen RUPTL. RUPTL ini disusun untuk mempercepat peningkatan rasio elektrifikasi dengan menyambung konsumen residensial baru dalam jumlah yang cukup tinggi setiap tahun, dan melayani daftar tunggu konsumen besar yang ada dengan memperhatikan kesiapan pasokan.

RUPTL 2018-2027 ini sudah berusaha memperhitungkan dampak dari program *demand side management* (DSM), program *energy efficiency* maupun program konservasi energi dengan memasukkan faktor tarif dalam membuat prakiraan beban. Hal ini dilandasi dengan observasi kecenderungan masyarakat, industri mupun bisnis untuk menurunkan pemakaian listrik mereka ketika harga listrik mahal. Walaupun ada faktor-faktor lain yang mendorong penghematan pemakaian listrik seperti 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.

Dalam proses perkiraan beban dalam RUPTL 2018-2027 juga dipertimbangkan program-program pemerintah dan rencana pengembangan industri, bisnis dan pariwisata di Indonesia. 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.

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 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, biomass, sampah dan tenaga air didorong namun dengan tetap mempertimbangkan keekonomian (efisiensi harga) agar dapat mengurangi biaya pokok penyediaan (BPP) tenaga listrik. Selain itu, pengembangan pembangkit energi terbarukan juga tetap

---

[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.

memperhatikan keseimbangan *supply–demand* dan status kesiapan pengembangan pembangkit tersebut.

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

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

- Pada beberapa daerah yang merupakan sumber utama energi primer nasional maupun yang memiliki potensi mineral yang signifikan namun telah lama kekurangan pasokan tenaga listrik, yaitu Sumatera, Sulawesi dan Kalimantan. Kebijakan ini diambil dengan mempertimbangkan kapasitas pembangkit *existing* yang telah mengalami *derating* cukup besar dan adanya kemungkinan bahwa dengan tersedianya tenaga listrik yang banyak di Sumatera, Sulawesi dan Kalimantan akan memicu tumbuhnya *demand* listrik yang jauh lebih cepat[7].
- Sebagai mitigasi risiko teknologi dan *hidden capacity*[8].
- Apabila terdapat penugasan dari Pemerintah untuk mempercepat pembangunan pembangkit (Program FTP1, FTP2 dan Program 35 GW).
- Untuk mengantisipasi adanya kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan pembangkit.
- Berdasarkan pengalaman selama lima tahun terakhir, dimana penyelesaian proyek PLTU batubara skala kecil <50 MW banyak mengalami keterlambatan dan ada beberapa unit yang tidak berlanjut. Untuk mendapatkan efisiensi yang lebih baik, maka rencana proyek PLTU batubara di Nusa Tenggara akan menggunakan kapasitas per unit (*unit size*) yang lebih besar yaitu 50 MW, menggantikan rencana PLTU skala 25 MW.

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

---

[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

primer, kedekatan dengan pusat beban, prinsip *regional balance*, topologi 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 guna memenuhi kebutuhan beban puncak pada sistem besar diupayakan tidak menggunakan pembangkit berbahan bakar BBM, prioritas PLN merencanakan pembangkit beban puncak yang beroperasi dengan gas (LNG, mini LNG, CNG). Apabila ada potensi hidro, PLN lebih mengutamakan pembangkit hidro, seperti PLTA *peaking* dengan *reservoir* dan *pumped storage*.

BBM hanya direncanakan sebagai *buffer* untuk mempercepat ketersediaan daya sebelum tersedianya energi primer 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 *barge mounted*, *truck mounted* dan *container*. Pengembangan MPP juga difungsikan untuk mengurangi ketergantungan pada mesin sewa. Selain itu juga sebagai *reserve margin* bergerak terutama untuk wilayah-wilayah Indonesia Timur. Untuk fleksibilitas dalam hal bahan bakar, MPP

---

[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.

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, biomassa 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 merencanakan PLTU batubara kelas 1.000 MW dengan teknologi *ultra super critical*[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 direncanakan pengembangan PLTU memanfaatkan teknologi batubara bersih (*clean coal technology*) dengan kelas kapasitas 300-600 MW dengan teknologi *Ultra Super Critical*. Namun implementasinya disesuaikan dengan kesiapan sistem Sumatera untuk mengakomodasi kapasitas pembangkit yang lebih besar, terutama dari sisi keandalan dan stabilitas. Selain itu direncanakan pembangunan PLTA *Pump Storage* 1.000 MW, untuk memperbaiki *load factor* sistem Sumatera serta sebagai pemikul beban puncak.

Selain itu juga direncanakan *demolish* beberapa pembangkit yang umur ekonomisnya telah terlampaui dan menggantinya dengan pembangkit baru, seperti beberapa pembangkit di Belawan, Bukit Asam, Ombilin dan lain-lain.

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.

---

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

Secara umum pemilihan lokasi pembangkit diupayakan untuk memenuhi prinsip *regional balance*. *Regional balance* adalah situasi dimana kebutuhan listrik suatu wilayah 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. 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*). 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. Kemudian, pada akhir umurnya sebuah 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.

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).

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 telah memperoleh IUPTL dari Pemerintah.
- Rencana proyek baru yang belum ditetapkan calon pengembang maupun sumber pendanaannya, dapat dibangun oleh PLN maupun IPP atau dalam bentuk kerja sama khusus dimana PLN tidak menjadi *off-taker* sepenuhnya, dimasukkan dalam kelompok proyek "*unallocated*".
- 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 RUPTL ini, peluang tersebut terbuka untuk proyek *unallocated*. Dalam hal tidak ada BUMD, badan usaha swasta atau koperasi yang dapat mengembangkan proyek *unallocated* 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 pemenangan Wilayah Kerja Panas Bumi (WKP) melalui tender sebagai *total project*[13]. Sedangkan potensi panas bumi yang WKP-nya dimiliki oleh Pertamina berdasar regulasi terdahulu, Pertamina dan PLN dapat bekerja sama mengembangkan PLTP[14]. Beberapa WKP PLTP di Indonesia Timur 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.

---

[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.

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.

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.

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 yang disebut WASP (*Wien Automatic System Planning*).

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. Pada negara-negara maju mensyaratkan keandalan yang tinggi, banyak sistem tenaga listrik didesain dengan kriteria LOLP 0,15 hari atau sekitar 4 jam dalam satu tahun.

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].

Pada sistem Jawa Bali, kriteria LOLP <0.274% adalah setara dengan *reserve margin* >25-30% dengan basis daya mampu netto[17]. Apabila dinyatakan dengan daya terpasang, maka *reserve margin* yang dibutuhkan adalah sekitar 30-35%[18]. Sedangkan untuk sistem-sistem di Wilayah Sumatera dan Indonesia Timur, *reserve margin* ditetapkan sekitar 35-40% dengan mengingat jumlah unit pembangkit yang lebih sedikit, *unit size* yang relatif besar dibandingkan beban puncak, *derating* yang prosentasenya lebih besar, dan pertumbuhan listrik yang lebih tinggi dibanding Jawa Bali. Selain itu *reserve margin* yang cukup tinggi juga untuk mengantisipasi keterlambatan 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

---

[15] LOLP 0,274% adalah ekivalen 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.

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

[18] Dengan asumsi *derating* pembangkit sekitar 5%.

committed[19], 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 PLTU batubara, 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 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.

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

Perencanaan pembangkitan pada sistem-sistem yang masih kecil dan belum interkoneksi (*isolated*) tidak menggunakan metoda probabilistik maupun optimisasi keekonomian, namun menggunakan metoda determinisitik. Pada metoda ini, perencanaan dibuat dengan kriteria N-2, yaitu cadangan minimum 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.

2.3. STRATEGI PENGEMBANGAN TRANSMISI DAN GI

Pengembangan saluran transmisi dan GI secara umum diarahkan kepada tercapainya keseimbangan antara kapasitas pembangkitan di sisi hulu dan permintaan daya di sisi hilir secara efisien dengan memenuhi kriteria keandalan tertentu. Disamping itu pengembangan saluran transmisi juga dimaksudkan sebagai usaha untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran, perbaikan tegangan pelayanan dan fleksibilitas operasi.

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

---

[19] 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).

proyek transmisi untuk juga dapat dilaksanakan oleh swasta dengan skema bisnis tertentu, misalnya *build lease transfer* (BLT)[20], atau *power wheeling*[21]. *Power wheeling* bertujuan antara 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.

Sejalan dengan kebijakan pengembangan pembangkitan untuk mentransfer energi listrik dari wilayah yang mempunyai sumber energi primer tinggi ke wilayah lain yang mempunyai sumber energi primer 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.

Pembangunan interkoneksi *point-to-point* jarak jauh, melalui laut dan berkapasitas besar dapat menggunakan teknologi transmisi daya arus searah (HVDC) atau arus bolak-balik (HVAC). Kebijakan PLN dalam memilih teknologi tersebut adalah mengadopsi tegangan yang banyak digunakan di negara lain, yaitu 500 kV.

Demikian juga untuk kondisi di Sulawesi, dimana letak sumber energi primer hidro terbesar terletak disekitar perbatasan Sulawesi Selatan, Sulawesi Tengah dan Sulawesi Barat dengan pusat beban yang sangat jauh yaitu di Makassar dan Sulawesi Tenggara. Adanya rencana beberapa proyek PLTA kapasitas besar di lokasi tersebut, akan dibangun jaringan transmisi 275 kV untuk

---

[20] Skema BLT (*build lease transfer*) adalah transmisi dibangun dan didanai oleh swasta, termasuk pembebasan lahan dan perizinan ROW, dan PLN mengoperasikan serta membayar sewa sesuai biaya yang disepakati dan setelah periode waktu tertentu aset transmisi akan ditransfer menjadi milik PLN.

[21] *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.

menyalurkan daya dari beberapa PLTA ke pusat beban di Makassar dan Sulawesi Tenggara.

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 direncanakan *looping* antar sub-sistem dengan pola operasi terpisah untuk meningkatkan keandalan pasokan.

Pada saluran transmisi yang tidak memenuhi kriteria keandalan N–1 akan 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.

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

a. Penggunaan teknologi kabel 500 kV di ibu kota provinsi di Jawa-Bali.
b. 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.

c. Trafo daya (TT/TM) pada dasarnya direncanakan mempunyai kapasitas sampai dengan 60 MVA. Sedangkan di wilayah yang padat dan sulit mendapatkan lokasi GI, *unit size* trafo daya (150/20 kV) ditingkatkan menjadi 100 MVA untuk GI Baru.
d. Dengan perubahan harga EPC 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.
e. 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-GI terdekat yang ada tidak dapat menampung pertumbuhan beban lagi karena keterbatasan tersebut.
f. Pengembangan GI baru juga dimaksudkan untuk mendapatkan tegangan yang baik di ujung jaringan tegangan menengah.
g. Trafo IBT GITET (500/150 kV dan 275/150 kV) dapat dipasang hingga 4 unit per GITET.
h. *Spare trafo* IBT 1 fasa dapat disediakan per lokasi untuk GITET jenis GIS, dan 1 fasa per tipe per provinsi untuk GITET jenis konvensional.
i. Pembangunan gardu induk dengan desain minimalis dapat dilaksanakan untuk melistriki komunitas dengan kebutuhan listrik yang dalam jangka panjang diperkirakan akan tumbuh lambat.
j. Kriteria yang pada umumnya diterapkan dalam RUPTL ini adalah kebutuhan penambahan kapasitas trafo/IBT di suatu GI ditentukan pada saat pembebanan trafo mencapai 60%-70%. Untuk sistem di kota besar yang pembebasan lahan semakin sulit, akan menggunakan kriteria yang lebih ketat sebesar 60% untuk menjamin keandalan dan kualitas penyediaan tenaga listrik.
k. 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.

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-GI baru di beberapa kabupaten. Perencanaan GI-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.

Kriteria Perencanaan Transmisi dan GI

Perencanaan transmisi dibuat dengan menggunakan kriteria keandalan 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.

Penambahan kapasitas transmisi direncanakan untuk memperoleh keseimbangan antara kapasitas pembangkitan dan kebutuhan beban, disamping untuk mengatasi *bottleneck,* meningkatkan keandalan sistem, dan memenuhi kriteria mutu tegangan tertentu. Selain penambahan kapasitas transmisi, penguatan transmisi dilakukan di Jawa/Sumatera/Kalimantan untuk evakuasi pembangkit.

Kriteria yang pada umumnya diterapkan dalam RUPTL ini adalah kebutuhan penambahan kapasitas trafo/IBT di suatu GI ditentukan pada saat pembebanan trafo mencapai 70%-80%. Namun untuk sistem di kota-kota besar menggunakan kriteria yang lebih ketat sebesar 60% untuk menjamin keandalan dan kualitas penyediaan tenaga listrik.

Jumlah unit trafo yang dapat dipasang pada suatu GI dibatasi oleh ketersediaan lahan, kapasitas transmisi dan jumlah penyulang 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-GI

terdekat yang ada tidak dapat menampung pertumbuhan beban lagi karena keterbatasan tersebut.

Pengembangan GI baru juga dimaksudkan untuk mendapatkan tegangan yang baik di ujung jaringan tegangan menengah.

Pada RUPTL ini juga direncanakan pembangunan GI minimalis, yaitu sebuah GI dengan spesifikasi yang paling minimal (*single busbar* atau bahkan tanpa busbar; peralatan proteksi & kontrol, *supply AC/DC & battery* dikemas dalam kontainer; tanpa operator) dan konfigurasi GI *taping* (*single pi* atau T) namun dapat terus dikembangkan hingga menjadi sebuah GI yang lengkap/sempurna. Penerapan GI minimalis hanya dilakukan pada daerah yang sudah dilalui transmisi 150 kV eksisting. Tujuan pembangunan GI minimalis ini adalah untuk dapat mengambil alih beban sistem *isolated* secara lebih cepat dari timing normal kebutuhan GI, pada sistem yang selama ini masih dioperasikan dengan PLTD. GI minimalis juga dapat diterapkan untuk memasok lokasi yang sebelumya dipasok dari jaringan 20 kV yang sangat panjang dan mengalami *drop* tegangan yang besar.

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. Pemindahan koneksi pembangkit ke level tegangan tertinggi.
3. Penggunaan trafo pembangkit dengan impedansi tinggi.
4. Pemasangan reaktor seri atau *Short Circuit Current Limiter* (SCCL).
5. Pengenalan level tegangan sisipan .
6. Pengenalan level tegangan *ultra high voltage*.
7. Penggantian PMT dan atau peningkatan standar kapasitas maksimum PMT.
8. Pengenalan 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 yang dapat menyuplai daya reaktif dan/atau menyerap daya reaktif. Pemasangan kompensator tersebut 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.

Program-program terkait manajemen aset yang meliputi:

1. Penggantian peralatan baik 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).

Khususnya jika tidak signifikan meningkatkan kapasitas, tidak mengubah konfigurasi eksisting, atau tidak menambah aset merupakan kebijakan yang tidak tercantum dalam daftar proyek GI dan Transmisi di dalam RUPTL. Implementasi atas program-program tersebut diatas 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

Fokus pengembangan dan investasi sistem distribusi secara umum diarahkan pada 4 hal, yaitu: perbaikan tegangan pelayanan, perbaikan SAIDI dan SAIFI, penurunan susut teknis jaringan dan rehabilitasi jaringan yang tua. Kegiatan

berikutnya adalah investasi perluasan jaringan untuk melayani pertumbuhan dan perbaikan sarana pelayanan.

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 66 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.

Dalam RUPTL ini, telah ada rencana penggunaan transformator 150/20 kV dengan kapasitas 100 MVA 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.

Kriteria Perencanaan Distribusi

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 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 (DCC) 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 SCADA Distribusi untuk ibukota provinsi dan kota-kota lain yang minimal dipasok oleh 2 Gardu Induk dan 15 *feeder*,
- Mengoptimalkan pemanfaatan *recloser* atau AVS yang terpasang di SUTM, dikoordinasikan dengan *reclosing relay* penyulang di GI. Memonitor pengoperasian *recloser* atau AVS, dan menyempurnakan metode pemeliharaan periodiknya.
- Dimungkinkan menggunakan DAS (*Distribution Automation System*) pada daerah yang sangat padat beban dan potensi pendapatan tinggi.
- Rencana implementasi *smart grid*.

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 perincian 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).

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*).

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 sistem 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.

Indonesia atau PLN saat ini dapat 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 kedepan. Desain model *smart grid* yang *sustainable* juga akan memberikan cetak biru untuk Indonesia. Selain itu, pengurangan emisi karbon bersama dengan potensi inovasi teknologi akan menguntungkan kepentingan nasional, maju dan berkembang bersama.

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 *metering* dengan sistem prabayar dan *Advance Metering Infrastructure* (AMI).

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 dispatching 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.

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. Pengembangan & implementasi *smart 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, biomassa dan lainnya. *Pilot project smart grid* di daerah dengaan penetrasi pembangkit EBT dilaksanakan 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.

   Pengembangan *smart grid* terkait penetrasi pembangkit EBT juga direncanakan dan akan dikembangkan di suatu sistem, terkait dengan pembangunan pembangkit listrik tenaga angin (PLTB) dan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) skala besar di sistem tenaga listrik yang mempunyai potensi PLTS/PLTB.

3. Pengembangan dan implementasi *Smart Grid* dengan Teknologi *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), dengan *pilot project* di salah satu area Distribusi Jakarta Raya.

   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*).

Pengembangan ini akan dilakukan dengan inisiatif penelusuran pasar (market sounding), dan penyusunan dokumen untuk persiapan kerjasama pembangunan kedepan.

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

Pembangunan listrik perdesaan merupakan program Pemerintah untuk melistriki masyarakat perdesaan yang pendanaannya mulai tahun 2016 diperoleh dari Penyertaaan Modal Negara (PMN) dan APLN. Pengembangan diutamakan pada provinsi dengan rasio elektrifikasi yang masih rendah. Bagi daerah yang masih terisolasi, pelosok dan perbatasan dengan negara tetangga dimana pemanfaatan EBT masih belum terwujud, dimungkinkan adanya pengembangan pembangkit berbahan bakar minyak. Pengembangan tenaga listrik perdesaan berdasarkan 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 Pemerintah Daerah melalui pendanaan APBD dimana pembangunannya berupa jaringan distribusi berikut pemasangan dan penyambungan listrik gratis bagi masyarakat tidak mampu. Hal ini dilakukan dengan berkoordinasi dengan PLN. PLN berkomitmen untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik masyarakat di sekitar lokasi pembangkit yang belum mendapat akses listrik yaitu melalui penyulang 20 kV dan untuk penyaluran ke masyarakat dapat melalui program listrik perdesaan.

Pemerintah dan PLN berupaya untuk mencapai rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018. Rencana pengembangan listrik perdesaan telah disusun dalam

Roadmap Listrik Desa PLN yang telah selesai disusun oleh unit untuk masing-masing provinsi. Kebijakan yang diambil oleh Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan (Ditjen Gatrik) dan PLN dalam pembangunan listrik desa adalah untuk menunjang pencapaian rasio elektrifikasi 100% di tahun 2024.
Penyusunan program listrik perdesaan memperhatikan beberapa hal sebagai berikut:

- Melistriki desa baru belum berlistrik maupun desa lama yang sebagian dari dusunnya belum berlistrik.
- Perluasan jaringan distribusi dari sistem tenaga listrik eksisting yang berdekatan disertai dengan penambahan kapasitas pembangkit yang diperlukan sistem tersebut.
- Pengembangan pembangkit BBM 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.
- Pembangunan pembangkit skala kecil baik EBT maupun pembangkit lainnya termasuk PLTS Komunal, *Tower PV* dan *Solar Home System* serta jaringan distribusi yang diperlukan, untuk melistriki desa terisolasi yang terletak jauh dari desa berlistrik eksisting.
- Membuka kemungkinan *hybrid* PLTS dan *hybrid* PLTB[22] dengan *grid* PLN.

<u>Kebijakan Melistriki 2.510 Desa Belum Berlistrik</u>

Sehubungan dengan adanya program pemerintah untuk melistriki 2.510 desa belum berlistrik di seluruh wilayah Indonesia, PLN berkomitmen untuk menuntaskan pelaksanaan program ini hingga tahun 2018, baik oleh PLN sendiri maupun melalui kerjasama dengan Pemerintah, dalam hal ini Kementerian ESDM. Strategi melistriki 2.510 desa ini dapat dilakukan dengan pengembangan jaringan distribusi eksisting atau dengan pengembangan pembangkit dari energi baru terbarukan maupun dengan *hybrid* pembangkit. Pengembangan pembangkit ini dilakukan untuk desa-desa yang sangat *isolated* dan tidak memungkinkan penarikan jaringan distribusi dari desa, gardu atau pembangkit eksisting terdekat. Selain itu juga terdapat program

[22] PLTS: Pembangkit Listrik Tenaga Surya, PLTB: Pembangkit Listrik Tenaga Bayu

Pra-elektrifikasi dengan menggunakan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE). Program ini merupakan *bridging* program dari Kementerian ESDM di daerah-daerah yang sangat sulit dijangkau PLN, sebelum nantinya dilistriki oleh PLN.

Saat ini, PLN bekerjasama dengan universitas sedang dalam proses mencari metode-metode baru untuk melistriki daerah-daerah yang sangat *isolated*, yang sulit untuk dilistriki dengan pengembangan jaringan maupun dengan pembangunan pembangkit. Diharapkan metode-metode baru tersebut dapat segera dapat diimplementasikan untuk melistriki desa-desa tersebut.

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

Dalam periode tahun anggaran 2011-2013 pemerintah telah mengalokasikan anggaran dari APBN kepada PLN untuk pelaksanaan sebanyak 166 proyek dan periode tahun anggaran 2013-2015 sebanyak 13 proyek, 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 review 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. Tabel 2.1 berikut memperlihatkan rincian proyek-proyek terkendala dan tindak lanjut untuk setiap proyek.

Tabel 2.1 Tindak Lanjut Proyek-Proyek Terkendala

NO	PEMBANGKIT	KAPASITAS (MW)	PENGEMBANG	KETERANGAN		RENCANA COD
				DILANJUTKAN	DIGANTI	
1	PLTU Tembilahan	2x7	PLN	Dilanjutkan		2018
2	PLTU Kuala Tungkal	2x7	PLN		GI	2019
3	PLTU Bengkalis	2x10	PLN		GI	2019
4	PLTU Ipuh Seblat	2x3	PLN		GI	2019
5	PLTU Tembilahan	2x5,5	IPP		GI	2019
6	PLTU Malinau	2x3	PLN	Dilanjutkan		2018
7	PLTU Parit Baru	2x50	PLN	Dilanjutkan		2018
8	PLTU Bengkayang	2X27,5	PLN	Dilanjutkan		2018/2019
9	PLTU Berau (Tanjung Redeb)	2x7	PLN	Dilanjutkan		2018
10	PLTU Tanjung Selor	2x7	PLN	Dilanjutkan		2018
11	PLTU Kotabaru	2x7	PLN	Dilanjutkan		2018
12	PLTU Sampit	2x25	PLN	Dilanjutkan		2018 & 2019
13	PLTU Kuala Pambuang	2x3	PLN		GI	2018
14	PLTU Buntok	2x7	PLN		GI	Operasi
15	PLTU Tarakan	2x7	PLN		PLTMG	2020
16	PLTU Ampana	2x3	APLN	Dilanjutkan		2018
17	PLTM Buleleng	1.2	PLN	Dilanjutkan		2018
18	PLTU Kendari Ekspansi	1x10		Dilanjutkan		Operasi
19	PLTU Talaud	2x3	PLN	Dilanjutkan		2018
20	PLTM Lapai 2	2x2	PLN	Dilanjutkan		2018
21	PLTU Alor	2x3	PLN	Dilanjutkan		2019-2020
22	PLTU Rote Ndao	2x3	PLN	Dilanjutkan		2020
23	PLTU Sumbawa Barat	2x7	PLN	Dilanjutkan		2018
24	PLTU Gorontalo	2x25	PLN	Dilanjutkan		2018
25	PLTU NTB Bima	2x10	PLN	Dilanjutkan		2021
26	PLTU Atambua	4x6	PLN	Dilanjutkan		2022
27	PLTU Bau-bau	30	PLN		PLTMG	2018
28	PLTU Raha	2x3	PLN		GI	2019
29	PLTU Wangi-Wangi	2x3	PLN		PLTD	2018
30	PLTU Sofifi	2x3	PLN	Dilanjutkan		2018
31	PLTU Timika	4x7	PLN	Dilanjutkan		2023
32	PLTU Waii Ambon	2x15	PLN	Dilanjutkan		2019
33	PLTM Kalibumi	2.6	PLN	Dilanjutkan		2019
34	PLTU Jayapura	2x15	IPP		MPP	Operasi

Untuk pemanfaatan energi terbarukan yang dibangun melalui APBN DITJEN EBTKE dan untuk menjamin keberlanjutannya, mulai tahun 2018 ditargetkan sejumlah PLTS on grid dan PLTS hydbrid akan dioperasikan dengan sistem milik PLN yang disesuaikan dengan kondisi sistem PLN setempat.

2.7. STRATEGI PENURUNAN EMISI GAS RUMAH KACA (GRK)

Sebagaimana telah dikeluarkannya Undang-undang No. 16 Tahun 2016 tentang Pengesahan *Paris Agreement*, RUPTL harus mendukung upaya komitmen Pemerintah dalam menurunkan emisi gas rumah kaca sebesar 29% pada tahun 2030 dengan PLN 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, selain itu terdapat potensi pemanfaatan insentif dari pendanaan karbon (*carbon finance*). PLN juga memanfaatkan tenaga listrik dari gas buang industri dengan sistem *heat recovery steam gas* (HRSG), misalnya di Kalimantan.
2. Pengalihan bahan bakar (*fuel switching*)
   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 gas lebih rendah daripada faktor emisi BBM. *Fuel switching* juga diterapkan pada PLTU mengingat bahwa target bauran energi di pembangkitan tenaga listrik untuk batubara ditetapkan sekitar 50% pada tahun 2025 sesuai dengan draft RUKN 2015-2034, maka penurunan pemakaian batubara dan peningkatan pemakaian gas telah dipertimbangkan dalam RUPTL ini.
3. Menggunakan teknologi rendah karbon dan efisien
   Penyediaan tenaga listrik PLN hingga tahun 2026 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. 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.

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, biomassa 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 eksisting, 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.

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*), batu bara 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 Exxon-Mobil 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 ketersediannya 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

Sejalan dengan Kebijakan Energi Nasional (KEN), 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 Draft RUKN 2015-2034, 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.

Namun demikian, dalam Draft RUKN 2015-2034 disebutkan bahwa apabila target porsi energi baru dan energi terbarukan menjadi paling sedikit sebesar 23% pada tahun 2025 tetap harus tercapai walaupun realisasi pembangunan pembangkit yang memanfaatkan sumber energi terbarukan seperti panas bumi, tenaga air, tenaga surya, dan lain-lain maupun jenis energi baru lainnya seperti hidrogen, gas metana batubara (*coal bed methane*), batu bara tercairkan (*liquified coal*), dan batubara tergaskan (*gasified coal*) belum dapat memenuhi target tersebut, maka energi nuklir sebagai salah satu pilihan pemanfaatan sumber energi baru dapat dijadikan alternatif pemenuhan target tersebut.

Dalam upaya mendorong pemanfaatan sumber energi baru dan terbarukan 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.

Kesulitan terbesar dalam merencanakan PLTN adalah tidak jelasnya biaya kapital, biaya *radioactive waste management* & *decommisioning* serta biaya terkait *nuclear liability*[23]. Untuk biaya kapital misalnya, sebuah studi bersama antara PLN dan sebuah perusahaan listrik dari luar negeri pada tahun 2006 mengindikasikan biaya investasi PLTN sebesar $ 1.700/kW (EPC saja) atau $ 2.300/kW (setelah memperhitungkan biaya bunga pinjaman selama konstruksi). Angka tersebut kini dipandang terlalu rendah, karena menurut berbagai laporan yang lebih baru, biaya pembangunan PLTN pada beberapa negara telah mencapai angka yang jauh lebih tinggi. Dalam *Feasibility Study* PLTN yang dilaksanakan oleh PLN dengan dibantu konsultan luar negeri pada tahun 2014, diperoleh biaya investasi PLTN adalah sekitar $ 6.000/kW.

---

[23] Kecelakaan PLTN Fukushima Daichi pada bulan Maret 2011 telah menunjukkan biaya *nuclear liability* penting untuk diperhitungkan.

Berdasarkan data-data asumsi biaya EPC dan biaya lainnya yang ada di PLN menunjukkan keekonomian PLTN belum dapat bersaing dengan jenis pembangkit pemikul beban dasar lainnya, yaitu PLTU batubara kelas 1.000 MW *ultrasuper-critical*[24].

Teknologi PLTN semakin berkembang terutama dalam hal *safety* yang mengakibatkan semakin tingginya biaya investasi PLTN. 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.

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 *decommisioning* 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 25% 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

---

[24] Proses optimisasi keekonomian tidak memperhitungkan *externality* dari PLTU batubara.

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 ^{0}C dibandingkan dengan PLTN yang bekerja pada temperatur sekitar 300 ^{0}C, sehingga konversi panasnya menjadi listrik jauh lebih besar[25].

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.

3.2 SUMBER ENERGI TERBARUKAN

Sebagaimana diketahui bahwa 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,

---

[25] http://www.batan.go.id/index.php/id/publikasi-2/pressreleases/2026-prospek-thorium-sebagai-sumber-energi-masa-depan

ketahanan nasional, dan keterpaduan dengan mengutamakan kemampuan nasional.

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 ESDM 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, biomassa, biofuel, biogas dan gasifikasi batubara (energi baru). PLN juga mendorong penelitian dan pengembangan EBT lain seperti *thermal solar power*, arus laut, OTEC (*ocean thermal energy conversion*) dan *fuel cell*.

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 Draft RUKN 2015-2034 disebutkan bahwa untuk mencapai target bauran energi final dengan porsi energi baru terbarukan sebesar 23%, diharapkan porsi bauran energi pembangkitan listrik pada tahun 2025 terdiri dari energi baru dan energi terbarukan sekitar 25%, batubara sekitar 50%, gas sekitar 24% dan BBM sekitar 1%. Untuk pencapaian target porsi pemanfaatan energi baru dan energi terbarukan tersebut diperlukan regulasi dan insentif yang lebih menarik.

Pengembangan dan pemanfaatan energi baru dan terbarukan terus didorong pemanfaatannya disamping 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 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.

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*[26], namun untuk daerah tertentu seperti Papua, PLN tidak menganut prinsip tersebut. Misalnya PLN merencanakan pembangunan PLTA Baliem berkapasitas 50 MW[27] untuk melistriki sekitar 7 kabupaten baru di 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

---

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

[27] Dapat dikembangkan menjadi 100 MW.

sehingga mengurangi pemakaian BBM. Selain itu PLN juga memperhatikan, alternatif sumber energi primer/EBT yang tersedia setempat dan tingkat pelayanan[28] yang akan disediakan pada lokasi tersebut.

Strategi integrasi pembangkit EBT khususnya pembangkit yang bersifat *intermittent* dan terdistribusi, antara lain:

1. Sifat *intermittent* dari PLTS dan PLTB dapat diprediksi dengan proyeksi perubahan cuaca (*weather forecast*), 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 dalam satuan waktu tertentu.
2. Sifat *intermittent* dari PLTS dan PLTB dapat 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 eksisting 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* sebagai *buffering*;
    d. PLTA *Pumped Storage* dengan teknologi *variable speed drive* pada motor pompa;
    e. Solusi-solusi lainnya.
3. PLTS dan PLTB mayoritas terkoneksi ke sistem dengan peralatan *power electronic*, sehingga memiliki inersia yang sangat rendah, sehingga untuk mengantisipasi kebutuhan inersia sistem dapat diantisipasi oleh beberapa solusi, antara lain:
    a. Perubahan pola operasi pembangkit *thermal* 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 *thermal* (*virtual inertia*);
    c. *Synchronous condenser* tersebar;
4. Antisipasi jumlah pembangkit terdistribusi khususnya *PV rooftop* yang secara masif terinstalasi di jaringan distribusi, terhadap kondisi sistem:

---

[28] Jam nyala per hari

a. Penentuan *technical minimum load* dari pembangkit-pembangkit yang bersifat *base* (PLTU Batubara & PLTP), baik secara teknis maupun kontraktual;
b. Penentuan kontrak gas yang dapat menyesuaikan dengan pola operasi *rooftop*;

5. Beberapa kebutuhan lain terkait peralatan *power electronic* pada PLTS dan PLTB adalah:
   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 sejak awal pengembangan pembangkit EBT dengan sifat *intermittent* sehingga dapat memenuhi aspek teknis, aspek ekonomis, serta sudah memenuhi aturan dan standar yang berlaku di PLN.

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	Kapasitas	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
1	PLTP	MW	210	150	221	235	405	445	355	2.537	20	5	4.583
2	PLTA	MW	66	287	193	755	315	196	635	4.461	-	564	7.472
3	PLTMH	MW	108	202	366	103	31	-	-	-	-	-	811
4	PLT Surya	MWp	5	22	214	281	-	200	-	325	-	-	1.047
5	PLT Bayu	MW	70	60	5	45	10	30	309	-	-	60	589
6	PLT Biomass/Sampah	MW	53	53	41	19	235	-	-	-	-	10	411
7	PLT Kelautan	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	PLT Bio-Fuel	Ribu Kilo Liter	607	598	375	217	146	150	154	157	165	176	2.745
Jumlah		**MW**	**512**	**774**	**1.040**	**1.438**	**996**	**871**	**1.299**	**7.323**	**20**	**639**	**14.912**

*) Asumsi pemakaian biofuel hanya untuk PLTD

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 dieksplotasi mungkin lebih kecil daripada yang selama ini diklaim.

Berdasarkan data dari *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia* 2017 yang diterbitkan oleh Kementerian ESDM, total potensi energi panas bumi sebesar 28.579 MWe yang terdiri dari sumber daya sebesar 11.073 MWe dan cadangan 17.506 MWe. Sebaran potensi panas bumi per pulau ditunjukkan pada Tabel 3.3.

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	2.883	1.935	5.097	930	917	11.762	287
2	Jawa	1.410	1.689	3.949	1.373	1.865	10.286	1.224
3	Bali	70	22	122	110	30	354	0
4	Nusa Tenggara	225	409	848	-	15	1.497	12,5
5	Kalimantan	152	17	13	-	-	182	0

No	Pulau	Energi Potensi (MWe)					Total	Kapasitas Terpasang
		Sumber Daya		Cadangan				
		Spekulatif	Hipotetis	Terduga	Mungkin	Terbukti		
6	Sulawesi	1.221	314	1.242	80	140	2.997	120
7	Maluku	560	91	775	-	-	1.426	0
8	Papua	75	-	-	-	-	75	0
	Total	**6.596**	**4.477**	**12.046**	**2.493**	**2.967**	**28.579**	**1.643,5 *)**

*) Status Desember 2016

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 15 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah beberapa kali, terakhir dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 40 Tahun 2014[29] 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 badan usaha yang mendapatkan Penugasan Survei Pendahuluan dan Eksplorasi (PSPE) panas bumi.

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

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 *Hydro Power Inventory Study* pada tahun 1993. Namun pada laporan *Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia* oleh Nippon Koei pada tahun

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

2011, potensi tenaga air setelah menjalani *screening* lebih lanjut[30] 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 hingga 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 3.4.

Tabel 3.4 Potensi Proyek PLTA Berdasarkan *Masterplan Of Hydro Power Development*

NO	NAMA	TIPE	PROVINSI	KAP. (MW)
1	Peusangan 1-2	ROR	Aceh	86
2	Jambo Papeun-3	ROR	Aceh	25
3	Kluet-1	ROR	Aceh	41
4	Meulaboh-5	ROR	Aceh	43
5	Peusangan-4	ROR	Aceh	31
6	Kluet-3	ROR	Aceh	24
7	Sibubung-1	ROR	Aceh	32
8	Seunangan-3	ROR	Aceh	31
9	Teunom-1	RES	Aceh	24
10	Woyla-2	RES	Aceh	242
11	Ramasan-1	RES	Aceh	119
12	Teripa-4	RES	Aceh	185
13	Teunom-3	RES	Aceh	102
14	Tampur-1	RES	Aceh	330
15	Teunom-2	RES	Aceh	230
16	Padang Guci-2	ROR	Bengkulu	21
17	Warsamson	RES	Irian Jaya	49
18	Jatigede	RES	Jabar	175
19	Upper Cisokan-PS	PST	Jabar	1000
20	Matenggeng	PST	Jabar	887
21	Merangin-2	ROR	Jambi	350
22	Merangin-5	RES	Jambi	24
23	Maung	RES	Jateng	360
24	Kalikonto-2	0	Jatim	62
25	Karangkates Ext.	RES	Jatim	100
26	Grindulu-PS-3	PST	Jatim	1000
27	K. Konto-PS	PST	Jatim	1000
28	Pinoh	RES	Kalbar	198
29	Kelai-2	RES	Kaltim	168
30	Besai-2	ROR	Lampung	44
31	Semung-3	ROR	Lampung	21
32	Isal-2	RES	Maluku	60
33	Tina	ROR	Maluku	12
34	Tala	RES	Maluku	54
35	Wai Rantjang	ROR	NTT	11
36	Bakaru (2nd)	ROR	Sulsel	126
37	Poko	RES	Sulsel	233
38	Masuni	RES	Sulsel	400
39	Mong	RES	Sulsel	256
40	Batu	RES	Sulsel	271
41	Poso-2	ROR	Sulteng	133
42	Lariang-6	RES	Sulteng	209
43	Konaweha-3	RES	Sulteng	24
44	Lasolo-4	RES	Sulteng	100
45	Watunohu-1	ROR	Sultra	57
46	Tamboli	ROR	Sultra	26
47	Sawangan	ROR	Sulut	16
48	Poigar-3	ROR	Sulut	14
49	Masang-2	ROR	Sumbar	40
50	Sinamar-2	ROR	Sumbar	26
51	Sinamar-1	ROR	Sumbar	37
52	Anai-1	ROR	Sumbar	19
53	Batang Hari-4	RES	Sumbar	216
54	Kuantan-2	RES	Sumbar	272
55	Endikat-2	ROR	Sumsel	22
56	Asahan 3	ROR	Sumut	174
57	Asahan 4-5	RES	Sumut	60
58	Simanggo-2	ROR	Sumut	59
59	Kumbih-3	ROR	Sumut	42
60	Sibundong-4	ROR	Sumut	32
61	Bila-2	ROR	Sumut	42
62	Raisan-1	ROR	Sumut	26
63	Toru-2	ROR	Sumut	34
64	Ordi-5	ROR	Sumut	27
65	Ordi-3	ROR	Sumut	18
66	Siria	ROR	Sumut	17
67	Lake Toba	PST	Sumut	400
68	Toru-3	RES	Sumut	228
69	Lawe Mamas	ROR	Aceh	50
70	Simpang Aur	ROR	Bengkulu	29
71	Rajamandala	ROR	Jabar	58
72	Cibareno-1	ROR	Jabar	18
73	Mala-2	ROR	Maluku	30
74	Malea	ROR	Sulsel	182
75	Bonto Batu	ROR	Sulsel	100
76	Karama-1	RES	Sulsel	800
77	Poso-1	ROR	Sulteng	204
78	Gumanti-1	ROR	Sumbar	16
79	Wampu	ROR	Sumut	84

PLN bermaksud akan mengembangkan sebagian besar dari potensi tenaga air tersebut sebagai proyek PLN.

Selain daftar tersebut di atas terdapat juga beberapa potensi tenaga air yang perlu kajian lebih lanjut seperti diberikan pada Tabel 3.5.

Tabel 3.5 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut

No	Nama	Provinsi	Tipe	Kap. (MW)
1	Aek Kuala	Sumut	ROR	27
2	Aek Simonggo Parlilitan Tarabintang	Sumut	ROR	85
3	Batu	Sulsel	RES	200
4	Batang Gadis	Sumut	ROR	12
51	Ranoyapo 2	Sulut	ROR	27
52	Rawalo-1	Jateng	RES	10
53	Riam Kiwa	NTT	RES	42
54	Seko 2	Sulsel	ROR	90

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

No	Nama	Provinsi	Tipe	Kap. (MW)
5	Batang Merangin	Jambi	ROR	200
6	Boh	Kaltim	RES	270
7	Cibuni-3	Jabar	RES	172
8	Cibuni-4	Jabar	RES	105
9	Cikaso-3	Jabar	RES	53
10	Cinendang	Sumut	ROR/RES	80
11	Cimandiri-3	Jabar	RES	238
12	Cipasang	Jabar	RES	400
13	Dumoga	Sulut	ROR	69
14	Endikat	Sulsel	ROR	30
15	Garoga	Sumut	ROR/RES	40
16	Gunung Tujuh	Jambi	ROR	16.7
17	Kayan*)	Kaltara	RES	6x150
18	Karagkates #4-5	Jatim	RES	100
19	Kesamben	Jatim	RES	37
20	Kembayung	Kalbar	ROR	30
21	Koro Yaentu	Sulteng	ROR	16
22	Kualu Toba	Sumut	ROR	15.4
23	Kulawi	Sulteng	ROR	150
24	La'a	Sulteng	ROR	160
25	Lalindu	Sulteng	ROR	50
26	Lariang	Sulteng	ROR	127
27	Liki	Sumbar	ROR	15.6
28	Long Bangun	Kaltim	ROR	20
29	Lubu	Sumbar	ROR	28
30	Maung	Jateng	RES	350
31	Makale	Sulsel	ROR	45
32	Mentarang 1	Kaltim	RES	300
33	Merangin-5	Jambi	RES	21
34	Meurebo-3	Aceh	ROR	100
35	Minut 1	Sulut	ROR	14
36	Minut 2	Sulut	ROR	27
37	Minut 3	Sulut	ROR	12
38	Mongondow	Sulut	ROR	37
39	Muara Jambi	Kalsel	RES	284
40	Munthe Tigabinanga	Sumut	ROR	29
41	Ordi-5	Sumut	ROR	27
42	Padang Aro	Sumbar	ROR	47.3
43	Pahae Julu	Sumut	ROR	18
44	Palu 3	Sulteng	RES	75
45	Inderagiri Akuaman	Sumbar	ROR	100
46	Poring	Sumut	ROR	40
47	Poso 1 Extension	Sulteng	ROR	70
48	Poso 2 Extension	Sulteng	ROR	180
49	Poso 3	Sulteng	RES	300
50	Ranoyapo 1	Sulut	ROR	81
55	Semuong	Lampung	ROR	34
56	Sentani	Papua	ROR	20
57	Sinamar	Sumbar	ROR	20
58	SR 1 (Bada)	Sulteng	RES	420
59	SR 2 (Tuare)	Sulteng	RES	720
60	Talang Ratu	Bengkulu	ROR	18
61	Teunom II	Aceh	ROR	63
62	Tinauka	Sulteng	RES	300
63	Tripa 1	Aceh	ROR	100
64	Tumbuan	Sulbar	ROR	450
65	Watunpanggantu	NTT	ROR	15
66	Woyla-5	Aceh	ROR	56
67	Bakaru 3	Sulsel	ROR	145
68	Kalaena-1	Sulsel	ROR	75
69	Salu Uro	Sulsel	ROR	95
70	Pongkeru	Sulsel	ROR	50
71	Lasolo	Sultra	RES	145
72	Paleleng	Sulsel	ROR	134
73	Tamboli	Sultra	ROR	22
74	Seko-1	Sulsel	ROR	160
75	Salo Karangana	Sulteng	RES	103
76	Salo Pebatua	Sulteng	RES	426
77	Karama	Sulbar	RES	190
78	Bonto Batu	Sulsel	ROR	100
79	Masupu	Sulbar	ROR	35
80	Tabhulahan	Sulbar	ROR	20
81	Warsamson	Pabar	RES	20
82	Lariang-7	Sulteng	RES	257.8
83	Kusan	Kalsel	RES	65
84	Bangko 2	Jambi	RES	87
85	Bangko 3	Jambi	RES	93
86	Pasaman 1	Sumut	ROR	62
87	Pasaman 2	Sumut	ROR	40
88	Woyla	Aceh	ROR	250
89	Lae Suraya	Aceh	ROR	240
90	Jambu Aye	Aceh	RES	160
91	Sitanduk	Sumut	ROR	55
92	Ketaun Tengah	Bengkulu	ROR	13
93	Kla	Aceh	ROR	12
94	Asahan 5	Sumut	ROR	40
95	Sei Wampu 2	Sumut	ROR	13,4
96	Sei Wampu 3	Sumut	ROR	24,6
97	Sei Wampu 1	Sumut	ROR	12
98	Aquaman	Sumbar	ROR	79
99	Dusun Tangah	Sumbar	ROR	44

*) Wilayah usaha sendiri

Sumber: PLN

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

3.2.3. PLTM/MH

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

Hal-hal yang masih memerlukan perbaikan antara lain adanya tumpang-tindih perizinan dalam satu daerah aliran sungai serta adanya pengembangan PLTM/MH yang menghambat pengembangan PLTA yang lebih besar.

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/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.

PLTS yang akan dikembangkan oleh PLN berupa PLTS terpusat/terkonsentrasi (skala utilitas) dengan mode *hybrid*. Komponen pembangkit PLTS *hybrid* disesuaikan dengan potensi energi primer dimasing-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, mencegah penambahan penggunaan BBM secara proporsional akibat penambahan beban kalau seandainya dilayani dengan diesel, dan menurunkan BPP pada daerah tertentu yang ongkos angkut BBM 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.

Beberapa potensi tenaga Surya yang perlu kajian lebih lanjut seperti diberikan pada Tabel 3.6.

Tabel 3.6 Potensi Pemanfaatan Tenaga Surya

Wilayah/Distribusi/Sistem	Kapasitas MW
Jawa Bali	800
Kalimantan Barat	30
Kalimantan Timur & Utara	50
Suluttenggo	75
NTB	55
NTT	16
Papua	40

3.2.5. Biomassa

Pemerintah mendorong pengembangan biomassa, biogas dan sampah dengan terbitnya Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Dalam rangka pengembangan ini, diperlukan kerjasama dengan Pemerintah daerah untuk menyediakan lahan serta regulasi mengenai harga bahan bakar biomassa jangka panjang.

PLN mendukung pengembangan PLT Sampah di Provinsi DKI Jakarta, Kota Tangerang, Kota Bandung, Kota Semarang, Kota Surakarta, kota Surabaya dan Kota Makassar. Pada tanggal 5 Desember 2016 PLN telah menandatangani MoU perjanjian jual beli tenaga listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSa) dengan tujuh Pemerintah Daerah dan Kota yang termasuk dalam

Peraturan Presiden tersebut dengan total pembelian PLTSa mencapai 100 MW, dengan perincian untuk Provinsi Jakarta 4x10 MW, sedangkan untuk Kota Tangerang, Bandung, Semarang, Surakarta, Surabaya, dan Makassar masing-masing 10 MW. Semua menggunakan skema BOOT atau *Buy, Own, Operate, and Transfer* dengan kontrak pembelian selama 20 tahun. Pengembangan PLTSa ini menggunakan *thermal process* atau pemanfaatan panas melalui *thermochemical*. Dengan ditandatanganinya perjanjian jual beli listrik PLTSa ini menunjukkan komitmen PLN untuk terus mendorong pemanfaatan energi baru dan terbarukan. Selain itu Pemerintah juga telah menugaskan pengembangan PLTSa di Bali dan Tangerang.

Pengembangan pembangkit biomassa/sampah memerlukan kepastian dalam pasokan bahan bakar biomassa/sampah. Oleh karena itu sebelum dilakukan pembangunan pembangkit biomassa/sampah, pasokan bahan bakar biomassa/sampah harus sudah dipastikan mengenai sumbernya maupun harga jangka panjang.

Dalam tahap awal pertumbuhan PLTBiomassa/sampah ini, PLN lebih memberi kesempatan kepada swasta untuk menjalin kerjasama dengan pemilik perkebunan. Hal penting lainnya dalam pengolahan energi biomassa/sampah menjadi listrik adalah pemahaman tentang teknologi konversi, yang disesuaikan jenis biomassa 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 biomassa dan jenis teknologi. PLTBiomassa/sampah mempunyai peluang yang menarik untuk dibangun didaerah *isolated* atau pulau-pulau kecil yang masih tergantung dengan PLTD. Meskipun jauh dari perkebunan besar, sumber bahan bakar biomassa dapat ditanam di lokasi terpencil tersebut. Penanaman pohon sebagai sumber biomassa, selain bermanfaat sebagai sumber energi, juga berguna untuk memperbaiki kualitas lahan.

3.2.6. PLT Bayu

Potensi energi angin di Indonesia telah teridentifikasi di beberapa lokasi terutama di wilayah Jawa, Sulawesi Selatan, Nusa Tenggara dan Maluku. Beberapa pengembang telah mengusulkan pembangunan PLTB di beberapa lokasi seperti: Sukabumi, Banten, Sidrap, Tanah Laut, Bantul 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.

3.2.7. Energi Kelautan

Perkembangan pembangkit listrik menggunakan energi kelautan masih dalam tahap penelitian. Sampai saat ini belum ada pabrikan teknologi konversi energi laut menjadi listrik yang sudah terbukti keandalannya untuk beroperasi komersial selama 5 tahun. PLN akan mempertimbangkan pengembangan energi kelautan apabila teknologinya telah matang dan tersedia secara komersial. Energi kelautan yang menarik adalah energi arus laut dan pasang surut, yang lebih akurat untuk dapat diprediksi potensi energi yang tersedia.

3.3 SUMBER ENERGI TAK TERBARUKAN

3.3.1. Batubara

Menurut data dari Badan Geologi Kementerian ESDM dalam *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia* 2017, *database* batubara terdiri dari 1.029 lokasi yang tersebar di pulau Sumatera, pulau Jawa bagian barat, pulau Kalimantan, pulau Sulawesi bagian selatan, dan pulau Papua. Hasil perhitungan keseluruhan menunjukkan bahwa sumber daya batubara Indonesia sampai dengan tahun 2016 adalah sebesar 128.062,64 juta ton batubara, sedangkan cadangan batubara sebesar 28.457,29 juta ton seperti terlihat pada Tabel 3.7 berikut ini.

Tabel 3.7. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Tahun 2016

Kualitas	Sumberdaya (Juta Ton)					Cadangan (Juta Ton)		
	Hipotetik	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total	Terkira	Terbukti	Total
Kalori Rendah	599,17	11.263,95	15.913,98	16.420,26	44.197,36	7.108,27	7.121,47	14.229,74
Kalori Sedang	3.343,53	27.436,16	19.822,35	20.357,92	70.959,96	3.570,70	6.841,66	10.412,36
Kalori Tinggi	588,04	3.967,88	2.480,65	2.804,63	9.841,19	541,60	2.769,20	3.310,80
Kalori Sangat Tinggi	2,06	1.726,74	735,33	600,00	3.064,13	264,19	240,21	504,39
JUMLAH	**4.532,79**	**44.394,72**	**38.952,31**	**40.182,81**	**128.062,64**	**11.484,76**	**16.972,53**	**28.457,29**

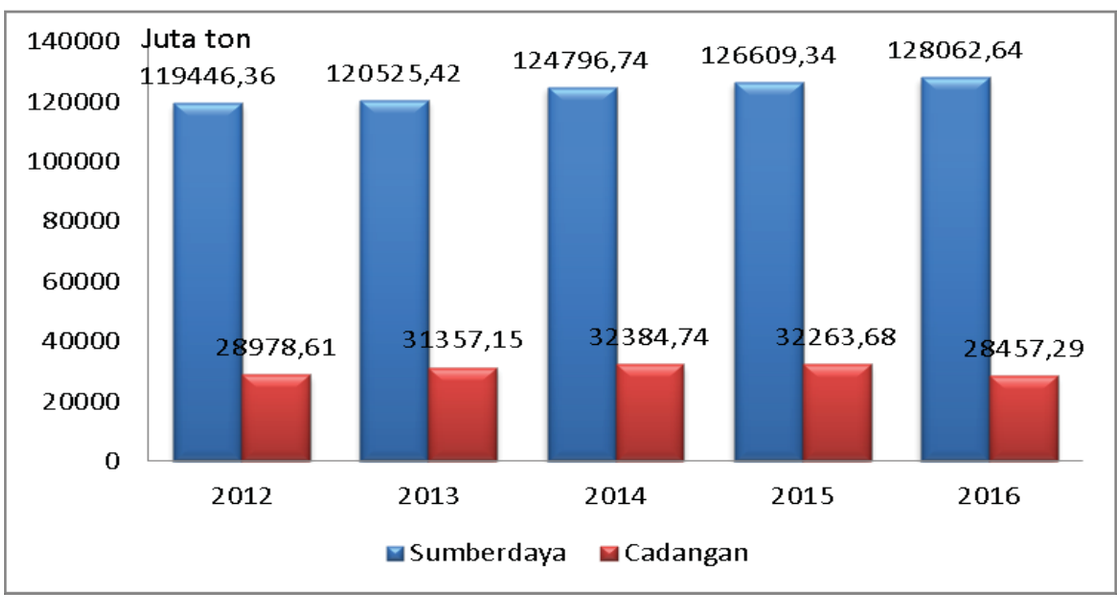
Catatan :

1 Kualitas Batubara berdasarkan kelas nilai kalori (Kep 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 Ti > 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

Apabila dibandingkan dengan neraca tahun 2015, terdapat kenaikan sumber daya batubara sebesar 1.453,30 juta ton, sedangkan cadangan batubara pada tahun 2016 mengalami penurunan sebanyak 3.806,39 juta ton (Gambar 3.1). Meningkatnya sumberdaya batubara dikarenakan oleh penambahan data yang dikumpulkan pada tahun ini dan juga adanya perubahan status dari cadangan ke sumberdaya.



Gambar 3. 1 Grafik Perubahan Nilai Sumber Daya dan Cadangan Batubara Tahun 2012 – 2016

Penurunan angka cadangan batubara sangat terkait dengan kondisi ekonomi global yang dipicu oleh melemahnya harga minyak bumi. Harga batubara secara tidak langsung ikut turun seiring turunnya harga minyak bumi. Hal ini mempengaruhi perhitungan cadangan batubara yang sangat tergantung pada berbagai faktor penentu (*modifying factor*), diantaranya harga jual batubara. Sebagai gambaran, pada kisaran harga batubara US$ 80/ton, suatu wilayah prospek seluas 25 Ha dinilai sangat ekonomis untuk ditambang. Namun, disaat harga batubara turun menjadi US$ 40/ton wilayah tersebut bisa saja dianggap tidak ekonomis untuk ditambang dengan asumsi nilai jual tidak lebih besar dari biaya produksi. Oleh karena itu potensi batubara tersebut tidak

dapat dikategorikan lagi sebagai cadangan yang dapat ditambang, sehingga statusnya akan dikembalikan ke sumber daya terunjuk atau terukur. Sumberdaya dan cadangan batubara per provinsi di Indonesia tahun 2016 adalah seperti terdapat pada Tabel 3.8.

Tabel 3.8. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Per Provinsi Tahun 2016.

No.	Pulau	Provinsi	Sumberdaya (Juta Ton)					Cadangan (Juta Ton)		
			Hipotetik	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total	Terkira	Terbukti	Total
1	JAWA	Banten	5,47	38,9	28,45	25,10	98,0	0,00	0,00	0,00
2		Jawa Tengah	0,00	0,82	0,00	0,00	0,82	0,00	0,00	0,00
3		Jawa Timur	0,00	0,08	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00
4	SUMATERA	Aceh	0,00	423,6	163,69	662,93	1250,	95,30	321,38	416,68
5		Sumatera Utara	0,00	7,00	1,84	25,75	34,5	0,00	0,00	0,00
6		Riau	3,86	209,8	587,82	689,28	1490,	85,57	523,32	608,88
7		Sumatera Barat	19,90	304,2	278,78	347,38	950,	1,67	196,17	197,84
8		Jambi	129,16	1216,5	896,04	1038,02	3279,	314,09	351,62	665,71
9		Bengkulu	0,00	117,3	171,74	126,48	415,	16,20	62,92	79,12
10		Sumatera Selatan	3.290,98	10.859,3	14.826,24	12.020,27	40.996,	5.557,53	5.509,45	11.066,98
11		Lampung	0,00	122,9	8,21	4,47	135,	11,74	0,00	11,74
12	KALIMANTAN	Kalimantan Barat	2,26	477,6	6,85	4,70	491,	0,00	0,00	0,00
13		Kalimantan Tengah	22,54	11299,9	3805,64	2849,22	17977,	910,76	1090,57	2001,33
14		Kalimantan	0,00	4.739,1	4.402,79	5.893,65	15.035,	1.308,49	3.961,76	5.270,25
15		Kalimantan Timur	909,95	13680,4	13049,18	15401,10	43040,	2760,01	4434,93	7194,94
16		Kalimantan Utara	25,79	795,8	595,37	1041,20	2458,	423,34	520,36	943,70
17	SULAWESI	Sulawesi Barat	8,13	15,1	0,78	0,16	24,2	0,00	0,00	0,00
18		Sulawesi Selatan	5,16	48,8	128,90	53,09	235,	0,06	0,06	0,12
19		Sulawesi Tengah	0,52	1,98	0,00	0,00	2,50	0,00	0,00	0,00
20	MALUKU	Maluku Utara	8,22	0,00	0,00	0,00	8,22	0,00	0,00	0,00
21	PAPUA	Papua Barat	93,66	32,8	0,00	0,00	126,	0,00	0,00	0,00
22		Papua	7,20	2,16	0,00	0,00	9,36	0,00	0,00	0,00
TOTAL INDONESIA			**4.532,79**	**44.394,**	**38.952,31**	**40.182,8**	**128.062**	**11.484,7**	**16.972,5**	**28.457,2**

Sesuai dengan SNI 5015 tahun 2011, sumber daya hipotetik ditiadakan karena merupakan tanggung jawab pemerintah untuk melaksanakan penyelidikan pendahuluan yang menghasilkan sumber daya hipotetik. Jadi nilai sumber daya dan cadangan yang ditampilkan adalah nilai yang dihasilkan oleh perusahaan pemegang izin PKP2B dan IUP (Tabel 3.9).

Tabel 3.9. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Sesuai dengan SNI 5015 Tahun 2011

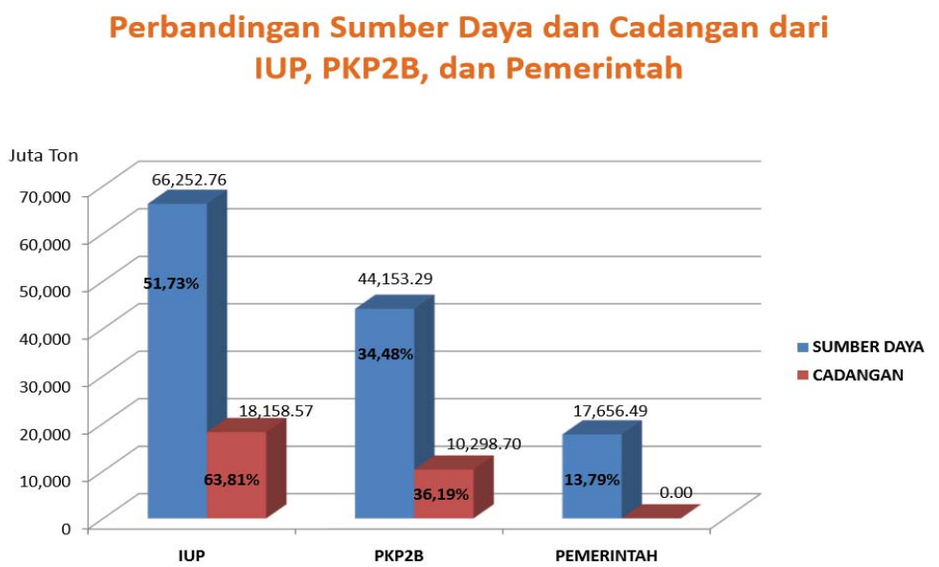
Kualitas	Sumberdaya (Juta Ton)				Cadangan (Juta Ton)		
	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total	Terkira	Terbukti	Total
Kalori Rendah	11.263,95	15.913,98	16.420,26	43.598,19	7.108,27	7.121,47	14.229,74
Kalori Sedang	27.436,16	19.822,35	20.357,92	67.616,43	3.570,70	6.841,66	10.412,36
Kalori Tinggi	3.967,88	2.480,65	2.804,63	9.253,15	541,60	2.769,20	3.310,80
Kalori Sangat Tinggi	1.726,74	735,33	600,00	3.062,07	264,19	240,21	504,39
JUMLAH	**44.394,72**	**38.952,31**	**40.182,81**	**123.529,84**	**11.484,76**	**16.972,53**	**28.457,29**

1 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 Tinggi > 7100 kal/gr

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

3 Kelas Cadangan
Terkira
Terbukti

Data tersebut dalam adb (*ash dried basis*)[31]. 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. Gambar 3.2 menunjukkan perbandingan sumber daya dan cadangan dari IUP, PKP2B, dan Pemerintah.



Gambar 3. 2 Perbandingan Sumber Daya dan Cadangan dari IUP, PKP2B dan Pemerintah

Walaupun cadangan batubara Indonesia tidak terlalu besar, namun tingkat produksi batubara sangat tinggi, yaitu mencapai 461 juta ton pada tahun 2015[32]. Sebagian besar dari produksi batubara tersebut diekspor ke China, India, Jepang, Korea Selatan dan Taiwan dan negara lain[33]. Dengan asumsi tingkat produksi batubara setelah tahun 2019 tetap sebesar 400 Juta Ton dan tidak ada penambahan cadangan baru maka seluruh cadangan batubara Indonesia sebesar 28.457,29 juta ton diatas diperkirakan akan habis dalam waktu sekitar 72 tahun (Tahun 2086). Untuk menjamin pasokan kebutuhan domestik yang terus meningkat, Pemerintah telah menerapkan kebijakan *Domestic Market Obligation* (DMO) sesuai Peraturan Menteri ESDM No. 34

---

[31]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*), namun secara rata-rata dapat dikatakan nilai GAR sekitar 1000 s.d 1300 lebih kecil dari *adb*.

[32]*Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia* 2017, Pusdatin Kementerian ESDM

[33] Website Indoanalisis pada tanggal 9 Juni 2012, http://www.indoanalisis.com/2012/06/tren-ekspor-batubara-semakin-tinggi-dan-sulit-di-stop/

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 hampir seluruhnya berada di Kalimantan yaitu 93% dan selebihnya sebesar 7% di Sumatera, sehingga 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 81%, sedangkan sebagian kecil untuk industri semen, tekstil, pupuk, pulp dan metalurgi yang lokasi penggunanya paling banyak terdapat di Jawa. PT PLN pada saat ini telah dapat mengelola pasokan batubara dengan lebih baik dari aspek kecukupan dan kualitas. Harga batubara di pasar internasional yang cenderung naik pada akhir 2016 dan stabil (tinggi) di tahun 2017 akibat kenaikan *demand* batubara global telah membuat biaya pokok penyediaan energi primer terutama batubara menjadi lebih tinggi.

Strategi yang digunakan oleh PLN berdasarkan efisiensi BPP dalam penyediaan batubara dengan memperhatikan konsep pembangunan PLTU batubara yaitu:

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 2018-2027 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. Namun pembakaran batubara menghasilkan emisi karbon dioksida yang menimbulkan efek pemanasan global, disamping menghasilkan polusi partikel dan limbah kimia yang dapat menyebabkan dampak negatif terhadap lingkungan lokal. Dengan demikian pengembangan pembangkit listrik berbahan bakar batubara memperhatikan dampak lingkungan yang ditimbulkannya. 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.

Untuk menjamin keandalan pasokan batubara dan efisiensi biaya, PLN mempunyai strategi untuk mengelola tambang-tambang 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:

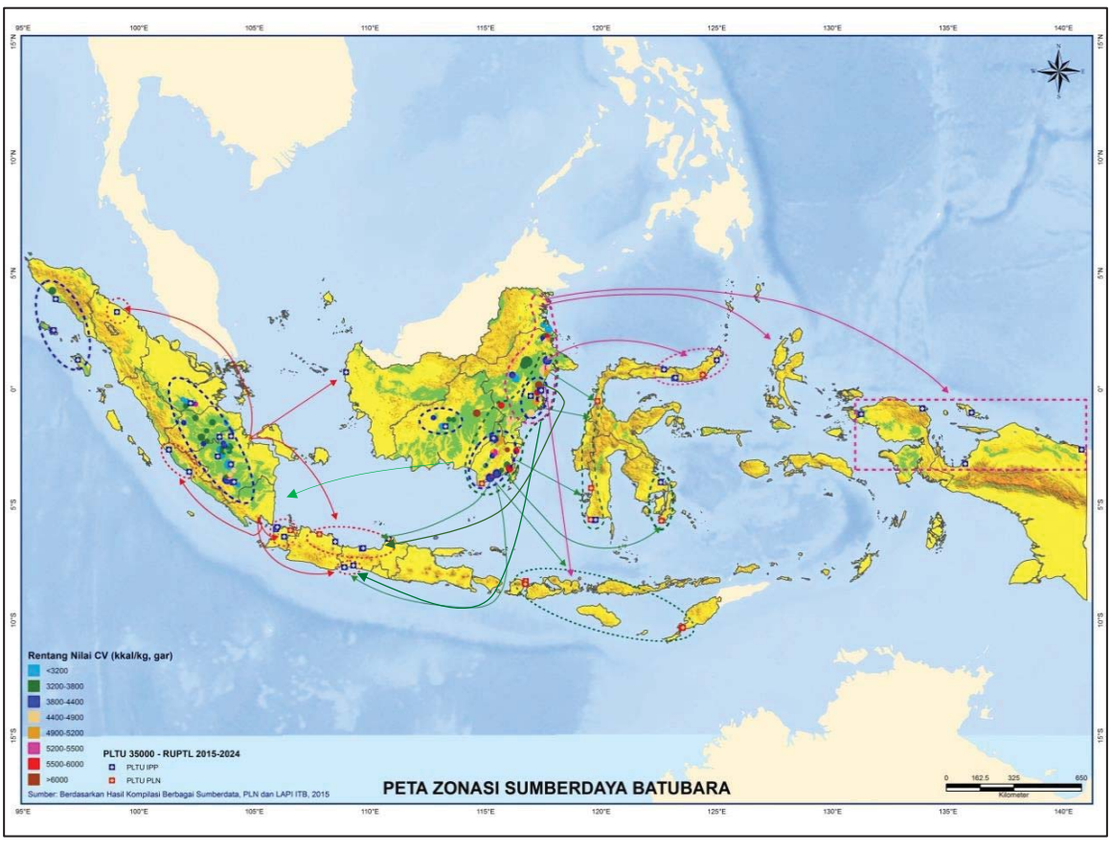
1. Menyelaraskan perencanaan penyediaan batubara dengan kebutuhan pembangkit sesuai dengan lokasi, spesifikasi dan volume.

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. Melakukan zonasi pasokan batubara bagi pembangkit eksisting untuk mengefisienkan biaya transportasi.
4. Melakukan kontrak batubara jangka panjang secara langsung dengan perusahaan tambang besar (PKP2B), 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* pasokan jangka pendek dan jangka panjang.
    b. Menjamin biaya penyediaan batubara yang murah.
    c. Efisiensi biaya pengangkutan.
7. Meminta pemerintah melanjutkan Kebijakan DMO untuk menjamin pasokan batubara baik dari sisi volume maupun kualitas sesuai kebutuhan PLN.
8. Untuk meningkatkan efisiensi serta kualitas batubara yang diterima pembangkit sedang dikembangkan teknologi pengering batubara/*coal upgrading* misalnya di PLTU Lontar, serta pemanfaatan batubara lokal dengan atau tanpa pengering batubara untuk beberapa PLTU, misalnya di PLTU Nagan Raya.

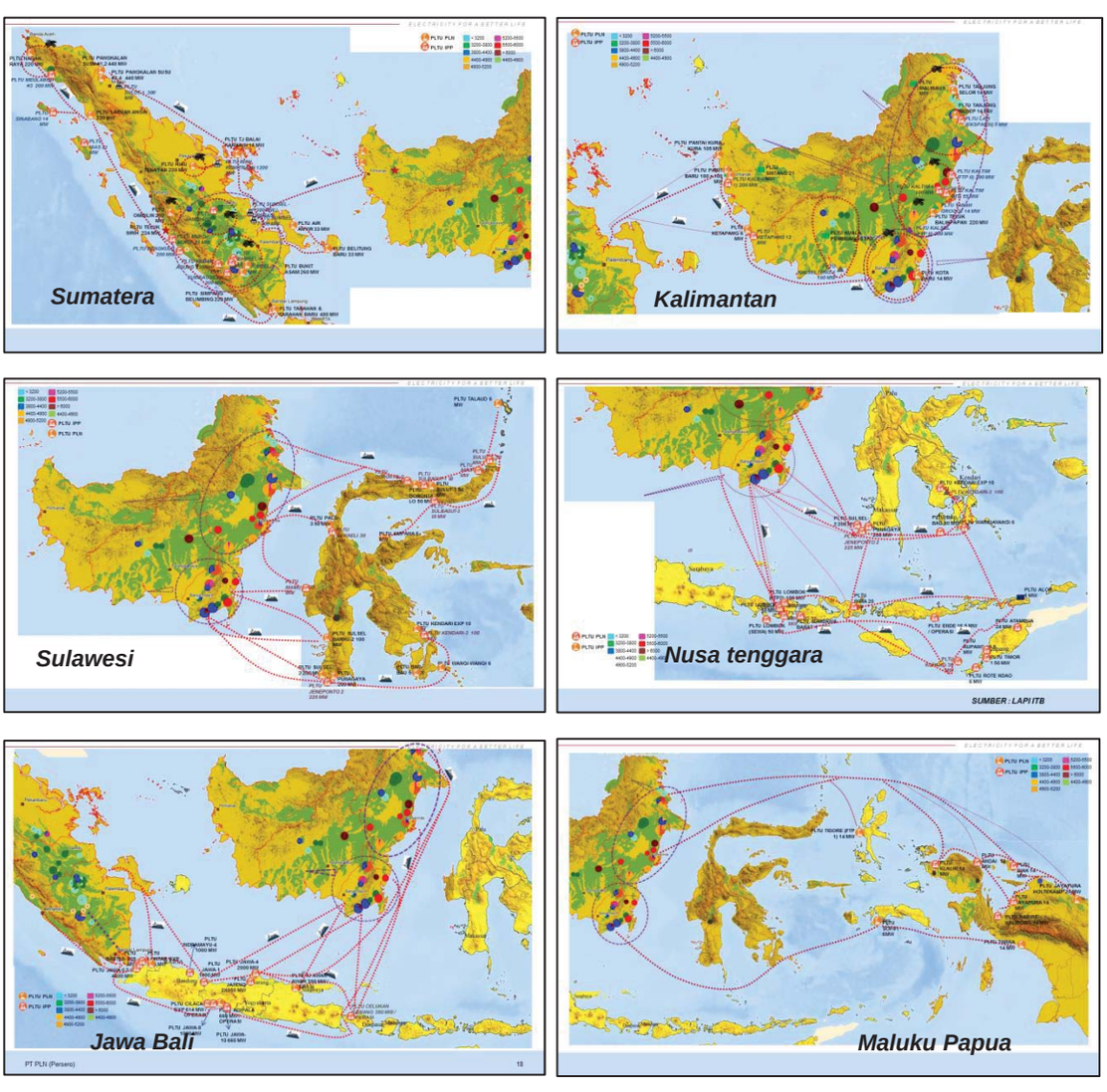
Selain penugasan ke anak perusahaan, ada hal lain yang dilakukan untuk meningkatkan jaminan keandalan pasokan batubara ke PLTU PLN baik secara kualitas, kuantitas dan tepat waktu dengan biaya penyediaan yang efisien. Beberapa program yang dilakukan dalam penyediaan batubara PLTU antara lain:

1. Penerapan zonasi sumber tambang batubara dengan PLTU terdekat.

   Cadangan batubara Indonesia sebagian besar hanya ada di pulau Sumatera dan pulau Kalimantan, sehingga diperlukan suatu pengelompokan atau zonasi untuk mengoptimalkan pasokan batubara ke PLTU. Zonasi adalah pembagian suatu daerah menjadi beberapa wilayah sehingga diperoleh jaminan pasokan batubara yang paling efisien, baik secara jarak, harga, kualitas maupun kecukupan cadangan batubara yang tersedia. Implementasi zonasi menjadi sangat penting.



Gambar 3. 3 Peta Zonasi Sumber Daya Batubara



Gambar 3. 4 Peta Zonasi Pasokan Batubara per Regional

Gambar-3.3 menunjukkan rencana zonasi untuk pasokan batubara ke PLTU di Indonesia, yang dijelaskan lebih detail pada Gambar-3.4 di atas.

2. Mengoptimalkan sarana logistik batubara sejak *loading port* sampai dengan PLTU (alat angkut, *unloading facility*).

   Selain penerapan zonasi tambang batubara untuk efisiensi harga batubara, penggunaan alat angkut batubara yang efisien juga sangat penting untuk penurunan harga transportasi batubara. 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*.

3. Menyiapkan sarana *Coal Processing Plant* di beberapa lokasi dengan pertimbangan selain untuk jaminan pasokan dan kualitas, juga dapat mengoptimalkan pemanfaatan batubara yang lebih besar. *Coal Processing Plant* (CPP) 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:

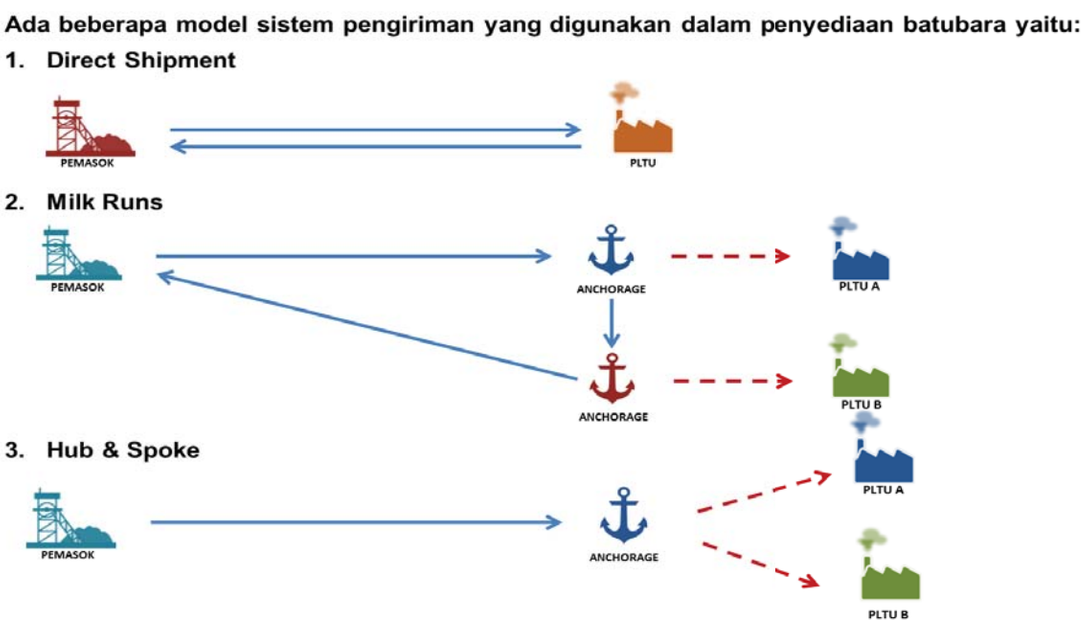
   a. Mengubah jenis transportasi batubara dari sumber ke PLTU dengan menggunakan *barge,* menjadi dari sumber dengan *vessel* – CPP - ke PLTU dengan *barge* sehingga bisa memperoleh benefit dari kecepatan dan ketepatan waktu, harga angkut dan kualitas batubara yang terjaga.
   b. *Security of supply* dengan adanya CPP yang berfungsi juga sebagai *emergency coal storage*, terlebih lagi mengantisipasi terhadap permasalahan kendala cuaca pada periode tertentu.
   c. Pencegahan 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. Biasanya *blending* dilakukan antara batubara peringkat rendah dan peringkat tinggi, kadar abu tinggi dan abu rendah, kadar belerang tinggi dan belerang 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.

4. Melakukan rencana akuisisi tambang batubara terutama di Sumatera dan Kalimantan sehingga jaminan pasokan atau *security of supply* batubara ke PLTU PLN menjadi lebih terjamin.
5. Menerapkan sistem transportasi yang lebih optimal dan efisien (pemilihan jenis dan kapasitas alat angkut), juga dengan pemilihan metode *direct shipment, milk run dan hub & spoke* sesuai kondisi geografis PLTU seperti Gambar 3-5.



Gambar 3. 5 Sistem Transportasi Batubara

3.3.2. Gas Bumi

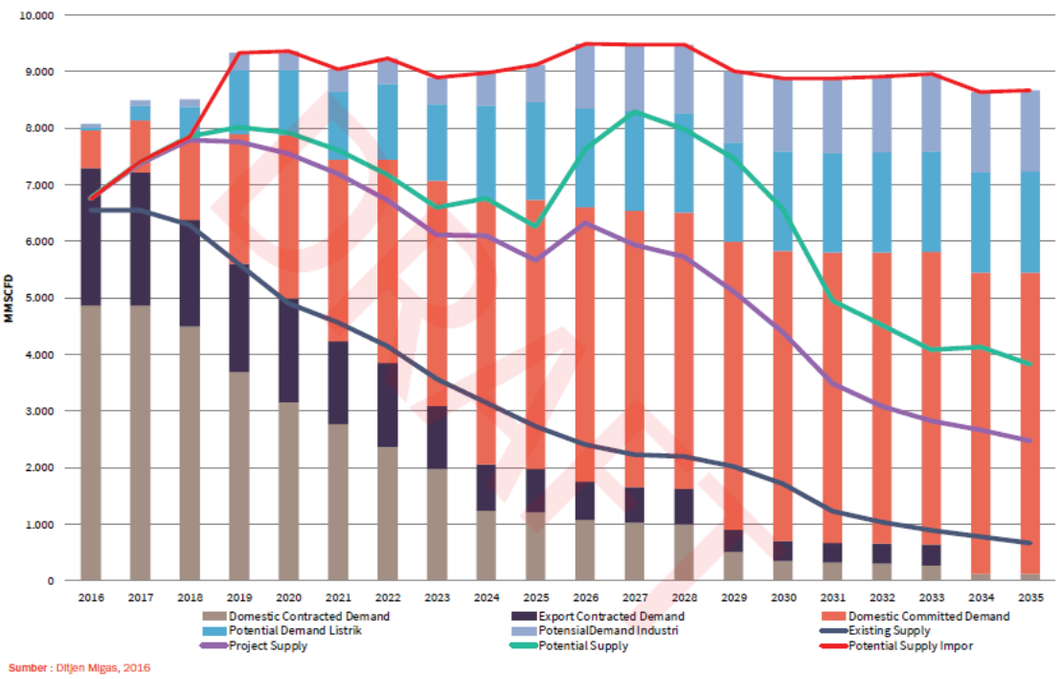
Indonesia memiliki cadangan gas bumi konvensional sebesar 144,06 TSCF[34] (status Januari 2016) dengan rincian cadangan terbukti sebesar 101,22 TSCF dan cadangan potensial sebesar 42,84 TSCF yang tersebar terutama di kepulauan Natuna, Sumatera Selatan, Kalimantan Timur, Masela di Maluku serta Tangguh di Papua Barat. Pada tahun 2016, asumsi rata-rata tingkat produksi per tahun sebesar 3 TCF.

---

[34] *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2017, Pusdatin Kementerian ESDM*

[5] *Neraca Gas Bumi Indonesia 2016-2035, Ditjen Migas Kementerian ESDM*

Berdasarkan neraca gas bumi Indonesia 2016-2035[5] seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 3.6, proyeksi kebutuhan gas mencapai 9.121 MMSCFD pada tahun 2025. Dimana hampir sepertiga kebutuhan berasal dari permintaan gas untuk sektor tenaga listrik, dengan total yang sudah *committed* dan *contracted* sebesar 2.361 MMSCFD, nilai ini tidak termasuk *potential demand*. Dengan memperhitungkan potensi pasokan gas bumi Indonesia secara keseluruhan, maka *contracted demand* dan *committed demand* dapat terpenuhi sampai dengan tahun 2021. Opsi impor dapat dilakukan untuk memenuhi *potential demand* mulai tahun 2022. Namun apabila rencana konsumsi gas bumi yang terdapat pada *potential demand* di tahun 2019 berjalan, maka opsi impor akan mulai dilakukan sejak tahun 2019.



Gambar 3. 6 Neraca Gas Bumi Indonesia 2016-2035.

Untuk memperlambat Indonesia menjadi negara *net importer*, Indonesia harus dapat menarik investor besar untuk eksplorasi dan eksploitasi lapangan gas baru dan pengembangan infrastrukturnya. Akibat ketidakcukupan ketersediaan gas domestik ini ke depan PLN sebagai *anchor buyer* gas bumi nasional sehingga memerlukan impor LNG yang volumenya terus meningkat. Sehingga ketahanan pasokan gas untuk PLN akan semakin rentan terhadap ketersediaan dan fluktuasi harga LNG internasional.

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 1750 Tahun 2017 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 2017-2026. Dengan adanya Keputusan Menteri tersebut, PLN akan tetap mendapatkan alokasi gas di suatu lapangan gas yang masih memiliki cadangan gas meskipun Kontraktor Kontrak Kerjasama (KKKS) *existing* telah selesai kontraknya dan digantikan KKKS yang baru. Di sisi lain, Pemerintah juga mendukung PLN untuk mendapatkan harga gas yang wajar dengan mengeluarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 45 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Tenaga Listrik. Permen ESDM tersebut mengatur harga gas yang dikaitkan dengan harga minyak mentah sekaligus memberikan batasan harga gas yang wajar untuk menekan biaya energi primer dalam produksi tenaga listrik.

Pada tahun 2017, PLN memiliki kontrak pasokan gas dan LNG dengan total 1.400 BBTUD yang sebagian besar berasal dari gas pipa. PLN berkomitmen mendukung Pemerintah dalam pemanfaatan gas bumi domestik sehingga selama tersedia pasokan gas pipa domestik yang ekonomis secara harga dan layak maka PLN akan berusaha menyerap gas pipa tersebut. Namun demikian, dalam rangka mengantisipasi cadangan gas pipa eksisting yang mengalami *depletion* dan lokasi pembangkit berbahan bakar gas yang tersebar, PLN juga mulai mengadakan sumber pasokan gas dalam bentuk LNG. PLN saat ini telah memiliki kontrak pasokan LNG jangka panjang sebanyak 20 kargo per tahun yang meningkat hingga mencapai 60 kargo per tahun (1 kargo = 3.100 BBTU) di tahun 2021 dan akan berakhir pada tahun 2035. Kontrak pasokan LNG yang berasal dari Lapangan Tangguh dengan klausul multi destinasi tersebut akan memasok LNG ke fasilitas regasifikasi di Arun untuk kebutuhan gas di pembangkit-pembangkit PLN di wilayah Sumatera Utara dan Aceh serta dikirim ke FSRU Jawa Barat untuk kebutuhan pasokan gas ke pembangkit gas di Muara Karang dan Priok serta ke destinasi lainnya di seluruh Indonesia sesuai kebutuhan PLN.

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

<u>Cilegon</u>

Pasokan gas untuk pusat listrik Cilegon berasal dari CNOOC dan PGN yang volumenya akan mengalami penurunan mulai tahun 2019, sehingga perlu diperpanjang atau perlu dicari sumber pasokan gas yang lain untuk mengoptimalkan operasional pembangkit. Secara jangka panjang, perlu dipertimbangkan pemanfaatan LNG untuk menggantikan sumber gas pipa yang semakin menurun tersebut.

Muara Karang dan Priok

Mengingat peran Muara Karang dan Priok sangat strategis dalam memasok kota Jakarta dalam beberapa tahun ke depan, maka kedua pembangkit tersebut harus senantiasa dioperasikan dengan *output* yang tinggi. Penurunan pengoperasian pembangkit Muara Karang dan Priok akan terjadi ketika semakin andalnya insfrastruktur transmisi di sistem tenaga listrik Jawa-Bali. Pengoperasian kedua pusat pembangkit tersebut sebagian besar dipasok dari FSRU LNG Jawa Barat dan dari lapangan gas milik Pertamina di lepas pantai utara Jawa Bagian Barat yang dioperasikan oleh PHE ONWJ. Namun, keterbatasan cadangan gas dari lapangan PHE ONWJ yang tersedia saat ini akan menyebabkan kebutuhan alokasi LNG yang lebih besar bagi kedua pusat listrik ini.

Muara Tawar

Berdasarkan kondisi sistem kelitrikan Jawa Bali terkini, dimana pembangkit Muara Tawar terhubung ke grid 500 kV, maka pengoperasian pembangkit bersifat *following* yang membutuhkan fluktuasi pembebanan yang cukup tinggi, sehingga harus didukung oleh infrastruktur gas yang andal. Meskipun pusat listrik Muara Tawar telah dilengkapi fasilitas *CNG Storage*, namun belum mampu sepenuhnya mengakomodasi fluktuasi pembebanan, sehingga masih membutuhkan infrastruktur tambahan untuk hal tersebut. Ke depannya peran Muara Tawar akan menjadi pemikul beban puncak seiring dengan akan beroperasinya pembangkit-pembangkit baru yang lebih ekonomis di Jawa Bali.

Tambak Lorok

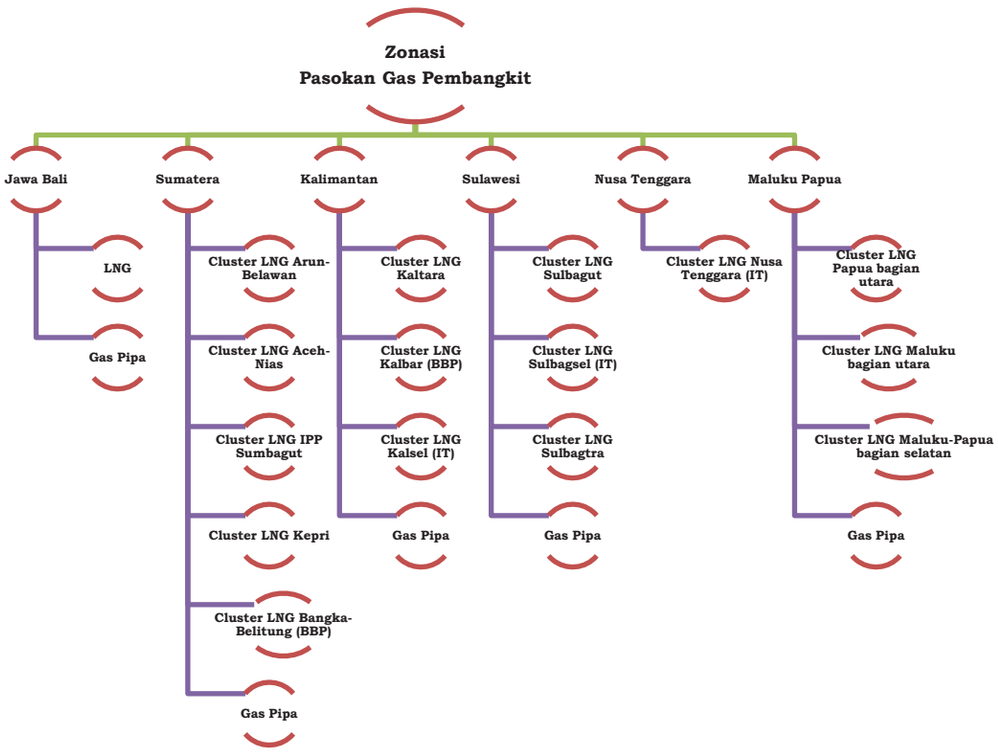
Pusat listrik Tambak Lorok saat ini berfungsi sebagai pemikul beban puncak mengingat kondisi sistem Jawa Bali yang aman dengan cadangan daya yang cukup dari pembangkit berbahan bakar batubara. Pasokan gas untuk kebutuhan pembangkit di Tambak Lorok dipenuhi dari lapangan gas Gundih dan lapangan gas Kepodang. Selain itu Pusat Listrik Tambak Lorok akan dipasok pula oleh gas Lapangan Jambaran Tiung Biru dengan memanfaatkan pipa gas transmisi Gresik – Semarang. Pusat Listrik Tambak Lorok juga telah dilengkapi dengan fasilitas *CNG Storage* sehingga mampu mengakomodasi fluktuasi kebutuhan pasokan gas menyesuaikan dengan beban listrik.

Gresik dan Grati

Pasokan gas untuk pusat listrik di Gresik dan Grati saat ini sudah mencukupi dengan banyaknya sumber gas di Jawa Timur, antara lain dari PHE, Hess,

Kangean Energy, Santos dll. Namun pasokan gas tersebut akan semakin menurun mulai tahun 2019. Walaupun terdapat potensi pasokan gas baru seperti dari Lapangan Jambaran Tiung Biru dan Husky, namun masih belum dapat mencukupi kebutuhan gas pusat listrik di Gresik dan Grati, sehingga pengembangan terminal LNG Jawa Timur akan mulai dipersiapkan guna memenuhi kebutuhan gas untuk kedua pusat listrik tersebut.

Untuk daerah dengan potensi gas yang besar, direncanakan pengembangan pembangkit listrik berbahan bakar gas di dekat fasilitas produksi hulu minyak dan gas bumi, atau disebut juga mulut sumur gas (*wellhead*). Gas mulut sumur tersebut dapat ditransportasikan melalui pipa gas ke pembangkit dan tidak melalui proses regasifikasi. Pemanfaatan gas mulut sumur tersebut diatur dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 45 Tahun 2017 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. Hal ini dapat diantisipasi dengan mengkombinasikan pasokan dari sumur-sumur gas lain di dekatnya. Beberapa potensi pemanfaatan gas mulut sumur antara lain di Aceh, Riau, Jambi, Sumatera Barat, Sumatera Selatan, Kalimantan Timur dan Jawa Timur. Dengan semakin banyaknya rencana pembangunan pembangkit gas dengan skala kapasitas bervariasi dari kecil sampai besar dan tersebar seluruh Indonesia, maka untuk menjamin pasokan gas (*security of supply*), fleksibilitas pasokan (*flexibility of supply*) dan efisiensi biaya (*cost efficiency*), PLN menggunakan pola zonasi pasokan gas untuk pembangkit berbahan bakar gas baru ditunjukkan oleh Gambar 3.7.



Gambar 3. 7 Zonasi Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN

Solusi zonasi ini juga memungkinkan dicapainya optimasi keandalan pasokan terhadap efisiensi biaya. Hal positif lain dari sistem zonasi ini adalah akan terbentuk beberapa *hub* LNG yang dapat dimanfaatkan untuk kebutuhan tenaga listrik periode berikutnya. Pembangunan LNG terminal tersebar ini juga akan membantu upaya pengurangan konsumsi bahan bakar minyak yang relatif lebih mahal dan lebih kotor dengan dilakukan *fuel switching* dari bahan bakar minyak ke bahan bakar gas.

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 terkoneksi dengan jaringan pipa gas maka gas bumi perlu diubah bentuk menjadi LNG agar lebih mudah dan tetap ekonomis untuk menjangkau lokasi-lokasi pembangkit. LNG mampu memberikan kepadatan energi yang besar seperti bahan bakar turunan minyak bumi dan cukup layak secara ekonomi untuk melakukan pengangkutan ke area yang tersebar.

LNG membutuhkan infrastruktur yang mengubah gas bumi menjadi bentuk cair, transportasi, serta fasilitas penyimpanan dan regasifikasi untuk mengubah kembali ke bentuk gas sebelum dapat dimanfaatkan oleh pembangkit listrik. Dengan rantai proses yang relatif panjang tersebut maka 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 beban puncak. PLN merencanakan pemanfaatan LNG untuk pembangkit beban puncak dan pembangkit yang bersifat *must-run* di sistem tenaga listrik Jawa-Bali dan Sumatera serta di Indonesia Timur apabila jumlah pembangkit jenis *base loader* sudah mencukupi.

Dalam mengantisipasi penurunan pasokan gas pipa di Sumatera dan Jawa Bali sekaligus menangkap potensi tersedianya LNG di pasar yang cukup banyak dan semakin murah, PLN mulai mengoptimalkan pemanfaatan LNG untuk memenuhi kebutuhan gas pembangkit. Sebagai upaya persiapan pemanfaatan LNG, PLN akan membangun terminal LNG ukuran sedang sampai besar di Jawa Barat, Jawa Timur, FSRU Jawa-1 dan Sumatera Utara. Selanjutnya akan dikembangkan pula beberapa terminal mini-LNG dengan sistem logistik LNG terintegrasi akan dibangun tersebar di beberapa lokasi di luar Jawa.

Sumber pasokan LNG PLN saat ini hanya berasal dari domestik yaitu Bontang dan Tangguh. Beberapa tahun ke depan sumber pasokan LNG di Indonesia akan bertambah dengan beroperasinya LNG Wasambo, LNG Donggi-Senoro 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 secara nasional.

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

- LNG Plant : Bontang
  Tujuan Pasokan :
  - FSRU NR (Muara Karang, Priok, Muara Tawar)
  - FSU-FRU Benoa (Pesanggaran)
  - FSRU Gorontalo (Gorontalo)*

- LNG Plant : Tangguh
  Tujuan Pasokan :
  - FSRU NR (Muara Karang, Priok, Muara Tawar)
  - Terminal Regasifikasi Arun (Arun, Belawan)
  - FSRU Jawa 1 (Jawa-1, Bangka-Belitung-Kalbar)*

- LNG Plant : Wasambo*
  Tujuan Pasokan :
  - FSU-FRU Benoa (Pesanggaran)
  - FSRU Gorontalo (Gorontalo)*

**) dalam tahap perencanaan/pengadaan*

Di Indonesia bagian timur, PLN merencanakan pemanfaatan mini-LNG untuk pembangkit beban puncak pada sistem-sistem besar di Kalimantan, Sulawesi, 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.

Beberapa proyek pembangkit di Sumatera yang menggunakan LNG adalah sebagai berikut:

- Fasilitas regasifikasi Arun telah beroperasi untuk memasok gas ke beberapa pembangkit gas baru dan eksisting di Aceh serta Sumatera Utara. Pembangkit eksisting di Arun yang sudah dipasok adalah PLTMG Arun sebesar 184 MW. Pembangkit baru yang direncanakan akan menggunakan gas dari fasilitas Regasifikasi Arun adalah PLTMG Sumbagut-2 sebesar 250 MW. Selain itu gas dari fasilitas Arun ini juga disalurkan ke Belawan melalui pipa Arun – Belawan sepanjang sekitar 400 km untuk memasok gas ke PLTGU Belawan, dan selanjutnya untuk beberapa pembangkit gas baru tipe *mobile* di lokasi Paya Pasir.
- Pembangkit IPP Sumbagut 134 dengan total kapasitas 800 MW yang direncanakan berlokasi di sekitar Belawan akan mendapatkan pasokan gas dari LNG dengan infrastruktur LNG yaitu FSRU Sumatera Utara yang *dedicated* untuk pembangkit tersebut untuk memastikan keekonomian pembangkit IPP. Meski demikian, diharapkan FSRU Sumatera Utara dapat pula berfungsi sebagai *back up* apabila pasokan gas dari pipa Arun - Belawan mengalami masalah.
- PLN saat ini sedang melakukan pengadaan satu paket infrastruktur mini LNG *cluster* Bangka-Belitung-Pontianak (BBP) untuk memasok gas pembangkit-pembangkit berbahan bakar gas di Bangka, Belitung dan Kalimantan Barat.
- Dalam waktu dekat PLN juga akan mengadakan satu paket infrastruktur mini LNG untuk memasok gas ke pusat listrik Krueng Raya Aceh dan Nias.
- Sementara itu pasokan gas ke pusat listrik di *cluster* Kepulauan Riau sedang dilakukan studi untuk mendapatkan keekonomisan logistik LNG yang akan dikembangkan.

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

- Lelang pasokan LNG Indonesia Tengah (IT) yang telah berjalan diharapkan mampu memberikan pasokan gas ke sepuluh pembangkit di kawasan Indonesia Tengah yaitu di Kalimantan Selatan, Sulawesi Selatan dan Nusa Tenggara. Pengadaan tersebut meliputi pengadaan pasokan LNG, transportasi LNG, pembangunan *jetty*, fasilitas

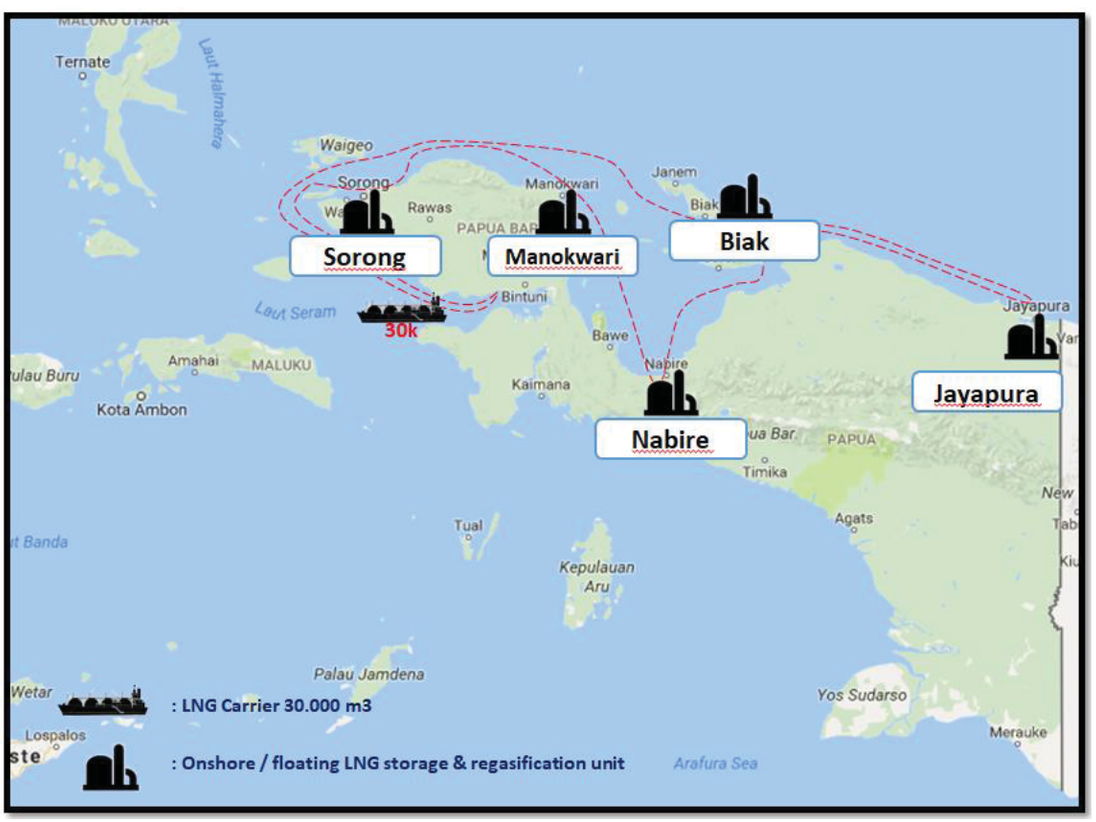
penyimpanan dan regasifikasi LNG serta pemipaan dari fasilitas regasifikasi ke pembangkit listrik. Tabel 3.10 menunjukkan sepuluh lokasi pembangkit listrik yang akan dipasok oleh lelang pasokan LNG Indonesia Tengah.

Tabel 3.10 Lokasi Pembangkit Lelang Pasokan LNG Indonesia Tengah

No	Regional	Nama Pembangkit	Kapasitas Pembangkit
1	Kalimantan	PLTGU/MGU Kalsel Peaker	200 MW
2	Sulawesi	PLTGU Sulsel Peaker	450 MW
3	Sulawesi	PLTGU MakassarPeaker	200 MW
4	Nusa Tenggara	PLTMG Sumbawa	50 MW
5	Nusa Tenggara	PLTMG Waingapu	10 MW
6	Nusa Tenggara	PLTMG Bima	50 MW
7	Nusa Tenggara	MPP Flores	20 MW
8	Nusa Tenggara	PLTMG Maumere	40 MW
9	Nusa Tenggara	PLTMG Kupang Peaker	40 MW
10	Nusa Tenggara	MPP Lombok	50 MW

- PLN saat ini telah melakukan studi optimasi logistik LNG untuk memenuhi kebutuhan gas Kendari, Bombana, Kolaka Utara, Baubau, Wangiwangi dan Selayar yang dinamakan sebagai *cluster* LNG Sulbagtra.
- Sementara itu untuk melayani pasokan gas di bagian utara Sulawesi yang meliputi Donggala, Gorontalo, Minahasa dan Tahuna, PLN telah menyiapkan sistem logistik *cluster* LNG Sulbagut. Secara khusus untuk Donggala terdapat potensi untuk melakukan pasokan gas secara *point to point* dengan LNG *dispenser* di Bontang mengingat lokasinya yang hanya terpisahkan selat Sulawesi.
- Untuk memasok gas ke pembangkit Nunukan dan Tanjung Selor, PLN saat ini sedang berusaha mendapatkan pola logistik *cluster* LNG Kaltara yang ekonomis. Letak sumber gas yang relatif sulit diakses dan lokasi pembangkit listrik yang berkapasitas kecil dan tersebar memberikan tantangan tersendiri bagi PLN dalam menyusun rencana pasokan yang optimal.
- Sedangkan untuk kawasan Indonesia Timur yaitu Maluku (Ambon, Maluku tersebar, dan Halmahera) dan Papua (Jayapura, Manokwari, Papua & Papua Barat tersebar) direncanakan dipasok dari Lapangan Tangguh dan Lapangan Salawati. Berdasarkan studi yang telah dilakukan, sistem logistik LNG ke kawasan Maluku Papua yang optimal terbagi menjadi tiga *cluster*. Tiga *cluster* tersebut terdiri dari *cluster* Papua bagian utara, Maluku bagian utara dan Maluku-Papua bagian selatan. Desain logistik untuk ketiga *cluster* telah selesai disusun dan

siap untuk digunakan dalam proses pengadaan. Namun demikian untuk mendukung program Papua Terang dan Pekan Olahraga Nasional pada tahun 2020 di Papua, PLN berusaha mengakselerasi penyiapan *cluster* LNG Papua bagian utara melalui program *Quick Win* untuk memenuhi kebutuhan gas pembangkit listrik berbahan bakar gas di Sorong, Manokwari, Nabire, Jayapura dan Biak. Program *Quick Win* tersebut direncanakan akan menggunakan satu LNG *vessel* untuk melakukan pendistribusian LNG secara *milk run* dari sumber LNG ke lima lokasi dalam *cluster* LNG Papua bagian utara. Ilustrasi skema logistik *cluster* LNG ditunjukkan oleh Gambar 3.8.



Gambar 3. 8 Rencana Logistik *Cluster* LNG Papua Bagian Utara.

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 untuk mengatasi ketidakmampuan pemasok gas mengikuti pola pembebanan yang lebih fluktuatif akibat perubahan peran pembangkit gas dari *baseloader* menjadi *load follower* atau *peaker*. PLN telah

memetakan potensi pemanfaatan CNG untuk pembangkit beban puncak di Sumatera, Kalimantan dan Jawa.

Saat ini telah dioperasikan CNG *storage* oleh pemasok gas di Sumatera Selatan yang gasnya dimanfaatkan untuk PLTG *peaker* Jaka Baring (50 MW), PLTMG Sei Gelam 100 MW, dan PLTG Duri/Balai Pungut 100 MW, yang sudah beroperasi sejak tahun 2013. Untuk Kepulauan Riau, sejak 2013 sudah dioperasikan CNG Marine yang membawa pasokan gas dalam bentuk CNG dari Pulau Batam ke Pulau Bintan untuk mengoperasikan pembangkit gas 2x6 MW memikul beban dasar.

Rencana pemanfaatan CNG lainnya di Sumatera dan masih perlu dikaji keekonomiannya adalah CNG untuk pembangkit *peaker* di Duri dan Lampung. Pemanfaatan CNG *storage* di Kalimantan telah diaplikasikan di pembangkit *peaker* Bangkanai di Kalimantan Tengah. Berbeda dengan di tempat lain yang memanfaatkan pasokan gas pipa, untuk pembangkit di Lombok pasokan gas direncanakan akan dipasok dalam bentuk CNG yang diperoleh dari pemasok gas pipa di Gresik (Jawa Timur) yang dikompresikan terlebih dahulu, lalu ditransportasikan ke Lombok menggunakan CNG *Vessel*.

Untuk pulau Jawa, Fasilitas *CNG storage* yang sudah beroperasi adalah sebagai berikut:

(i) Grati 30 BBTU untuk mengoperasikan PLTG *peaker* eksisting dan rencana PLTGU Grati.

(ii) Tambak Lorok sebanyak 16 BBTU untuk mengoperasikan sebagian dari PLTGU sebagai pembangkit *peaker*.

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

(iv) Muara Tawar sebanyak 20 BBTU untuk memenuhi kebutuhan operasi *peaker*.

(v) Pulau Bawean sebanyak 2 BBTU untuk pasokan gas ke pembangkit beban dasar di pulau Bawean yang dibawa dengan transportasi laut dalam bentuk CNG dari Gresik Jawa Timur.

BAB IV
KONDISI USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK

4.1 KONDISI PENJUALAN TENAGA LISTRIK

4.1.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

Penjualan tenaga listrik selama lima tahun (2012-2016) terakhir tumbuh rata-rata 6,7% per tahun. Pertumbuhan penjualan tenaga listrik mulai pulih dari dampak krisis keuangan global mulai tahun 2010. Sejak tahun 2012, PLN sangat aktif dalam penyambungan pelanggan yaitu sekitar 3,5 juta pelanggan pertahun dengan tujuan menyelesaikan daftar tunggu pelanggan. Namun pada tahun 2015, penjualan PLN turun drastis. Tahun tersebut PLN hanya dapat menaikkan penjualan sebesar 2,1%. Penjualan pada sektor industri adalah yang paling rendah pertumbuhannya. Pada sektor ini, penjualan turun hingga -2,7%. Pada tahun 2016, PLN dapat meningkatkan penjualan menjadi 6,5%. Namun pada tahun 2017, persentase kenaikan penjualan PLN tidak sebesar tahun sebelumnya, dengan estimasi pertumbuhan penjualan PLN hingga akhir tahun 2017 hanya sekitar 4,7%.

Tabel 4.1 memperlihatkan realisasi penjualan beberapa tahun terakhir.

Tabel 4.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (TWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	64.581	71.554	76.579	83.402	87.972	92.886	96.063
Industri	54.232	59.635	63.774	65.295	63.533	67.586	71.822
Bisnis	27.718	30.391	33.831	35.507	36.108	38.963	40.966
Sosial	3.959	4.457	4.898	5.400	5.889	6.573	6.879
Gedung Kantor Pemerintah	2.750	3.018	3.220	3.440	3.669	3.969	4.172
Penerangan Jalan Umum	3.049	3.123	3.233	3.375	3.429	3.478	3.628
Jumlah	**156.289**	**172.178**	**185.535**	**196.419**	**200.600**	**213.455**	**223.530**

*Estimasi realisasi 2017, sudah termasuk Tarakan

Penjualan tenaga listrik di Sumatera pada 5 tahun terakhir (2012-2016) tumbuh lebih tinggi, yaitu rata-rata 7,6% per tahun, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.2. Pertumbuhan ini tidak seimbang dengan penambahan kapasitas pembangkit yang hanya tumbuh rata-rata 5,2% per tahun. Hal ini menyebabkan terjadinya krisis daya yang kronis di banyak daerah. Pada tahun 2010, krisis daya ini diatasi dengan sewa pembangkit.

Tabel 4.2 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (TWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	11.717	13.612	14.476	15.850	16.889	17.902	18.846
Industri	3.992	4.390	4.645	4.767	4.902	5.119	5.597
Bisnis	3.858	4.089	4.358	4.569	4.778	5.147	5.384
Sosial	646	751	827	916	1.038	1.161	1.207
Gedung Kantor Pemerintah	385	438	479	523	570	620	645
Penerangan Jalan Umum	892	924	952	986	991	1.028	1.069
Jumlah	**21.490**	**24.204**	**25.737**	**27.611**	**29.168**	**30.978**	**32.748**

*Estimasi realisasi 2017

Untuk regional Jawa-Bali dan Nusa Tenggara, rata-rata pertumbuhan lima tahun terakhir adalah sebesar 5,9%, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.3. Pertumbuhan ini relatif lebih rendah dibandingkan dengan pertumbuhan rata-rata di regional Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, dan Maluku-Papua. Penurunan penjualan pada tahun 2015 terlihat drastis pada sektor industri. Sektor ini turun hingga -2,8% dibandingkan tahun sebelumnya. Namun pada tahun 2016 sektor ini mulai pulih.

Sedangkan pada tahun 2017, semua regional tidak terkecuali Jawa-Bali dan Nusa Tenggara mengalami penurunan. Tabel 4.3 memperlihatkan realisasi penjualan tenaga listrik untuk Jawa-Bali dan Nusa Tenggara.

Tabel 4.3 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Jawa-Bali & Nusa Tenggara (TWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	45.485	49.486	52.670	57.090	59.998	63.106	64.739
Industri	49.027	53.914	57.766	59.077	57.091	60.773	64.267
Bisnis	21.055	23.116	25.791	27.127	27.402	29.536	31.010
Sosial	2.888	3.217	3.501	3.850	4.148	4.625	4.844
Gedung Kantor Pemerintah	1.924	2.081	2.182	2.297	2.418	2.594	2.717
Penerangan Jalan Umum	1.762	1.791	1.860	1.959	1.994	1.991	2.086
Jumlah	**122.141**	**133.605**	**143.770**	**151.400**	**153.051**	**162.625**	**169.663**

*Estimasi realisasi 2017

Penjualan tenaga listrik di Kalimantan tumbuh rata-rata 9,2% per tahun, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.4, sedangkan penambahan kapasitas pembangkit rata-rata hanya 1% per tahun. Hal ini menyebabkan pembatasan penjualan listrik dan krisis daya di banyak daerah di Kalimantan.

Tabel 4.4 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (TWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	3.481	4.012	4.437	4.958	5.238	5.545	5.849
Industri	380	410	431	464	493	523	660
Bisnis	1.272	1.383	1.488	1.630	1.760	1.910	2.066
Sosial	182	205	237	265	295	329	350
Gedung Kantor Pemerintah	180	208	233	257	282	304	324
Penerangan Jalan Umum	157	161	164	167	166	167	178
Jumlah	**5.652**	**6.379**	**6.990**	**7.741**	**8.234**	**8.779**	**9.428**

*Estimasi realisasi 2017

Penjualan tenaga listrik di Sulawesi tumbuh rata-rata 9,7% per tahun, untuk itu PLN sangat agresif melakukan penambahan proyek pembangkit baik dari PLN maupun IPP seperti PLTU Jeneponto, PLTG/U IPP Sengkang dan IPP PLTA Poso.

Hal yang sama juga terjadi di daerah Indonesia Timur lainnya, yaitu Maluku dan Papua. Pada umumnya upaya penyelesaian krisis daya jangka pendek adalah dengan memasukkan sewa pembangkit.

Penjualan tenaga listrik untuk regional Sulawesi ditunjukkan pada Tabel 4.5, sedangkan untuk regional Maluku dan Papua ditunjukkan pada Tabel 4.6.

Tabel 4.5 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (TWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	3.091	3.507	3.941	4.335	4.605	5.049	5.276
Industri	819	905	913	965	1.023	1.146	1.270
Bisnis	1.155	1.377	1.725	1.665	1.634	1.801	1.911
Sosial	193	224	266	295	326	368	393
Gedung Kantor Pemerintah	169	188	211	232	260	294	314
Penerangan Jalan Umum	210	211	209	229	289	258	275
Jumlah	**5.637**	**6.412**	**7.265**	**7.721**	**8.136**	**8.915**	**9.440**

*Estimasi realisasi 2017

Tabel 4.6 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Maluku dan Papua (TWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	808	938	1.056	1.169	1.243	1.283	1.352
Industri	14	17	19	22	24	25	27
Bisnis	378	427	469	515	534	568	595
Sosial	51	61	67	74	83	90	90
Gedung Kantor Pemerintah	91	103	114	131	140	156	155
Penerangan Jalan Umum	27	36	48	34	34	34	34
Jumlah	**1.369**	**1.582**	**1.773**	**1.945**	**2.058**	**2.157**	**2.252**

*Estimasi realisasi 2017

Pertumbuhan di Sumatera, Kalimantan, Sulawesi dan Indonesia Timur diperkirakan masih berpotensi untuk meningkat karena daftar tunggu yang tinggi akibat keterbatasan pasokan dan rasio elektrifikasi yang akan terus ditingkatkan.

4.1.2 Realisasi Jumlah Pelanggan

Realisasi jumlah pelanggan selama tahun 2011–2016 mengalami peningkatan dari 45,6 juta menjadi 64,2 juta atau bertambah rata-rata 3,2 juta tiap tahunnya. Penambahan pelanggan terbesar masih terjadi pada sektor rumah tangga, yaitu rata-rata 2,9 juta per tahun, diikuti sektor bisnis dengan rata-rata 174 ribu pelanggan per tahun, sektor publik rata-rata 265 ribu pelanggan per tahun, dan terakhir sektor industri rata-rata 3,2 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

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	42.348.312	45.991.105	49.887.344	53.080.778	56.374.290	59.243.672	62.052.624
Industri	50.027	52.310	55.170	57.969	62.924	69.629	74.860
Bisnis	2.019.030	2.175.327	2.359.279	2.549.146	2.801.331	3.239.764	3.498.539
Sosial	961.039	1.030.116	1.107.726	1.179.038	1.258.751	1.354.010	1.446.121
Gedung Kantor Pemerintah	119.684	127.549	137.023	145.539	156.006	169.478	181.007
Penerangan Jalan Umum	132.967	142.485	156.895	170.277	185.002	205.940	219.950
Jumlah	**45.631.059**	**49.518.892**	**53.703.437**	**57.182.747**	**60.838.304**	**64.282.493**	**67.473.102**

*Estimasi realisasi pelanggan 2017

Jumlah pelanggan di Sumatera sekitar 19,2% dari keseluruhan pelanggan PLN, dimana sebagian besar (92,6%) merupakan pelanggan rumah tangga, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.8.

Tabel 4.8 Realisasi Jumlah Pelanggan Sumatera

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	8.211.395	8.958.122	9.724.032	1.036.378	10.971.567	11.238.052	12.199.036
Industri	6.069	6.337	6.704	7.299	7.950	8.811	9.448
Bisnis	430.205	461.503	495.764	525.615	559.921	578.564	665.872
Sosial	176.820	190.559	205.380	218.262	232.918	251.483	267.954
Gedung Kantor Pemerintah	30.641	32.754	35.609	38.469	41.531	45.621	48.609
Penerangan Jalan Umum	23.501	24.768	27.130	28.946	31.179	33.224	35.400
Jumlah	**8.878.631**	**9.674.043**	**10.494.619**	**1.854.969**	**11.845.066**	**12.155.755**	**13.226.319**

*Estimasi realisasi pelanggan 2017

Jumlah pelanggan di Jawa-Bali dan Nusa Tenggara sekitar 66,9% dari keseluruhan pelanggan PLN, dimana sebagian besar merupakan pelanggan rumah tangga, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.9.

Tabel 4.9 Realisasi Jumlah Pelanggan Jawa-Bali & Nusa Tenggara

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	28.978.527	31.371.571	33.858.552	35.929.910	38.188.187	39.784.987	41.631.663
Industri	40.837	42.684	44.965	46.923	51.014	56.164	60.780
Bisnis	1.291.240	1.386.490	1.497.970	1.625.484	1.807.663	2.052.104	2.326.382
Sosial	665.190	710.726	762.560	810.918	866.138	926.670	993.789
Gedung Kantor Pemerintah	56.787	59.709	63.012	65.873	619.769	73.972	79.330
Penerangan Jalan Umum	98.237	105.860	116.796	127.166	138.837	155.165	166.404
Jumlah	**31.130.818**	**33.677.040**	**36.343.855**	**38.606.274**	**41.671.608**	**43.049.062**	**45.258.347**

*Estimasi realisasi pelanggan 2017

Jumlah pelanggan di Kalimantan sekitar 5,4% dari keseluruhan pelanggan PLN, dimana sebagian besar (90,6%) merupakan pelanggan rumah tangga, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.10.

Tabel 4.10 Realisasi Jumlah Pelanggan Kalimantan

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	2.080.692	2.323.404	2.581.052	2.776.248	2.946.065	3.121.426	3.381.135
Industri	1.144	1.207	1.259	1.323	1.380	1.468	1.682
Bisnis	137.266	153.858	173.686	187.609	205.121	221.375	241.134
Sosial	51.347	55.063	59.628	63.754	68.023	74.140	81.313
Gedung Kantor Pemerintah	12.496	13.445	14.455	15.419	16.466	17.777	19.497
Penerangan Jalan Umum	5.289	5.662	6.371	7.186	7.721	8.410	6.899
Jumlah	**2.288.234**	**2.552.639**	**2.836.451**	**3.051.539**	**3.244.776**	**3.444.596**	**3.731.659**

*Estimasi realisasi pelanggan 2017

Jumlah pelanggan di regional Sulawesi sekitar 6,0% dari keseluruhan pelanggan PLN, dimana sebagian besar (93,1%) merupakan pelanggan rumah tangga, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.11.

Tabel 4.11 Realisasi Jumlah Pelanggan Sulawesi

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	2.510.172	2.719.811	2.990.232	3.207.266	3.397.755	3.608.112	3.851.626
Industri	1.861	1.951	2.104	2.276	2.426	2.630	2.759
Bisnis	108.317	118.221	131.370	144.001	156.241	169.191	185.316
Sosial	52.013	56.954	62.023	66.085	70.174	75.678	86.895
Gedung Kantor Pemerintah	13.474	14.934	16.653	17.909	19.471	14.050	16.132
Penerangan Jalan Umum	4.488	4.639	4.910	5.261	5.482	5.984	6.871
Jumlah	**2.690.325**	**2.916.510**	**3.207.292**	**3.442.798**	**3.651.549**	**3.875.645**	**4.149.598**

*Estimasi realisasi pelanggan 2017

Jumlah pelanggan di regional Maluku dan Papua hanya sekitar 1,6% dari keseluruhan pelanggan PLN, dimana sebagian besar (88,6%) merupakan pelanggan rumah tangga, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.12.

Tabel 4.12 Realisasi Jumlah Pelanggan Maluku & Papua

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	567.526	628.197	733.476	805.976	870.716	927.924	989.165
Industri	116	131	138	148	154	169	193
Bisnis	52.002	55.255	60.489	66.437	72.385	77.115	79.835
Sosial	15.669	16.814	18.135	20.019	21.498	23.123	29.502
Gedung Kantor Pemerintah	6.286	6.707	7.294	7.869	8.769	4.733	6.039
Penerangan Jalan Umum	1.452	1.556	1.688	1.718	1.783	1.917	2.446
Jumlah	**643.051**	**708.660**	**821.220**	**902.167**	**975.305**	**1.034.981**	**1.107.178**

*Estimasi realisasi pelanggan 2017

4.1.3 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik (Triliun Rp)

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik meningkat hampir 2 kali lipat dalam lima tahun terakhir, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.13. Walaupun jumlah pelanggan industri hanya 0,1% dari keseluruhan jumlah pelanggan PLN, namun pendapatan penjualan industri hampir sama dengan pendapatan penjualan dari rumah tangga yang mencapai 90% dari jumlah pelanggan PLN.

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

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	39,80	45,06	52,90	63,13	73,55	79,00	90,57
Industri	37,56	42,15	50,59	63,75	72,60	71,68	71,44
Bisnis	26,10	29,08	37,58	44,83	46,26	48,14	46,38
Sosial	2,55	3,01	3,70	4,36	4,77	5,41	5,29
Gedung Kantor Pemerintah	2,56	2,89	3,49	4,29	4,82	4,97	4,75
Penerangan Jalan Umum	2,41	2,50	2,94	3,70	5,13	4,95	4,69
Jumlah	**110,98**	**124,69**	**151,20**	**184,06**	**207,13**	**214,14**	**223,13**

*Sampai dengan November 2017

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Sumatera sekitar 11,3% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.14. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yang mencapai 49% 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*)
Rumah Tangga	7,07	8,01	9,23	9,28	10,10	10,18	17,47
Industri	2,85	3,18	3,96	4,60	5,60	5,42	5,87
Bisnis	3,61	3,91	5,01	5,35	5,58	5,58	6,16
Sosial	0,42	0,49	0,63	0,68	0,76	0,85	0,92
Gedung Kantor Pemerintah	0,40	0,46	0,59	0,68	0,76	0,77	0,78
Penerangan Jalan Umum	0,73	0,74	0,94	1,09	1,48	1,43	1,38
Jumlah	**15,08**	**16,79**	**20,36**	**21,68**	**24,28**	**24,23**	**32,59**

*Sampai dengan November 2017

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Jawa-Bali dan Nusa Tenggara sekitar 61,4% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.15. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan industri yang mencapai 49,0% dari keseluruhan pendapatan penjualan di Jawa-Bali dan Nusa Tenggara, disusul oleh pelanggan rumah tangga sekitar 41,5%.

Tabel 4.15 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Jawa-Bali & Nusa Tenggara (Rp. T)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	28,36	32,22	37,92	33,82	36,91	36,77	61,24
Industri	33,83	37,96	45,42	58,04	65,75	64,39	63,63
Bisnis	19,84	22,17	28,30	31,94	32,00	31,67	35,00
Sosial	1,90	2,19	2,65	3,01	3,21	3,55	3,75
Gedung Kantor Pemerintah	1,70	1,90	2,22	2,77	3,09	3,06	3,01
Penerangan Jalan Umum	1,36	1,42	1,59	2,14	2,98	2,79	2,66
Jumlah	**86,99**	**97,86**	**118,10**	**131,72**	**143,94**	**142,23**	**169,29**

*Sampai dengan November 2017

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Kalimantan sekitar 3,8% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.16. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yang mencapai 54,7% dari keseluruhan pendapatan penjualan di Kalimantan.

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

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	2,04	2,23	2,62	2,56	2,71	4,49	5,54
Industri	0,29	0,35	0,40	0,47	0,57	0,56	0,67
Bisnis	1,18	1,24	1,68	1,84	1,95	2,30	2,31
Sosial	0,10	0,16	0,17	0,19	0,20	0,25	0,26
Gedung Kantor Pemerintah	0,18	0,23	0,28	0,33	0,37	0,38	0,38
Penerangan Jalan Umum	0,13	0,14	0,16	0,18	0,25	0,23	0,23
Jumlah	**3,92**	**4,35**	**5,31**	**5,57**	**6,05**	**8,21**	**9,39**

*Sampai dengan November 2017

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di regional Sulawesi sekitar 3,2% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.17. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yang mencapai 39,7% dari keseluruhan pendapatan penjualan di Sulawesi.

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

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	1,80	2,02	2,45	2,42	2,63	2,77	4,85
Industri	0,58	0,65	0,79	0,95	1,14	1,20	1,24
Bisnis	1,10	1,35	2,07	1,99	1,98	2,02	2,22
Sosial	0,11	0,14	0,20	0,22	0,25	0,27	0,29
Gedung Kantor Pemerintah	0,18	0,20	0,26	0,29	0,34	0,35	0,37
Penerangan Jalan Umum	0,17	0,17	0,21	0,25	0,36	0,36	0,37
Jumlah	**3,94**	**4,53**	**5,98**	**6,12**	**6,69**	**6,99**	**9,35**

*Sampai dengan November 2017

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di regional Maluku dan Papua sekitar 0,7% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.18. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yang mencapai 42,3% dari keseluruhan pendapatan penjualan di Maluku dan Papua.

Tabel 4.18 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Maluku & Papua

(Rp. T)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Rumah Tangga	0,52	0,58	0,68	0,64	0,68	0,65	1,47
Industri	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03
Bisnis	0,37	0,41	0,52	0,56	0,57	0,56	0,68
Sosial	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07
Gedung Kantor Pemerintah	0,10	0,11	0,14	0,17	0,18	0,19	0,20
Penerangan Jalan Umum	0,02	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05
Jumlah	**1,05**	**1,18**	**1,45**	**1,48**	**1,57**	**1,55**	**2,50**

*Sampai dengan November 2017

4.2 KONDISI SISTEM PEMBANGKITAN

4.2.1 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit

Hingga November 2017, total kapasitas terpasang pembangkit di Indonesia adalah 54.577.9 MW yang terdiri atas pembangkit PLN 40.285.7 MW, swasta 10.457 MW dan sewa 3.835 MW, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.19. Sebagian besar pembangkit tersebut berupa PLTU batubara (45,1%), disusul PLTG/PLTGU/PLTMG sekitar 30,2%, PLTD sekitar 10%, PLTA/PLTM sekitar 8,1%, PLTU BBM sekitar 3,1%, PLTP sekitar 3,1% dan EBT lain sekitar 0,26%.

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		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.566,00	1,00	833,96
PLTA Pumped Storage	-	-	-
PLTP	551,00	-	1.167,00
PLTBiomas	1,00	-	48,00
PLTSa	-	-	-
PLTS	9,00	-	2,00
PLTBioFuel	-	76,00	3,20
PLT EBT Lain	-	-	1,00
PLTG	2.969,00	1.228,00	450,00
PLTGU	10.450,00	-	897,00
PLTMG	391,22	-	100,00
PLTD	2.844,00	2.500,00	118,00
PLTGB	-	-	-
PLTU Batubara	17.744,50	30,00	6.837,00
PLTU Minyak/Gas	1.760,00	-	-
Impor			
Subtotal	40.285,72	3.835,00	10.457,16
TOTAL			54.577,88

* Pembangkit proyek tidak dimasukkan

4.2.2 Realisasi Daya Mampu Neto (DMN) Pembangkit

Hingga November 2017, total daya mampu neto pembangkit di Indonesia adalah 44.779 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		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.308,48	-	600,49
PLTA Pumped Storage	-	-	-
PLTP	488,04	-	1.133,54
PLTBiomas	-	-	21,66
PLTSa	-	-	-
PLTS	7,00	-	2,00
PLTBioFuel	62,00	45,00	3,20
PLT EBT Lain	-	-	1,00
PLTG	2.533,30	1.152,49	436,25
PLTGU	7.139,30	-	847,40
PLTMG	386,50	-	97,50
PLTD	1.201,48	2.002,60	284,05
PLTGB	-	-	-
PLTU Batubara	15.560,39	14,25	6.434,11
PLTU Minyak/Gas	1.017,24	-	-
Impor			
Subtotal	31.703,73	3.214,34	9.861,19
TOTAL			44.779,26

* Pembangkit proyek tidak dimasukkan

4.2.3 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit

Hingga November 2017, terdapat 6.138 unit pembangkit di Indonesia yang terdiri atas 5.176 unit pembangkit PLN, 261 unit pembangkit swasta dan 701 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		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	232	2	88
PLTA Pumped Storage	-	-	-
PLTP	15	-	13
PLTBiomas	2	-	27
PLTSa	-	-	-
PLTS	58	-	3
PLTBioFuel	-	38	1
PLT EBT Lain	-	-	7
PLTG	70	43	18
PLTGU	65	-	27
PLTMG	3	-	3
PLTD	4.620	617	18
PLTGB	-	-	-
PLTU Batubara	87	1	56
PLTU Minyak/Gas	24	-	-
Impor			
Subtotal	5.176	701	261
TOTAL			6.138

* Pembangkit proyek tidak dimasukkan

4.2.4 Realisasi Produksi Tenaga Listrik

Realisasi bauran energi hingga November 2017 masih didominasi oleh batubara sebesar 58,3%. PLN telah berhasil menurunkan pemakaian BBM dari 23,7% pada tahun 2011 menjadi hanya 5,6% hingga November 2017, dengan beroperasinya beberapa PLTU batubara dan beberapa PLTU IPP. Selain itu PLN juga telah berhasil meningkatkan pemakaian bahan bakar gas dari 20,5% pada tahun 2011 menjadi 23.2% hingga November 2017. Sedangkan bauran energi dari energi baru dan terbarukan (EBT) mengalami sedikit peningkatan yaitu 12,2% pada tahun 2011 menjadi 12,9% hingga November 2017. Realisasi produksi tenaga listrik ditunjukkan pada Tabel 4.22.

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	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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

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	-	343	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	51.890	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	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	4.673	10.445	938
Batubara	84.214	111	35.280	91.162	50	38.595	91.701	958	41.410
Impor									
Subtotal	153.448	21.266	51.422	157.346	18.407	55.815	171.130	27.796	64.417
TOTAL			226.136			231.568			263.343

* Termasuk produksi pembangkit proyek

Uraian	2017*		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
Air	11.154	0	5.643
Panas Bumi	3.766	-	7.794
Biodiesel/Biofuel	219	715	2
Biomass	0	-	550
Surya	5	0	21
Bayu	-	-	-
EBT Lain	-	-	-
Gas	42.927	4.015	6.620
BBM :	-	-	-
HSD	2.287	5.877	385
MFO	742	1.937	1.689
IDO	2	-	-
HFO			
Batubara	93.006	65	41.727
Impor			
Subtotal	154.108	12.608	64.433
TOTAL			231.149

* Termasuk produksi pembangkit proyek

4.2.5 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer

PLN telah berhasil menurunkan pemakaian BBM dari 11,4 juta kiloliter pada tahun 2011 menjadi hanya 6,3 juta kiloliter hingga November 2017, 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 56,8 juta ton hingga November 2017. Selain itu juga terdapat peningkatan pemanfaatan bahan bakar gas/LNG dari 278 TBTU pada tahun 2011 menjadi 763 TBTU hingga November 2017. Realisasi konsumsi sumber energi primer ditunjukkan pada Tabel 4.23.

Tabel 4.23 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	57.295.337	648.960	18.001.943
Gas (MBTU)	396.972	49.356	46.386	400.345	52.599	45.270	672.719	46.765	43.879
BBM (kL) :									
HSD	2.439.629	3.619.931	3.139	1.519.044	2.847.190	2.561	1.167.939	1.959.928	1.613
MFO	433.888	662.440	-	263.211	639.292	21.167	354.499	541.234	46.631
IDO	3.849	-	-	2.244	-	-	903	1,9	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass (Ton)	0,3	-	-	0,8	-	-	-	-	-

Uraian	2017*		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	49.778.625	75.234	6.997.129
Gas (MBTU)	368.495	41.617	30.741
BBM (kL) :			
HSD	745.223	1.596.568	43.006
MFO	220.396	457.062	85.974
IDO	570	0,6	-
HFO	966.189	2.053.631	128.979
Biomass (Ton)	-	-	-

*Realisasi sampai November 2017

4.3 KONDISI SISTEM TRANSMISI

4.3.1 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi

Panjang jaringan transmisi meningkat dari 36.550 kms pada tahun 2011 menjadi 47.136 kms hingga November 2017, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.24.

Tabel 4.24 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi (kms)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
500 kV	5.052	5.052	5.053	5.052	5.053	5.056	5.056
275 kV	1.028	1.420	1.766	1.766	2.085	1.856	2.657
150 kV	26.013	27.623	28.694	29.631	30.675	32.423	34.454
70 kV	4.457	4.228	4.125	4.114	4.279	4.669	4.968
Jumlah	36.550	38.323	39.638	40.563	42.092	44.005	47.136

*Realisasi sampai November 2017

4.3.2 Realisasi Susut Transmisi

Susut transmisi relatif berfluktuasi dengan nilai tertinggi sebesar 2,47% pada tahun 2012 dan menurun menjadi 2,37% hingga Triwulan III 2017, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.25.

Tabel 4.25 Realisasi Susut Transmisi

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Susut Transmisi (GWh)	3.993	4.729	4.856	5.221	5.244	5.487	4.273
Susut Transmisi (%)	2,31	2,47	2,35	2,39	2,35	2,29	2,37

4.3.3 Realisasi Kapasitas Trafo GI

Kapasitas trafo GI meningkat dari 69.476 MVA pada tahun 2011 menjadi 112.816 MVA hingga November 2017, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.26.

Tabel 4.26 Realisasi Kapasitas Trafo GI (MVA)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
500/150 kV	21.500	24.000	24.000	26.500	28.000	29.000	31.500
275/150 kV	410	590	590	770	910	1.410	2.660
150/70 kV	4.746	4.746	4.806	4.995	5.026	5.126	5.586
150/20 kV	39.036	43.473	46.971	51.334	53.850	61.545	67.695
70/20 kV	3.784	3.782	3.950	4.165	4.265	4.715	5.375
Jumlah	69.476	76.591	80.317	87.764	92.051	101.796	112.816

*Realisasi sampai November 2017

Jumlah unit trafo GI meningkat dari 1.217 unit pada tahun 2011 menjadi 1.800 unit hingga November 2017, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.27.

Tabel 4.27 Realisasi Kapasitas Trafo GI (Unit)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
500/150 kV	47	49	49	52	57	59	64
275/150 kV	7	7	5	5	9	10	15
150/70/20 kV	967	1.040	1.120	1.165	1.216	1.355	1.480
70/20 kV	196	196	192	192	200	216	241
Jumlah	1.217	1.292	1.366	1.414	1.482	1.640	1.800

*Realisasi sampai November 2017

4.3.4 Realisasi Pemakaian Sendiri GI

Pemakaian sendiri GI menurun dari 0,06% pada tahun 2011 menjadi 0,05% hingga November 2017, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.28.

Tabel 4.28 Realisasi Pemakaian Sendiri GI

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Pemakaian Sendiri GI (GWh)	97,80	93,59	112,87	104,93	114,70	111,67	117,25
Pemakaian Sendiri GI (%)	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

*)Realisasi sampai dengan November 2017

4.3.5 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik

Beban puncak meningkat dari 26.366 MW pada tahun 2011 dan diestimasi menjadi 37.626 MW hingga akhir tahun 2017, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.29.

Tabel 4.29 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik (MW)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Beban Puncak	26.366	28.559	30.498	32.943	32.959	36.475	37.626

*)Beban Puncak Non-coicident

4.4 KONDISI SISTEM DISTRIBUSI

4.4.1 Realisasi Sistem Distribusi

Pada Tabel 4.30 diberikan perbaikan susut jaringan dan keandalan sistem distribusi pada lima tahun terakhir.

Tabel 4.30 Realisasi Sistem Distribusi

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
Panjang JTM (kms)	287.423	311.740	328.151	338.085	345.406	359.747	401.959
Panjang JTR (kms)	409.561	426.969	467.536	583.386	583.546	527.493	626.720
Susut Jaringan distribusi (GWh)**	10.044	13.005	15.713	16.061	16.652	17.219	12.694
Susut Jaringan distribusi (%)**	5,98	6,95	7,77	7,52	7,64	7,19	7,22
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	38.900	40.271	42.800	46.334	49.667	50.099	60.100
Jumlah trafo gardu distribusi (Unit)	317.186	343.045	361.783	388.197	404.344	433.511	455.431
Pemakaian sendiri gardu distribusi (GWh)	245,20	278,90	432,80	475,30	413,20	541,25	501,96

*)Data dari SPKK
**) Laporan Manajemen, sampai dengan triwulan III tahun 2017

4.4.2 Realisasi SAIDI dan SAIFI

Realisasi keandalan pasokan listrik kepada konsumen yang diukur dengan indikator SAIDI dan SAIFI[35] jaringan PLN pada 6 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 4.31.

Tabel 4.31 Realisasi SAIDI dan SAIFI

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*)
SAIDI (jam/pelanggan)	4,71	3,85	5,76	5,81	5,31	25,53	14,61
SAIFI (kali/pelanggan)	4,90	4,22	7,26	5,58	5,97	15,09	9,69

*) Realisasi per November 2017

[35] SAIDI adalah *System Average Interruption Duration Index*, SAIFI adalah *System Average Interruption Frequency Index*

BAB V
RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2018–2027

5.1. PERUBAHAN-PERUBAHAN TERHADAP RUPTL 2017-2026

Bab ini menjelaskan perubahan-perubahan yang terjadi dalam RUPTL 2018-2027 dibandingkan dengan RUPTL 2017-2026. Ringkasan perubahan tersebut ditampilkan dalam Tabel 5.1.

Tabel 5.1 Ringkasan Perubahan RUPTL 2018-2027 terhadap RUPTL 2017-2026

Deskripsi	Satuan	Indonesia		Sumatera		Jawa-Bali		Indonesia Timur	
		RUPTL 2017-2026	RUPTL 2018-2027	RUPTL 2017-2026	RUPTL 2018-2027	RUPTL 2017-2026	RUPTL 2018-2027	RUPTL 2017-2026	RUPTL 2018-2027
Pertumbuhan Listrik	%	8.27	**6.86**	11.2	**9.1**	7.2	**6.1**	10.9	**8.6**
Rasio Elektrifikasi	%	100.0	**100.0**	100.0	**100.0**	100.0	**100.0**	100.0	**100.0**
Pembangkit	MW	77,873	**56,024**	21,013	**15,990**	39,135	**29,046**	17,726	**12,458**
Transmisi	kms	67,465	**63,897**	23,077	**20,947**	18,494	**21,652**	25,894	**24,320**
Gardu Induk	MVA	165,231	**151,424**	45,620	**39,810**	98,339	**96,841**	21,272	**17,253**
Tambahan Pelanggan	juta	18.9	**25.5**	4.4	**4.5**	9.0	**16.8**	5.5	**4.2**

5.1.1 Perubahan untuk Regional Sumatera

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Sumatera diperlihatkan pada Tabel 5.2.

Tabel 5.2 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera

No	RUPTL 2017-2026			RUPTL 2018-2027			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTG/MG Medan Peaker	100	2017	MPP Banda Aceh 2	110	2019	Untuk meningkatkan keandalan pasokan di ibukota provinsi Aceh dan kapasitas sesuai hasil pengadaan.
2	MPP Tj. Jabung Timur	30	2017	MPP Tj. Jabung Timur	33	2018	Kapasitas sesuai hasil pengadaan.
3	MPP Banda Aceh	50	2017	MPP Banda Aceh	55	2018	Kapasitas sesuai hasil pengadaan.
4	MPP Muko-Muko	30	2017	MPP Muko-Muko/ Siberida	33	2019	Kapasitas sesuai hasil pengadaan.
5	MPP Tanjung Pinang	30	2018	MPP Tanjung Pinang	33	2019	Kapasitas sesuai hasil pengadaan.
6	MPP Tembilahan/ Rengat	30	2018	MPP Tembilahan/ Rengat	33	2018	Kapasitas sesuai hasil pengadaan.

No	RUPTL 2017-2026			RUPTL 2018-2027			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
7	PLTGU Riau	250	2019	PLTGU Riau	275	2021	Kapasitas sesuai hasil pengadaan.
8	PLTGU Sumbagut-2 (Arun Ekspansi)	250	2018	PLTGU Sumbagut-2 (Arun Ekspansi)	240	2019	Kapasitas sesuai hasil pengadaan.
9	MPP Nias	25	2018	MPP Nias	34	2018	Kapasitas sesuai hasil pengadaan.
10				PLTU Bintan	2x100	2022	Untuk memenuhi kebutuhan beban dan ekspor ke Batam, meningkatkan keandalan sistem Bintan,

Proyek yang dimundurkan keluar dari periode RUPTL 2018-2027 diperlihatkan pada Tabel 5.3. Sehubungan dengan proyeksi demand yang lebih rendah dan belum ada kepastian implementasi, maka pembangkit ini ditunda setelah 2027 atau masuk dalam daftar potensi pengembangan.

Tabel 5.3 Proyek yang Disesuaikan dalam RUPTL 2018-2027

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	Target COD	Keterangan
1	PLTA Aek Simonggo Parlilitan Tarabintang	90	2023	Sehubungan dengan proyeksi *demand* yang lebih rendah dan belum ada kepastian implementasi, maka pembangkit ini ditunda setelah 2027 atau masuk dalam daftar potensi pengembangan.
2	PLTA Bah Karai	12,6	2019	
3	PLTA Besai-2	27	2022	
4	PLTA Jambu Aye	160	2025	
5	PLTA Ketahun-1	25	2023	
6	PLTA Kluet-1	180	2025	
7	PLTA Kluet-2	120	2025	
8	PLTA Krueng Meriam	48	2022	
9	PLTA Lau Gunung	15	2021	
10	PLTA Lematang-1	41,7	2022	
11	PLTA Mandoge	30	2022	
12	PLTA Meureubo-2	59	2021	
13	PLTA Musi Kota Agung	27,4	2022	
14	PLTA Pasaman	48	2021	

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	Target COD	Keterangan
15	PLTA Redelong	17	2021	
16	PLTA Siborpa	171	2021	
17	PLTA Sidikalang-1	15	2021	
18	PLTBg (Potensi Tersebar)	94,2	2017-2026	
19	PLTBm (Potensi Tersebar)	98,8	2017-2026	
20	PLTM (Potensi Tersebar)	517	2017-2026	
21	PLTP Bonjol (FTP2)	60	2025	
22	PLTP Bukit Daun #2	30	2024	
23	PLTP Bukit Daun #3	30	2025	
24	PLTP Danau Ranau (FTP2)	40	2022	
25	PLTP Graho Nyabu #2 (PLTP tersebar Jambi)	55	2025	
26	PLTP Hululais #3	55	2023	
27	PLTP Hululais #4	55	2025	
28	PLTP Hululais Small Scale	20	2023	
29	PLTP Kepahiyang	110	2025	
30	PLTP Lumut Balai (FTP2) #3	55	2022	
31	PLTP Lumut Balai (FTP2) #4	55	2024	
32	PLTP Lumut Balai Small Scale	5	2020	
33	PLTP Margabayur #1	30	2023	
34	PLTP Margabayur #2	30	2024	
35	PLTP Sarulla II (FTP2) #2	110	2025	
36	PLTP Sekincau (FTP2) #2	110	2025	
37	PLTP Seulawah Agam (FTP2) #2	55	2025	
38	PLTP Simbolon Samosir (FTP2) #2	55	2025	
39	PLTP Simisioh	55	2025	
40	PLTP Sipoholon Ria-Ria (FTP2)	20	2023	
41	PLTP Sungai Penuh Semurup	30	2023	
42	PLTP Tambang Sawah	10	2023	
43	PS Sumatera Pump Storage-1	500	2025	
44	PLTGU/MG Tanjung Pinang	50	2018	Sehubungan dengan proyeksi *demand* yang lebih rendah dan belum ada kepastian
45	PLTGU/MG Tanjung Pinang-2	100	2020/2021	
46	PLTMG Dabo Singkep-1	40	2018/2019	

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	Target COD	Keterangan
47	PLTMG Dabo Singkep-2	20	2026	Implementasi, maka pembangkit ini ditunda setelah 2027.
48	PLTMG Natuna-1	20	2019/2020	
49	PLTMG Natuna-3	25	2024	
50	PLTMG Nias-4	30	2026	
51	PLTMG Sabang-2	12	2020-2021	
52	PLTMG Sinabang-2	12	2021	
53	PLTMG Tanjung Balai Karimun	10	2019	
54	PLTMG Tanjung Balai Karimun-1	25	2018	
55	PLTMG Tanjung Balai Karimun-2	30	2021	
56	PLTMG Tanjung Batu	10	2019	
57	PLTMG Tanjung Batu-2	15	2019	
58	PLTMG Tanjung Batu-3	30	2022/23	
59	PLTU Bangka-1B	100	2024	
60	PLTU Nias (FTP2)	21	2021	
61	PLTU Tanjung Balai Karimun-1	40	2025	
62	PLTU MT Sumatera 1 MT	600	2026	

5.1.2 Perubahan untuk Jawa, Bali dan Nusa Tenggara

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara diperlihatkan pada Tabel 5.4.

Tabel 5.4 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara

No	RUPTL 2017-2026			RUPTL 2018-2027			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTGU/MG Jawa-Bali 1	700	2019	PLTGU Jawa-Bali 1	779	2020	Kapasitas sesuai dengan hasil pengadaan.
2	PLTGU Grati Add-on Blok 2	150	2019	PLTGU Grati Add-on Blok 2	183	2019	
3	PLTGU Jawa-1	2x800	2019	PLTGU Jawa-1	2x880	2022-2023	
4	PLTU Jawa-1 (FTP2)	1000	2019	PLTU Jawa-1 (FTP2)	924	2022	
5	PLTU Jawa-7	2x1000	2019	PLTU Jawa-7	2x991	2020	
6	PLTU Jawa-8	1000	2019	PLTU Jawa-8	945	2020	

No	RUPTL 2017-2026			RUPTL 2018-2027			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
7	PLTU/GU Madura	400	2021	PLTGU Madura	450	2023	Sesuai dengan FS PLTGU Madura 400-500 MW dan memperhatikan ketersediaan teknologi di pasar.
8	PLTU Jawa-5 (FTP2)	2x1000	2026	PLTU Jawa-5 (FTP2)	1x1000	2022	Sehubungan dengan proyeksi *demand* yang lebih rendah, maka 1 unit ditunda setelah 2027.
9	PLTU Jawa-10	1000	2022	PLTU Jawa-10	1000	2024	Perubahan lokasi dari sebelumnya di Jawa Tengah menjadi Banten.
10	PLTP Ungaran (FTP2)	55	2024	PLTP Ungaran (FTP2)	55	2025	Akan dikembangkan oleh PLN sesuai Keputusan Menteri ESDM no. 3758 K/30/MEM/2017.
11	PLTP Tersebar di Jawa-Bali	3.305	2017-2026	PLTP Tersebar di Jawa-Bali	2.503	2019-2025	Kapasitas disesuaikan dengan kesiapan pengembangan proyek di lapangan.
12	PLTM Tersebar di Jawa-Bali	437	2017-2025	PLTM Tersebar di Jawa-Bali	427	2018-2025	
13	PLTGU Lombok 1	150	2022	PLTGU/MG Lombok 1	100	2025	Sehubungan dengan proyeksi *demand* yang lebih rendah, maka kapasitas pembangkit ini disesuaikan dengan *demand*.
14	PLTMG Waitabula	30	2019	PLTMG Waitabula	20	2020-2023	

Proyek yang disesuaikan dalam RUPTL 2018-2027 diperlihatkan pada Tabel 5.5.

Tabel 5.5 Proyek yang Disesuaikan dalam RUPTL 2018-2027

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	PLTU Jawa-5	1x1000	Sehubungan dengan proyeksi *demand* yang lebih rendah, maka pembangkit ini ditunda setelah 2027.
2	PLTU Jawa-6	2x1000	
3	PLTGU Jawa-4	2x800	
4	PLTGU Jawa-5	2x800	
5	PLTGU Jawa-6	2x800	
6	PLTGU Jawa-7	2x800	
7	PLTGU/MG Jawa-Bali 2	500	
8	PLTGU/MG Jawa-Bali 3	500	
9	PLTGU/MG Jawa-Bali 4	450	
10	PLTB Bantul	50	Diterminasi karena pengembang tidak berhasil menyelesaikan proses pembebasan lahan dan tidak mencapai *financial close*.

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	Keterangan
11	PLTA Brang Beh 1	12	Sehubungan dengan proyeksi *demand* yang lebih rendah dan belum ada kepastian implementasi, maka pembangkit ini ditunda setelah 2027.
12	PLTA Brang Beh 2	6	
13	PLTA Wae Rancang I – Manggarai	10	
14	PLTA Wae Rancang II – Manggarai	6,5	
15	PLTM Tersebar	19,1	
16	PLTP Sembalun	2x10	
17	PLTP Hu'u	20	
18	PLTP Oka Ile Ange	10	
19	PLTP Waisano	10	
20	PLTP Lesugolo	5	
21	PLTP Gunung Sirung	5	
22	PLTU Lombok 3	2x50	
23	PLTU Timor 2	1x50	
24	PLTMG Sumbawa 3	50	
25	PLTMG Rote 2	5	
26	PLTMG Rote 3	5	

Tambahan proyek baru di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 5.6.

Tabel 5.6 Tambahan Proyek Baru di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTS/B Tersebar di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara	522	2020-2025	Untuk mendukung pemenuhan target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025.
2	PLT Hybrid EBT Tersebar di Jawa dan Nusa Tenggara	15,8	2021	
3	PLTU Banten	660	2025	Untuk memenuhi kebutuhan listrik dan menjaga *reserve margin*.
4	PLTU/GU/MG Bali	135	2022	Untuk memenuhi kebutuhan listrik di Bali dan mengantisipasi keterlambatan penyelesaian transmisi *Jawa-Bali Crossing* 500 kV.

5.1.3 Perubahan untuk Regional Kalimantan

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Kalimantan diperlihatkan pada Tabel 5.7, sedangkan proyek yang disesuaikan pada RUPTL 2018-2027 diberikan pada Tabel 5.8.

Tabel 5.7 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan

No	RUPTL 2017-2026			RUPTL 2018-2027			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTA Kusan	65	2023	-	-	-	Masuk dalam potensi
2	PLTB Tanah Laut	150	2020/21	PLTB Tanah Laut	70	2021/23	Penyesuaian kapasitas sesuai LOI, masuk sesuai kebutuhan sistem
3	PLTBg Jorong	1	2017	PLTBg Sukadamai	2,4	2018	Naik kapasitas
4	MPP Kalselteng	180	2017/18	-	-	-	Dibatalkan sesuai kebutuhan sistem
5	PLTBiomas Kota Waringin Barat	10	2018	PLTBm Kalselteng Tersebar	10	2026	Terminasi kontrak
6	PLTA Kaltara 1	276	2025	PLTA Kaltara 1	90	2025	Kapasitas disesuaikan kebutuhan sistem dan masuk bertahap
7	PLTA Kaltara 2	300	2024	PLTA Kaltara 2	300	-	Masuk dalam potensi
8	PLTMG Malinau	6	2017	-	-	-	Digantikan PLTD 8 MW
9	PLTMG Nunukan 3	20	2020	PLTMG Seimenggaris	2x20	2020/21	Digantikan PLTMG Seimenggaris
10	PLTMG Sembakung	10	2018				

Tabel 5.8 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2018-2027 di Kalimantan

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
1	PLTGU Kalsel 1	2x100	2027/28	1 unit dimundurkan sesuai kebutuhan sistem
2	PLTU MT Kaltim 6	200	2028/29	Dimundurkan sesuai kebutuhan sistem
3	PLTA Tabang	4x90	2027-2030	3 unit dimundurkan sesuai kebutuhan sistem dan dikembangkan oleh PLN
4	PLTU MT Kaltimra	2x200	2028-2030	Dimundurkan sesuai kebutuhan sistem
5	PLTU MT Kalselteng 5	2x100	2027/28	1 unit dimundurkan sesuai kebutuhan sistem dan lokasi dipindah dari Kalteng (terdapat mulut tambang yang lebih berpotensi di Kalsel)
6	PLTU Kalbar 4	2x100	2028	Dimundurkan sesuai kebutuhan sistem

Tabel 5.9 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTBm Tersebar	16 MW	2019/20	PLTBm baru tersebar di Kalimantan Barat
2	PLTBg Tersebar	2 MW	2020	PLTBg baru tersebar di Kalimantan Barat

5.1.4 Perubahan untuk Regional Sulawesi

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Sulawesi diperlihatkan pada Tabel 5.10.

Tabel 5.10 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi

No	RUPTL 2017-2026			RUPTL 2018-2027			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTM Tincep 1	0,4	2019	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
2	PLTM Tincep 2	1,1	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
3	PLTM Tincep 3	2,2	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
4	PLTM Tincep 4	0,4	2019	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
5	PLTM Kilotiga	0,6	2019	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
6	PLTS Sulut/Likupang	20	2019	PLTS Sulut/Likupang	15	2018	Berubah kapasitas sesuai PPA
7	Lahendong Small Scale 1	5	2019	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
8	Lahendong Small Scale 2	5	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
9	PLTP Kotamobagu	80	2025	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
10	PLTM Totabuan 1	5	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
11	PLTM Ranowangko	2,2	2022	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
12	PLTM Bone	7,4	2021	PLTM Bone Bolango	9,9	2021	Berubah kapasitas sesuai PPA
13	PLTP Suwawa	20	2024	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
14	PLTP Marana	20	2025	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
15	PLTP Borapulu	40	2025	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
16	PLTA Poso	70	2019	PLTA Poso Peaker	320	2019-2021	Berubah kapasitas sesuai PPA
17	PLTM Bambalo 2	1,8	2019	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
18	PLTM Dako	1,4	2019	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
19	PLTM Sampaga	1,2	2019	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
20	PLTM Lobu	5	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
21	PLTM Banasu	9	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
22	PLTM Batu Nobota	5	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
23	PLTM Kilo	10	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
24	PLTM Paddumpu	5	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
25	PLTM Yaentu	10	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT

No	RUPTL 2017-2026			RUPTL 2018-2027			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
26	PLTM Ponju	3	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
27	PLTM Bengkoli	2,5	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
28	PLTM Bongkasoa	1,4	2022	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
29	PLTM Pono	6	2022	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
30	PLTA Bongka	280	2024/25	-	-	-	Dikeluarkan
31	PLTG/MG/GU/MGU Makassar	450	2019/20	PLTG/MG/GU/ MGU Makassar	200	2023	Berubah kapasitas sesuai kebutuhan sistem
32	PLTG/MG/GU/MGU Sulsel	450	2022	PLTG/MG/GU/ MGU Sulsel	450	2026/ 27	Dimundurkan sesuai kebutuhan sistem
33	PLTMG Wajo	20	2018	-	-	-	Terminasi
34	PLTB Selayar	5	2019	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
35	PLTA Bonto Batu	100	2025	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
36	PLTA Lasolo	145	2023	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
37	PLTA Tumbuan 1	300	2024/25	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
38	PLTA Salu Uro	95	2022	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
39	PLTA Kalaena 1	75	2022	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
40	PLTA Seko 1	480	2023/24	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
41	PLTA Tabulahan	20	2023	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
42	PLTA Masupu	35	2023	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
43	PLTA Pongkeru	50	2023	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
44	PLTM Bambalu	0,3	2019	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
45	PLTM Bontotene (Takapala)	1,7	2020	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
46	PLTM Kahaya	4	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
47	PLTM Rongkong	8,1	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
48	PLTM Eremerasa	1,2	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
49	PLTM Kondongan	3,5	2022	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
50	PLTM Pasui	1,9	2022	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
51	PLTM Mallawa	5	2022	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
52	PLTM Baliase	9	2022	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
53	PLTU Bau-Bau	50	2019/20	PLTU Bau-Bau	30	2021/22	Berubah kapasitas sesuai kebutuhan sistem
54	PLTU Bau-Bau	50	2025/26	PLTU Bau-Bau	30	2025/26	Berubah kapasitas sesuai kebutuhan sistem
55	PLTMG Wangi-Wangi	10	2020	-	-	-	Struktur tanah tidak mendukung, diganti dengan relokasi PLTD
56	MPP Wangi-Wangi	5	2018	-	-	-	Struktur tanah tidak mendukung, diganti dengan relokasi PLTD
57	PLTP Lainea	20	2025	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
58	PLTBm Sidrap	10	2019	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT

No	RUPTL 2017-2026			RUPTL 2018-2027			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
59	PLTSa Makassar	10	2019	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT

Tambahan proyek baru di Sulawesi yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 5.11 sedangkan proyek yang disesuaikan diperlihatkan pada Tabel 5.12.

Tabel 5.11 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTM Bonehau	4 MW	2018	PLTM baru tersebar di Sulawesi Barat sebagai pemanfaatan potensi EBT dan kebutuhan sistem
2	PLTM Rongi	0,8 MW	2018	PLTM baru tersebar di Sulawesi Tenggara sebagai pemanfaatan potensi EBT dan kebutuhan sistem
3	PLTM Ussu Malili	3 MW	2018	PLTM baru tersebar di Sulawesi Selatan sebagai pemanfaatan potensi EBT dan kebutuhan sistem
4	PLTA Sulbagsel Tersebar	400 MW	2025	Memenuhi porsi EBT di tahun 2025
5	PLTB Sulbagsel Tersebar	60 MW	2027	Terdapat potensi yang besar di Sistem Sulbagsel
6	PLTBm Sulut Tersebar	10 MW	2027	Terdapat potensi biomass yang besar di sekitar Amurang

Tabel 5.12 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2018-2027 di Sulawesi

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
1	PLTU Sulbagut 2	2x100	2027/28	1 unit dimundurkan ke 2028 sesuai kebutuhan Sistem
2	PLTMG Bau-Bau	30	2028	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem

5.1.5 Perubahan untuk Regional Maluku dan Papua

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Maluku dan Papua diperlihatkan pada Tabel 5.13, sedangkan Tabel 5.14 memperlihatkan proyek yang dimundurkan di RUPTL 2018-2027.

Tabel 5.13 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku dan Papua

No	RUPTL 2017-2026			RUPTL 2018-2027			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	MPP Maluku	10	2018	-	-	-	Menjadi proyek MPP Sorong 30 MW
2	PLTB Ambon	20	2019	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
3	PLTB Ambon	15	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
4	PLTB Nusa Saumlaki	5	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
5	PLTB Keikecil	5	2021	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
6	PLTMG Malifut	5	2018	PLTD Malifut	5	2018	Berubah menjadi PLTD

No	RUPTL 2017-2026			RUPTL 2018-2027			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
7	PLTP Jailolo (FTP2)	20	2025	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
8	PLTG/MG/GU Halmahera 2	40	2021	PLTG/MG/GU Halmahera 2	40	2029	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
9	PLTP Telaga Ranu	5	2025	-	-	-	Masuk pada daftar potensi EBT
10	MPP Papua	10	2018	-	-	-	Masuk pada pembangunan MPP Sorong 30 MW
11	PLTA Baliem	50	2023-2025	PLTA Baliem	50	2027-2029	Dimundurkan menunggu FS Waduk
12	PLTMG/MG Kaimana	10	2018	-	-	-	Masuk pada pembangunan MPP Sorong 30 MW
13	PLTG/MG/GU Sorong 2	100	2021/22	PLTG/MG/GU Sorong 2	50	2020	Disesuaikan dengan kebutuhan Sistem

Tabel 5.14 Proyek yang Disesuaikan pada RUPTL 2018-2027 di Maluku dan Papua

No	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Keterangan
1	PLTMG Ambon 3	30	2029	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
2	PLTMG Langgur 4	10	2030	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem
3	PLTG/MG/GU Tidore	50	2027/28	Dimundurkan sesuai kebutuhan Sistem

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

Sistem tenaga listrik Sumatera pada tahun 2017 telah menyelesaikan transmisi 275 kV dari Lahat sampai dengan Payakumbuh, dan Payakumbuh – Padang Sidempuan telah dapat diselesaikan 1 sirkit. Jaringan 275 kV tersebut dapat meningkatkan keandalan sistem Sumatera dan diharapkan di tahun 2018, transmisi 275 kV dapat benar-benar terselesaikan dan menghubungkan dari Sumatera Selatan hingga Medan (Sumatera Utara) sehingga sistem Sumatera dapat dioperasikan menjadi satu sistem interkoneksi. Kondisi sistem tenaga listrik di regional Sumatera khususnya bulan Desember 2017 yang terdiri dari 36 sistem (interkoneksi dan isolated) didominasi oleh kondisi siaga atau cadangan daya lebih kecil dari daya mampu pasok unit pembangkit terbesar di sistem tersebut. Permasalahan jangka pendek yang perlu diselesaikan baik di sistem interkoneksi maupun sistem *isolated* secara umum adalah memenuhi kekurangan pasokan daya atau cadangan daya di beberapa

sistem, menggantikan pembangkit eksisting 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.

Upaya PLN dalam mengatasi permasalahan jangka pendek yang saat ini diprioritaskan pada upaya-upaya sebagai berikut :

1. Pengadaan PLTD untuk memenuhi kebutuhan listrik daerah perbatasan dan pulau-pulau terluar. Pengadaan PLTD ini diperlukan karena memang tidak ada alternatif lain yang sesuai kecuali PLTD.
2. Pengadaan *mobile power plant* (*barge mounted* atau *truck mounted*) dengan bahan bakar *dual fuel* (gas dan BBM) dengan maksud untuk:
   i. Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit atau transmisi.
   ii. Mengurangi sewa pembangkit berbahan bakar minyak.
   iii. Melistriki daerah yang belum mendapatkan pasokan listrik dan peningkatan rasio elektrifikasi.
   iv. Memenuhi pertumbuhan *demand*.
   v. Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keluarnya unit pembangkit eksisting baik karena gangguan maupun pemeliharaan.

5.2.2 Wilayah Jawa Bali

Berdasarkan Evaluasi Operasi Tahun 2016 oleh P2B, realisasi operasi sistem tenaga listrik Jawa – Bali sepanjang tahun 2016 adalah sebagai berikut:

- Pasokan daya Sistem Jawa-Bali relatif masih cukup untuk melayani kebutuhan beban konsumen dengan *reserve margin* ± 42,9%. Kesiapan pasokan daya ini sedikit meningkat dibandingkan tahun 2015. Pada tahun 2016 terdapat 1 hari (0,3%) kondisi defisit daya, 2 hari (0,5%) kondisi siaga (cadangan operasi ≤ 815 MW), dan 363 hari (99,2%) kondisi normal (cadangan operasi ≥ 815 MW.
- Aliran daya melalui SUTET 500 kV mengalir dari Jawa bagian timur ke Jawa bagian barat. Transfer daya dari Jawa Tengah ke Jawa Barat pada hari kerja tertinggi terjadi pada September 2016 sebesar 3.128 MW dengan rata-rata transfer selama satu tahun sebesar 2.088 MW. Untuk mencegah ekskursi tegangan di wilayah Barat, transfer daya dari Jawa Tengah ke Jawa Barat dimonitor dan dibatasi agar tidak melebihi dari 2.500 MW pada siang hari dan 2.800 MW pada malam hari. Aliran daya pada jalur *tier*-1 untuk evakuasi entitas pembangkit besar (Suralaya, Muara Tawar, Tanjung Jati

dan Paiton) pada beban tinggi sudah melebihi SIL sehingga dapat memperburuk kualitas tegangan, *losses* dan optimasi biaya produksi.

- Berdasarkan data rata-rata ekskursi tegangan selama tahun 2016, pada tegangan 500 kV terdapat 1 GITET (3%) dari total 30 GITET, dengan tegangan terendah di GITET Cawang (460 kV). Pada level tegangan 150 kV terdapat 11 GI (3%) yang mengalami ekskursi, sebagian besar berada di wilayah barat. Pada level tegangan 70 kV terdapat 1 GI (1%) mengalami ekskursi yang masih terjadi di wilayah barat dan timur.
- Beban trafo IBT maupun trafo distribusi secara umum sudah cukup tinggi sehingga perlu segera ditindaklanjuti. Dari 946 trafo distribusi yang beroperasi, 539 trafo (56,98%) telah berbeban >60% termasuk di dalamnya 237 trafo (25,05%) telah berbeban >80%. Untuk trafo IBT 500/150 kV, 70,49% (43 dari 61 IBT) telah berbeban >60% termasuk di dalamnya 14 trafo (22,95%) telah berbeban >80% sedangkan untuk trafo IBT 150/70 kV, 45,76% (27 dari 59 IBT) telah berbeban >60% termasuk di dalamnya 9 trafo (15,25%) telah berbeban >80%.
- Tingkat pembebanan transmisi yang tidak memenuhi kriteria N-1 relatif masih <25% dari total ruas sirkit yang ada, namun pada beberapa ruas sirkit penting perlu segera diantisipasi, yaitu: transmisi tier-1 untuk evakuasi daya dari pembangkit besar/IBT, transmisi penghubung antar APB, transmisi *bottleneck*, transmisi sirkit tunggal, transmisi *substandard*, peralatan *obsolete* dan *ageing*, dan lain-lain.

Realisasi operasi sistem tenaga listrik Jawa – Bali sepanjang tahun 2017 (hingga TW III 2017) adalah sebagai berikut:

- Kesiapan pasokan daya tahun ini sedikit meningkat dibandingkan tahun 2016. Pada tahun 2017 (hingga TW III) terdapat total 334 hari (100%) kondisi normal (cadangan operasi ≥ 815 MW).
- Aliran daya melalui SUTET 500 kV mengalir dari Jawa bagian timur ke Jawa bagian barat. Transfer daya dari Jawa Tengah ke Jawa Barat tertinggi terjadi pada 2 November 2017 pukul 18.00 WIB sebesar 2.320 MW.
- Pada periode Januari 2017 – November 2017 terdapat beberapa GITET yang pernah beroperasi dengan kondisi tegangan di luar toleransi yang dipersyaratkan dalam *Grid Code* Jawa Bali. GITET yang pernah mengalami operasi tegangan di bawah 475 kV (-5% dari 500 kV) antara lain, GITET Bekasi, GITET Cibinong, GITET Depok, GITET Gandul, GITET Kembangan, GITET Bandung Selatan, GITET Cibatu, GITET Cirata, GITET Mandirancan, GITET Muara Tawar, GITET Saguling, GITET Ujungberung, GITET Grati, GITET GITET Ngimbang dan GITET Surabaya Barat. Sedangkan GITET yang

pernah mengalami operasi tegangan di atas 525 kV (+5% dari 500 kV) antara lain GITET Suralaya, GITET Tasikmalaya, GITET Adipala, GITET Cilacap, GITET Tanjung Jati dan GITET Paiton.

Penambahan IBT 500/150 kV dan pembangkit di sistem Jawa Bali menyebabkan kenaikan level arus hubung singkat. Di beberapa GI 150 kV arus hubung singkat telah melebihi *breaking capacity* terpasang, sehingga diperlukan upaya-upaya untuk mengatasi hal tersebut.

Pada tahun 2018 akan beroperasi PLTGU Grati 450 MW dan PLTGU Jawa-2 (ST 600 MW), sehingga perlu segera dipastikan kesiapan evakuasi dayanya dan pasokan gasnya.

5.2.3 Wilayah Indonesia Timur

Kondisi kekurangan pasokan tenaga listrik diwilayah 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, 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 SFC (*specific fuel consumption*) 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 dan program elektrifikasi serta program pemerintah diantaranya membangun Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), kawasan industri (KI), kawasan strategis pariwisata nasional, sentra kelautan dan perikanan terpadu dan jaringan listrik pos lintas batas Negara (PLBN). 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.

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*. Beberapa KEK yang telah ditetapkan oleh peraturan pemerintah dan ditelah dipertimbangkan dalam perhitungan *demand forecast* diantaranya adalah sebagai berikut :

1. KEK Sei Mangkei di Kabupaten Provinsi Sumatera Utara
2. KEK Tanjung Api-api di Kabupaten Banyuasin Provinsi Sumatera Selatan
3. KEK Tanjung Lesung di Kabupaten Pandeglang Provinsi Banten
4. KEK Maloy Batuta Trans Kalimantan di Kabupaten Kutai Timur Provinsi Kalimantan Timur
5. KEK Palu di Kota Palu Provinsi Sulawesi Tengah
6. KEK Morotai di Kabupaten Pulau Morotai Provinsi Maluku Utara
7. KEK Bitung di Kota Bitung Provinsi Sulawesi Utara
8. KEK Mandalika di Kabupaten Lombok Tengah Provinsi Nusa Tenggara Barat
9. KEK Galang Batang di Pulau Bintan, Provinsi Kepulauan Riau
10. KEK Tanjung Kelayang di Pulau Belitung, Provinsi Bangka Belitung
11. KEK Sorong, Provinsi Papua Barat
12. KEK Arun Lhokseumawe, di Provinsi Aceh

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. Dalam hal terdapat daftar tunggu yang cukup besar, maka digunakan juga daya tersambung sebagai variabel bebas. Aplikasi ini dilengkapi dengan fasilitas melihat tingkat ketelitian dan tingkat signifikansi pengaruh suatu variabel bebas terhadap variabel tidak bebas. Dari model yang terbentuk juga didapat parameter tingkat korelasi serta beberapa uji statistik untuk menganalisa model.

5.3.1 Pertumbuhan Ekonomi

Pertumbuhan perekonomian Indonesia dinyatakan dalam produk domestik bruto (PDB). Asumsi yang digunakan untuk pertumbuhan ekonomi pada RUPTL ini adalah sekenario tinggi dari Bappenas, sebesar rata-rata 6,3% per tahun.
Pertumbuhan ekonomi tahun 2009 yang relatif rendah (4,6%) disebabkan oleh imbas 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. Secara total, penjualan listrik hanya tumbuh sebesar 2,1% pada tahun 2015. Pada tahun 2016, angka pertumbuhan ekonomi meningkat 5,1% dan penjualan listrik naik meningkat sebesar 6,4%. Pada Tahun 2017, diproyeksikan pertumbuhan penjualan listrik tidak sebesar tahun sebelumnya meski pertumbuhan ekonomi lebih tinggi yaitu 5,2%. Hal ini memperlihatkan elastisitas pertumbuhan penjualan terhadap pertumbuhan ekonomi yang tidak setinggi tahun seblumnya dan diperkirakan salah satu penyebabnya adalah berkembangnya sektor usaha yang tidak banyak menggunakan listrik.

5.3.2 Pertumbuhan Penduduk

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 2027, PLN menggunakan laju pertumbuhan penduduk dari Buku Proyeksi Penduduk Bappenas-BPS-UNFPA Bulan Desember 2013.

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 *demand side management* (DSM) dapat digambarkan.

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 kedepan 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 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 5.15. Sedangkan data pemodelan untuk regional diperlihatkan pada Tabel 5.16 hingga Tabel 5.20.

Tabel 5.15 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Indonesia)

Uraian	2008	2009	2010	2011	2012
Jumlah Penduduk (juta)	228,52	231,37	237,64	241,39	244,79
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,28	1,25	2,71	1,58	1,41
Pertumbuhan PDRB	6,0	4,6	6,2	6,5	6,3
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	49.790	54.507	59.344	64.579	71.554
b. Bisnis	22.403	24.331	26.563	27.720	30.391
c. Publik	7.881	8.497	9.244	9.757	10.598
d. Industri	47.551	45.784	50.516	54.231	59.635
Pelanggan :					
a. Rumah Tangga	189.547	202.793	213.029	229.230	228.675
b. Bisnis	28.711	31.186	35.113	30.331	43.015
c. Publik	3.192	3.673	3.856	4.187	4.316
d. Industri	260	279	281	338	351
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	582	587	603	632	640
b. Bisnis	844	890	932	967	977
c. Publik	671	683	736	803	804
d. Industri	629	627	655	712	720
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	62,09	63,16	63,94	68,19	73,30

Uraian	2013	2014	2015	2016	2017*
Jumlah Penduduk (juta)	248,21	251,53	254,79	258,00	261,18
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,39	1,34	1,30	1,26	1,23
Pertumbuhan PDRB	5,7	5,1	4,8	5,1	5,2
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	76.579	83.402	87.972	95.329	95.329
b. Bisnis	33.831	35.507	36.108	39.534	39.534
c. Publik	11.350	12.215	12.987	14.034	14.034
d. Industri	63.774	65.295	63.533	68.928	68.928
Pelanggan :					
a. Rumah Tangga	49.887.344	53.080.778	56.374.290	59.539.981	59.539.981
b. Bisnis	2.359.279	2.549.146	2.801.331	3.064.079	3.064.079
c. Publik	1.401.644	1.494.854	1.599.759	1.719.775	1.719.775
d. Industri	55.170	57.969	62.924	69.381	69.381
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	690	759	838	844	1.054
b. Bisnis	1.120	1.266	1.284	1.199	1.242
c. Publik	903	1.015	1.137	1.077	1.100
d. Industri	802	982	1.151	1.057	1.089
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	78,13	82,04	86,39	89,07	92,01

* Estimasi Realisasi

Tabel 5.16 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sumatera)

Uraian	2008	2009	2010	2011	2012
Jumlah Penduduk (juta)	48,81	49,62	50,63	51,09	51,97
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,69	1,66	2,05	0,92	1,71
Pertumbuhan PDRB	5,04	6,48	6,12	5,68	4,85
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	8.154	9.032	10.405	11.769	13.442
b. Bisnis	3.044	3.379	3.735	3.769	3.887
c. Publik	1.464	1.648	1.808	1.963	2.257
d. Industri	3.775	3.564	3.727	4.004	4.388
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	6.682.735	6.869.353	7.293.616	27.868.235	30.203.536
b. Bisnis	339.598	359.977	386.352	1.226.076	1.340.632
c. Publik	191.670	200.559	213.792	795.132	842.315
d. Industri	5.879	5.810	5.881	39.284	42.390
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	564	567	574	605	628
b. Bisnis	841	874	883	960	1.024
c. Publik	685	695	752	787	751
d. Industri	616	620	652	712	726
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	57,94	58,59	59,34	66,53	71,26

Uraian	2013	2014	2015	2016	2017*
Jumlah Penduduk (juta)	52,84	53,70	54,55	55,39	56,19
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,68	1,63	1,58	1,53	1,45
Pertumbuhan PDRB	4,48	3,38	4,24	5,41	5,58
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	14.476	15.850	16.893	17.902	18.846
b. Bisnis	4.193	4.489	4.777	5.092	5.384
c. Publik	2.424	2.505	2.599	2.811	2.921
d. Industri	4.645	4.767	4.901	5.169	5.597
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	32.511.666	34.467.687	36.643.172	38.162.804	39.890.600
b. Bisnis	1.444.111	1.565.889	1.743.289	1.983.216	2.253.427
c. Publik	904.972	964.503	1.032.859	1.108.922	1.189.227
d. Industri	44.646	46.564	50.627	55.756	60.319
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	660	716	782	799	828
b. Bisnis	1.157	1.273	1.271	1.218	1.257
c. Publik	839	993	1.179	1.118	1.173
d. Industri	795	967	1.145	1.052	1.060
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	75,66	79,61	82,95	86,11	89,55

* Estimasi Realisasi

Tabel 5.17 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Jawa-Bali dan Nusa Tenggara)

Uraian	2008	2009	2010	2011	2012
Jumlah Penduduk (juta)	145,27	146,76	149,69	151,99	153,84
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,06	1,03	1,99	1,54	1,22
Pertumbuhan PDRB	5,9	4,8	6,3	6,2	6,3
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	36.520	39.642	42.428	44.756	49.427
b. Bisnis	17.182	18.590	20.197	20.505	22.796
c. Publik	5.496	5.842	6.304	7.140	7.034
d. Industri	42.594	41.151	45.678	48.595	53.517
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	24.913.161	25.695.949	27.186.676	28.780.421	31.371.570
b. Bisnis	1.117.849	1.233.785	1.221.666	1.267.183	1.386.488
c. Publik	712.545	742.638	780.702	826.571	876.301
d. Industri	38.258	38.739	39.519	39.560	42.687
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	589	596	615	654	651
b. Bisnis	846	894	940	1.000	991
c. Publik	655	667	720	733	803
d. Industri	630	628	654	717	724
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	65,70	67,09	68,09	71,11	76,56

Uraian	2013	2014	2015	2016	2017*
Jumlah Penduduk (juta)	155,71	157,50	159,25	160,98	162,66
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,21	1,15	1,12	1,08	1,05
Pertumbuhan PDRB	6,0	5,6	5,7	5,6	5,2
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	52.676	57.090	59.997	63.106	64.739
b. Bisnis	24.837	27.129	27.392	29.515	31.010
c. Publik	7.443	8.115	8.575	9.229	9.647
d. Industri	57.767	59.072	57.095	60.775	64.267
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	33.858.552	35.929.910	38.188.187	39.786.648	41.631.663
b. Bisnis	1.497.961	1.625.478	1.807.654	2.052.082	2.326.382
c. Publik	942.374	1.003.961	1.074.751	1.155.611	1.239.522
d. Industri	44.965	46.923	51.015	56.177	60.780
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	721	777	861	865	1.030
b. Bisnis	1.237	1.270	1.288	1.202	1.229
c. Publik	927	1.001	1.115	1.004	1.008
d. Industri	804	983	1.152	1.060	1.080
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	81,47	85,22	90,15	92,54	95,10

* Estimasi Realisasi

Tabel 5.18 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Kalimantan)

Uraian	2008	2009	2010	2011	2012
Jumlah Penduduk (juta)	12,85	13,07	13,79	14,15	14,45
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,74	1,70	5,53	2,64	2,12
Pertumbuhan PDRB	5,35	3,52	5,63	6,45	5,72
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	2.463	2.799	3.075	3.556	4.096
b. Bisnis	1.023	1.087	1.226	1.321	1.421
c. Publik	389	425	476	532	594
d. Industri	366	334	354	405	436
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	1.685.900	1.751.507	1.885.653	2.113.628	2.357.032
b. Bisnis	114.372	123.093	127.310	140.748	157.379
c. Publik	58.529	62.015	65.711	70.097	75.974
d. Industri	1.155	1.121	1.110	1.194	1.257
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	559	556	570	583	595
b. Bisnis	848	889	932	910	951
c. Publik	701	726	780	806	804
d. Industri	699	686	700	722	728
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	54,09	54,50	54,78	60,15	65,69

Uraian	2013	2014	2015	2016	2017*
Jumlah Penduduk (juta)	14,75	15,05	15,34	15,64	15,92
Pertumbuhan Penduduk (%)	2,07	2,01	1,96	1,90	1,85
Pertumbuhan PDRB	3,95	3,37	1,37	2,01	4,46
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	4.522	5.059	5.344	5.657	5.849
b. Bisnis	1.526	1.674	1.807	1.961	2.066
c. Publik	651	712	768	828	852
d. Industri	460	493	524	554	660
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	2.612.959	2.810.289	2.984.245	3.164.119	3.381.135
b. Bisnis	177.280	191.253	208.888	225.203	241.134
c. Publik	85.947	90.339	95.595	102.753	107.708
d. Industri	1.309	1.370	1.427	1.512	1.682
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	638	702	775	794	1.033
b. Bisnis	1.102	1.222	1.231	1.175	1.221
c. Publik	904	1.019	1.116	1.056	1.120
d. Industri	816	959	1.087	1.023	1.106
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	71,11	74,52	77,90	81,05	84,82

* Estimasi Realisasi

Tabel 5.19 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sulawesi)

Uraian	2008	2009	2010	2011	2012
Jumlah Penduduk (juta)	16,53	16,77	17,37	17,70	17,96
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,47	1,43	3,60	1,89	1,47
Pertumbuhan PDRB	8,3	6,9	8,3	8,5	9,0
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	2.064	2.406	2.738	3.091	3.507
b. Bisnis	888	973	1.066	1.154	1.377
c. Publik	439	468	512	573	623
d. Industri	827	740	760	819	905
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	2.652.229	2.698.802	2.873.279	3.422.358	3.877.845
b. Bisnis	119.869	126.954	133.878	149.424	164.077
c. Publik	84.436	87.348	92.021	101.414	110.513
d. Industri	2.122	2.103	2.042	2.137	2.248
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	721	707	705	751	782
b. Bisnis	1.026	1.144	1.210	1.232	1.262
c. Publik	887	902	982	1.030	1.033
d. Industri	610	632	673	730	752
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	52,47	52,54	54,47	60,95	64,77

Uraian	2013	2014	2015	2016	2017*
Jumlah Penduduk (juta)	52,84	53,70	54,55	55,39	56,19
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,68	1,63	1,58	1,53	1,45
Pertumbuhan PDRB	4,48	3,38	4,24	5,41	5,58
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	14.476	15.850	16.893	17.902	18.846
b. Bisnis	4.193	4.489	4.777	5.092	5.384
c. Publik	2.424	2.505	2.599	2.811	2.921
d. Industri	4.645	4.767	4.901	5.169	5.597
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	32.511.666	34.467.687	36.643.172	38.162.804	39.890.600
b. Bisnis	1.444.111	1.565.889	1.743.289	1.983.216	2.253.427
c. Publik	904.972	964.503	1.032.859	1.108.922	1.189.227
d. Industri	44.646	46.564	50.627	55.756	60.319
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	660	716	782	799	828
b. Bisnis	1.157	1.273	1.271	1.218	1.257
c. Publik	839	993	1.179	1.118	1.173
d. Industri	795	967	1.145	1.052	1.060
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	75,66	79,61	82,95	86,11	89,55

* Estimasi Realisasi

Tabel 5.20 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Maluku & Papua)

Uraian	2008	2009	2010	2011	2012
Jumlah Penduduk (juta)	5,07	5,16	6,17	6,34	6,47
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,79	1,76	19,58	2,82	2,09
Pertumbuhan PDRB	1,2	17,9	5,4	(0,6)	3,2
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	589	628	697	808	938
b. Bisnis	267	302	338	378	427
c. Publik	129	142	158	169	200
d. Industri	11	12	15	14	17
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	451.910	467.005	497.375	567.526	628.197
b. Bisnis	38.379	42.460	46.457	52.002	55.255
c. Publik	19.885	20.685	21.680	23.407	25.077
d. Industri	125	119	114	116	131
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	591	595	623	649	665
b. Bisnis	853	897	982	970	997
c. Publik	797	828	873	911	902
d. Industri	791	735	690	806	808
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	38,87	39,47	36,63	40,13	42,65

Uraian	2013	2014	2015	2016	2017*
Jumlah Penduduk (juta)	6,60	6,74	6,87	7,00	7,13
Pertumbuhan Penduduk (%)	2,05	2,01	1,97	1,93	1,89
Pertumbuhan PDRB	7,7	4,5	6,4	7,4	5,4
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	1.056	1.169	1.243	1.282	1.352
b. Bisnis	469	515	534	568	595
c. Publik	230	239	257	263	278
d. Industri	19	22	24	25	27
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	733.476	805.976	870.716	927.924	989.165
b. Bisnis	60.489	66.437	72.385	76.236	79.835
c. Publik	27.117	29.606	32.050	35.557	37.986
d. Industri	138	148	154	169	193
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	727	834	948	998	1.185
b. Bisnis	1.123	1.258	1.274	1.219	1.254
c. Publik	956	1.137	1.206	1.228	1.247
d. Industri	900	1.030	1.154	1.102	1.143
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	47,65	54,26	57,49	60,18	62,96

* Estimasi Realisasi

Asumsi dan target yang digunakan dalam pemodelan proyeksi diambil dari beberapa sumber. Pertumbuhan ekonomi menggunakan skenario tinggi pertumbahan ekonomi dari Bappenas. Proyeksi kebutuhan listrik dalam RUPTL lebih rendah dari pada proyeksi kebutuhan listrik dalam draft RUKN 2015-2034.

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[36].

Untuk angka pertumbuhan dan jumlah penduduk digunakan data dokumen Proyeksi Penduduk Indonesia 2010-2035 dari BPS-Bappenas-UNFP. Untuk

[36] Entitas lain tersebut misalnya sektor industri yang mempunyai pembangkit sendiri, atau sebuah pembangkit swasta yang memasok suatu kawasan industri eksklusif.

target rasio elektrifikasi, digunakan acuan angka target rasio elektrifikasi pada Draft RUKN 2015-2035. Angka rasio elektrifikasi yang ditargetkan dalam Draft 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 Juni 2017 Dirjen Ketenagalistrikan. Untuk beberapa daerah, angka jumlah pelanggan non-PLN ditahun-tahun kedepan akan semakin berkurang karena diasumsikan PLN akan mengambil alih melistriki pelanggan-pelanggan tersebut. Umumnya hal tersebut terjadi pada listrik perdesaan non-PLN.

Untuk angka inflasi, digunakan angka inflasi pada Draft RUKN 2015-2034. Tabel 5.21 hingga Tabel 5.26 memperlihatkan asumsi dan target yang digunakan dalam pemodelan proyeksi penjualan listrik untuk masing-masing regional.

Tabel 5.21 Asumsi/Target (Indonesia)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Jumlah Penduduk (juta)	264,29	267,35	270,33	273,24	276,08	278,83	281,49	284,07	286,56	288,97
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,19	1,16	1,12	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,84
Pertumbuhan PDB (%)	5,5	5,5	5,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	7,0	7,0
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,6	3,6	3,6
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	94,68	96,73	98,02	98,68	99,01	99,26	99,38	99,44	99,47	99,49

Tabel 5.22 Asumsi/Target (Sumatera)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Jumlah Penduduk (juta)	56,98	57,75	58,50	59,24	59,95	60,64	61,30	61,95	62,57	63,17
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,40	1,35	1,30	1,25	1,20	1,15	1,10	1,05	1,01	0,96
Pertumbuhan PDRB (%)	5,6	5,6	5,5	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6	7,1	7,1
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,6	3,6	3,6
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	93,38	96,43	98,31	99,40	99,57	99,65	99,72	99,79	99,86	99,86

Tabel 5.23 Asumsi/Target (Jawa-Bali & Nusa Tenggara)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Jumlah Penduduk (juta)	164,31	165,93	167,50	169,03	170,51	171,95	173,33	174,67	175,95	177,18
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,01	0,98	0,95	0,91	0,88	0,84	0,81	0,77	0,73	0,70
Pertumbuhan PDRB (%)	5,1	5,1	5,1	6,1	6,0	6,0	6,0	6,0	6,4	6,4
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,6	3,6	3,6
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	97,05	98,37	99,08	99,29	99,46	99,57	99,59	99,60	99,61	99,61

Tabel 5.24 Asumsi/Target (Kalimantan)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Jumlah Penduduk (juta)	16,27	16,57	16,87	17,16	17,45	17,73	18,01	18,28	18,54	18,81
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,90	1,84	1,79	1,73	1,67	1,62	1,57	1,51	1,45	1,41
Pertumbuhan PDRB (%)	4,7	4,8	4,7	5,5	5,6	5,6	5,6	5,6	6,0	6,0
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,6	3,6	3,6
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	88,61	91,95	94,89	97,06	97,65	98,10	98,53	98,94	99,08	99,20

Tabel 5.25 Asumsi/Target (Sulawesi)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Jumlah Penduduk (juta)	19,46	19,70	19,93	20,16	20,39	20,60	20,82	21,02	21,22	21,41
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,26	1,22	1,19	1,15	1,11	1,07	1,02	0,98	0,94	0,91
Pertumbuhan PDRB (%)	6,5	6,5	6,4	6,9	6,9	6,9	7,0	6,9	7,2	7,2
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,6	3,6	3,6
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	88,24	90,87	93,41	94,71	95,63	96,64	97,30	97,44	97,56	97,60

Tabel 5.26 Asumsi/Target (Maluku & Papua)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Jumlah Penduduk (juta)	7,27	7,40	7,53	7,66	7,78	7,91	8,04	8,16	8,28	8,40
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,85	1,81	1,76	1,72	1,67	1,62	1,57	1,52	1,48	1,44
Pertumbuhan PDRB (%)	6,1	6,1	6,9	7,1	7,2	7,3	7,4	8,0	8,1	8,2
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,6	3,6	3,6
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	73,32	81,68	86,20	90,33	94,20	97,16	98,58	98,63	98,65	98,67

5.3.5 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik

Berdasarkan asumsi-asumsi yang telah ditetapkan, selanjutnya kebutuhan tenaga listrik per golongan pelanggan diproyeksikan dan hasilnya diberikan pada Tabel 5.27 hingga Tabel 5.32, sedangkan beban puncak non-coincident diberikan pada Tabel 5.33.

Dengan menggunakan asumsi pertumbuhan ekonomi sepuluh tahun mendatang rata-rata 6,3% per tahun dan bergerak dari realisasi kebutuhan tenaga listrik tahun 2016 dan estimasi realisasi penjualan 2017, proyeksi penjualan tenaga listrik pada tahun 2027 diperkirakan akan mencapai 434 TWh, atau mengalami pertumbuhan rata-rata 6,86% selama 10 tahun mendatang.

Tabel 5.27 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rumah Tangga	102.697	109.335	116.074	123.970	132.293	141.122	150.513	160.421	171.681	183.605
Bisnis	44.318	47.509	51.633	55.703	60.076	64.762	69.825	75.304	81.579	88.378
Publik	15.685	16.781	17.899	19.177	20.541	21.973	23.485	25.099	26.950	28.931
Industri	76.565	82.307	90.339	97.665	103.884	109.377	115.568	120.874	126.631	132.937
Total	239.265	255.932	275.945	296.515	316.793	337.234	359.390	381.698	406.841	433.852
Pertumbuhan (%)	7,0	7,0	7,8	7,5	6,8	6,5	6,6	6,2	6,6	6,6
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)	905	957	1.021	1.085	1.147	1.209	1.277	1.344	1.420	1.501

* kWh pada konsumsi listrik per kapita hanya melihat konsumsi listrik PLN

Tabel 5.28 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rumah Tangga	20.319	21.964	23.707	25.841	28.154	30.676	33.447	36.437	39.923	43.630
Bisnis	5.855	6.372	7.277	7.967	8.688	9.452	10.278	11.154	12.134	13.198
Publik	3.160	3.434	3.709	4.025	4.365	4.721	5.097	5.502	5.983	6.502
Industri	5.943	6.288	7.824	9.352	10.547	11.323	12.870	13.440	14.043	14.676
Total	35.277	38.057	42.516	47.185	51.755	56.171	61.692	66.533	72.083	78.006
Pertumbuhan (%)	7,7	7,9	11,7	11,0	9,7	8,5	9,8	7,8	8,3	8,2
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)	619	659	727	797	863	926	1.006	1.074	1.152	1.235

Tabel 5.29 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Jawa-Bali & Nusa Tenggara (GWh)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rumah Tangga	68.925	72.853	76.721	81.236	85.940	90.852	95.988	101.350	107.384	113.729
Bisnis	33.396	35.599	38.363	41.211	44.300	47.622	51.210	55.116	59.617	64.487
Publik	10.228	10.859	11.511	12.262	13.061	13.906	14.802	15.757	16.828	17.973
Industri	68.247	73.062	79.196	84.673	89.028	93.135	97.146	101.393	106.176	111.410
Total	180.796	192.372	205.792	219.382	232.330	245.517	259.145	273.616	290.005	307.599
Pertumbuhan (%)	6,6	6,4	7,0	6,6	5,9	5,7	5,6	5,6	6,0	6,1
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)	1.100	1.159	1.229	1.298	1.363	1.428	1.495	1.566	1.648	1.736

Tabel 5.30 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rumah Tangga	6.319	6.816	7.334	7.924	8.520	9.148	9.816	10.523	11.310	12.150
Bisnis	2.324	2.525	2.696	2.892	3.104	3.330	3.575	3.837	4.128	4.444
Publik	926	1.000	1.071	1.153	1.240	1.329	1.421	1.518	1.632	1.751
Industri	940	1.300	1.388	1.509	1.924	2.344	2.768	2.844	2.921	3.003
Total	10.509	11.639	12.490	13.478	14.788	16.151	17.579	18.721	19.991	21.348
Pertumbuhan (%)	11,5	10,8	7,3	7,9	9,7	9,2	8,8	6,5	6,8	6,8
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)	646	702	740	785	848	911	976	1.024	1.078	1.135

Tabel 5.31 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi (GWh)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rumah Tangga	5.824	6.284	6.804	7.326	7.883	8.489	9.118	9.788	10.510	11.286
Bisnis	2.165	2.400	2.647	2.913	3.195	3.498	3.825	4.186	4.593	5.036
Publik	1.099	1.193	1.292	1.395	1.504	1.616	1.733	1.863	2.012	2.169
Industri	1.411	1.620	1.892	2.079	2.320	2.501	2.695	3.100	3.399	3.813
Total	10.499	11.497	12.635	13.713	14.902	16.103	17.371	18.937	20.514	22.304
Pertumbuhan (%)	8,4	9,5	9,9	8,5	8,7	8,1	7,9	9,0	8,3	8,7
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)	539	584	634	680	731	782	835	901	967	1.042

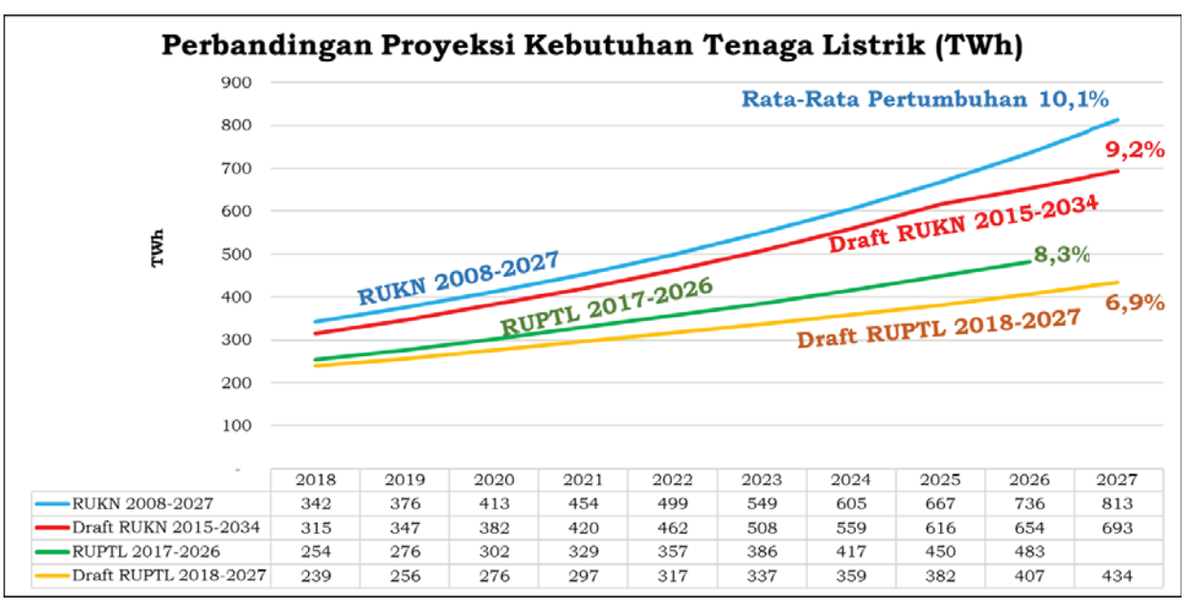
Tabel 5.32 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Maluku & Papua (GWh)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rumah Tangga	1.451	1.568	1.692	1.843	2.010	2.192	2.393	2.613	2.869	3.152
Bisnis	644	699	759	831	905	986	1.075	1.171	1.283	1.406
Publik	303	327	351	379	409	441	474	509	549	592
Industri	38	52	70	88	103	118	128	138	149	159
Total	2.437	2.646	2.872	3.140	3.428	3.738	4.071	4.432	4.850	5.308
Pertumbuhan (%)	8,2	8,6	8,6	9,3	9,2	9,1	8,9	8,9	9,4	9,4
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)	335,3	357,6	381,5	410,1	440,3	472,5	506,6	543,3	585,9	632,2

Tabel 5.33 Proyeksi Beban Puncak *Non-coincident*

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Regional Sumatera	6.787	7.265	8.029	8.762	9.472	10.204	11.065	11.895	12.835	13.865
Regional Jawa, Bali & NT	28.895	30.645	32.787	34.912	36.887	38.878	40.932	43.125	45.559	48.086
Regional Kalimantan	2.094	2.324	2.493	2.676	2.855	3.045	3.246	3.449	3.676	3.916
Regional Sulawesi	1.997	2.180	2.375	2.576	2.806	3.041	3.257	3.507	3.767	4.063
Regional MP	522	566	613	668	725	788	854	925	1.006	1.095
Holding	40.486	43.178	46.589	50.035	53.376	56.755	60.415	64.058	67.824	72.149

Proyeksi penjualan RUPTL 2018-2027 lebih rendah dibanding proyeksi penjualan RUPTL 2017-2026, RUKN 2008-2027 dan Draft RUKN 2015-2034. Gambar 5.1 berikut memperlihatkan perbandingan proyeksi penjualan dari keempat sumber tersebut.



	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
RUKN 2008-2027	342	376	413	454	499	549	605	667	736	813
Draft RUKN 2015-2034	315	347	382	420	462	508	559	616	654	693
RUPTL 2017-2026	254	276	302	329	357	386	417	450	483	
Draft RUPTL 2018-2027	239	256	276	297	317	337	359	382	407	434

Gambar 5.1 Perbandingan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik

5.4. PROYEKSI JUMLAH PELANGGAN

Hasil proyeksi pelanggan per golongan dapat dilihat pada Tabel 5.34 hingga Tabel 5.39.

Tabel 5.34 Proyeksi Jumlah Pelanggan Indonesia (ribu pelanggan)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rumah Tangga	65.228	68.035	70.373	72.347	74.094	75.793	77.407	78.969	80.547	82.113
Bisnis	3.745	3.988	4.241	4.546	4.871	5.220	5.597	6.005	6.479	7.002
Publik	1.995	2.124	2.260	2.419	2.592	2.779	2.980	3.201	3.456	3.738
Industri	78	81	84	88	92	97	102	108	114	122
TOTAL	71.046	74.227	76.958	79.400	81.650	83.890	86.086	88.283	90.597	92.974

Tabel 5.35 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sumatera (ribu pelanggan)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rumah Tangga	12.922	13.525	13.968	14.299	14.496	14.674	14.845	15.012	15.173	15.320
Bisnis	710	755	806	872	944	1.024	1.114	1.216	1.341	1.490
Publik	380	411	444	483	526	575	630	693	769	858
Industri	10	11	12	13	15	16	18	20	23	25
TOTAL	14.022	14.702	15.230	15.667	15.982	16.289	16.608	16.941	17.306	17.693

Tabel 5.36 Proyeksi Jumlah Pelanggan Jawa-Bali & Nusa Tenggara (ribu pelanggan)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rumah Tangga	43.521	45.172	46.587	47.836	49.078	50.308	51.499	52.694	53.925	55.163
Bisnis	2.493	2.652	2.812	2.999	3.196	3.404	3.625	3.860	4.126	4.412
Publik	1.342	1.420	1.504	1.603	1.709	1.823	1.945	2.076	2.224	2.384
Industri	63	65	67	69	72	75	78	81	85	88
TOTAL	47.419	49.309	50.969	52.507	54.055	55.610	57.146	58.711	60.360	62.047

Tabel 5.37 Proyeksi Jumlah Pelanggan Kalimantan (ribu pelanggan)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rumah Tangga	3.605	3.830	4.046	4.235	4.358	4.476	4.596	4.716	4.825	4.934
Bisnis	258	277	298	324	352	383	417	453	495	541
Publik	115	123	131	140	150	160	171	182	195	209
Industri	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
TOTAL	3.980	4.233	4.477	4.701	4.862	5.022	5.186	5.354	5.517	5.685

Tabel 5.38 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sulawesi (ribu pelanggan)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rumah Tangga	4.006	4.176	4.343	4.454	4.547	4.643	4.723	4.776	4.827	4.872
Bisnis	199	214	231	250	271	293	317	344	374	407
Publik	118	127	135	145	155	166	176	188	202	218
Industri	2,9	3,0	3,2	3,4	3,6	3,8	4,1	4,4	4,7	5,1
TOTAL	4.326	4.520	4.712	4.852	4.976	5.106	5.221	5.312	5.408	5.502

Tabel 5.39 Proyeksi Jumlah Pelanggan Maluku & Papua (ribu pelanggan)

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rumah Tangga	1.173	1.331	1.429	1.523	1.615	1.693	1.744	1.772	1.798	1.824
Bisnis	85	89	95	101	108	115	124	132	142	153
Publik	41	43	46	48	52	55	58	61	65	69
Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
TOTAL	1.299	1.463	1.569	1.673	1.775	1.863	1.926	1.965	2.006	2.047

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. PLTU yang akan dibangun di Sumatera diutamakan berupa PLTU mulut tambang karena terdapat sumber batubara yang melimpah. PLTG/MG/U pemikul beban puncak dan beban menegah (*load follower*) dengan kapasitas antara 100 sampai dengan 800 MW, serta PLTA *Pump Storage* dengan kelas kapasitas 250 MW. Selain itu juga ada pembangkit panas bumi (PLTP) yang diperlakukan sebagai *fixed projects*. Sedangkan untuk sistem lainnya menggunakan kandidat pembangkit yang lebih kecil.

5.5.1.2 Wilayah Jawa-Bali

Pada sistem Jawa-Bali, kandidat pembangkit yang dipertimbangkan untuk rencana pengembangan adalah PLTU batubara *ultra supercritical* 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[37]. 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 optimisasi perencanaan pembangkitan.

Pemilihan ukuran unit PLTU batubara untuk sistem Jawa-Bali sebesar 1.000 MW per unit didasarkan pada pertimbangan efisiensi[38] dan kesesuaian dengan ukuran sistem tenaga listrik Jawa-Bali yang beban puncaknya sudah melampaui 25.000 MW dan akan menjadi 40.000 MW pada tahun 2025, 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, 150 MW, 200 MW dan 300 MW serta kandidat PLTG/GU pemikul beban puncak kelas 50-450 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 5.40.

Tabel 5.40 Asumsi Harga Bahan Bakar

Jenis Energi Primer	Harga	Nilai Kalor
Batubara – Sub Bituminous	USD 75/Ton	5.400 kcal/kg
Batubara – Sub Bituminous	USD 65/Ton	4.700 kcal/kg
Batubara – Lignite di Mulut Tambang	USD 28/Ton	<3.800 kcal/kg
Gas alam	USD 7/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
LNG *)	USD 10/MMBTU	252.000 kcal/Mscf

[37]Mengacu pada desain PLTA *Pumped Storage Upper Cisokan*

[38]Mengambil *benefit* dari *economies of scale* dan menggunakan teknologi *boiler supercritical* yang mempunyai efisiensi jauh lebih tinggi daripada teknologi *subcritical*.

Jenis Energi Primer	Harga	Nilai Kalor
HSD *)	USD 0,5/Liter	9.100 kcal/l
MFO *)	USD 0,4/Liter	9.700 kcal/l

*) Harga tersebut adalah untuk harga *crude oil* US$60/barrel

5.5.2 Program Percepatan Pembangkit Tahap 1

Pemerintah telah menugaskan PT PLN (Persero) untuk membangun pembangkit listrik berbahan bakar batubara sebanyak kurang lebih 10.000 MW untuk memperbaiki *fuel mix* dan sekaligus juga memenuhi kebutuhan listrik di seluruh Indonesia melalui 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 terakhir dengan Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014. Program ini dikenal sebagai "Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW". Berdasarkan penugasan tersebut, PLN pada saat ini tengah membangun sejumlah proyek pembangkit dengan kapasitas dan perkiraan tahun operasi diperlihatkan pada Tabel 5.41.

Sampai dengan bulan November 2017, pembangunan Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW yang telah selesai dan beroperasi komersial adalah sebesar 9.640 MW dan 287 MW lainnya masih proses konstruksi. Selain itu juga terdapat proyek yang diterminasi sebesar 34 MW, yaitu PLTU Selat Panjang (2x10 MW), PLTU Bengkalis (2x7 MW) dan PLTU Kalteng (2x7 MW), serta ada 1 proyek gagal tender yaitu PLTU Timika (2x7 MW) yang diganti dengan PLTU Merah Putih Timika (4x7 MW) yang direncanakan akan direlokasi ke Berau (2x7 MW) dan Ketapang (2x7 MW).

Tabel 5.41 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW
Status Bulan November 2017

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU 2 di Banten (Labuan)	2x300	2009-2010
PLTU 1 di Jabar (Indramayu)	3x330	2011
PLTU 1 di Banten (Suralaya Unit 8)	1x625	2011
PLTU 3 di Banten (Lontar)	3x315	2011-2012
PLTU 2 di Jabar (Pelabuhan Ratu)	3x350	2013-2014
PLTU 1 di Jateng (Rembang)	2x315	2011

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU di Lampung (Tarahan Baru)	2x100	2014
PLTU 1 di Kalbar (Parit Baru)	2x50	2017-2018
PLTU di Kaltim (Teluk Balikpapan)	2x110	2016
PLTU 1 di Kalteng (Pulang Pisau)	2x60	2016-2017
PLTU di Kalsel (Asam-Asam)	2x65	2013
PLTU 2 di Sulut (Amurang)	2x25	2012

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU 2 di Jateng (PLTU Adipala)	1x660	2016
PLTU 1 di Jatim (Pacitan)	2x315	2013
PLTU 2 di Jatim (Paiton Unit 9)	1x660	2012
PLTU 3 di Jatim (Tanjung Awar-awar)	2x350	2014-2016
PLTU di Aceh (Meulaboh/Nagan Raya)	2x110	2014
PLTU 2 di Sumut (Pangkalan Susu)	2x220	2016
PLTU 1 di Riau (Bengkalis)	2x10	*Batal*
PLTU Tenayan di Riau	2x110	2016
PLTU di Kepri (Tanjung Balai)	2x7	2014-2015
PLTU 4 di Babel (Belitung)	2x16,5	2015-2016
PLTU 3 di Babel (Air Anyer)	2x30	2014-2016
PLTU 2 di Riau (Selat Panjang)	2x7	*Batal*
PLTU 2 di Kalbar (Pantai Kura-Kura)	2x27,5	2017-2018
PLTU di Sumbar (Teluk Sirih)	2x112	2013-2014

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU di Gorontalo (Anggrek)	2x25	2017-2018
PLTU di Maluku Utara (Tidore)	2x7	2016
PLTU 2 di Papua (Jayapura)	2x10	2017
PLTU 1 di Papua (Timika)	2x7	*Batal*
PLTU di Maluku (Ambon)	2x15	2021
PLTU di Sultra (Kendari)	2x10	2012-2014
PLTU di Sulsel (Barru)	2x50	2012-2013
PLTU 2 di NTB (Lombok)	2x25	2016-2018
PLTU 1 di NTT (Ende)	2x7	2015-2018
PLTU 2 di NTT (Kupang)	2x16,5	2014
PLTU 1 di NTB (Bima)	2x10	2021
PLTU 1 Sulut	2x25	2019
PLTU 2 di Kalteng	2x7	*Batal*
Jumlah	**9.927**	

5.5.3 Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2

Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 (FTP2) yang ditetapkan dengan Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dua kali dengan Perpres Nomor 194 Tahun 2014 dan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 02 Tahun 2010 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 mempunyai kapasitas total 17.458 MW yang terdiri dari PLTU batubara 10.520 MW, PLTP 4.855 MW, PLTG 280 MW dan PLTA 1.803 MW, dengan rincian pada Tabel 5.42.

Tabel 5.42 Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2

Provinsi	Pemilik	Jenis	Proyek Pembangkit	MW
Aceh	Swasta	PLTA	Peusangan-4	83
		PLTP	Jaboi	2 x 5
		PLTP	Seulawah Agam	110
Banten	Swasta	PLTP	Gunung Endut	40
		PLTP	Rawa Dano	110
Bengkulu	PLN	PLTP	Hululais	2 x 55
Jambi	PLN	PLTP	Sungai Penuh	2 x 55
Jawa Barat	PLN	PLTA	Upper Cisokan PS	4 x 260
		PLTA	Jatigede	2 x 55
		PLTU	Indramayu	1,000
		PLTU	Jawa-6	2 x 1,000
	Swasta	PLTP	Cibuni	10
		PLTP	Cisolok-Cisukarame	50
		PLTP	Gunung Ciremai	2 x 55
		PLTP	Kamojang 5	30
		PLTP	Karaha Bodas	30
		PLTP	Karaha Bodas	2 x 55
		PLTP	Patuha	3 x 55
		PLTP	Tampomas	45
		PLTP	Tangkuban Perahu 1	2 x 55
		PLTP	Tangkuban Perahu 2	2 x 30
		PLTP	Wayang Windu 3-4	2 x 110
		PLTU	Jawa-1	1,000
		PLTU	Jawa-3	2 x 660
		PLTU	Jawa-5	2 x 1,000
Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Baturaden	2 x 110
		PLTP	Dieng	55
		PLTP	Dieng	60
		PLTP	Guci	55
		PLTP	Umbul Telumoyo	55
		PLTP	Ungaran	55
		PLTU	Jawa-4	2 x 1,000
Jawa Timur	Swasta	PLTP	Ijen	2 x 55
		PLTP	Iyang Argopuro	55
		PLTP	Wilis/Ngebel	3 x 55
Kalbar	PLN	PLTU	Parit Baru	2 x 50
Kalsel	Swasta	PLTU	Kalsel	2 x 100
Kalteng	PLN	PLTG	Bangkanai	280
Lampung	Swasta	PLTA	Semangka	2 x 28
		PLTP	Danau Ranau	2 x 55
		PLTP	Rajabasa	2 x 110
		PLTP	Suoh Sekincau	4 x 55
		PLTP	Ulubelu 3 dan 4	2 x 55
		PLTP	Wai Ratai	55
Maluku	PLN	PLTP	Tulehu	2 x 10
Maluku Utara	Swasta	PLTP	Jailolo	4 x 10
		PLTP	Songa Wayaua	5
NTB	PLN	PLTP	Sembalun	2 x 10
		PLTU	Lombok	2 x 50
	Swasta	PLTP	Hu'u	2 x 10
NTT	Swasta	PLTP	Atadei	2 x 2.5
		PLTP	Mataloko	20
		PLTP	Sokoria	30
		PLTP	Oka Ile Ange	10
Sulsel	PLN	PLTU	Punagaya	2 x 100
	Swasta	PLTA	Bonto Batu	110
		PLTA	Malea	2 x 45
Sulteng	Swasta	PLTP	Bora Pulu	40
		PLTP	Marana/Masaingi	2 x 10
Sulut	PLN	PLTP	Kotamobagu	80
	Swasta	PLTP	Lahendong V dan VI	2 x 20
Sumbar	PLN	PLTA	Masang 2	55
	Swasta	PLTP	Bonjol	60
		PLTP	Muaralaboh	2 x 110
Sumsel	Swasta	PLTP	Lumut Balai	4 x 55
		PLTP	Rantau Dadap	2 x 110
Sumut	PLN	PLTA	Asahan 3	2 x 87
		PLTU	Pangkalan Susu 3 da	2 x 200
	Swasta	PLTA	Hasang	40
		PLTA	Wampu	3 x 15
		PLTP	Sarulla 1	3 x 110
		PLTP	Sarulla 2	2 x 55
		PLTP	Simbolon Samosir	2 x 55
		PLTP	Sipoholon Ria-ria	20
		PLTP	Sorik Marapi	240
Jumlah				**17,458**

Sampai dengan bulan November 2017 pembangkit FTP2 yang telah selesai dan beroperasi komersial adalah sebesar 755 MW, yaitu PLTP Patuha 1 (55 MW), PLTP Kamojang 5 (30 MW), PLTA Wampu (45 MW), PLTP Ulubelu 3&4 (2x55 MW), PLTP Sarulla (2x110 MW), PLTP Lahendong 5&6 (40 MW) dan PLTU Punagaya (100 MW).

Porsi pembangkit EBT (PLTP dan PLTA) dalam FTP2 sebesar 38%. Pengembangan ini merupakan bagian dari rencana yang lebih besar lagi dalam RUPTL yang mencapai 11.000 MW hingga tahun 2027. Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 sebesar 17.458 MW tersebut terdiri atas 5.799 MW sebagai proyek PLN dan 11.659 MW sebagai proyek IPP.

Terdapat perubahan kapasitas dalam proyek pembangkit FTP2 antara lain PLTG/MG Bangkanai dan PLTA Bonto Batu. Kapasitas PLTG/MG Bangkanai dari total 280 MW menjadi total 295 MW karena kapasitas tersebut menyesuaikan dengan kapasitas yang sudah terkontrak. Sedangkan PLTA Bonto Batu dari total 110 MW menjadi 46 MW sesuai dengan hasil studi terakhir dari pengembang.

5.5.4 Program Pembangunan Ketenagalistrikan 35.000 MW

Program pembangunan ketenagalistrikan 35.000 MW (Program 35.000 MW) meliputi pengembangan pembangkit, jaringan transmisi dan GI dan jaringan distribusi. Program tersebut merupakan bagian dari RUPTL ini yang diharapkan agar semua proses pengadaan sudah tuntas pada tahun 2019.

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*.

Untuk dapat menyalurkan daya dari pembangkit-pembangkit tersebut ke pelanggan, dibutuhkan tambahan jaringan transmisi sekitar 48 ribu kms dan tambahan GI sekitar 114 ribu MVA.

Hingga November 2017, program 35.000 MW yang telah beroperasi sebesar 1 GW, konstruksi 16,6 GW, telah kontrak/PPA namun belum konstruksi 12,8 GW, pengadaan 3,2 GW dan masih dalam perencanaan 2,2 GW. Dengan memperhatikan realisasi kebutuhan listrik yang lebih rendah, maka rencana COD pembangkit tersebut akan disesuaikan dengan kebutuhan sistem.

5.5.5 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 adalah mundurnya *financial close, government guarantee*, pembebasan lahan dan lain sebagainya. Oleh karena itu dalam pengembangan listrik swasta dibutuhkan proses pengadaan

yang dapat mendapatkan pengembang 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, apabila IPP terlambat COD maka akan dikenakan penalti, dan IPP dapat COD lebih cepat sesuai permintaan PLN maka IPP tersebut dapat memperoleh insentif.

5.5.6 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 2017 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 2020.

5.5.7 Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang

Dalam RUPTL ini terdapat rencana pembangunan PLTU mulut tambang sebesar 6.045 MW yang berlokasi di dekat tambang batubara di wilayah

Sumatera dan Kalimantan. Keekonomian PLTU batubara mulut tambang diharapkan dapat menurunkan biaya pokok pembangkitan (BPP-pembangkit), mengingat adanya perbedaan yang signifikan antara harga batubara kalori rendah yang dipakai PLTU mulut tambang dan harga batubara yang digunakan 'PLTU pantai'. Perbedaan harga batubara tersebut sangat diperlukan mengingat biaya proyek PLTU mulut tambang lebih tinggi daripada biaya proyek PLTU pantai[39] 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; atau
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.

5.5.8 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia

Rencana penambahan kapasitas pembangkit gabungan seluruh Indonesia ditunjukkan pada Tabel 5.43 sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit selama 10 tahun mendatang (periode tahun 2018–2027) untuk seluruh Indonesia adalah 56,0 GW atau pertambahan kapasitas rata-rata mencapai 5,6 GW per tahun.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 26,8 GW atau 47,8% (terdiri dari PLTU MT sebesar 6,0 GW dan PLTU Non-MT 20,8 GW), sementara PLTGU dengan kapasitas 10,4 GW atau 18,6% dan PLTG/MG sebesar 3,8 GW atau 6,8%. Untuk energi baru dan terbarukan (EBT), yang terbesar adalah PLTA sebesar 8,3 GW atau 14,8% dari kapasitas total, disusul oleh PLTP sebesar 4,6 GW atau 8,2%.

Sedangkan EBT lainnya sebesar 2,1 GW atau 3,7% berupa PLTS, PLTB, PLTSa, PLTBg dan PLTBm.

- Penambahan kapasitas pembangkit tersebut lebih rendah daripada RUPTL 2017-2026 karena proyeksi pertumbuhan kebutuhan listrik yang lebih rendah. Program 35.000 MW tetap dilaksanakan, namun jadwal COD-nya disesuaikan dengan kebutuhan sistem.
- Pada tahun 2025 terdapat penambahan pembangkit kapasitas yang sangat besar hingga mencapai 8,3 GW, dimana sebagian besar (7,3 GW) merupakan pembangkit EBT guna mencapai target bauran energi EBT sebesar 23% pada tahun 2025. Target tersebut dapat tercapai apabila semua potensi pembangkit EBT tersebut tidak menemui kendala dalam pengembangannya.

Tabel 5.43 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW)

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	810	901	109	195	399	328	230	-	1.000	-	3.971
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	75	75	10	40	40	165	20	-	425
PLTGU	1.050	2.323	839	210	-	450	430	-	380	150	5.832
PLTG/MG	990	949	485	230	320	370	133	103	23	15	3.618
PLTD	30	5	-	-	-	-	-	-	-	-	35
PLTM	9	21	10	-	15	-	-	-	-	-	55
PLTA	-	110	43	45	315	166	115	235	-	64	1.093
PS	-	-	-	-	-	-	520	520	-	500	1.540
PLT Lain	2	-	-	1	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	**2.889**	**4.308**	**1.561**	**756**	**1.059**	**1.354**	**1.468**	**1.023**	**1.423**	**729**	**16.571**
IPP											
PLTU	201	500	5.691	3.265	2.039	1.050	1.710	660	-	-	15.116
PLTU MT	55	-	-	840	1.900	1.450	1.100	100	400	200	6.045
PLTP	210	150	146	160	395	60	120	924	-	5	2.170
PLTGU	-	35	800	1.075	880	880	250	-	-	-	3.920
PLTG/MG	-	15	155	-	-	-	-	-	-	-	170
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	100	182	355	103	16	-	-	-	-	-	756
PLTA	66	177	150	710	-	30	-	1.669	-	-	2.802
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	126	160	253	54	19	90	309	-	-	70	1.080
Jumlah	**758**	**1.218**	**7.550**	**6.207**	**5.249**	**3.560**	**3.489**	**3.353**	**400**	**275**	**32.059**
Kerja Sama Antar Wilus											
PLTU	-	300	-	-	-	-	-	-	-	-	300
Jumlah	**-**	**300**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**300**
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	235	150	100	15	775	100	1.375
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	345	195	1.448	-	-	1.988
PLTGU	-	-	-	30	30	-	-	100	300	225	685
PLTG/MG	-	-	1	43	-	1	-	-	-	-	45
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	137	-	-	137
PS	-	-	-	-	-	-	-	1.900	-	-	1.900
PLT Lain	-	-	8	280	226	150	-	300	-	-	964
Jumlah	**-**	**-**	**9**	**353**	**491**	**646**	**295**	**3.900**	**1.075**	**325**	**7.094**
Total											
PLTU	1.011	1.701	5.800	3.460	2.673	1.528	2.040	675	1.775	100	20.762
PLTU MT	55	-	-	840	1.900	1.450	1.100	100	400	200	6.045
PLTP	210	150	221	235	405	445	355	2.537	20	5	4.583
PLTGU	1.050	2.358	1.639	1.315	910	1.330	680	100	680	375	10.437
PLTG/MG	990	964	641	273	320	371	133	103	23	15	3.833
PLTD	30	5	-	-	-	-	-	-	-	-	35
PLTM	108	202	366	103	31	-	-	-	-	-	811
PLTA	66	287	193	755	315	196	115	2.041	-	64	4.032
PS	-	-	-	-	-	-	520	2.420	-	500	3.440
PLT Lain	127	160	260	335	245	240	309	300	-	70	2.046
Jumlah	**3.647**	**5.827**	**9.120**	**7.316**	**6.799**	**5.560**	**5.252**	**8.276**	**2.898**	**1.329**	**56.024**

5.5.9 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Regional Sumatera

Sistem tenaga listrik di regional Sumatera terdiri dari 1 sistem interkoneksi, yaitu: Sistem Sumatera, dan 2 sistem *isolated* yang cukup besar dengan beban puncak di atas 50 MW, yaitu Bangka dan Tanjung Pinang, serta beberapa sistem *isolated*. Pada Tabel 5.44 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2018-2027 untuk regional Sumatera.

Tabel 5.44 Kebutuhan Pembangkit Regional Sumatera (MW)

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	214	200	-	-	200	-	30	-	-	-	644
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	55	55	-	-	-	110	-	-	220
PLTGU	-	640	60	60	-	-	430	-	-	-	1.190
PLTG/MG	155	203	10	20	20	-	23	3	3	-	437
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	43	45	45	131	87	-	-	-	351
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500	500
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**369**	**1.043**	**168**	**180**	**265**	**131**	**570**	**113**	**3**	**500**	**3.342**
IPP											
PLTU	-	100	300	800	-	-	-	-	-	-	1.200
PLTU MT	-	-	-	840	1.800	1.250	900	-	300	-	5.090
PLTP	205	140	136	50	55	50	-	494	-	-	1.130
PLTGU	-	-	800	275	-	-	250	-	-	-	1.325
PLTG/MG	-	15	155	-	-	-	-	-	-	-	170
PLTM	45	108	277	93	-	-	-	-	-	-	523
PLTA	66	70	-	510	-	-	-	1.057	-	-	1.703
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	16	41	180	19	3	-	309	-	-	-	567
Jumlah	**331**	**474**	**1.847**	**2.587**	**1.858**	**1.300**	**1.459**	**1.551**	**300**	**-**	**11.708**
Kerja Sama Antar Wilus											
PLTU	-	300	-	-	-	-	-	-	-	-	300
Jumlah	**-**	**300**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**300**
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-	100
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	345	195	-	-	-	540
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**100**	**345**	**195**	**-**	**-**	**-**	**640**
Total											
PLTU	214	600	300	800	300	-	30	-	-	-	2.244
PLTU MT	-	-	-	840	1.800	1.250	900	-	300	-	5.090
PLTP	205	140	191	105	55	395	195	604	-	-	1.890
PLTGU	-	640	860	335	-	-	680	-	-	-	2.515
PLTG/MG	155	218	165	20	20	-	23	3	3	-	607
PLTM	45	108	277	93	-	-	-	-	-	-	523
PLTA	66	70	43	555	45	131	87	1.057	-	-	2.054
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500	500
PLT Lain	16	41	180	19	3	-	309	-	-	-	567
Jumlah	**700**	**1.817**	**2.015**	**2.767**	**2.223**	**1.776**	**2.224**	**1.664**	**303**	**500**	**15.990**

Tabel 5.44 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2018-2027 adalah 15,9 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 1,6 GW per tahun yang terdiri dari sistem interkoneksi Sumatera 14,6 GW dan luar sistem interkoneksi Sumatera 1,3 GW.

- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit *thermal* yang akan dibangun, yaitu sebesar 7,3 GW (45,9%). Sedangkan untuk pembangkit gas yang direncanakan yaitu, PLTGU sebesar 2,5 GW (15,7%), PLTG/MG 0,60 GW (3,8%). Sementara untuk energi terbarukan khususnya PLTA/ PLTM/*pumped storage* sebesar 3,1 GW atau 19,2%, Panas bumi sebesar 1,9 GW atau 11,8%, dan pembangkit lainnya 0,57 GW atau 3,5%.

5.5.9.1. Neraca Daya

Neraca daya sistem Sumbagut, Sumbagselteng dan Sumatera dapat dilihat pada Tabel 5.45, Tabel 5.46 dan Tabel 5.47. Sistem Sumatera sudah terinterkoneksi dengan transmisi 275 kV pada tahun 2017, namun masih terdapat potensi keterbatasan transfer. Interkoneksi dapat beroperasi dengan penuh apabila transmisi 500 kV sudah beroperasi pada tahun 2021.

Tabel 5.45 Neraca Daya Sistem Sumbagut Tahun 2018-2027

Uraian	Satuan/ Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	12.501	Interkoneksi dengan Sistem Sumbagselteng menjadi Sistem Sumatera								
b. Pertumbuhan Penjualan	%	6,3									
c. Produksi	GWh	15.696									
d. Faktor Beban	%	72,2									
e. Beban Puncak Bruto	MW	2.459									
f. Beban Puncak Neto	MW	2.323									
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	7,1									
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	3.663									
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	2.529									
1) Milik Sendiri (PLN)	MW	1.269									
PLTA	MW	108									
PLTP	MW	-									
PLTG	MW	189									
PLTGU	MW	419									
PLTD	MW	-									
PLTU Batubara	MW	552									
2) Kerjasama dengan Pemegang IUPTL Lain (IPP)	MW	499									
PLTA	MW	288									
PLTP	MW	210									
PLTG	MW	-									
PLTGU	MW	-									
PLTU Batubara	MW	-									
3) Sewa	MW	671									
PLTMG	MW	240									
PLTD	MW	431									
4) Pembelian *Excess Power*	MW	90									
PLTA	MW	90									
5) Impor	MW	-									
6) *Retired* dan *Mothballed*	MW	222									
PLTU	MW	-									
PLTG/MG	MW	85									
PLTD	MW	56									
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going and Committed*											
1) PLN	**MW**	**255**	**550**	**43**	**45**	**45**	**87**	**87**	**-**	**-**	**-**

Uraian	Satuan/ Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Peusangan 1-2	PLTA			43	45						
Kumbih-3	PLTA					45					
Asahan III (FTP2)	PLTA						87	87			
Banda Aceh	PLTG	55									
Banda Aceh-2	PLTG		110								
Sumbagut-2 Peaker (Arun Ekspansi)	PLTGU		240								
Pangkalan Susu #3,4 (FTP2)	PLTU	200	200								
2) IPP	**MW**	**173**	**134**	**418**	**1.366**	**50**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**
Krueng Isep	PLTA	10	10								
Hasang (FTP2)	PLTA		39								
Batang Toru (Tapsel)	PLTA				510						
Sarulla I (FTP2)	PLTP	110									
Sorik Marapi (FTP2)	PLTP	40		50	50	50	50			-	
Meulaboh (Nagan Raya) #3,4	PLTU			200	200						
Sumut-2	PLTU				600						
Pembangkit MiniHydro Tersebar	PLTMH	13	85	168	6						
3) Kerjasama antar Wilayah Usaha	**MW**	**-**	**300**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Sumut-1	PLTU		300								
Jumlah *On Going and Committed*	**MW**	**428**	**984**	**461**	**1.411**	**95**	**137**	**87**	**-**	**-**	**-**
b. Rencana Tambahan											
1) PLN	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**430**	**-**	**-**	**500**
Belawan #3	PLTGU							430			
Pembangkit Hydro Tersebar	PLTA										500
2) IPP	**MW**	**-**	**-**	**800**	**33**	**-**	**-**		**677**		**-**
Sumbagut-1,3,4	PLTGU			800							
Pembangkit Hydro Tersebar	PLTA/MH				33				677		
3) *Unallocated*	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**55**	**140**	**-**	**-**	**-**
Pembangkit Panas Bumi Tersebar	PLTP						55	140			
4) Impor/Ekspor	**MW**	**(180)**	**(170)**	**(700)**	**(600)**	**750**	**400**	**50**	**300**	**(225)**	**(440)**
Impot dari Sistem SBST	MW	(180)	(170)	(700)	(600)	750	400	50	300	(225)	(440)
Jumlah Rencana Tambahan	**MW**	**(180)**	**(170)**	**100**	**(567)**	**750**	**455**	**620**	**977**	**(225)**	**60**
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	2.529	Interkoneksi dengan Sistem Sumbagselteng menjadi Sistem Sumatera								
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	248									
c. Total DMN Sistem	MW	2.867									

Tabel 5.46 Neraca Daya Sistem Sumbagselteng Tahun 2018-2027

Uraian	Satuan/ Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	19.181									
b. Pertumbuhan Penjualan	%	7,8									
c. Produksi	GWh	24.083									
d. Faktor Beban	%	72,2									
e. Beban Puncak Bruto	MW	3.805									
f. Beban Puncak Neto	MW	3.564									
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%	7,1									
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	5.211									
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	3.947									
1) Milik Sendiri (PLN)	MW	2.414									
PLTA	MW	626									
PLTP	MW	124									
PLTG	MW	687									

Uraian	Satuan/ Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
PLTGU	MW	152									
PLTD	MW	-									
PLTU Batubara	MW	825									
2) Kerjasama dengan Pemegang IUPTL Lain (IPP)	MW	1.259									
PLTA	MW	20									
PLTP	MW	-									
PLTG	MW	61									
PLTGU	MW	229									
PLTU Batubara	MW	949									
3) Sewa	MW	274									
PLTMG	MW	274									
PLTD	MW	-									
4) Pembelian *Excess Power*	MW	-									
5) Impor	MW	-									
6) *Retired* dan *Mothballed*	MW	222									
PLTU	MW	-									
PLTG/MG	MW	-									
PLTD	MW	81	-	-	-						
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going and Committed*											
1) PLN	**MW**	**33**	**200**	**55**	**55**	**-**	**44**	**-**	**110**	**-**	**-**
Hululais (FTP2)	PLTP			55	55						
Masang-2 (FTP2)	PLTA						44				
Sungai Penuh (FTP2)	PLTP								110		
Tj.Jabung Timur	PLTG	33									
Riau Peaker	PLTGU/MG		200								
2) IPP	**MW**	**143**	**279**	**295**	**1.122**	**1.200**	**900**	**900**	**494**	**-**	**-**
Semangka (FTP2)	PLTA	56									
Air Putih	PLTA		21								
Lumut Balai (FTP2)	PLTP	55	55								
Muara Laboh (FTP2)	PLTP		80						140		
Rantau Dedap (FTP2)	PLTP			86					134		
Rajabasa (FTP2)	PLTP								220		
Riau	PLTGU				275						
Bengkulu	PLTU		100	100							
Banyuasin	PLTU MT				240						
Sumsel-1	PLTU MT				600						
Jambi-1	PLTU MT					600					
Sumsel-8	PLTU MT					600	600				
Sumbagsel-1	PLTU MT						300				
Riau-1	PLTU MT							600			
Sumsel-6	PLTU MT							300			
Pembangkit MiniHydro Tersebar	PLTMH	32	23	109	7						
3) Kerjasama antar Wilayah Usaha	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Jumlah *On Going and Committed*	**MW**	**176**	**479**	**350**	**1.177**	**1.200**	**944**	**900**	**604**	**-**	**-**
b. Rencana Tambahan											
1) PLN	**MW**	**-**	**200**	**60**	**60**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Lampung Peaker	PLTG/GU		200								
Batanghari Ekspansi (ST)	PLTGU			30							
Payoselincah(ST)	PLTGU			30							
Talang-Duku(ST)	PLTGU				30						
Borang (ST)	PLTGU				30						
2) IPP	**MW**	**-**	**-**	**40**	**48**	**600**	**350**	**250**	**350**	**300**	**-**
Gunung Megang (Ekspansi)	PLTG			40							
Riau-2	PLTGU							250			
Jambi-2	PLTU MT					600					
Sumsel (Ekspansi)	PLTU MT						350				
Sumsel-6B	PLTU MT									300	
Pembangkit Hydro Tersebar	PLTA/MH				48				350		

Uraian	Satuan/ Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
3) *Unallocated*	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**290**	**55**	**-**	**-**	**-**
Pembangkit Panas Bumi Tersebar	PLTP						290	55			
4) Impor/Ekspor	**MW**	**180**	**170**	**700**	**500**	**(850)**	**(400)**	**(50)**	**(300)**	**225**	**440**
Impot dari Sistem SBU	MW	180	170	700	600	(750)	(400)	(50)	(300)	225	440
Impor dari Sistem Bangka	MW				(100)	(100)					
Jumlah Rencana Tambahan	**MW**	**180**	**370**	**800**	**608**	**(250)**	**240**	**255**	**50**	**525**	**440**
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	3.947	Interkoneksi dengan Sistem Sumbagut menjadi Sistem Sumatera								
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	356									
c. Total DMN Sistem	MW	4.393									

Tabel 5.47 Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2018-2027

Uraian	Satuan/ Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh		34.671	39.670	44.103	48.370	52.427	57.601	62.112	67.214	72.668
b. Pertumbuhan Penjualan	%		9,4	14,4	11,2	9,7	8,4	9,9	7,8	8,2	8,1
c. Produksi	GWh		41.246	46.423	51.598	56.364	61.089	66.853	71.982	77.576	92.917
d. Faktor Beban	%		72,2	72,2	72,3	72,4	72,5	72,6	72,7	72,8	74,9
e. Beban Puncak Bruto	MW		6.517	7.335	8.142	8.881	9.613	10.505	11.295	12.157	14.164
f. Beban Puncak Neto	MW		6.358	7.133	7.902	8.637	9.336	10.228	11.001	11.862	12.458
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	%		8,0	12,2	10,8	9,3	8,1	9,6	7,6	7,8	5,0
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW		8.874	8.845	8.447	8.388	8.388	8.318	8.318	8.318	8.284
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW		5.922	5.509	4.926	4.438	4.299	4.122	3.993	3.868	3.728
1) Milik Sendiri (PLN)	MW		3.616	3.482	3.092	2.958	2.866	2.735	2.650	2.568	2.471
PLTA	MW		714	694	675	656	638	620	603	587	571
PLTP	MW		120	116	112	109	105	102	99	96	92
PLTG	MW		856	807	781	756	732	709	686	664	624
PLTGU	MW		570	552	534	517	501	485	469	454	439
PLTD	MW		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU Batubara	MW		1.356	1.313	989	920	890	820	794	768	744
2) Kerjasama dengan Pemegang IUPTL Lain (IPP)	MW		1.701	1.647	1.594	1.480	1.433	1.387	1.342	1.299	1.258
PLTA	MW		299	289	280	208	201	195	188	182	177
PLTP	MW		203	197	191	184	179	173	167	162	157
PLTG	MW		59	58	56	54	52	51	49	47	46
PLTGU	MW		221	214	208	201	194	188	182	176	171
PLTU Batubara	MW		918	889	860	833	806	780	755	731	708
3) Sewa	MW		514	290	240	-	-	-	-	-	-
PLTMG	MW		514	290	240	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW		431	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*	MW		90	90	90						
PLTA	MW		90	90	90						
5) Impor	MW										
6) *Retired* dan *Mothballed*	MW		222	-	30	398	59	-	70	-	-
PLTU	MW		-	-	-	398	59	-	70	-	-
PLTG/MG	MW		85	-	30	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW		137	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going and Committed*											
1) PLN	**MW**	**288**	**750**	**98**	**100**	**45**	**131**	**87**	**110**	**-**	**-**
Peusangan 1-2	PLTA			43	45						
Kumbih-3	PLTA					45					
Masang-2 (FTP2)	PLTA						44				

Uraian	Satuan/ Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Asahan III (FTP2)	PLTA						87	87			
Hululais (FTP2)	PLTP			55	55						
Sungai Penuh (FTP2)	PLTP								110		
Tj.Jabung Timur	PLTG	33									
Banda Aceh	PLTG	55									
Banda Aceh-2	PLTG		110								
Sumbagut-2 Peaker (Arun Ekspansi)	PLTGU		240								
Riau Peaker	PLTGU/MG		200								
Pangkalan Susu #3,4 (FTP2)	PLTU	200	200								
2) IPP	**MW**	**316**	**413**	**713**	**2.488**	**1.250**	**950**	**900**	**494**	**-**	**-**
Semangka (FTP2)	PLTA	56									
Krueng Isep	PLTA	10	10								
Hasang (FTP2)	PLTA		39								
Air Putih	PLTA		21								
Batang Toru (Tapsel)	PLTA				510						
Sarulla I (FTP2)	PLTP	110									
Lumut Balai (FTP2)	PLTP	55	55			-					
Sorik Marapi (FTP2)	PLTP	40		50	50	50	50			-	
Muara Laboh (FTP2)	PLTP		80						140		
Rantau Dedap (FTP2)	PLTP			86					134		
Rajabasa (FTP2)	PLTP								220		
Riau	PLTGU				275						
Bengkulu	PLTU		100	100							
Meulaboh (Nagan Raya) #3,4	PLTU			200	200						
Sumut-2	PLTU				600						
Sumsel-1	PLTU MT				600						
Banyuasin	PLTU MT				240						
Jambi-1	PLTU MT					600					
Sumsel-8	PLTU MT					600	600				
Sumbagsel-1	PLTU MT						300				
Riau-1	PLTU MT							600			
Sumsel-6	PLTU MT							300			
Pembangkit MiniHydro Tersebar	PLTMH	45	108	277	13						
3) Kerjasama antar Wilayah Usaha	**MW**	**-**	**300**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Sumut-1	PLTU		300								
Jumlah *On Going and Committed*	**MW**	**604**	**1.463**	**811**	**2.588**	**1.295**	**1.081**	**987**	**604**	**-**	**-**
b. Rencana Tambahan											
1) PLN	**MW**	**-**	**200**	**60**	**60**	**-**	**-**	**430**	**-**	**-**	**500**
Lampung Peaker	PLTG/GU		200								
Batanghari Ekspansi (ST)	PLTGU			30							
Payoselincah(ST)	PLTGU			30							
Talang-Duku(ST)	PLTGU				30						
Borang (ST)	PLTGU				30						
Belawan #3	PLTGU							430			
Pembangkit Hydro Tersebar	PLTA										500
2) IPP	**MW**	**-**	**-**	**840**	**80**	**600**	**350**	**250**	**1.027**	**300**	**-**
Gunung Megang (Ekspansi)	PLTG			40							
Sumbagut-1,3,4	PLTGU			800							
Riau-2	PLTGU							250			
Jambi-2	PLTU MT					600					
Sumsel (Ekspansi)	PLTU MT						350				
Sumsel-6B	PLTU MT									300	
Pembangkit Hydro Tersebar	PLTA/MH				80				1.027		
3) *Unallocated*	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**345**	**195**	**-**	**-**	**-**

Uraian	Satuan/ Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Pembangkit Panas Bumi Tersebar	PLTP						345	195			
4) Impor/Ekspor	**MW**	**-**	**-**	**-**	**(100)**	**100)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Transfer ke Sistem Bangka	MW				(100)	(100)					
Jumlah Rencana Tambahan	**MW**	**-**	**200**	**900**	**40**	**500**	**695**	**875**	**1.027**	**300**	**500**
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW		5.922	5.509	4.926	4.438	4.299	4.122	3.993	3.868	3.728
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW		1.663	1.711	2.628	1.795	1.776	1.862	1.631	300	500
c. Total DMN Sistem	MW		8.275	9.502	11.427	12.539	13.933	15.329	16.495	16.295	16.282

Neraca daya sistem Sumatera mempertimbangkan kondisi EFOR pembangkit yang cukup besar yang disebabkan oleh kondisi-kondisi: umur pembangkit yang sudah tua, keterbatasan waktu untuk pemeliharaan pembangkit karena kondisi sistem masih defisit serta variasi musim.

Terdapat alokasi untuk pembangkit hydro tersebar dan panas bumi tersebar di setiap provinsi pada sistem Sumatera. Namun apabila alokasi di provinsi tersebut belum dapat dikembangkan, maka dapat dikembangkan di provinsi lain yang masih satu sistem dengan provinsi tersebut.

Di regional Sumatera terdapat alokasi pembangkit PLT Lain sebesar 309 MW berupa pembangkit EBT meliputi PLTBm, PLTBg,PLTSa,PLTBn, PLTB dan PLTS yang diharapkan dapat dioperasikan pada waktu beban puncak dengan dilengkapi baterai. Alokasi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebut dapat dipenuhi oleh potensi yang ada apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

5.5.9.2 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 dasar, sekaligus juga akan memperbaiki BPP sistem Sumatera.
- Pembangkit-pembangkit *Peaker* yaitu: Sumbagut 2 (240 MW), Riau (200 MW), Banda Aceh 2 (110 MW) dan Lampung (200 MW) merupakan proyek pembangkit strategis yang harus segera diselesaikan karena untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sistem Sumatera pada saat beban puncak yang saat ini masih dioperasikan dengan BBM.

- Pembangkit MPP merupakan proyek yang strategis, karena pembangkit ini bersifat *moveable* sehingga dapat dipindahkan ke tempat-tempat yang lebih memerlukan.
- PLTU MT Jambi 1 (600 MW), PLTU MT Jambi 2 (600 MW), PLTU MT Riau 1 (600 MW), PLTU MT Sumsel 1 (600 MW), PLTU MT Sumsel 6 (300 MW) dan PLTU Sumsel 6B (300 MW) merupakan proyek IPP strategis karena akan memenuhi kebutuhan sistem Sumatera dan sekaligus menurunkan BPP.
- Pembangkit terbesar yang direncanakan beroperasi di Sistem Sumatera adalah PLTU Sumsel-8 MT2x600MWdengan target COD tahun 2022/2023. Pembangkit ini dijadwalkan dapat beroperasi pada tahun tersebut jika di sistem Sumatera sudah beroperasi beberapa pembangkit unit size 300 MW dan sistem Sumatera sudah terhubung dengan transmisi 500 KV.

5.5.10 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara

5.5.10.1. Penambahan Pembangkit di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara

Pada Tabel 5.48 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2018-2027 untuk Jawa, Bali dan Nusa Tenggara.

Tabel 5.48 Rencana Penambahan Pembangkit Jawa, Bali dan Nusa Tenggara (MW)

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	46	318	9	120	124	100	-	-	1,000	-	1,717
PLTP	-	-	-	20	10	30	40	55	20	-	175
PLTGU	1,050	1,683	779	-	-	450	-	-	-	-	3,962
PLTG/MG	160	190	120	25	25	-	-	-	-	-	520
PLTD	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	110	-	-	-	-	-	-	-	-	110
PS	-	-	-	-	-	-	520	520	-	-	1,040
PLT Lain	2	-	-	1	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	**1,282**	**2,301**	**908**	**166**	**159**	**580**	**560**	**575**	**1,020**	**-**	**7,551**
IPP											
PLTU	-	-	4,827	2,000	1,924	1,000	1,660	660	-	-	12,071
PLTP	5	10	10	110	340	10	120	390	-	5	1,000
PLTGU	-	-	-	800	880	880	-	-	-	-	2,560
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	37	69	35	-	3	-	-	-	-	-	145
PLTA	-	47	-	-	-	-	-	-	-	-	47
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	14	20	55	5	10	50	-	-	-	-	154
Jumlah	**56**	**146**	**4,927**	**2,915**	**3,157**	**1,940**	**1,780**	**1,050**	**-**	**5**	**15,977**
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	135	50	-	-	760	-	945
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	1,428	-	-	1,428
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	100	-	-	100
PLTG/MG	-	-	1	43	-	1	-	-	-	-	45
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	137	-	-	137
PS	-	-	-	-	-	-	-	1,900	-	-	1,900
PLT Lain	-	-	8	280	226	150	-	300	-	-	964
Jumlah	**-**	**-**	**9**	**323**	**361**	**201**	**-**	**3,865**	**760**	**-**	**5,519**
Total											
PLTU	46	318	4,836	2,120	2,183	1,150	1,660	660	1,760	-	14,733
PLTP	5	10	10	130	350	40	160	1,873	20	5	2,603
PLTGU	1,050	1,683	779	800	880	1,330	-	100	-	-	6,622
PLTG/MG	160	190	121	68	25	1	-	-	-	-	565
PLTD	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25
PLTM	37	69	35	-	3	-	-	-	-	-	145
PLTA	-	157	-	-	-	-	-	137	-	-	294
PS	-	-	-	-	-	-	520	2,420	-	-	2,940
PLT Lain	16	20	63	286	236	200	-	300	-	-	1,120
Jumlah	**1,338**	**2,447**	**5,844**	**3,404**	**3,677**	**2,721**	**2,340**	**5,490**	**1,780**	**5**	**29,046**

Tabel 5.48 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2018-2027 adalah 29,0 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 2,9 GW per tahun.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 14,7 GW atau 50,7%, disusul oleh PLTGU/PLTMG dengan kapasitas 7,2 GW atau 24,7%. Sementara untuk energi terbarukan paling besar berupa PLTA/PLTM/*pumped storage* sebesar 3,4 GW atau 11,6% dan PLTP sebesar 2,6 GW atau 9,0%, Sedangkan pembangkit lain sebesar 1,1 GW atau 3,9% berupa PLTS, PLTB, PLTSa dan PLTBm.

5.5.10.2. Neraca Daya Sistem Jawa Bali

Neraca daya sistem Jawa-Bali dapat dilihat pada Tabel 5.49.

Tabel 5.49 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2018-2027

Uraian	Satuan/ Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	177,894	189,216	202,366	215,674	228,327	241,202	254,502	268,620	284,602	301,751
b. Pertumbuhan Penjualan	%	6.5	6.4	6.9	6.6	5.9	5.6	5.5	5.5	5.9	6.0
c. Produksi	GWh	202,907	215,421	230,432	245,538	259,637	273,900	289,295	305,807	324,868	343,605
d. Faktor Beban	%	80.4	80.4	80.5	80.5	80.5	80.6	80.7	81.0	81.4	81.6
e. Beban Puncak Bruto	MW	28,810	30,575	32,693	34,824	36,809	38,817	40,900	43,085	45,535	48,076
f. Beban Puncak Neto	MW	27,081	28,740	30,998	33,371	35,259	37,168	39,064	41,009	43,129	45,583
g. Pertumbuhan Beban Puncak Neto	MW	5.6%	6.1%	7.9%	7.7%	5.7%	5.4%	5.1%	5.0%	5.2%	5.7%
2. PASOKAN EKSISTING		-									
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	36,178	36,147	35,515	35,515	35,515	35,515	35,515	35,515	35,515	35,515
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	33,651	33,620	32,988	32,988	32,506	32,506	32,506	32,166	32,166	32,166
1) PLN	MW	26,116	26,085	25,603	25,603	25,121	25,121	25,121	24,781	24,781	24,781
PLTA	MW	2,293	2,293	2,293	2,293	2,293	2,293	2,293	2,293	2,293	2,293
PLTP	MW	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327
PLTG	MW	1,767	1,736	1,414	1,414	1,414	1,414	1,414	1,414	1,414	1,414
PLTGU	MW	7,084	7,084	7,084	7,084	7,084	7,084	7,084	7,084	7,084	7,084
PLTMG	MW	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
PLTD	MW	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
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	982	982	822	822	340	340	340	-	-	-
2) IPP	MW	7,536	7,536	7,386	7,386	7,386	7,386	7,386	7,386	7,386	7,386
PLTA	MW	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
PLTP	MW	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841
PLTG	MW	300	300	150	150	150	150	150	150	150	150
PLTGU	MW	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119
PLTU Batubara	MW	6,096	6,096	6,096	6,096	6,096	6,096	6,096	6,096	6,096	6,096
3) Sewa	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian *Excess Power*	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) *Retired* dan *Mothballed*	MW	-	(31)	(632)	-	(482)	-	-	(340)	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. *On Going and Committed*											
1) PLN	**MW**	**1,050**	**1,958**	**779**	**-**	**-**	**20**	**560**	**575**	**1,000**	**-**
Indramayu-4 (FTP2)	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	1,000	-
Lontar Exp	PLTU	-	315	-	-	-	-	-	-	-	-
Jatigede (FTP2)	PLTA	-	110	-	-	-	-	-	-	-	-
Upper Cisokan PS (FTP2)	PLTA	-	-	-	-	-	-	520	520	-	-
Grati	PLTGU	450	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-2 - Priok	PLTGU	600	200	-	-	-	-	-	-	-	-
Muara Karang	PLTGU	-	500	-	-	-	-	-	-	-	-
Muara Tawar Add-on Blok 2,3,4	PLTGU	-	650	-	-	-	-	-	-	-	-
Grati Add-on Blok 2	PLTGU	-	183	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali 1 - Tambaklorok	PLTGU	-	-	779	-	-	-	-	-	-	-
Tangkuban Perahu-Ciater (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	20	40	-	-	-
Ungaran (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	55	-	-
2) IPP	**MW**	**-**	**57**	**4,837**	**2,110**	**3,139**	**1,880**	**1,715**	**1,005**	**-**	**-**
Jawa Tengah (PPP) - Batang	PLTU	-	-	1,900	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-1 (FTP2) - Cirebon	PLTU	-	-	-	-	924	-	-	-	-	-
Jawa-3 (FTP2) - Tanjung Jati A	PLTU	-	-	-	-	-	-	660	660	-	-
Jawa-4 (FTP2) - Tanjung Jati B	PLTU	-	-	-	2,000	-	-	-	-	-	-
Jawa-5 (FTP2)	PLTU	-	-	-	-	1,000	-	-	-	-	-
Jawa-7 - Bojonegara	PLTU	-	-	1,982	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-8 - Cilacap	PLTU	-	-	945	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-9 & 10 - Suralaya	PLTU	-	-	-	-	-	1,000	1,000	-	-	-
Jawa-1 - Cilamaya	PLTGU	-	-	-	-	880	880	-	-	-	-
Rajamandala	PLTA	-	47	-	-	-	-	-	-	-	-
Patuha (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	55	-	-	-	-	-
Ijen (FTP2)	PLTP	-	-	-	55	55	-	-	-	-	-
Wilis/Ngebel (FTP2)	PLTP	-	-	-	55	-	-	-	55	-	-
Cibuni (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-
Wayang Windu (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	120	-	-
Dieng (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	55	-	-	-	-	-
Baturaden/Slamet (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	50	-	-	170	-	-
Guci (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	55	-	-	-
Rawa Dano (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	110	-	-	-	-	-
Dieng Binary	PLTP	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-
Dieng Small Scale	PLTP	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**MW**	**-**	**57**	**4,837**	**2,110**	**3,139**	**1,880**	**1,715**	**1,005**	**-**	**-**
3) Impor	**MW**										
Jumlah *On Going and Committed*	**MW**	**1,050**	**2,015**	**5,616**	**2,110**	**3,139**	**1,900**	**2,275**	**1,580**	**1,000**	**-**
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		**-**	**100**	**-**	**-**	**-**	**450**	**-**	**-**	**-**	**-**
Senayan	PLTDG/MG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
Madura	PLTGU	-	-	-	-	-	450	-	-	-	-

Uraian	Satuan/ Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2) IPP		**45**	**67**	**33**	**-**	**54**	**-**	**55**	**40**	**-**	**-**
PLTM Tersebar	PLTM	35	67	33	-	3	-	-	-	-	-
PLTBm Tersebar	PLTBm	-	-	-	-	51	-	-	-	-	-
PLTSa Tersebar	PLTSa	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	55	40	-	-
Jumlah	**MW**	**45**	**67**	**33**	**-**	**54**	**-**	**55**	**40**	**-**	**-**
3) *Unallocated*		**-**	**-**	**-**	**800**	**310**	**-**	**-**	**3,465**	**660**	**-**
Jawa-3	PLTGU	-	-	-	800	-	-	-	-	-	-
Banten	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	660	-
Matenggeng PS	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	900	-	-
Grindulu PS	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	1,000	-	-
PLTA Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	137	-	-
PLTP Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	1,428	-	-
PLTSa Tersebar	PLTSa	-	-	-	-	175	-	-	-	-	-
Bali	PLTU/GU/MG	-	-	-	-	135	-	-	-	-	-
4) Impor	**MW**										
Jumlah Rencana Tambahan	**MW**	**45**	**167**	**33**	**800**	**364**	**450**	**55**	**3,505**	**660**	**-**
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	33,651	33,620	32,988	32,988	32,506	32,506	32,506	32,166	32,166	32,166
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	1,095	2,182	5,649	2,910	3,503	2,350	2,330	5,085	1,660	-
c. Total DMN Sistem	MW	34,746	36,897	41,914	44,824	47,845	50,195	52,525	57,270	58,930	58,930

Proyek pembangkit yang telah beroperasi pada tahun 2017 sebesar 658 MW terdiri atas PLTU Banten (1x625 MW) dan beberapa PLTM tersebar sebesar 33 MW. Sedangkan tambahan kapasitas pembangkit pada tahun 2018 diperkirakan hanya sebesar 1.095 MW, yaitu PLTGU Grati (450 MW), PLTGU Jawa-2 (ST 600 MW), PLTSa Sumur Batu (10 MW) serta beberapa PLTM tersebar dengan total kapasitas sebesar 35 MW.

Pada neraca daya sistem Jawa Bali diperoleh *reserve margin* (RM) daya mampu neto rata-rata sebesar 34%, dengan variasi antara 28-40%, dimana cadangan paling rendah terjadi pada tahun 2018-2019 yang hanya sebesar 28% karena keterlambatan beberapa pembangkit seperti: PLTGU Jawa-1 (2x880 MW), PLTGU Jawa-3 (800 MW), PLTGU Jawa-Bali 1 (779 MW), PLTU Jawa Tengah (2x950 MW), PLTU Jawa-1 (924 MW), PLTU Jawa-3 (2x660 MW), PLTU Jawa-4 (2x1.000 MW), PLTU Jawa-7 (2x991 MW), PLTU Jawa-8 (945 MW), serta pembangkit EBT lainnya (PLTM, PLTBm, PLTSa). Apabila pembangkit yang direncanakan beroperasi pada tahun 2019 sesuai Tabel 5.48 di atas terlambat, maka RM pada tahun 2019 akan semakin kecil sehingga diperlukan antisipasi langkah-langkah operasi untuk mengatasi RM yang rendah tersebut.

Sedangkan cadangan paling tinggi sebesar 40% terjadi pada tahun 2025 dengan adanya penambahan pembangkit EBT sebesar 4,7 GW untuk memenuhi target bauran energi dari EBT sebesar 23% pada tahun 2025.

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 (FTP2) (924 MW), PLTU Jawa-4 (FTP2) (2x1.000 MW), PLTU Jawa-5 (FTP2) (1.000 MW), PLTU Jawa-7 (2x991 MW), PLTU Jawa-8 (945 MW), PLTU Jawa 9-10 (2x1.000 MW) dan PLTU Indramayu 4 (FTP2) (1.000 MW).
- Beberapa PLTGU skala besar menggunakan teknologi yang lebih efisien, antara lain PLTGU Jawa-1 (2x880 MW), PLTGU Jawa-2 (800 MW) dan PLTGU Jawa-3 (800 MW).

- Beberapa PLTGU skala besar menggunakan teknologi yang lebih efisien, antara lain PLTGU Jawa-1 (2x880 MW), PLTGU Jawa-2 (800 MW) dan PLTGU Jawa-3 (800 MW).
- Beberapa PLTGU *peaker* menggunakan teknologi baru yang mempunyai fitur *daily start-stop* dan juga berfungsi sebagai *flexible generation*, antara lain: PLTGU Grati (450 MW), PLTGU Muara Karang (500 MW),PLTGU Jawa-Bali 1 (779 MW) dan PLTGU Madura (450 MW). PLTGU Madura direncanakan menggunakan potensi gas mulut sumur yang adadi Madura.
- PLTA *pumped storage* antara lain Cisokan (1.040 MW), Matenggeng (900 MW) dan Grindulu (1.000 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).
- PLTDG/MG Senayan 100 MW sangat strategis karena berlokasi di pusat beban Jakarta dan berfungsi untuk meningkatkan keandalan pasokan sistem MRT (sebagai *back up* pasokan dari GI CSW dan GI Pondok Indah) serta memenuhi kebutuhan pembangkit *blackstart* unit pembangkit Muara Karang dan Priok.

Selain itu juga terdapat beberapa rencana pembangkit EBT *intermittent* (PLTS/PLTB) tersebar di Jawa-Bali dengan kapasitas total 800 MW yang tidak masuk dalam neraca daya karena bukan merupakan *firm capacity* dan tidak bisa diperhitungkan dalam *reserve margin*.

5.5.10.3. *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 5.50, maka dapat dimengerti apabila PLN merencanakan lokasi pembangkit baru di Jawa bagian barat agar dapat diperoleh *regional balance*.

Tabel 5.50 *Regional Balance* Sistem Jawa Bali TW-3 Tahun 2017

Regional Balance	Jawa Bagian Barat	Jawa Tengah	Jawa Timur dan Bali	Jawa-Bali
Daya Mampu Neto (MW)	17.605	6.295	9.752	33.651
Beban Puncak Neto (MW)	15.770	3.995	6.139	25.325
Reserve margin (%)	12	58	59	33

5.5.10.4. Neraca Daya Sistem Lombok

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di sistem Lombok periode tahun 2018-2027 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.51.

Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 510 MW dan *reserve margin* berkisar antara 24% sampai 53%. Kondisi *reserve margin* 53% tersebut terjadi pada tahun 2021 akibat dari penggunaan *unit size* yang cukup besar. PLTU yang dikembangkan di Nusa Tenggara menggunakan *unit size* 50 MW, merupakan *unit size* terkecil yang masih ekonomis untuk dikembangkan, namun relatif cukup besar apabila dibandingkan dengan beban puncaknya sehingga mengakibatkan *reserve margin* yang cukup besar.

Tabel 5.51 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2018-2027

Uraian	Satuan/Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1. KEBUTUHAN											
a. Produksi	GWh	**1,630**	**1,772**	**1,917**	**2,056**	**2,223**	**2,388**	**2,567**	**2,751**	**2,946**	**3,154**
b. Faktor Beban	%	**71**	**71**	**71**	**71**	**71**	**71**	**71**	**71**	**71**	**71**
c. Beban Puncak	MW	**262**	**285**	**308**	**330**	**357**	**383**	**412**	**442**	**473**	**506**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	**335**	**213**	**213**	**213**	**164**	**164**	**164**	**164**	**164**	**164**
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	**299**	**192**	**195**	**195**	**160**	**160**	**160**	**160**	**160**	**160**
1) PLN	MW	**112**	**83**	**86**	**86**	**51**	**51**	**51**	**51**	**51**	**51**
PLTM	MW	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**
PLTS	MW	**0.4**	**0.4**	**0.4**	**0.4**	**0.4**	**0.4**	**0.4**	**0.4**	**0.4**	**0.4**
PLTD	MW	**61**	**32**	**35**	**35**	-	-	-	-	-	-
PLTU Batubara	MW	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**
2) IPP	MW	**108**	**108**	**108**	**108**	**108**	**108**	**108**	**108**	**108**	**108**
PLTM	MW	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**
PLTG	MW	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**
PLTU Batubara	MW	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**
3) Sewa	MW	**78**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	**78**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW										
5) Impor	MW										
6) Retired dan Mothballed	MW										
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		**25**	**150**	-	-	-	-	-	-	-	
Lombok (FTP1)	PLTU	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombok Peaker	PLTGU	-	150	-	-	-	-	-	-	-	-
2) IPP		**1.3**	**1.9**	**2.3**	-	-	-	-	-	-	-
Sedau Kumbi	PLTM	**1.3**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koko Babak	PLTM	-	-	**2.3**	-	-	-	-	-	-	-
Karang Bayan	PLTM	-	**1.3**	-	-	-	-	-	-	-	-
Batu Bedil	PLTM	-	**0.6**	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah On Going and Committed		**26.3**	**152**	**2**	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		-	-	**30**	**100**	**50**	**50**	-	-	-	
Lombok (FTP2)	PLTU	-	-	-	**100**	-	-	-	-	-	-
Lombok 2	PLTU	-	-	-	-	**50**	**50**	-	-	-	-
MPP Sambelia	PLTMG	-	-	**30**	-	-	-	-	-	-	-
2) Unallocated		-	-	-	-	-	-	-	**100**	-	-
Lombok 1	PLTGU/MG	-	-	-		-	-	-	**100**	-	-
Jumlah Rencana Tambahan	MW	-	-	**30**	**100**	**50**	**50**	-	**100**	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**299**	**192**	**195**	**195**	**160**	**160**	**160**	**160**	**160**	**160**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	**26**	**152**	**32**	**100**	**50**	**50**	-	**100**	-	-
c. Total DMN Sistem	MW	**325**	**370**	**405**	**505**	**520**	**570**	**570**	**670**	**670**	**670**

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Lombok antara lain:

- Proyek pembangkit FTP2 PLTU Lombok 2x50 MW dan PLTU Lombok 2 2x50 MW untuk memenuhi kebutuhan beban yang terus meningkat.
- Proyek pembangkit PLTGU/MGU Lombok *Peaker* 150 MW dengan bahan bakar gas yang disimpan dalam bentuk CNG untuk memenuhi kebutuhan beban puncak.

5.5.10.5. Neraca Daya Sistem Timor

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Timor periode tahun 2018-2027 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.52.

Sistem Timor direncanakan akan terbentuk setelah transmisi 70 kV Bolok-Maulafa – Naibonat – Nonohonis – Kefamenanu – Atambua - Atapupu direncanakan selesai pada tahun 2017.

Selama periode 2018-2027 di Sistem Timor, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 304 MW dengan *reserve margin* berkisar antara 24-56%. Kondisi *reserve margin* 56% tersebut terjadi pada tahun 2023 akibat dari penggunaan *unit size* yang cukup besar. PLTU yang dikembangkan di Nusa Tenggara menggunakan *unit size* 50 MW, merupakan *unit size* terkecil yang masih ekonomis untuk dikembangkan, namun relatif cukup besar apabila dibandingkan dengan beban puncaknya sehingga mengakibatkan *reserve margin* yang cukup besar.

Sesuai neraca daya tersebut, di 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 5.52 Neraca Daya Sistem Timor Tahun 2018-2027

Uraian	Satuan/Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1. KEBUTUHAN											
a. Produksi	GWh	**535**	**589**	**657**	**723**	**807**	**872**	**932**	**996**	**1,062**	**1,130**
b. Faktor Beban	%	**54**	**54**	**49**	**49**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**
c. Beban Puncak	MW	**112**	**124**	**153**	**167**	**186**	**200**	**213**	**227**	**241**	**256**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	**146**	**146**	**146**	**146**	**86**	**86**	**86**	**86**	**86**	**86**
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	**139**	**117**	**117**	**117**	**57**	**57**	**57**	**57**	**57**	**57**
1) PLN	MW	**49**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**
PLTD	MW	**49**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**
2) IPP	MW	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**
PLTU Batubara	MW	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**
3) Sewa	MW	**60**	**60**	**60**	**60**						
PLTG	MW	**60**	**60**	**60**	**60**						
4) Pembelian Excess Power	MW										
5) Impor	MW										
6) Retired dan Mothballed	MW	-	**22**	-	-	-	-	-	-	-	-
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		-	**40**	-	-	**24**	-	-	-	-	
Atambua	PLTU					**24**					
Kupang Peaker	PLTMG		**40**								
2) (IPP)											
3) Impor											
Jumlah On Going and Committed		-	**40**	-	-	**24**	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		-	-	**50**	-	**50**	**50**	-	-	-	
Kupang 2	PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
Timor 1	PLTU	-	-	-	-	50	50	-	-	-	-
3) Unallocated		-	-	-	**40**	-	-	-	-	**50**	-
Timor 1	PLTMG				40						
Timor 2	PLTU									50	
4) Impor											
Jumlah Rencana Tambahan	MW	-	-	**50**	**40**	**50**	**50**	-	-	**50**	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**139**	**117**	**117**	**117**	**57**	**57**	**57**	**57**	**57**	**57**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	**40**	**50**	**40**	**74**	**50**	-	-	**50**	-
c. Total DMN Sistem	MW	**139**	**157**	**207**	**247**	**261**	**311**	**311**	**311**	**361**	**361**

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Timor antara lain:

- Proyek reguler pembangkit PLTU yaitu PLTU Timor 1 (2x50 MW) untuk memenuhi kebutuhan beban listrik di Sistem Timor dengan unit pembangkit yang lebih efisien.
- Proyek pembangkit PLTMG Kupang *Peaker* (40 MW) dan Kupang 2 (50 MW) dengan bahan bakar LNG yang untuk memenuhi kebutuhan beban puncak.

5.5.11 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Regional Kalimantan

5.5.11.1. Penambahan Pembangkit Regional Kalimantan

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban periode tahun 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel 5.53 dibawah.

Tabel 5.53 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Kalimantan (MW)

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	322	253	-	-	-	28	-	-	-	-	602
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	80	-	80
PLTG/MG	25	276	160	85	135	100	-	-	-	-	781
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	235	-	-	235
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**347**	**539**	**160**	**85**	**135**	**128**	**-**	**235**	**80**	**-**	**1.708**
IPP											
PLTU	26	300	500	300	100	-	-	-	-	-	1.226
PLTU MT	55	-	-	-	100	200	200	100	100	200	955
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	35	-	-	-	-	-	-	-	-	35
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	23	14	18	30	-	40	-	-	-	-	125
Jumlah	**104**	**349**	**518**	**330**	**200**	**240**	**200**	**100**	**100**	**200**	**2.341**
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	-	100	100	-	-	-	200
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	150	200	350
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**100**	**100**	**-**	**150**	**200**	**550**
Total											
PLTU	348	553	500	300	100	128	100	-	-	-	2.028
PLTU MT	55	-	-	-	100	200	200	100	100	200	955
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	35	-	-	-	-	-	-	230	200	465
PLTG/MG	25	276	160	85	135	100	-	-	-	-	781
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	235	-	-	235
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	23	14	18	30	-	40	-	-	-	-	125
Jumlah	**450**	**888**	**678**	**415**	**335**	**468**	**300**	**335**	**330**	**400**	**4.599**

Tabel 5.53 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2018-2027 adalah 4,6 GW atau penambahan kapasitas rata-rata sekitar 460 MW per tahun.

– Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTU Batubara yang mencapai 3,0 GW (64,9%), disusul PLTG/MG/GU 1,2 GW (27,1%), kemudian PLTA/PLTM 245 MW (5,3%) serta pembangkit EBT lainnya 125 MW (2,7%) berupa PLT biomas dan PLTB.

5.5.11.2. Neraca Daya Sistem Kalbar

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Kalbar periode tahun 2018-2027 sebagaimana terdapat pada Tabel 5.54 berikut:

Tabel 5.54 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2018-2027

Uraian	Satuan/Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	**1.811**	**2.290**	**2.691**	**2.968**	**3.299**	**3.657**	**3.966**	**4.286**	**4.657**	**5.055**
b. Pertumbuhan Penjualan	%	**12,4**	**26,4**	**17,5**	**10,3**	**11,1**	**10,9**	**8,4**	**8,1**	**8,6**	**8,5**
c. Produksi	GWh	**2.213**	**2.801**	**3.296**	**3.627**	**4.023**	**4.455**	**4.825**	**5.194**	**5.621**	**6.077**
d. Faktor Beban	%	**68**	**66**	**66**	**66**	**66**	**66**	**66**	**66**	**66**	**67**
e. Beban Puncak	MW	**374**	**484**	**573**	**629**	**697**	**773**	**835**	**896**	**967**	**1.043**
f. Pertumbuhan Beban Puncak	%	**13**	**30**	**18**	**10**	**11**	**11**	**8**	**7**	**8**	**8**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	**330**	**345**	**295**	**215**	**209**	**228**	**228**	**228**	**228**	**228**
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	**323**	**337**	**287**	**207**	**202**	**220**	**220**	**220**	**220**	**220**
Pembangkit Eksisting	MW										
1) PLN	**MW**	**93**	**93**	**93**	**93**	**93**	**93**	**93**	**93**	**93**	**93**
PLTG	MW	**93**	**93**	**93**	**93**	**93**	**93**	**93**	**93**	**93**	**93**
2) (IPP)	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
3) Sewa	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
4) Pembelian Excess Power	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
5) Power Purchase	**MW**	**230**	**230**	**80**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
6) Retired dan Mothballed	**MW**	**133**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
PLTG BBM/Gas		34									
PLTD BBM/Gas		99									
7) Supply dari Subsistem Lain	**MW**	**-**	**15**	**115**	**115**	**109**	**128**	**128**	**128**	**128**	**128**
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		**228**	**28**	-	-	-	-	-	-	-	-
Pantai Kura-Kura (FTP1)	PLTU	28	28	-	-	-	-	-	-	-	-
Parit Baru (FTP 1)	PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Parit Baru (FTP2)	PLTU	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) IPP		**-**	**-**	**200**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	-
Kalbar-1	PLTU	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah On Going and Committed	MW	**228**	**28**	**200**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	-
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		**-**	**100**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	-
Kalbar/Pontianak	PLTG/MG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
Ketapang (Ex Timika)	PLTU	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-
2) IPP		**10**	**-**	**-**	**100**	**100**	**-**	**-**	**-**	**-**	-
Kalbar - 2	PLTU	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
PLTBm Mempawah	PLTBm	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Unallocated		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**100**	**100**	**-**	**150**	**100**
Kalbar-3	PLTU	-	-	-	-	-	100	100	-	-	-
Kalbar Peaker-2	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	150	100
Jumlah Rencana Tambahan	MW	**10**	**100**	**-**	**100**	**100**	**100**	**100**	**-**	**150**	**100**
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**323**	**337**	**287**	**207**	**202**	**220**	**220**	**220**	**220**	**220**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	**215**	**115**	**200**	**100**	**100**	**114**	**100**	**-**	**150**	**100**
c. Total DMN Sistem	MW	**537**	**667**	**817**	**837**	**931**	**1.064**	**1.164**	**1.164**	**1.314**	**1.414**

Proyek pembangkit yang telah selesai pada tahun 2017 yaitu tambahan MPP Kalbar 25 MW (sehingga total 100 MW) dan tambahan daya dari interkoneksi dengan Sarawak sebesar 130 MW (*peaking*) dan 10 MW (b*ase*). Sedangkan

untuk rencana tambahan kapasitas pada tahun 2018 PLTU Parit Baru (FTP-1) (2x50 MW), PLTU Kalbar 3 (FTP-2) (2x50 MW) dan PLTU Kalbar 2 (FTP-1) (27,5 MW) serta tambahan daya dari interkoneksi dengan Sarawak sebesar 130 MW (*peaking*) dan 10 MW (b*ase*). Selama periode tahun 2018-2027 di Sistem Kalbar direncanakan tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sebesar 1.215 MW. Tambahan pembangkit ini akan menghasilkan *reserve margin* anatara 30% sampai 44% di Sistem Kalbar. Kondisi *reserve margin* yang tinggi pada tahun 2018 (44%) direncanakan dengan mempertimbangkan jadwal realistis penyelesaian pembangkit, proyeksi kebutuhan beban yang cukup tinggi terutama dari sektor Industri, percepatan rasio elektrifikasi dan penuntasan pemadaman.

Rencana impor listrik pada waktu beban puncak dari Sistem Serawak hingga tahun 2021 dilakukan untuk mengurangi penggunaan BBM di Kalbar serta mengoptimalkan operasi kedua sistem dengan memanfaatkan perbedaan waktu terjadinya beban puncak pada kedua sistem tersebut. Rencana impor pada beban dasar dilakukan sebagai *back up plan* jika penyelesaian PLTU batubara di Kalimantan Barat terlambat. Setelah tahun 2019 diperkirakan PLN hanya akan membeli tenaga listrik selama waktu beban puncak karena diharapkan semua pembangunan pembangkit beban dasar (PLTU) akan selesai.

Beberapa proyek strategis di Sistem Kalbar antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Parit Baru (2x50 MW) (Kalbar 1) dan PLTU Pantai Kura-Kura (Kalbar 2) (2x27,5 MW) serta proyek pembangkit PLTU Parit Baru FTP2 (Kalbar 3) (2x50 MW) yang berfungsi untuk mensuplai kebutuhan listrik dibeban dasar Sistem Kalbar.
- Pembangkit beban puncak yaitu Kalbar/Pontianak 100 MW yang akan mensuplai kebutuhan beban puncak langsung ke pusat beban di Pontianak.
- Proyek pembangkit PLTU yang akan dibangun oleh IPP antara lain PLTU Kalbar 1 (2x100 MW) serta PLTU Kalbar 2 (2x100 MW).

5.5.11.3. Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Kalseltengtimra (Kalimantan Selatan, Tengah, Timur dan Utara) periode tahun 2018-2027 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.55. Rencana penempatan pembangkit disesuaikan beban regional sistem secara seimbang sesuai kriteria *regional balance*.

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 dalam jumlah yang cukup dan bahkan berlebih.

Proyek pembangkit yang telah beroperasi yaitu PLTU Pulang Pisau Unit-2 sebesar 60 MW dan PLTMG Bangkanai 155 MW. MPP Kaltim (30 MW) diupayakan untuk dapat COD pada 2017. Rencana MPP ini sebagai upaya pemenuhan kebutuhan listrik serta sebagai cadangan pembangkit yang dapat ditempatkan dengan fleksibel.

Tabel 5.55 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2018-2027

Uraian	Satuan/Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	**6.706**	**7.922**	**8.584**	**9.252**	**10.223**	**11.228**	**12.275**	**13.021**	**13839**	**14713**
b. Pertumbuhan Penjualan	%	**17,2**	**18,1**	**8,4**	**7,8**	**10,5**	**9,8**	**9,3**	**6,1**	**6,3**	**6,3**
c. Produksi	GWh	**7.892**	**9.372**	**10.911**	**11.695**	**12.813**	**13.974**	**15.183**	**16.038**	**16.976**	**17.973**
d. Faktor Beban	%	**71**	**71**	**71**	**71**	**70**	**70**	**70**	**70**	**70**	**70**
e. Beban Puncak	MW	**1.266**	**1.509**	**1.766**	**1.890**	**2.078**	**2.273**	**2.475**	**2.609**	**2.755**	**2.911**
f. Pertumbuhan Beban Puncak	%	**18,4**	**19**	**17**	**7**	**10**	**9**	**9**	**5**	**6**	**6**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	**1.509**	**1.374**	**1.462**	**1.422**	**1.422**	**1.422**	**1.422**	**1.422**	**1.422**	**1.422**
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	**1.330**	**1.246**	**1.330**	**1.290**	**1.290**	**1.290**	**1.290**	**1.290**	**1.290**	**1.290**
1) PLN	MW	**1.000**	**1.000**	**1.084**	**1.084**	**1.084**	**1.084**	**1.084**	**1.084**	**1.084**	**1.084**
PLTA	MW	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**	**27**
PLTG	MW	**138**	**138**	**138**	**138**	**138**	**138**	**138**	**138**	**138**	**138**
PLTGU	MW	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**
PLTMG	MW	**180**	**201**	**285**	**285**	**285**	**285**	**285**	**285**	**285**	**285**
PLTD	MW	**61**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU Batubara	MW	**544**	**584**	**584**	**584**	**584**	**584**	**584**	**584**	**584**	**584**
2) (IPP)	MW	**225**	**246**	**246**	**206**	**206**	**206**	**206**	**206**	**206**	**206**
PLTG	MW	**120**	**120**	**120**	**80**	**80**	**80**	**80**	**80**	**80**	**80**
PLTU Batubara	MW	**105**	**126**	**126**	**126**	**126**	**126**	**126**	**126**	**126**	**126**
3) Sewa	MW	**20**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	**20**							-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW	**85**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBio	MW	**4**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU Batubara	MW	**81**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW										
6) Retired dan Mothballed	MW	**129**	**106**	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD BBM/Gas		**129**	**106**	-	-	-	-	-	-	-	-
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		**25**	**365**	-	-	-	-	-	-	-	-
Sampit	PLTU	**25**	**25**	-	-	-	-	-	-	-	-
Kalselteng 2	PLTU	-	**200**	-	-	-	-	-	-	-	-
Bangkanai (FTP2)	PLTG/MG	-	**140**	-	-	-	-	-	-	-	-
2) IPP		**69**	**335**	**300**	**200**	-	-	-	-	-	-
Kalselteng 1	PLTU	-	**100**	**100**	-	-	-	-	-	-	-
Kalsel (FTP2)	PLTU	-	**200**	-	-	-	-	-	-	-	-
Kaltim (MT)	PLTU	**55**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tanah Grogot	PLTU	**14**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kaltim (FTP2)	PLTU	-	-	**100**	**100**	-	-	-	-	-	-
Kaltim 4	PLTU	-	-	**100**	**100**	-	-	-	-	-	-
Senipah (ST)	PLTGU	-	**35**	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah On Going and Committed	MW	**94**	**700**	**300**	**200**	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		**60**	**(60)**	**100**	**65**	**135**	**114**	-	**235**	**80**	-
Kalsel	PLTG/MG/GU/MGU	-	-	-	**65**	**135**	-	-	-	-	-
MPP Kalsel	PLTG/MG	**60**	**(60)**	-	-	-	-	-	-	-	-
Kalteng	PLTG/MG	-	-	-	-	-	**100**	-	-	-	-
Kaltim Peaker 2	PLTG	-	-	**100**	-	-	-	-	-	-	-
Kaltim Add-On Blok 2	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	**80**	-
Berau (Ex Timika)	PLTU	-	-	-	-	-	**14**	-	-	-	-
Kaltara 1	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	**90**	-	-
Kelai	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	**55**	-	-
Tabang	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	**90**	-	-
2) IPP		**3**	**14**	**10**	-	**100**	**200**	**200**	**100**	**100**	**200**
Kalselteng 3	PLTU MT	-	-	-	-	-	-	**100**	-	**100**	-
Kalselteng 4	PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	**100**	-	**100**
Kalselteng 5	PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**100**
Kaltim 3	PLTU MT	-	-	-	-	-	**100**	**100**	-	-	-
Kaltim 5	PLTU MT	-	-	-	-	**100**	**100**	-	-	-	-
PLTBM Tersebar	PLTBM	-	**13**	**10**	-	-	-	-	-	-	-
PLTBG Tersebar	PLTBG	**3**	**1**	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Unallocated		-	-	-	-	-	-	-	-	-	**100**
Kalsel 1	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**100**
Jumlah Rencana Tambahan	MW	**63**	**(47)**	**110**	**65**	**235**	**314**	**200**	**245**	**180**	**300**
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**1.330**	**1.246**	**1.330**	**1.290**	**1.290**	**1.290**	**1.290**	**1.290**	**1.290**	**1.290**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	**149**	**623**	**400**	**259**	**222**	**303**	**200**	**321**	**172**	**300**
c. Total DMN Sistem	MW	**1.479**	**2.018**	**2.502**	**2.720**	**2.942**	**3.244**	**3.444**	**3.765**	**3.937**	**4.237**

Selama periode tahun 2018-2027, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 2.960 MW dengan *reserve margin* (RM) berkisar antara 17% sampai 44%. Kondisi dengan cadangan paling rendah terjadi pada tahun 2018 disebabkan oleh keterlambatan beberapa pembangkit.
Sistem interkoneksi Kalselteng-Kaltim sendiri direncanakan akan terbentuk pada tahun 2017 setelah transmisi 150 kV Tanjung – Kuaro – Petung – Karangjoang yang saat ini dudah selesai hingga Petung.
Sedangkan interkoneksi dengan Kalimantan Utara direncanakan akan tersambung pada tahun 2020 setelah transmisi Sangatta-Muara Wahau-Tanjung Redep atau transmisi Sangata-Maloi-Talisayan selesai. Interkoneksi dengan sistem tenaga listrik Tarakan direncanakan pada tahun 2020.
Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Kalseltengtimra antara lain:

- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTU IPP Kalsel 2x100 MW, PLTU IPP Kaltim 2x100 MW, PLTG/MG Bangkanai total kapasitas 295 MW.
- Proyek pembangkit reguler yaitu PLTU Kalselteng 1 (2x100 MW), PLTU Kalselteng 2 (2x100 MW), PLTU Kalselteng 3 (2x100 MW), PLTU Kaltim 3 (200 MW), PLTU Kaltim 4 (2x100 MW) dan PLTU Kaltim 5 (200 MW). Serta tambahan proyek baru antara lain PLTU Kalselteng-4 (2x100 MW) dan PLTU Kalselteng-5 (100 MW).
- Proyek pembangkit yang berbahan bakar gas/LNG antara yaitu: PLTG/GU/MGU Kalsel 1 (200 MW), Kalteng 1 (100 MW), PLTG Kaltim 2 (100 MW), PLTGU Kaltim *Add on* Blok 2 (80 MW) serta PLTGU Kalsel 1 (100 MW).
- Pembangunan PLTMG berbahan bakar *dual fuel* di beberapa sistem *isolated* di Kalimantan Utara yaitu di Sembakung dan di Tanjung Selor 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 Kaltara 1 (90 MW), yang direncanakan memanfaatkan potensi dari Sungan Kayan.
- Penyiapan kecukupan pasokan LNG untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar pembangkit *peaker* tersebut termasuk pembangkit eksisting dan MPP.

5.5.12 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit pada Regional Sulawesi

5.5.12.1 Penambahan Pembangkit Regional Sulawesi

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban di Regional Sulawesi periode tahun 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel 5.56 dibawah.

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2018-2027 adalah 4,8 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 485 MW per tahun.
- Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTU Batubara yang mencapai 1,7 GW (35,2%), disusul PLTG/GU/MG 1,4 GW (29,2%), PLTA/PLTM 1,5 GW (30,1%), PLTP 40 MW (0,8%), kemudian pembangkit EBT lainnya 225 MW (4,6%) berupa PLTS dan PLTB.

Tabel 5.56 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Sulawesi (MW)

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	222	100	100	75	75	200	200	-	-	-	972
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	150	-	-	-	-	300	150	600
PLTG/MG	275	110	60	10	-	200	10	-	-	-	665
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	9	5	-	-	-	-	-	-	-	-	14
PLTA	-	-	-	-	270	21	28	-	-	-	319
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**506**	**215**	**160**	**235**	**345**	**421**	**238**	**-**	**300**	**150**	**2.570**
IPP											
PLTU	175	100	50	165	15	50	50	-	-	-	605
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	40	-	-	40
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	18	5	44	10	13	-	-	-	-	-	89
PLTA	-	60	150	200	-	30	-	600	-	-	1.040
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	70	85	-	-	-	-	-	-	-	70	225
Jumlah	**263**	**250**	**244**	**375**	**28**	**80**	**50**	**640**	**-**	**70**	**1.999**
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	15	15	100	130
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	150	-	150
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**15**	**165**	**100**	**280**
Total											
PLTU	397	200	150	240	90	250	250	15	15	100	1.707
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	40	-	-	40
PLTGU	-	-	-	150	-	-	-	-	450	150	750
PLTG/MG	275	110	60	10	-	200	10	-	-	-	665
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	26	10	44	10	13	-	-	-	-	-	103
PLTA	-	60	150	200	270	51	28	600	-	-	1.359
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	70	85	-	-	-	-	-	-	-	70	225
Jumlah	**768**	**465**	**404**	**610**	**373**	**501**	**288**	**655**	**465**	**320**	**4.849**

5.5.12.2 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 pada tahun 2018 setelah transmisi Marisa – Moutong – Tolitoli – Bangkir selesai dibangun.

Proyek pembangkit yang telah selesai pada tahun 2016 yaitu PLTP Lahendong 5 20 MW dan PLTG Gorontalo 100 MW. Sedangkan rencana tambahan kapasitas di Sistem Sulbagut pada tahun 2018 yaitu sebesar 50 MW yang berasal dari PLTU FTP1 Gorontalo sebesar 50 MW. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di sistem Sulbagut periode tahun 2018-2027 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.57. Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 952 MW dan *reserve margin* (RM) yang cukup berkisar antara 29% sampai 44%.

Tabel 5.57 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2018-2027

Uraian	Jenis/Satuan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	2.057	2.385	2.566	2.815	3.078	3.355	3.654	3.974	4.348	4.759
b. Pertumbuhan Penjualan	%	8	16	8	10	9	9	9	9	9	9
c. Produksi	GWh	**2.484**	**2.860**	**3.076**	**3.348**	**3.640**	**3.957**	**4.306**	**4.657**	**5.061**	**5.506**
d. Faktor Beban	%	**67**	**67**	**67**	**67**	**67**	**68**	**68**	**68**	**68**	**68**
e. Beban Puncak	MW	**421**	**489**	**525**	**569**	**617**	**669**	**726**	**783**	**848**	**920**
f. Pertumbuhan Beban Puncak	%	**9**	**16**	**7**	**9**	**8**	**8**	**9**	**8**	**8**	**8**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	**523**	**523**	**523**	**403**	**403**	**403**	**403**	**403**	**353**	**353**
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	**498**	**498**	**490**	**370**	**370**	**360**	**360**	**360**	**310**	**310**
1) PLN	MW	**262**	**262**	**253**	**253**	**253**	**244**	**244**	**244**	**244**	**244**
PLTA	MW	**45**	**45**	**42**	**42**	**42**	**40**	**40**	**40**	**40**	**40**
PLTM	MW	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**
PLTP	MW	**76**	**76**	**70**	**70**	**70**	**63**	**63**	**63**	**63**	**63**
PLTG	MW	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**
PLTU Batubara	MW	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**	**35**
2) (IPP)	MW	**66**	**66**	**66**	**66**	**66**	**66**	**66**	**66**	**66**	**66**
PLTM	MW	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**
PLTP	MW	**40**	**40**	**40**	**40**	**40**	**40**	**40**	**40**	**40**	**40**
PLTU Batubara	MW	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**	**20**
3) Sewa	MW	**170**	**170**	**170**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	-	-
PLTMG	MW	**120**	**120**	**120**	-	-	-	-	-	-	-
PLTU Batubara	MW	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired dan Mothballed	MW	**105**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD BBM/Gas	MW	**105**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN	**MW**	**50**	**100**	**50**	**50**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Gorontalo (FTP1)	PLTU	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minahasa	PLTG/MG	-	100	50	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Sulut 1	PLTU	**-**	**-**	-	50	50	-	-	-	-	-
2) IPP	**MW**	**-**	**-**	**50**	**150**	**-**	**30**	**-**	**-**	**-**	**-**
Sulbagut 1	PLTU	**-**	**-**	50	50	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Sulut 3	PLTU	**-**	**-**	**-**	100	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Poigar 2	PLTA	**-**	**-**	**-**	-	-	30	**-**	**-**	**-**	**-**
3) Impor	**MW**										
Jumlah On Going and Committed	**MW**	**50**	**100**	**100**	**200**	**50**	**30**	**-**	**-**	**-**	**-**
b. Rencana Tambahan											
1) PLN	**MW**	**-**	**-**	**-**	**25**	**25**	**-**	**12**	**-**	**150**	**100**
Tolitoli	PLTU	**-**	**-**	-	25	25	-	-	-	-	-
Sulbagut 2	PLTU	**-**	**-**	-	-	-	-	-	-	-	100
Sawangan	PLTA	**-**	**-**	-	-	-	-	12	-	-	-
Sulbagut 1	PLTGU	**-**	**-**	-	-	-	-	-	-	150	-
2) IPP	**MW**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**50**	**50**	**40**	**-**	**10**
Sulbagut 3	PLTU	**-**	**-**	-	-	-	50	50	-	-	**-**
PLTBM Tersebar	PLTBM	**-**	**-**	-	-	-	-	-	-	-	**10**
Lahendong 7	PLTP	**-**	**-**	-	-	-	-	-	20	-	**-**
Lahendong 8	PLTP	**-**	**-**	-	-	-	-	-	20	-	**-**
Jumlah Rencana Tambahan	**MW**	**-**	**-**	**-**	**25**	**25**	**50**	**62**	**40**	**150**	**110**
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**498**	**498**	**490**	**370**	**370**	**360**	**360**	**360**	**310**	**310**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	**45**	**90**	**95**	**218**	**68**	**80**	**61**	**40**	**135**	**100**
c. Total DMN Sistem	MW	**543**	**633**	**720**	**817**	**885**	**955**	**1.016**	**1.056**	**1.141**	**1.241**

Kondisi dengan cadangan paling rendah terjadi pada tahun 2018 karena keterlambatan beberapa pembangkit seperti: PLTG/MG Minahasa, PLTU FTP1

Gorontalo (2x25 MW), serta PLTU Sewa Amurang (2x25 MW). Beberapa pembangkit EBT seperti PLTA dan PLTS akan dikembangkan di sistem Sulbagut yang akan meningkatkan persentase kontribusi EBT dalam bauran energi. Hingga tahun 2027, akan dikembangkan tambahan PLTA dan PLTS sebesar 67 MW di Sistem Sulbagut.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagut antara lain:

- Proyek pembangkit berbahan bakar gas/LNG yaitu Minahasa 150 MW.
- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Gorontalo (2x25 MW) yang saat ini dalam tahap penyelesaian proyek.
- Proyek pembangkit reguler yaitu PLTU Sulut 3 (2x50 MW), PLTU Sulbagut 1 (2x50 MW), PLTU Sulbagut 3 (2x50 MW) dan PLTU Sulbagut 2 (100 MW).
- Pengembangan proyek EBT seperti PLTA Sawangan (12 MW), PLTA Poigar 2 (30 MW), PLTS Sulut (15 MW) dan PLTS Gorontalo (10 MW).

5.5.12.3 Neraca Daya Sistem Sulbagsel

Sistem Sulbagsel merupakan penggabungan sistem Sulsel-Sulbar, Sulteng dan sistem Sultra. Sistem ini direncanakan akan terbentuk pada tahun 2018 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 dengan 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 dan di Jeneponto. 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.

Untuk proyek pembangkit yang telah selesai pada tahun 2017 yaitu PLTU FTP2 Punagaya Unit-1 sebesar 1x100 MW dan PLTU Jeneponto 2 Unit-1 sebesar 1x125 MW. Sedangkan rencana tambahan kapasitas di Sistem Sulbagut pada tahun 2018 yaitu sekitar 465 MW yang berasal dari MPP Sulselrabar (120 MW), MPP Sulteng (60 MW), PLTU Kendari Ekspansi (1x10 MW), PLTU Mamuju (50 M) PLTU FTP2 Punagaya Unit-2 sebesar 1x100 MW dan PLTU Jeneponto 2

Unit-2 sebesar 1x125 MW. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Sulbagsel periode tahun 2018-2027 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.58. Selama periode tersebut, direncanakan akan akan dibangun pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 2.882 MW.

Tabel 5.58 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2018-2027

Uraian	Jenis/Satuan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1. KEBUTUHAN		*Sistem Sulsel Interkoneksi dengan Kendari (2018)*									
a. Penjualan	GWh	**7.357**	**8.273**	**9.153**	**9.922**	**10.787**	**11.637**	**12.528**	**13.651**	**14.743**	**15.954**
b. Pertumbuhan Penjualan	%	9	12	11	8	9	8	8	9	8	8
c. Produksi	GWh	**8.460**	**9.543**	**10.556**	**11.496**	**12.603**	**13.720**	**14.695**	**15.906**	**17.125**	**18.530**
d. Faktor Beban	%	**68**	**69**	**69**	**69**	**69**	**70**	**70**	**70**	**70**	**71**
e. Beban Puncak	MW	**1.413**	**1.589**	**1.753**	**1.901**	**2.075**	**2.249**	**2.399**	**2.586**	**2.773**	**2.988**
f. Pertumbuhan Beban Puncak	%	**22**	**12**	**10**	**8**	**9**	**8**	**7**	**8**	**7**	**8**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	**1.692**	**1.518**	**1.497**	**1.445**	**1.445**	**1.145**	**1.145**	**1.145**	**1.142**	**1.142**
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	**1.476**	**1.437**	**1.416**	**1.416**	**1.416**	**1.116**	**1.116**	**1.116**	**1.113**	**1.113**
1) PLN	MW	**452**	**455**	**434**	**434**	**434**	**434**	**434**	**434**	**434**	**434**
PLTA	MW	**146**	**146**	**146**	**146**	**146**	**146**	**146**	**146**	**146**	**146**
PLTM	MW	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**
PLTMG	MW	**45**	**85**	**85**	**85**	**85**	**85**	**85**	**85**	**85**	**85**
PLTD	MW	**64**	**21**	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU Batubara	MW	**196**	**202**	**202**	**202**	**202**	**202**	**202**	**202**	**202**	**202**
2) IPP	MW	**981**	**981**	**981**	**981**	**981**	**681**	**681**	**681**	**678**	**678**
PLTA	MW	**195**	**195**	**195**	**195**	**195**	**195**	**195**	**195**	**195**	**195**
PLTM	MW	**39**	**39**	**39**	**39**	**39**	**39**	**39**	**39**	**36**	**36**
PLTGU	MW	**300**	**300**	**300**	**300**	**300**	-	-	-	-	-
PLTD	MW	**62**	**62**	**62**	**62**	**62**	**62**	**62**	**62**	**62**	**62**
PLTU Batubara	MW	**385**	**385**	**385**	**385**	**385**	**385**	**385**	**385**	**385**	**385**
3) Sewa	MW	**42**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	**42**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW										
5) Impor	MW										
6) Retired dan Mothballed	MW	**49**	**201**	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG BBM/Gas	MW	-	**94**	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD BBM/Gas	MW	**49**	**107**	-	-	-	-	-	-	-	-
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		**110**	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nii Tanasa/Kendari (Ekspansi)	PLTU	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Punagaya (FTP2)	PLTU	**100**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MPP Kendari	PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM Tersebar	PLTM	**5**	5	-	-	-	-	-	-	-	-
2) IPP		**175**	**160**	**150**	**200**	-	-	-	-	-	-
Mamuju	PLTU	**50**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tawaeli Ekspansi	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jeneponto 2	PLTU	**125**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kendari 3	PLTU	-	**100**	-	-	-	-	-	-	-	-
Malea (FTP2)	PLTA	-	-	**90**	-	-	-	-	-	-	-
Poso Peaker	PLTA	-	**60**	**60**	**200**	-	-	-	-	-	-
PLTM Tersebar	PLTM	**20**	**1**	**42**	-	**11**	-	-	-	-	-
3) Impor											
Jumlah On Going and Committed		**285**	**160**	**150**	**200**	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		**180**	-	**100**	**250**	**270**	**421**	**216**	-	**300**	**150**
MPP Sulselbar	PLTMG	**120**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MPP Sulteng	PLTG	**60**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Makassar	PLTG/MG/GU/MGU	-	-	-	-	-	**200**	-	-	-	-
Sulsel	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	**300**	**150**
Luwuk	PLTGU	-	-	-	**150**	-	-	-	-	-	-
Sulsel Barru 2	PLTU	-	-	**100**	-	-	-	-	-	-	-
Sulbagsel	PLTU	-	-	-	-	-	**200**	**200**	-	-	-
Palu 3	PLTU	-	-	-	**100**	-	-	-	-	-	-
Poko	PLTA	-	-	-	-	**130**	-	-	-	-	-
Konawe	PLTA	-	-	-	-	-	**21**	-	-	-	-
Watunohu	PLTA	-	-	-	-	-	-	**16**	-	-	-
Bakaru 2	PLTA	-	-	-	-	**140**	-	-	-	-	-
2) IPP		-	-	-	-	-	-	-	**600**	-	-
Sulbagsel Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	**400**	-	-
Buttu Batu	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	**200**	-	-
Jumlah Rencana Tambahan	MW	**180**	-	**100**	**250**	**270**	**421**	**216**	**600**	**300**	**150**
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**1.476**	**1.437**	**1.416**	**1.416**	**1.416**	**1.116**	**1.116**	**1.116**	**1.113**	**1.113**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	**465**	**160**	**250**	**450**	**270**	**421**	**216**	**600**	**300**	**150**
c. Total DMN Sistem	MW	**1.912**	**2.033**	**2.252**	**2.677**	**2.920**	**2.998**	**3.193**	**3.793**	**4.060**	**4.195**

Proyeksi kebutuhan listrik di Sistem Sulbagsel sudah memperhitungkan beban *smelter* yang masuk. Sehingga daya yang tersedia diperkirakan akan terserap habis. Pembangunan pembangkit di Sistem Sulbagsel sudah mempertimbangkan kemungkinan industri besar yang akan masuk ke sistem.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagsel antara lain:

- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTU Punagaya 1x100 MW, PLTA Malea 90 MW dan PLTA Buttu Batu 2x100 MW.
- Proyek pembangkit reguler PLTU yaitu Sulsel Barru 2 (1x100 MW), Jeneponto 2 (1x125 MW), Sulbagsel (2x200 MW), Palu 3 (2x50 MW), Kendari 3 (2x50 MW).
- Proyek pembangkit gas/LNG yaitu Makassar 200 MW, Sulsel 450 MW dengan indikasi lokasi di Maros serta PLTGU Luwuk 150 MW.
- Proyek PLTA yang dikembangkan oleh pihak swasta sebagai proyek IPP dan proyek yang dikembangkan oleh pihak PLN sebagai proyek EPC PLN.

5.5.13 Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit pada Regional Maluku dan Papua

5.5.13.1 Penambahan Pembangkit Regional Maluku dan Papua

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban periode tahun 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel 5.59 di bawah.

Tabel 5.59 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Maluku dan Papua (MW)

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	6	30	-	-	-	-	-	-	-	-	36
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	20	-	-	10	-	-	-	-	30
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	375	170	135	90	140	70	100	100	20	15	1,215
PLTD	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTM	-	6	10	-	15	-	-	-	-	-	31
PLTA	-	-	-	-	-	14	-	-	-	64	78
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**386**	**211**	**165**	**90**	**155**	**94**	**100**	**100**	**20**	**79**	**1,400**
IPP											
PLTU	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	14
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	12	-	-	12
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	4	-	-	-	6	-	-	-	-	-	10
Jumlah	**4**	**-**	**14**	**-**	**6**	**-**	**-**	**12**	**-**	**-**	**36**
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-	20
PLTGU	-	-	-	30	30	-	-	-	-	25	85
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**30**	**30**	**-**	**-**	**20**	**-**	**25**	**105**
Total											
PLTU	6	30	14	-	-	-	-	-	-	-	50
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	20	-	-	10	-	20	-	-	50
PLTGU	-	-	-	30	30	-	-	-	-	25	85
PLTG/MG	375	170	135	90	140	70	100	100	20	15	1,215
PLTD	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTM	-	6	10	-	15	-	-	-	-	-	31
PLTA	-	-	-	-	-	14	-	12	-	64	90
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	4	-	-	-	6	-	-	-	-	-	10
Jumlah	**390**	**211**	**179**	**120**	**191**	**94**	**100**	**132**	**20**	**104**	**1,540**

Dari Tabel 5.59 terlihat bahwa:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2018-2027 adalah 1,5 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 154 MW per tahun.
- Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTGU/G/MG yang mencapai 1,3 GW (84,4%), disusul PLTA/PLTM 121 MW (7,8%), PLTU 50 MW (3,2%), PLTP 50 MW (3,2%) dan PLT lain 10 MW (0,6%).

5.5.13.2 Neraca Daya Sistem Ambon:

Sistem Ambon merupakan sistem interkoneksi 70 kV dan 150 kV Waai-Passo-Sirimau setelah selesai dibangun. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Ambon periode tahun 2018-2027 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.60.

Tabel 5.60 Neraca Daya Sistem Ambon Tahun 2018-2027

Uraian	Satuan/Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	**296**	**311**	**331**	**356**	**386**	**418**	**453**	**489**	**533**	**579**
b. Pertumbuhan Penjualan	%	**7**	**5**	**7**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**9**	**9**
c. Produksi	GWh	**365**	**381**	**404**	**432**	**466**	**502**	**541**	**581**	**629**	**681**
d. Faktor Beban	%	**65**	**68**	**68**	**69**	**69**	**69**	**69**	**69**	**69**	**69**
e. Beban Puncak	MW	**64**	**64**	**68**	**72**	**78**	**83**	**90**	**96**	**104**	**113**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	**96**	**60**	**60**	**60**	-	-	-	-	-	-
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	**66**	**54**	**54**	**54**	-	-	-	-	-	-
1) PLN	MW	**11**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) (IPP)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Sewa	MW	**54**	**54**	**54**	**54**	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW										
6) Retired dan Mothballed	MW	-	**11**	-	-	-	-	-	-	-	-
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		**30**	**30**	**20**	-	-	-	-	-	-	-
Ambon Peaker	PLTMG	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ambon/Waai (FTP 1)	PLTU	-	**30**	-	-	-	-	-	-	-	-
Tulehu (FTP 2)	PLTP	-	-	**20**	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah On Going and Committed		**30**	**30**	**20**	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		-	-	-	-	**50**	-	**20**	**20**	-	-
Ambon 2	PLTG/MG/GU	-	-	-	-	**50**	-	-	-	-	-
Ambon	PLTMG	-	-	-	-	-	-	**20**	**20**	-	-
Jumlah		-	-	-	-	**50**	-	**20**	**20**	-	-
Jumlah Rencana Tambahan	MW	-	-	-	-	**50**	-	**20**	**20**	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**66**	**54**	**54**	**54**	-	-	-	-	-	-
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	**29**	**29**	**19**	-	**49**	-	**19**	**19**	-	-
c. Total DMN Sistem	MW	**95**	**112**	**132**	**132**	**126**	**126**	**146**	**165**	**165**	**165**
d. Reserve Margin	MW	**30**	**48**	**63**	**60**	**49**	**43**	**56**	**69**	**61**	**52**
e. Reserve Margin	%	**47**	**75**	**93**	**83**	**63**	**51**	**62**	**71**	**58**	**47**

Selama periode 2018-2027 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 170 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.

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.

5.5.13.3 Neraca Daya Sistem Jayapura:

Sistem Jayapura merupakan sistem interkoneksi 150 kV Holtekamp – Jayapura- Sentani/Waena dan 70 kV Genyem – Sentani/Waena setelah selesai dibangun. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Jayapura periode tahun 2018-2027 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 5.61.

Tabel 5.61 Neraca Daya Sistem Jayapura Tahun 2018-2027

Uraian	Satuan/Jenis	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	**510**	**551**	**596**	**648**	**705**	**766**	**834**	**908**	**993**	**1.086**
b. Pertumbuhan Penjualan	%	**9**	**8**	**8**	**9**	**9**	**9**	**9**	**9**	**9**	**9**
c. Produksi	GWh	**571**	**617**	**667**	**724**	**785**	**854**	**929**	**1.009**	**1.100**	**1.200**
d. Faktor Beban	%	**76**	**76**	**76**	**76**	**76**	**76**	**76**	**75**	**75**	**75**
e. Beban Puncak	MW	**86**	**93**	**101**	**109**	**119**	**129**	**140**	**153**	**166**	**182**
f. Pertumbuhan Beban Puncak	%	**9**	**8**	**8**	**9**	**9**	**9**	**9**	**9**	**9**	**9**
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	**134**	**90**	**90**	**90**	**90**	**90**	**90**	**90**	**90**	**90**
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	**114**	**86**	**86**	**86**	**37**	**37**	**37**	**37**	**37**	**37**
1) PLN	MW	**114**	**86**	**86**	**86**	**37**	**37**	**37**	**37**	**37**	**37**
PLTA	MW	**18**	**18**	**18**	**18**	**18**	**18**	**18**	**18**	**18**	**18**
PLTMG	MW	**49**	**49**	**49**	**49**	-	-	-	-	-	-
PLTD	MW	**28**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU Batubara	MW	**19**	**19**	**19**	**19**	**19**	**19**	**19**	**19**	**19**	**19**
2) (IPP)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Sewa	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW										
5) Impor	MW										
6) Retired dan Mothballed	MW	-	**28**	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD BBM/Gas	MW		**28**								
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		**40**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jayapura Peaker	PLTMG	**40**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah On Going and Committed		**40**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		-	**50**	**1**	-	**50**	**14**	-	**50**	-	-
Jayapura 2	PLTG/MG/GU	-	-	-	-	**50**	-	-	-	-	-
Jayapura 3	PLTG/MG/GU	-	-	-	-	-	-	-	**50**	-	-
Jayapura	PLTMG	-	**50**	-	-	-	-	-	-	-	-
Amai	PLTM	-	-	**1**	-	-	-	-	-	-	-
Orya 2	PLTA	-	-	-	-	-	**14**	-	-	-	-
Jumlah Rencana Tambahan	MW	-	**50**	**1**	-	**50**	**14**	-	**50**	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	**114**	**86**	**86**	**86**	**37**	**37**	**37**	**37**	**37**	**37**
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	**39**	**49**	**1**	-	**49**	**13**	-	**49**	-	-
c. Total DMN Sistem	MW	**153**	**173**	**175**	**175**	**175**	**188**	**188**	**236**	**236**	**236**

Selama periode 2018-2027 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 205 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 13,5 MW.

5.5.13.4 Proyek – Proyek Strategis di Maluku dan Papua

Beberapa proyek tenaga listrik strategis di Indonesia Timur 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 didalam proyek pembangkit FTP1 dan sebagian lagi masuk proyek reguler.

– Proyek-proyek pembangkit *dual fuel* (berbahan bakar gas dan BBM) skala kecil PLTMG tersebar di Maluku dan Papua untuk memenuhi kebutuhan beban sebelum pembangkit non-BBM beroperasi. PLTMG 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 PLTMG tersebar di Papua dan Papua Barat antara lain di Jayapura, Sarmi, Biak, Serui, Merauke, Nabire, Timika, Sorong, Manokwari, Fakfak, Kaimana dan Bintuni.

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 2018-2027

Setelah mengidentifikasi dan mengoptimalkan potensi-potensi energi baru dan terbarukan (EBT) yang dapat dikembangkan hingga tahun 2027, bauran energi dari EBT akan meningkat dari 12,4% pada 2018 menjadi sebesar 23,0% pada tahun 2025, namun selanjutnya akan menurun hingga 20,4% pada tahun 2027.

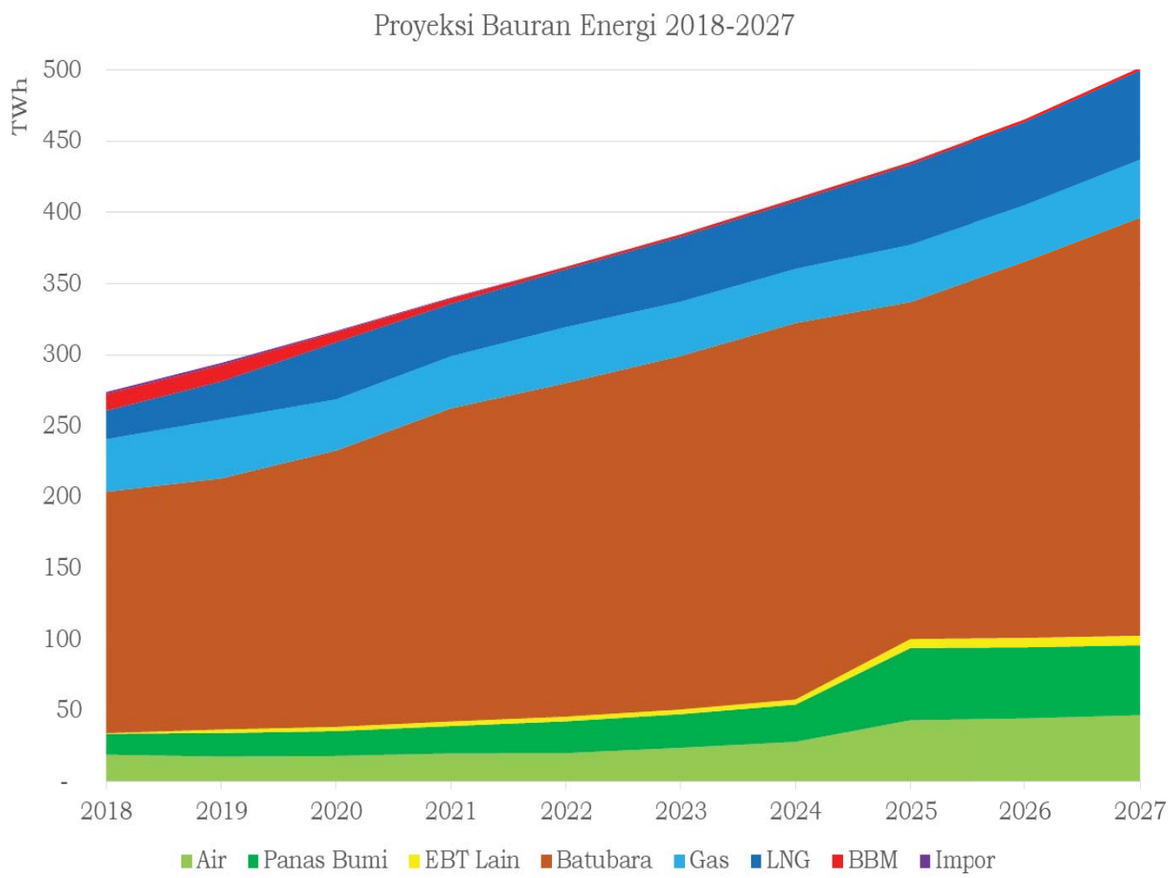
Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia diproyeksikan pada tahun 2027 akan menjadi 58,6% batubara, 20,6% gas alam (termasuk LNG), 9,8% panas bumi, 9,3% tenaga air, 0,4% BBM dan 1,3% EBT lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 5.62, Tabel 5.63 dan Gambar 5.2.

Tabel 5.62 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Air	18.944	17.594	18.051	19.784	20.028	23.749	27.967	43.135	44.385	46.700
2	Panas Bumi	14.700	16.532	17.471	19.299	22.382	23.666	26.179	50.782	50.006	49.201
3	EBT Lain	419	2.494	2.906	3.180	3.204	3.260	3.545	6.319	6.591	6.631
4	Gas	57.049	68.137	76.069	73.548	80.047	83.660	85.745	96.548	98.120	103.476
5	BBM	11.634	11.429	7.053	3.639	1.679	1.713	1.834	1.826	1.893	2.007
6	Batubara	169.632	176.517	194.250	220.081	234.455	248.560	264.618	236.841	264.429	293.902
7	Impor	1.433	1.550	907	612	-	-	-	-	-	-
	Jumlah	**273.811**	**294.253**	**316.707**	**340.142**	**361.796**	**384.609**	**409.887**	**435.452**	**465.423**	**501.918**

Tabel 5.63 Komposisi Energi Mix Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Air	6.9%	6.0%	5.7%	5.8%	5.5%	6.2%	6.8%	9.9%	9.5%	9.3%
2	Panas Bumi	5.4%	5.6%	5.5%	5.7%	6.2%	6.2%	6.4%	11.7%	10.7%	9.8%
3	EBT Lain	0.2%	0.8%	0.9%	0.9%	0.9%	0.8%	0.9%	1.5%	1.4%	1.3%
4	Gas	20.8%	23.2%	24.0%	21.6%	22.1%	21.8%	20.9%	22.2%	21.1%	20.6%
5	BBM	4.2%	3.9%	2.2%	1.1%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
6	Batubara	62.0%	60.0%	61.3%	64.7%	64.8%	64.6%	64.6%	54.4%	56.8%	58.6%
7	Impor	0.5%	0.5%	0.3%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Jumlah	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**



Gambar 5.2 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)

5.6.1.2. Kebutuhan Bahan Bakar Tahun 2018-2027

Kebutuhan bahan bakar Indonesia dari tahun 2018 sampai dengan tahun 2027 diberikan pada Tabel 5.64.

Tabel 5.64 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Indonesia

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Biodiesel	ribu kL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Biomassa	kilo ton	149	233	255	404	1,975	1,975	1,975	1,975	1,975	1,975
3	Gas	TBTU	520	604	622	561	593	601	613	687	686	727
4	BBM	ribu kL	3,106	3,085	1,915	987	473	492	514	510	528	553
5	Batubara	juta ton	92	96	106	120	128	136	144	130	145	162

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

Dari Tabel 5.64 terlihat bahwa konsumsi BBM akan jauh menurun, sedangkan batubara dan gas/LNG akan meningkat.

Sebagai dampak dari produksi energi dari gas yang tinggi tersebut, akan diperlukan pasokan gas yang cukup besar yang pada saat ini masih belum terpenuhi, sehingga diperkirakan akan terjadi defisit pasokan gas. Apabila

kebutuhan gas tersebut tidak dapat dipenuhi secukupnya, maka kebutuhan ini harus disubstitusi dengan bahan bakar lain, yaitu BBM atau batubara.

5.6.2 Proyeksi Bauran Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar Regional Sumatera

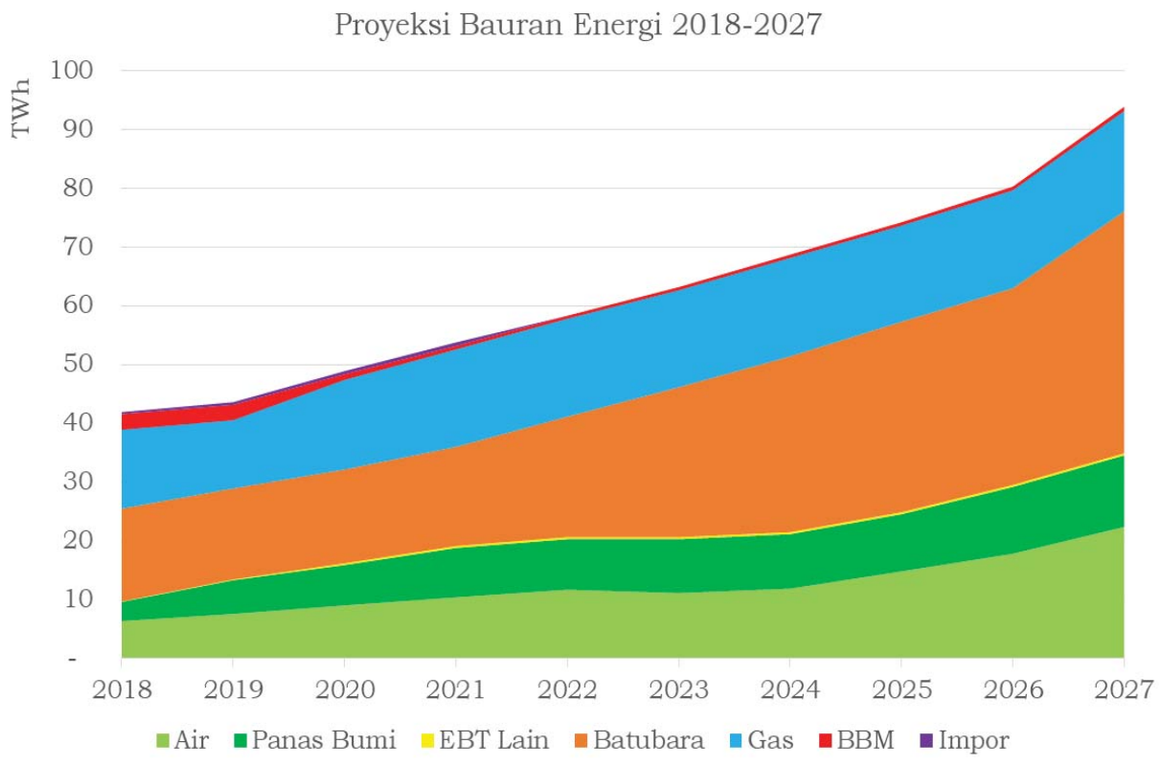
Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Sumatera diproyeksikan pada tahun 2027 akan menjadi 43,9% batubara, 18,2% Gas (termasuk LNG), 23,9% tenaga air, 13,1% panas bumi, 0,7% BBM dan 0,4% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 5.65, Tabel 5.66 dan Gambar 5.3. Porsi pembangkit EBT di Sumatera akan meningkat dari 23,2% tahun 2018 menjadi 37,2% di tahun 2027.

Tabel 5.65 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sumatera (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Air	6,399	7,615	9,072	10,440	11,735	11,167	11,918	14,854	17,857	22,417
2	Panas Bumi	3,280	5,747	6,858	8,389	8,603	9,167	9,275	9,729	11,359	12,170
3	EBT Lain	57	125	302	335	341	341	341	341	341	341
4	Gas	13,412	11,609	15,238	16,560	16,639	16,485	16,727	16,349	16,645	17,046
5	BBM	2,653	2,596	954	581	507	517	555	544	613	700
6	Batubara	15,793	15,478	15,952	16,867	20,493	25,504	29,891	32,393	33,459	41,175
7	Impor	345	462	528	612	-	-	-	-	-	-
	Jumlah	**41,939**	**43,632**	**48,905**	**53,785**	**58,318**	**63,180**	**68,706**	**74,210**	**80,274**	**93,848**

Tabel 5.66 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Regional Sumatera (%)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Air	15.3%	17.5%	18.6%	19.4%	20.1%	17.7%	17.3%	20.0%	22.2%	23.9%
2	Panas Bumi	7.8%	13.2%	14.0%	15.6%	14.8%	14.5%	13.5%	13.1%	14.2%	13.0%
3	EBT Lain	0.1%	0.3%	0.6%	0.6%	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%
4	Gas	32.0%	26.6%	31.2%	30.8%	28.5%	26.1%	24.3%	22.0%	20.7%	18.2%
5	BBM	6.3%	5.9%	2.0%	1.1%	0.9%	0.8%	0.8%	0.7%	0.8%	0.7%
6	Batubara	37.7%	35.5%	32.6%	31.4%	35.1%	40.4%	43.5%	43.7%	41.7%	43.9%
7	Impor	0.8%	1.1%	1.1%	1.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Jumlah	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**



Gambar 5.3 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sumatera (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di regional Sumatera dari tahun 2018 sampai dengan tahun 2027 diberikan pada Tabel 5.67.

Tabel 5.67 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Regional Sumatera

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Biodiesel	ribu kL										
2	Biomassa	kilo ton	0.3	0.4	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2
3	Gas	TBTU	133.1	113.6	128.6	133.5	132.8	132.4	131.3	130.3	130.4	131.7
4	BBM	ribu kL	854.0	839.1	340.2	207.7	176.0	175.8	188.4	180.1	204.9	235.5
5	Batubara	juta ton	13.7	13.5	14.1	15.0	18.0	22.2	25.8	27.9	28.8	35.3

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di regional Sumatera diperlihatkan pada Tabel 5.68.

Tabel 5.68 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Sumatera

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	PLTG/GU Arun Peaker & Sumbagut-2	LNG Tangguh	20,8	19,9	19,0	19,0	19,0	17,7	17,6	17,7	15,9	17,0
2	PLTG Banda Aceh / Krueng Raya	LNG Tangguh	6,5	11,9	14,8	12,6	11,3	10,5	10,5	10,6	9,5	17,4
3	PLTGU Belawan & PLTU Belawan 34	LNG Tangguh	76,4	81,9	81,9	81,3	41,3	38,4	38,2	37,4	34,5	73,4
4	Belawan #3	LNG Tangguh	-	-	-	-	-	-	32,7	30,3	27,2	29,1
5	PLTG Payapasir & MPP Sumut	LNG Tangguh	10,7	4,1	4,1	4,1	2,6	2,5	2,5	2,5	2,2	2,5
6	PLTGU Sumbagut-134	LNG Tangguh	-	-	60,4	55,8	55,8	51,8	51,7	51,0	45,3	49,9
7	PLTG/MG Balai Pungut & MPP Sumbagteng	COPI, JOB	24,0	13,0	13,0	13,0	11,6	10,8	10,8	10,8	9,7	10,5
8	PLTG/MG Riau Peaker	COPI, JOB	-	9,6	8,8	8,8	8,8	8,2	8,2	8,3	7,4	7,9
9	PLTG Teluk Lembu & Sewa Teluk Lembu	EMP Bentu	7,8	3,0	3,0	3,0	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0	1,1

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
10	PLTGU Riau Power	EMP Bentu	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,5	1,6
11	PLTGU Riau	COPI, JOB	-	-	-	22,3	20,6	19,2	19,1	19,2	17,2	18,5
12	PLTGU Riau-2	COPI, JOB	-	-	-	-	22,3	19,2	19,1	19,2	17,2	18,5
13	PLTG/GU Batang Hari	COPI, EHK, JOB	9,6	9,2	9,2	8,6	4,9	4,6	4,6	4,6	4,1	8,2
14	PLTMG Tj. Jabung Timur	Perusda	2,8	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8	0,6	0,6	0,5	0,9
15	PLTG/GU Payoselincah BOT	COPI, JOB	11,6	8,2	8,2	8,2	6,7	6,2	6,2	6,3	5,6	7,3
16	PLTMG SUNGAI GELAM (CNG)	COPI, JOB	11,7	4,5	4,5	4,5	4,5	4,2	4,2	4,2	3,8	4,0
17	PLTG Sewa Jambi	COPI, JOB	4,2	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,3	1,4
18	PLTGU Inderalaya	Medco E & P	11,0	10,5	10,5	10,5	8,6	8,0	8,0	8,0	7,2	9,4
19	PLTG Keramasan	Medco E & P	1,5	1,1	1,1	1,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	1,0
20	PLTGU Keramasan	Medco E & P	13,3	11,5	11,5	11,5	9,4	8,8	8,8	8,8	7,9	10,3
21	PLTG/GU Borang	Medco E & P	11,4	8,1	8,1	8,1	6,6	6,1	6,1	6,2	5,5	7,2
22	PLTGU Gunung Megang	Medco E & P	14,2	8,1	11,9	11,6	11,6	10,8	10,8	10,8	9,7	10,4
23	PLTG Jakabaring	Medco E & P	5,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,6	1,6	1,6	1,5	1,7
24	PLTGU AGP Borang	IPP	12,4	11,8	11,8	11,8	11,8	11,0	11,0	11,0	9,9	10,6
25	PLTG/GU Talang Duku	PGN	6,2	3,5	3,5	3,5	3,0	2,8	2,8	2,8	2,5	3,1
26	PLTG Tarahan	PGN	1,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
27	MPP Sumbagsel (Lampung)	PGN	8,2	5,8	5,8	5,8	4,8	4,4	4,4	4,4	4,0	4,3
28	PLTG Lampung Peaker	PGN	-	9,6	8,8	8,8	8,8	8,2	8,2	8,3	7,4	7,9
29	PLTMG New Tarahan (Sewa Lampung)	PGN	1,1	0,4	0,4	0,4	-	-	-	-	-	-
30	PLTMG Sutami (Sewa Lampung)	PGN	1,1	0,4	0,4	0,4	-	-	-	-	-	-
31	PLTGU Musi II	Medco E & P	1,8	1,3	1,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9
32	PLTG Musi Rawas	Medco E & P	1,1	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6
33	PLTMG Palembang PLPJ	Medco E & P	1,1	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6
34	PLTMG Prabumulih	Medco E & P	0,8	0,3	0,3	-	-	-	-	-	-	-
35	PLTMG Sako	Medco E & P	1,0	0,4	0,4	-	-	-	-	-	-	-
36	PLTMG SEWA SEI GELAM	COPI, EHK, JOB	1,4	0,5	0,5	0,5	-	-	-	-	-	-
37	PLTMG Tanjung Jabung (Sewa)	GJE	0,5	0,2	0,2	-	-	-	-	-	-	-
38	PLTMG Tembilahan (Rengat)	COPI, JOB	-	0,8	0,7	0,6	0,7	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3
39	PLTMG Muko-Muko (Siberida)	COPI, JOB	-	0,8	0,7	0,6	0,7	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3
40	PLTMG Sabang	LNG Tangguh	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,2	0,2
41	PLTMG Sinabang	LNG Tangguh	-	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
42	PLTMG Nias (EPC)	LNG Tangguh	-	-	1,3	1,5	1,7	1,8	1,9	2,1	2,3	2,4
43	MPP Bintan	LNG Tangguh	-	-	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
44	MPP Natuna	LNG Tangguh	-	-	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3
45	MPP Bangka	LNG Tangguh	-	-	3,5	2,6	1,8	1,8	1,8	0,9	0,9	0,9
46	PLTG Bangka Peaker (IPP)	IPP	-	-	4,0	3,5	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
47	MPP Belitung dan PLTMG Belitung	LNG Tangguh	-	-	2,1	2,4	2,8	3,3	2,4	2,4	2,4	2,4
Jumlah			282,3	249,1	326,2	337,8	296,6	275,1	306,2	302,7	272,9	348,6

5.6.3 Proyeksi Bauran Energi Jawa, Bali dan Nusa Tenggara

Rencana penyediaan energi dan kebutuhan bahan bakar untuk periode tahun 2018-2027 berdasarkan jenis bahan bakarnya diberikan pada Tabel 5.69, Tabel 5.70 dan Gambar 5.4.

Dalam kurun waktu tahun 2018-2027, produksi energi dari BBM akan menurun, produksi energi dari batubara meningkat sebesar 1,5 kali, gas meningkat 1,8 kali lipat dan EBT meningkat 2,9 kali lipat.

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 5.69 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Bali dan Nusa Tenggara (GWh)

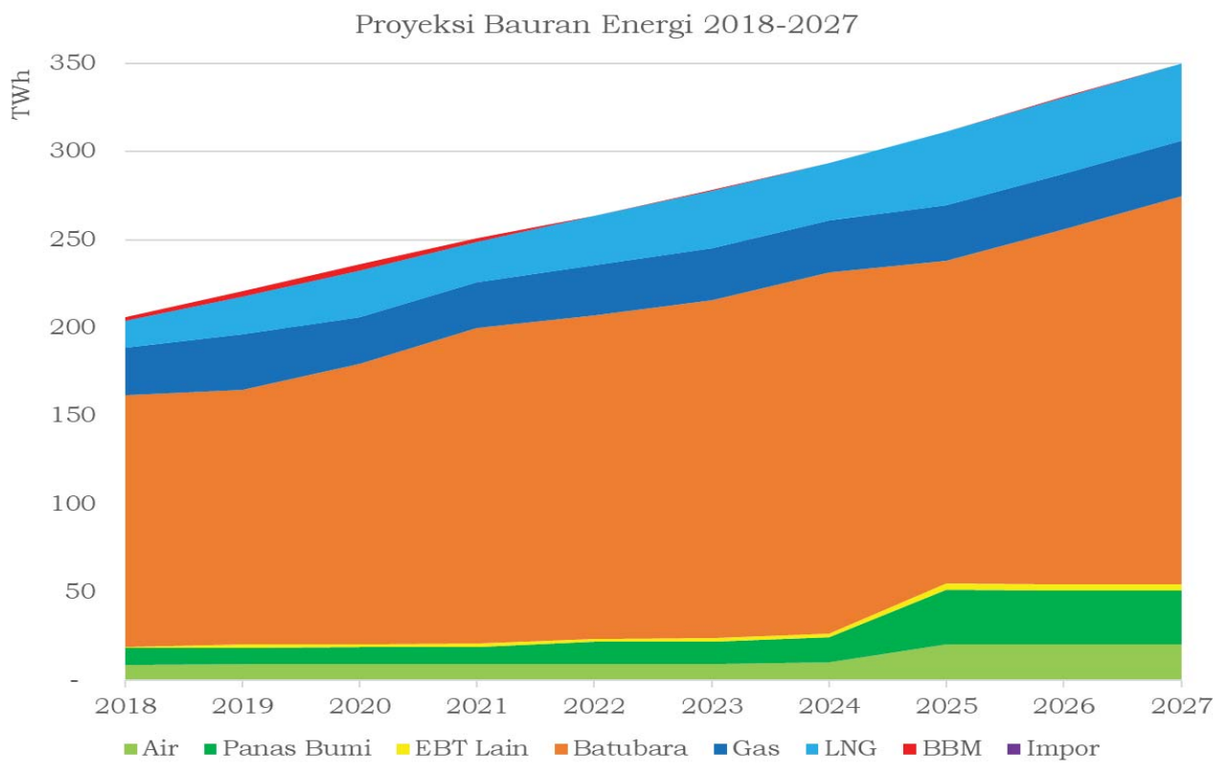
No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Air	8,928	8,999	9,049	9,110	9,199	9,133	10,104	20,219	20,219	20,219
2	Panas Bumi	9,579	9,563	9,563	9,891	12,630	13,026	14,424	31,000	30,482	30,505
3	EBT Lain	139	1,785	1,787	1,806	1,809	1,810	1,810	3,704	3,704	3,706
4	Gas	42,073	52,964	52,918	48,912	56,101	61,803	61,736	72,920	74,703	74,910
5	BBM	2,269	3,120	3,403	2,008	291	290	352	367	367	387
6	Batubara	143,039	144,277	159,198	179,254	183,636	191,966	205,352	183,245	201,488	220,465
7	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jumlah	**206,026**	**220,708**	**235,918**	**250,980**	**263,666**	**278,028**	**293,778**	**311,455**	**330,963**	**350,192**

Tabel 5.70 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa, Bali dan Nusa Tenggara (%)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Air	4.3%	4.1%	3.8%	3.6%	3.5%	3.3%	3.4%	6.5%	6.1%	5.8%
2	Panas Bumi	4.6%	4.3%	4.1%	3.9%	4.8%	4.7%	4.9%	10.0%	9.2%	8.7%
3	EBT Lain	0.1%	0.8%	0.8%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	1.2%	1.1%	1.1%
4	Gas	20.4%	24.0%	22.4%	19.5%	21.3%	22.2%	21.0%	23.4%	22.6%	21.4%
5	BBM	1.1%	1.4%	1.4%	0.8%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
6	Batubara	69.4%	65.4%	67.5%	71.4%	69.6%	69.0%	69.9%	58.8%	60.9%	63.0%
7	Impor	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Jumlah	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara diproyeksikan pada tahun 2027 akan menjadi 63,0% batubara, 21,4% Gas (termasuk LNG), 5,8% tenaga air, 8,7% panas bumi, 0,1% BBM dan 1,1% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 5.69, Tabel 5.70 dan Gambar 5.4. Porsi pembangkit EBT di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara akan meningkat dari 9,1% tahun 2018 menjadi 15,5% di tahun 2027.

Produksi energi dari BBM akan sedikit meningkat hingga tahun 2020 karena beroperasinya beberapa PLTMG di Nusa Tenggara namun diperkirakan belum memperoleh pasokan gas/LNG. Selanjutnya mulai tahun 2021 produksi energi dari BBM tersebut akan menurun seiring dengan masuknya pasokan LNG.



Gambar 5.4 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa, Bali dan Nusa Tenggara (GWh)

Proyeksi kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit dapat dilihat pada Tabel 5.71. Volume kebutuhan batubara terus meningkat sampai tahun 2027, hal ini merupakan konsekuensi dari rencana pengembangan pembangkit yang mengandalkan PLTU batubara dan gas/LNG akan meningkat secara signifikan.

Tabel 5.71 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Jawa, Bali dan Nusa Tenggara

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Biodiesel	ribu kL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Biomassa	kilo ton	81	118	118	118	1,674	1,674	1,674	1,674	1,674	1,674
3	Gas	TBTU	371	457	421	353	397	424	424	502	502	503
4	BBM	ribu kL	649	872	947	549	101	112	118	118	118	118
5	Batubara	juta ton	74	74	82	92	94	97	104	93	102	111

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara diperlihatkan pada Tabel 5.72.

Tabel 5.72 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Jawa, Bali dan Nusa Tenggara

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Muara Karang dan Priok, PLTGU Muara Karang, PLTGU Jawa 2	PHE ONWJ	303	412	430	330	330	330	330	395	395	395
		PGN										
		FSRU PT NR										
2	PLTGU Muara Tawar, PLTGU Muara Tawar Add on Blok 2,3,4	PERTAMINA EP	156	189	132	132	132	132	132	236	236	236
		PGN										
		Swap JOB Jambi Merang										
		Swap Premier										
		FSRU PT NR										
3	PLTGU Jawa 1	LNG Tangguh	-	-	-	-	74	148	148	148	148	148
4	Cilegon	CNOOC	64	90	90	74	74	74	74	74	74	74
		PGN										
5	PLTGU/PLTU Tambaklorok, PLTGU Jawa Bali 1	PCML	96	116	142	136	136	136	136	136	136	136
		SPP										
		Jambaran-Tiung Biru										
6	PLTGU/PLTU Gresik, PLTGU Jawa 3	PHE WMO eks Kodeco	232	270	209	187	223	223	223	238	238	238
		PGN Saka										
		Kangean Energy Indonesia										
		Media Karya Sentosa										
		PT Petrogas Jatim Utama										
		Santos Lapangan Peluang										
		Jambaran-Tiung Biru										
		HCML Lapangan MDA-MDH-MDK										
		HCML Lapangan BD										
7	PLTGU Madura	EML, HCML Lapangan MAX	-	-	-	-	-	17	17	27	27	27
8	PLTGU Grati Blok 1-2, PLTGU Grati, PLTGU Grati Add-On Blok 2	Santos Oyong	74	84	84	74	74	74	74	91	91	91
		Santos Wortel										
		Sampang Mandiri Perkasa										
		Pasuruan Migas										
		Parnaraya - Husky										
		Santos Lapangan Peluang										
		SCI (Isar Gas-Ex KEI)										
9	Pesanggaran	Wasambo, Bontang	30	30	30	20	20	20	20	20	20	20
10	MPP Lombok	Lelang LNG Indonesia Tengah	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
11	MPP Lombok Timur	LNG	-	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
12	PLTGU/MGU Lombok	CNG Gresik	-	5.1	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2
13	PLTGU Lombok 1	CNG Gresik, Wasambo potensi	-	-	-	-	-	-	-	10.2	10.2	10.2
14	PLTMG Sumbawa	Lelang LNG Indonesia Tengah	2.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
15	PLTMG Bima	Lelang LNG Indonesia Tengah	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
16	PLTMG Sumbawa 2	LNG	-	-	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
17	PLTMG Bima 2	LNG Bontang, Wasambo potensi	-	-	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
18	MPP Flores (Labuan Bajo)	Lelang LNG Indonesia Tengah	0.8	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
19	PLTMG Maumere	Lelang LNG Indonesia Tengah	2.3	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
20	PLTMG Kupang	Lelang LNG Indonesia Tengah	-	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
21	PLTMG Kupang 2	LNG Bontang, Wasambo potensi	-	-	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
22	PLTMG Timor 1	LNG Bontang, Wasambo potensi	-	-	-	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
23	MPP NTT	LNG	-	-	-	1.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
24	PLTMG Waingapu	Lelang LNG Indonesia Tengah	-	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
25	PLTMG Waitabula	LNG Bontang, Wasambo potensi	-	-	-	0.8	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
26	PLTMG Alor	Lelang LNG Indonesia Tengah	-	0.4	0.8	0.8	0.8	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
27	PLTMG Lembata	LNG	-	0.4	0.8	0.8	0.8	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
28	PLTMG Rote	Lelang LNG Indonesia Tengah	-	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Jumlah			**969**	**1,219**	**1,158**	**997**	**1,109**	**1,201**	**1,201**	**1,422**	**1,422**	**1,422**

5.6.4 Proyeksi Bauran Energi Regional Kalimantan

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Regional Kalimantan diproyeksikan pada tahun 2027 akan menjadi 73,5% batubara, 5,8% tenaga air, 16,5% gas alam termasuk LNG, 2,6% BBM dan 1,6% EBT lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 5.73, Tabel 5.74 dan Gambar 5.5.

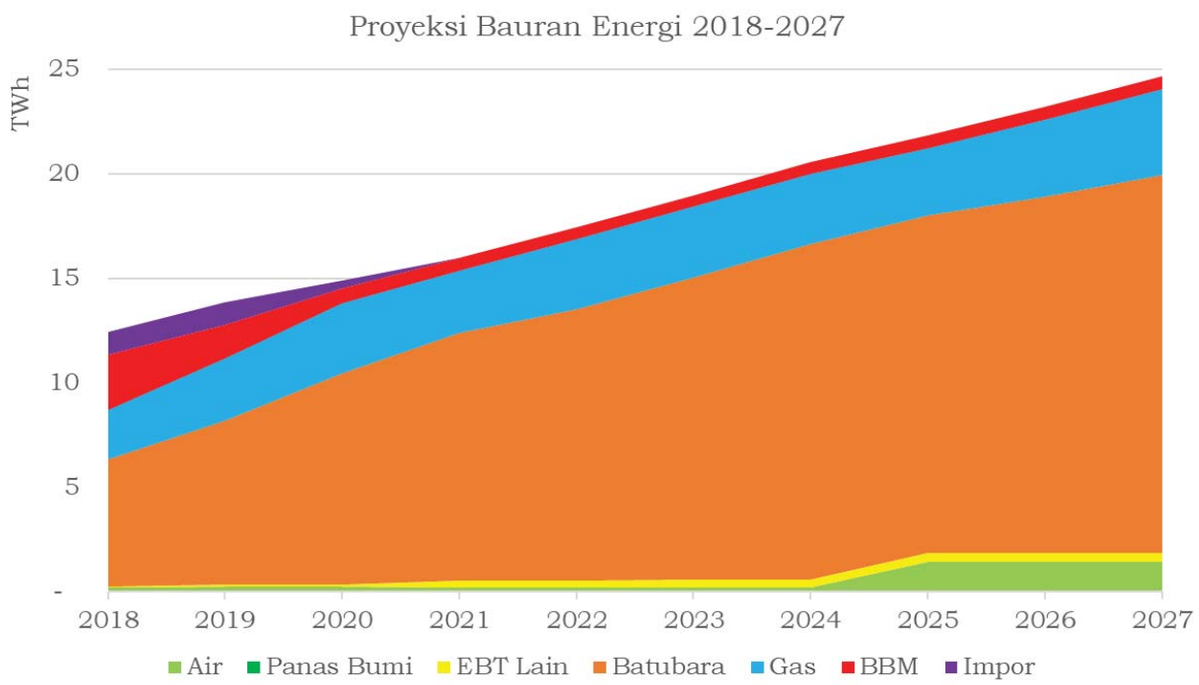
Tabel 5.73 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Kalimantan (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Air	189	241	241	205	205	205	205	1.440	1.440	1.440
2	Panas Bumi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	EBT Lain	69	98	120	341	341	394	394	394	394	394
4	Gas	2.395	2.967	3.346	2.977	3.345	3.396	3.337	3.202	3.664	4.071
5	BBM	2.634	1.619	697	623	574	557	580	600	623	646
6	Batubara	6.075	7.837	10.094	11.841	12.985	14.429	16.068	16.193	17.094	18.142
7	Impor	1.088	1.088	378	-	-	-	-	-	-	-
	Jumlah	**12.451**	**13.850**	**14.876**	**15.987**	**17.451**	**18.982**	**20.584**	**21.830**	**23.216**	**24.693**

Tabel 5.74 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Regional Kalimantan (%)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Air	1,5%	1,7%	1,6%	1,3%	1,2%	1,1%	1,0%	6,6%	6,2%	5,8%
2	Panas Bumi	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3	EBT Lain	0,6%	0,7%	0,8%	2,1%	2,0%	2,1%	1,9%	1,8%	1,7%	1,6%
4	Gas	19,2%	21,4%	22,5%	18,6%	19,2%	17,9%	16,2%	14,7%	15,8%	16,5%
5	BBM	21,2%	11,7%	4,7%	3,9%	3,3%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%
6	Batubara	48,8%	56,6%	67,8%	74,1%	74,4%	76,0%	78,1%	74,2%	73,6%	73,5%
7	Impor	8,7%	7,9%	2,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Jumlah	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

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 2% pada 2018 menjadi 7% pada 2027 yang didominasi dari PLTA.



Gambar 5.5 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Kalimantan (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di Regional Kalimantan dari tahun 2018 sampai dengan tahun 2027 diberikan pada Tabel 5.75.

Tabel 5.75 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Regional Kalimantan

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Biodiesel	ribu kL										
2	Biomassa	kilo ton	68	97	118	267	267	267	267	267	267	267
3	Gas	TBTU	25	30	32	28	30	30	30	28	32	35
4	BBM	ribu kL	698	426	187	168	155	150	156	162	168	175
5	Batubara	juta ton	5	6	8	9	10	11	12	12	13	14

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di Regional Kalimantan diperlihatkan pada Tabel 5.76.

Tabel 5.76 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Kalimantan

NO	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	MPP Kalbar	LNG Tangguh/Bontang	1,64	2,61	3,07	5,30	4,16	3,76	2,66	3,28	4,26	4,26
2	PLTG/MG Kalbar	LNG Tangguh/Bontang	0,00	0,40	3,52	3,52	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92
3	PLTGU Kalbar 2	LNG Tangguh/Bontang	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,92	8,20	8,20
4	PLTMG Bangkanai	Ophir	28,32	31,86	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78
5	PLTG/MG/GU Kalsel 1	Lelang LNG Indonesia Tengah	0,00	0,00	0,00	3,20	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
6	PLTG/MG/GU Kalteng	LNG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,44	3,44	3,28	3,28	4,92
7	PLTGU Kalsel 1	LNG Tangguh/Bontang	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,28
8	Tanjung Batu	Vico, Total, Mubadala	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	4,20	4,20	2,52	2,52	2,52
10	Sambera	LNG Bontang	4,61	4,61	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	1,94	1,94	1,94
11	Kaltim APBN	Vico, Total, Mubadala	12,00	12,00	12,00	6,00	6,00	6,00	6,00	5,04	5,04	5,04
12	Bontang	Total	1,56	1,56	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,66	0,66	0,66
13	PLTG/MG Kaltim 2	Vico, Total, Mubadala	0,00	0,00	12,00	6,00	6,00	6,00	6,00	5,04	5,04	5,04
14	MPP Kaltim	Vico, Total, Mubadala	3,60	3,60	3,60	1,80	1,80	1,80	1,80	1,51	1,51	1,51
15	PLTGU Kaltim Add-On Blok 2	Vico, Total, Mubadala	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,03	4,03
16	PLTMG Malinau	LNG	0,00	0,59	0,59	0,59	0,59	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
18	PLTMG Tanjung Selor	LNG	0,00	1,48	1,48	1,48	1,48	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
20	PLTMG Tarakan	Pertamina EP, Medco	0,00	0,00	1,64	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,38
21	PLTMG Gunung Belah	Pertamina EP, Medco	0,00	0,00	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
22	PLTGU Senipah	Total	11,52	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28
23	PLTMG Seimenggaris	LNG	0,00	0,00	0,00	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
24	Nunukan	Pertamina EP	2,00	2,00								
25	PLTMG Nunukan 2	LNG	0,70	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
26	Petung	Perusda Benuo Taka	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
JUMLAH			**72,7**	**77,1**	**83,3**	**79,6**	**86,5**	**86,8**	**85,7**	**86,7**	**95,0**	**99,4**

5.6.5 Proyeksi Bauran Energi Regional Sulawesi

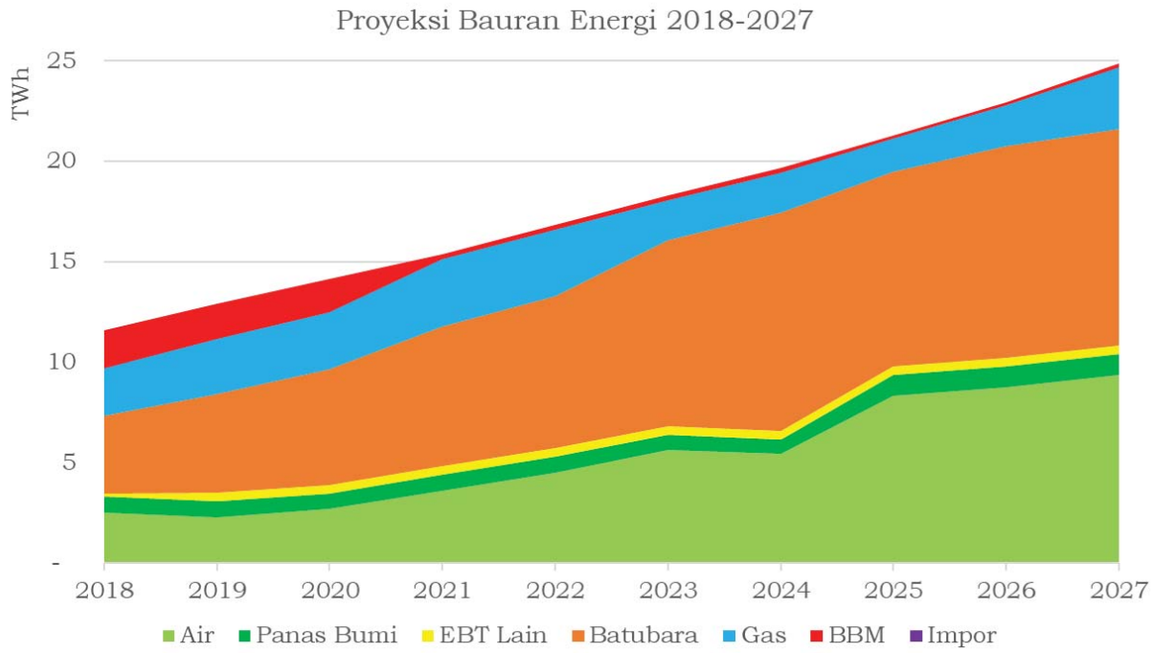
Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Regional Sulawesi diproyeksikan pada tahun 2027 akan menjadi 43,5% batubara, 37,7% tenaga air, 12,3% gas alam termasuk LNG, 4,2% panas bumi, 0,7% BBM dan 1,7% EBT lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 5.77, Tabel 5.78 dan Gambar 6.6. Porsi pembangkit EBT di Regional Sulawesi akan meningkat dari 29,7% pada 2018 menjadi 43,6% pada 2027. Besarnya potensi pemanfaatan air di Sulawesi sebagai pembangkit listrik menjadi alasan tinggi porsi tenaga air di Regional Sulawesi.

Tabel 5.77 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sulawesi (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Air	2.503	2.294	2.707	3.621	4.518	5.650	5.430	8.325	8.753	9.370
2	Panas Bumi	806	806	773	773	773	725	725	1.040	1.040	1.040
3	EBT Lain	136	413	422	422	422	422	422	422	422	422
4	Gas	2.359	2.741	2.838	3.373	3.292	1.967	1.945	1.645	2.018	3.047
5	BBM	1.903	1.730	1.631	231	238	245	253	159	168	178
6	Batubara	3.893	4.935	5.756	6.957	7.578	9.290	10.895	9.689	10.554	10.804
7	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jumlah	**11.600**	**12.919**	**14.126**	**15.377**	**16.821**	**18.299**	**19.670**	**21.279**	**22.954**	**24.860**

Tabel 5.78 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Regional Sulawesi (%)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Air	21,6%	17,8%	19,2%	23,6%	26,9%	30,9%	27,6%	39,1%	38,1%	37,7%
2	Panas Bumi	6,9%	6,2%	5,5%	5,0%	4,6%	4,0%	3,7%	4,9%	4,5%	4,2%
3	EBT Lain	1,2%	3,2%	3,0%	2,7%	2,5%	2,3%	2,1%	2,0%	1,8%	1,7%
4	Gas	20,3%	21,2%	20,1%	21,9%	19,6%	10,7%	9,9%	7,7%	8,8%	12,3%
5	BBM	16,4%	13,4%	11,5%	1,5%	1,4%	1,3%	1,3%	0,7%	0,7%	0,7%
6	Batubara	33,6%	38,2%	40,7%	45,2%	45,1%	50,8%	55,4%	45,5%	46,0%	43,5%
7	Impor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Jumlah	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**



Gambar 5.6 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sulawesi (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di Regional Sulawesi dari tahun 2018 sampai dengan tahun 2027 diberikan pada Tabel 5.79.

Tabel 5.79 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Regional Sulawesi

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Biodiesel	ribu kL										
2	Biomassa	kilo ton	-	18	18	18	18	18	18	18	18	18
3	Gas	TBTU	22	25	26	30	30	16	15	13	16	23
4	BBM	ribu kL	500	455	428	60	62	64	66	43	45	48
5	Batubara	juta ton	3	4	4	5	6	7	8	7	8	8

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di Regional Sulawesi pada Tabel 5.80.

Tabel 5.80 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Sulawesi

NO	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	PLTG Gorontalo	LNG Wasambo	4,92	4,92	4,92	4,92	3,44	3,44	2,46	2,46	4,92	4,92
2	PLTG/MG Minahasa	LNG Wasambo	0,00	3,44	5,16	10,08	7,36	5,30	5,67	4,04	8,31	8,04
3	PLTGU Sulbagut 1	LNG Wasambo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,92	8,61
4	PLTMG Tahuna	LNG Wasambo	0,00	0,82	0,75	0,69	0,72	0,75	0,64	0,52	0,67	0,76
5	PLTMG Tahuna 2	LNG Wasambo	0,00	0,00	0,33	0,49	0,57	0,66	0,74	0,66	0,66	0,66
6	PLTMG Tahuna 3	LNG Wasambo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,49	0,49	0,57
7	PLTMG Luwuk	JOB PMTS	0,00	1,92	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
8	PLTGU Luwuk	Pertamina EP	0,00	0,00	0,00	7,20	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80
9	MPP Sultra (Kendari)	LNG Tangguh/Bontang	1,64	3,28	3,28	3,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	MPP Sulteng	LNG	1,97	3,93	3,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	PLTG/MG/GU/MGU Makassar	Lelang LNG Indonesia Tengah	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,56	6,56	6,56	6,56	6,56
12	PLTGU Sulsel	Lelang LNG Indonesia Tengah	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,75
13	Sengkang	Energy Equity Epic Sengkang	46,80	46,80	43,20	43,20	43,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	PLTMG Bau-Bau	LNG Tangguh/Bontang	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
15	PLTMG Selayar	LNG Tangguh/Bontang	0,58	0,63	0,70	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
16	PLTMG Selayar 2	LNG Tangguh/Bontang	0,00	0,00	0,00	0,34	0,40	0,47	0,51	0,57	0,62	0,69
17	MPP Kolaka Utara	LNG Tangguh/Bontang	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
18	MPP Bombana	LNG Tangguh/Bontang	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Jumlah			**57,6**	**67,4**	**68,7**	**77,1**	**73,4**	**34,8**	**34,4**	**33,0**	**44,8**	**63,2**

5.6.6 Proyeksi Bauran Energi Regional Maluku dan Papua

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Regional Maluku dan Papua diproyeksikan pada tahun 2027 akan menjadi 8% batubara, 7% tenaga

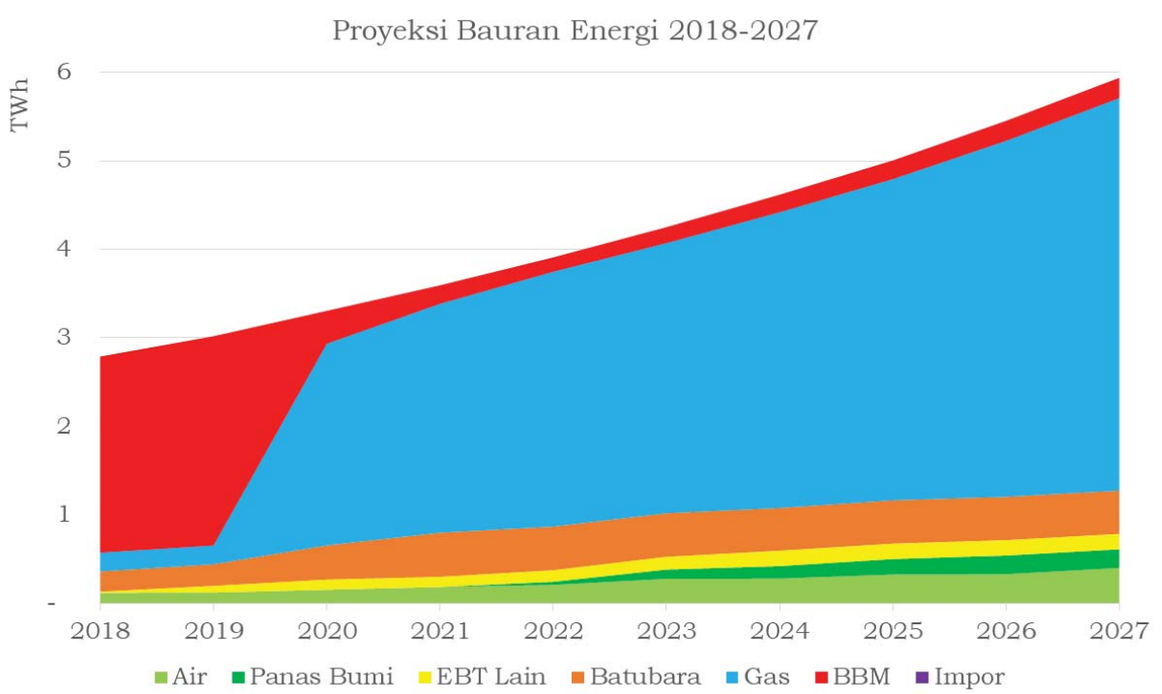
air, 75% gas alam termasuk LNG, 4% panas bumi, 4% BBM dan 3% EBT lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 5.81, Tabel 5.82 dan Gambar 5.7. Porsi pembangkit EBT di regional Maluku dan Papua akan meningkat dari 5% pada 2018 menjadi 13% pada 2027.

Tabel 5.81 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Maluku dan Papua (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Air	119	121	154	184	208	276	280	325	329	400
2	Panas Bumi	-	-	-	-	35	105	140	175	210	210
3	EBT Lain	12	75	115	115	131	144	174	174	174	174
4	Gas	212	212	2,279	2,586	2,879	3,051	3,342	3,629	4,022	4,434
5	BBM	2,215	2,364	370	208	161	180	197	210	225	229
6	Batubara	229	244	386	498	493	493	483	490	490	490
7	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jumlah	**2,787**	**3,017**	**3,303**	**3,592**	**3,908**	**4,249**	**4,616**	**5,003**	**5,451**	**5,938**

Tabel 5.82 Komposisi *Energi Mix* Pembangkitan Tenaga Regional Maluku dan Papua (%)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Air	4.3%	4.0%	4.6%	5.1%	5.3%	6.5%	6.1%	6.5%	6.0%	6.7%
2	Panas Bumi	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.9%	2.5%	3.0%	3.5%	3.9%	3.5%
3	EBT Lain	0.4%	2.5%	3.5%	3.2%	3.3%	3.4%	3.8%	3.5%	3.2%	2.9%
4	Gas	7.6%	7.0%	69.0%	72.0%	73.7%	71.8%	72.4%	72.5%	73.8%	74.7%
5	BBM	79.5%	78.4%	11.2%	5.8%	4.1%	4.2%	4.3%	4.2%	4.1%	3.9%
6	Batubara	8.2%	8.1%	11.7%	13.9%	12.6%	11.6%	10.5%	9.8%	9.0%	8.2%
7	Impor	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Jumlah	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**



Gambar 5.7 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Maluku dan Papua (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di regional Maluku dan Papua dari tahun 2018 sampai dengan tahun 2027 diberikan pada Tabel 5.83.

Tabel 5.83 Prakiraan Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Regional Maluku dan Papua

No.	Jenis Bahan Bakar	Satuan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Biodiesel	ribu kL										
2	Biomassa	kilo ton	-	-	-	-	15	15	15	15	15	15
3	Gas	TBTU	2	2	18	21	23	25	27	29	33	36
4	BBM	ribu kL	592	633	97	55	44	49	53	57	61	62
5	Batubara	juta ton	-	-	2	2	2	3	3	3	3	4

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di regional Maluku dan Papua diperlihatkan pada Tabel 5.84.

Tabel 5.84 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Maluku dan Papua

NO	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	PLTMG Ambon Peaker	LNG Tangguh/Salawati	1.14	1.71	1.71	1.71	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42
2	PLTMG Langgur	LNG Tangguh/Salawati	0.92	1.18	0.97	1.01	1.15	1.19	0.97	0.94	1.04	1.25
3	PLTMG Bula	LNG Tangguh/Salawati	0.21	0.24	0.28	0.31	0.42	0.46	0.50	0.55	0.63	0.69
4	PLTMG Namlea	LNG Tangguh/Salawati	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.57
5	PLTMG Namrole	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.26	0.25	0.46	0.66	0.83	1.02	0.67	0.91	0.84
6	PLTMG Saumlaki	LNG Tangguh/Salawati	0.50	0.55	0.60	0.19	0.24	0.31	0.37	0.45	0.53	0.63
7	PLTMG Dobo	LNG Tangguh/Salawati	0.20	0.24	0.55	0.13	0.18	0.24	0.30	0.37	0.45	0.54
8	PLTMG Seram	LNG Tangguh/Salawati	0.33	1.00	0.84	1.17	0.58	0.80	1.03	0.64	0.80	0.38
10	PLTMG Langgur 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.47	0.57	0.57	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66
11	PLTMG Masela	LNG Tangguh/Salawati	0.54	0.60	0.51	0.57	0.64	0.71	0.78	0.86	0.95	1.05
12	PLTMG Saumlaki 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
13	PLTMG Dobo 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
14	PLTMG Ambon	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.76	1.90
15	PLTMG Seram 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.64	0.79	0.10
16	PLTMG Seram Utara	LNG Tangguh/Salawati	0.54	0.60	0.51	0.57	0.64	0.71	0.78	0.86	0.95	1.05
18	PLTMG Saparua	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.02	0.22	0.24	0.26	0.28	0.30	0.32	0.35
20	PLTMG Langgur 3	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.38	0.57	0.66	0.66
21	PLTMG Namlea 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.40	0.40	0.57
22	PLTG/MG Ambon 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	1.35	1.08	0.87	1.75	2.03	2.01
23	MPP Ternate	LNG Tangguh/Salawati	2.89	2.91	2.97	3.28	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84
24	PLTG/MG Sofifi	LNG Tangguh/Salawati	0.57	0.66	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
25	PLTG/MG Ternate 2	LNG Tangguh/Salawati	0.47	0.47	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
26	PLTG/MG Ternate 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.95	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
27	PLTG/MG Tobelo	LNG Tangguh/Salawati	0.68	0.63	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
28	PLTMG Bacan	LNG Tangguh/Salawati	0.40	0.56	0.55	0.57	0.54	0.65	0.47	0.48	0.62	0.76
29	PLTMG Sanana	LNG Tangguh/Salawati	0.42	0.50	0.54	0.59	0.65	0.71	0.76	0.82	0.89	0.77
30	PLTMG Malifut 2	LNG Tangguh/Salawati	0.54	0.60	0.51	0.57	0.64	0.71	0.78	0.86	0.95	1.05
31	PLTMG Morotai	LNG Tangguh/Salawati	0.27	0.30	0.25	0.29	0.32	0.35	0.39	0.43	0.48	0.52
32	PLTMG Maba	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.12	0.24	0.27	0.31	0.34	0.38	0.42	0.47
33	PLTMG Tidore	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.87	1.31	1.32	1.77	2.44	1.88
34	PLTMG Tobelo 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
35	PLTMG Bacan 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	0.38	0.38	0.38
36	PLTMG Sanana 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.19
37	PLTG/MG/GU Halmahera 1	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	1.15	1.71	2.24	2.79	3.54	3.33	3.23	3.93
38	PLTG/MG/GU Tidore	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.14
39	MPP Jayapura	LNG Tangguh/Salawati	6.17	4.65	2.74	3.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40	MPP Timika	LNG Tangguh/Salawati	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
41	PLTMG Biak	LNG Tangguh/Salawati	1.95	0.79	0.97	1.17	1.39	1.64	0.01	0.30	0.63	1.00
42	PLTMG Jayapura Peaker	LNG Tangguh/Salawati	0.00	4.55	4.55	4.55	4.55	4.55	4.17	3.79	3.79	4.17
43	MPP Nabire	LNG Tangguh/Salawati	2.25	1.76	1.95	2.17	2.41	2.67	2.68	2.03	2.00	2.75
44	PLTG/MG Nabire 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.95	0.95	1.14	0.95
45	PLTMG Merauke	LNG Tangguh/Salawati	0.99	1.46	1.51	1.88	2.18	2.51	0.60	0.23	0.68	1.93
46	PLTG/MG Biak 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
47	PLTMG Serui 1	LNG Tangguh/Salawati	0.83	0.90	0.97	1.06	0.58	0.69	0.80	0.92	1.06	0.65
48	PLTG/MG Timika 2	LNG Tangguh/Salawati	2.51	2.13	2.40	2.72	3.06	1.73	2.15	2.60	1.41	1.98
49	PLTG/MG Timika 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.71	0.80	0.91	1.02	0.58	0.72	0.87	0.47	0.66
50	PLTMG Nabire 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.95	1.14	0.95
51	PLTMG Serui 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
52	PLTMG Jayapura	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	2.84	3.79	4.74	4.74	4.74	4.74	4.74	5.21
53	PLTMG Timika 3	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.28	2.28	2.28	2.28	2.28
54	PLTMG Biak 3	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.90	1.90	1.90	1.90
55	PLTMG Merauke 3	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.90	2.28	2.28	1.90
56	PLTMG Serui 3	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.57
57	PLTMG Timika 4	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.28	2.28
58	PLTG/MG/GU Jayapura 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	3.41	3.49	5.49	3.81	3.88	4.24
59	PLTG/MG Merauke 2	LNG Tangguh/Salawati	1.33	1.33	1.52	1.52	1.52	1.52	1.90	2.28	2.28	1.90
60	PLTG/MG/GU Jayapura 3	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.79	5.69	6.64
61	MPP Manokwari	LNG Tangguh/Salawati	1.39	0.59	0.29	0.57	0.87	1.21	1.57	0.80	1.24	0.38
62	MPP Fak-Fak	LNG Tangguh/Salawati	0.56	0.62	0.69	0.76	0.46	0.55	0.64	0.74	0.85	0.97
63	PLTG/MG Sorong	LNG Tangguh/Salawati	0.68	0.76	1.71	1.71	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99
64	PLTG/MG Sorong	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.51	1.14	1.14	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
65	PLTMG Bintuni	LNG Tangguh/Salawati	0.27	0.30	0.25	0.29	0.32	0.35	0.39	0.43	0.48	0.52
66	PLTMG Raja Ampat	LNG Tangguh/Salawati	0.27	0.30	0.25	0.29	0.32	0.35	0.39	0.43	0.48	0.52
67	PLTMG Manokwari 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	1.14	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	3.03

NO	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
68	PLTMG Fak-Fak	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
69	PLTMG Kaimana 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	0.38	0.38	0.47
70	PLTG/MG/GU Sorong 2	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	3.39	4.71	4.82	3.10	3.79	4.51	5.34	5.78
71	PLTG/MG/GU Sorong 3	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.37	2.37	2.37	2.37	2.84
72	PLTMG Manokwari 3	LNG Tangguh/Salawati	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.14	1.14	1.14
JUMLAH			**31.4**	**40.0**	**50.0**	**56.6**	**62.5**	**67.1**	**73.6**	**79.9**	**88.4**	**97.1**

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 HELE (*high efficiency, low emission*) 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 pengali bahan bakar (*emission factor of fuel/* EF_{CO2}) yang diterbitkan oleh IPCC[40] 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.

---

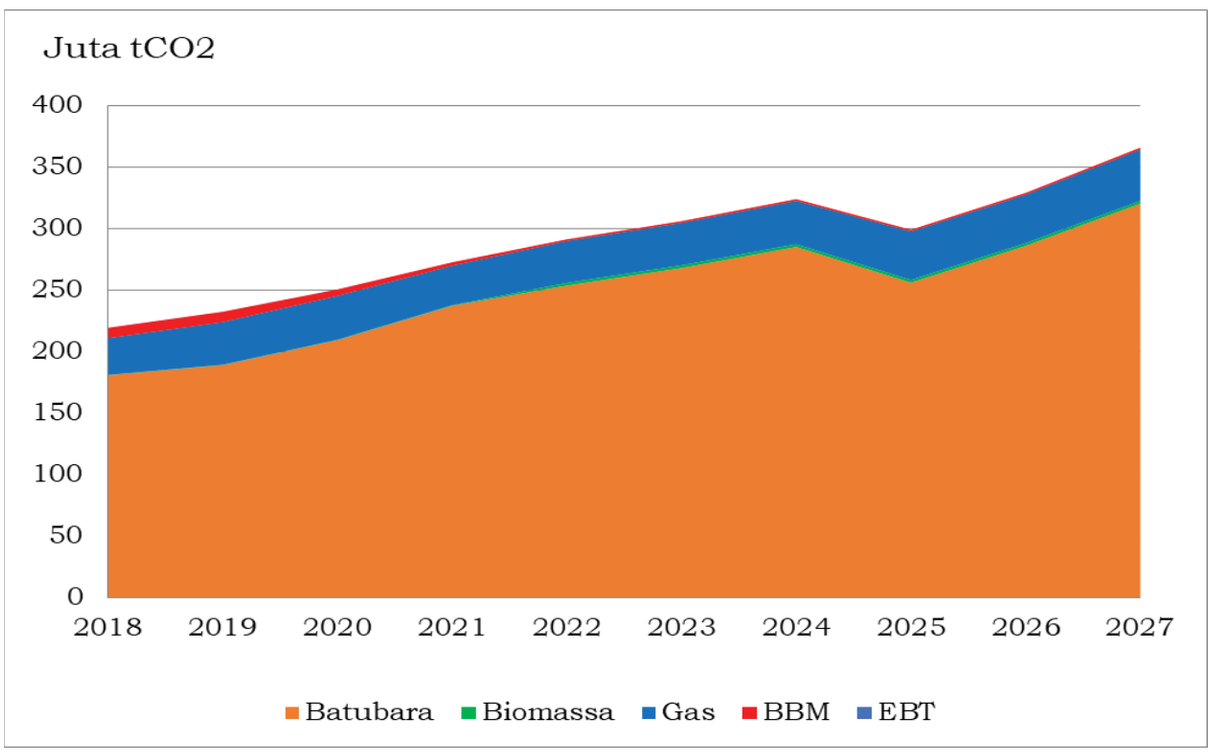
[40] IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.*

5.7.1. Emisi GRK Indonesia

Gambar 5.8 memperlihatkan emisi GRK yang akan dihasilkan apabila produksi listrik Indonesia dilakukan dengan bauran energi seperti pada Gambar 5.2. Dari Tabel 5.85 dan Gambar 5.8 dapat dilihat bahwa emisi GRK se-Indonesia akan meningkat 1,7 kali lipat dari 219,5 juta ton pada tahun 2018 menjadi 367,0 juta ton pada tahun 2027. Dari 367,0 juta ton emisi tersebut, 320,1 juta ton (87%) berasal dari pembakaran batubara. Emisi akan menurun pada tahun 2025 karena memenuhi target bauran energi dari EBT sebesar 23% pada tahun 2025, namun pada tahun selanjutnya akan kembali meningkat seiring dengan peningkatan kebutuhan listrik dan tidak banyak tambahan pembangkit EBT.

Tabel 5.85 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Indonesia)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	**Biodiesel**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	**Biomassa**	0.2	0.3	0.3	0.5	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
3	**Gas**	29.8	34.6	35.6	32.1	34.0	34.4	35.1	39.4	39.3	41.7
4	**BBM**	8.4	8.3	5.2	2.7	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.5
5	**Batubara**	181.1	189.2	209.5	237.3	253.7	267.9	285.1	256.0	285.9	320.3
6	**EBT**										
	Jumlah	**219.5**	**232.5**	**250.6**	**272.6**	**291.2**	**306.0**	**323.9**	**299.1**	**329.0**	**365.7**

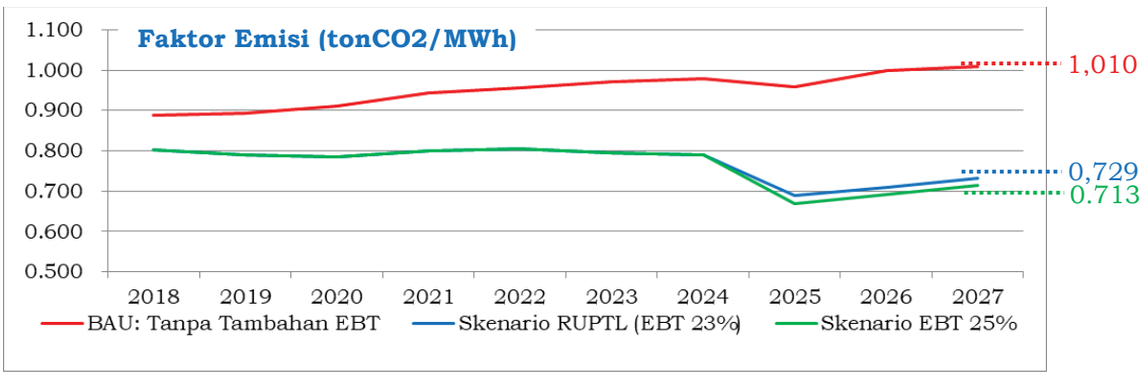


Gambar 5.8 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Indonesia)

Operating margin emission factor (EF_{OM})[41] yang selanjutnya diasumsikan sama dengan faktor emisi sistem ketenagalistrikan (EF_{EL}) untuk Indonesia pada tahun 2018 adalah 0,801 tonCO2/MWh, akan semakin menurun hingga menjadi 0,729 tonCO2/MWh pada tahun 2027. 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).

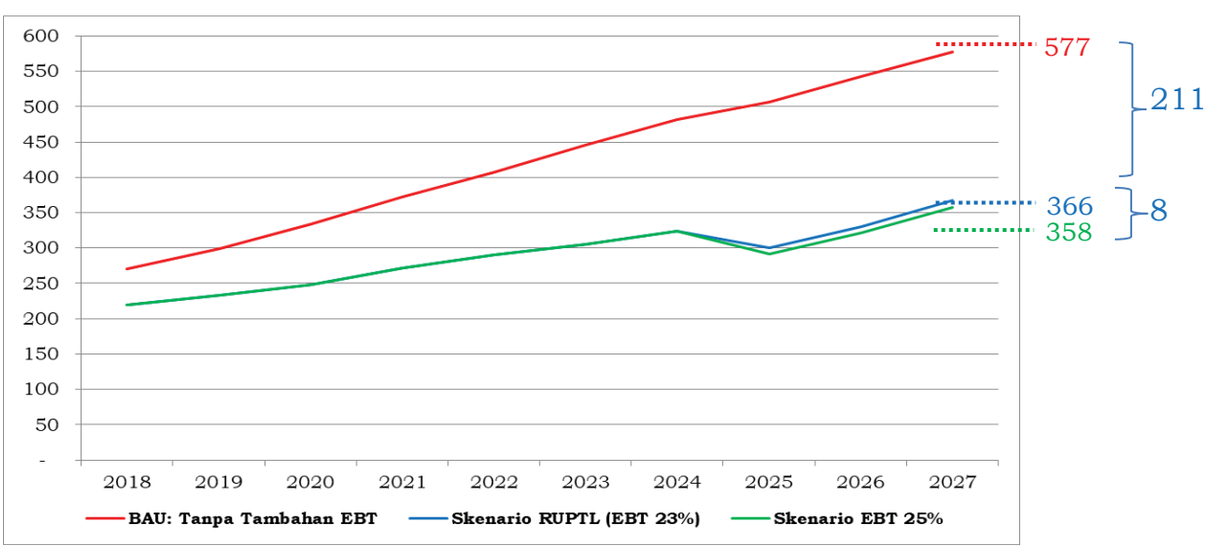
[41] *Operating margin emission factor* didefinisikan sebagai jumlah CO2 [ton] per produksi listrik [MWh]

Gambar 5.9 menunjukkan proyeksi emisi faktor sistem ketenagalistrikan untuk berbagai skenario EBT, sedangkan Gambar 5.10 menunjukkan proyeksi jumlah emisi GRK yang dihasilkan oleh pembangkit listrik selama periode tahun 2018-2027.



Gambar 5.9 Proyeksi *Operating Margin Emission Factor* CO_2 untuk Berbagai Skenario EBT

Dari Gambar 5.9 tersebut terlihat bahwa apabila tidak ada penambahan EBT yang agresif, maka faktor emisi akan meningkat menjadi 1,010 tonCO2/MWh pada 2027. Namun dengan pengembangan EBT yang agresif, maka faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan menurun menjadi 0,729 tonCO2/MWh dengan porsi EBT 23% seperti dalam RUPTL ini. Namun apabila porsi EBT ditingkatkan hingga 25%, maka faktor emisi akan menjadi 0,713 tonCO2/MWh pada 2027.



Gambar 5.10 Proyeksi Emisi GRK untuk Berbagai Skenario Pengembangan EBT

Penurunan emisi GRK dengan porsi bauran energi dari EBT sebesar 23% dalam RUPTL ini sebesar 211 juta ton CO2, sedangkan apabila ada porsi EBT sebesar 25% maka penurunannya menjadi 219 juta ton CO2.

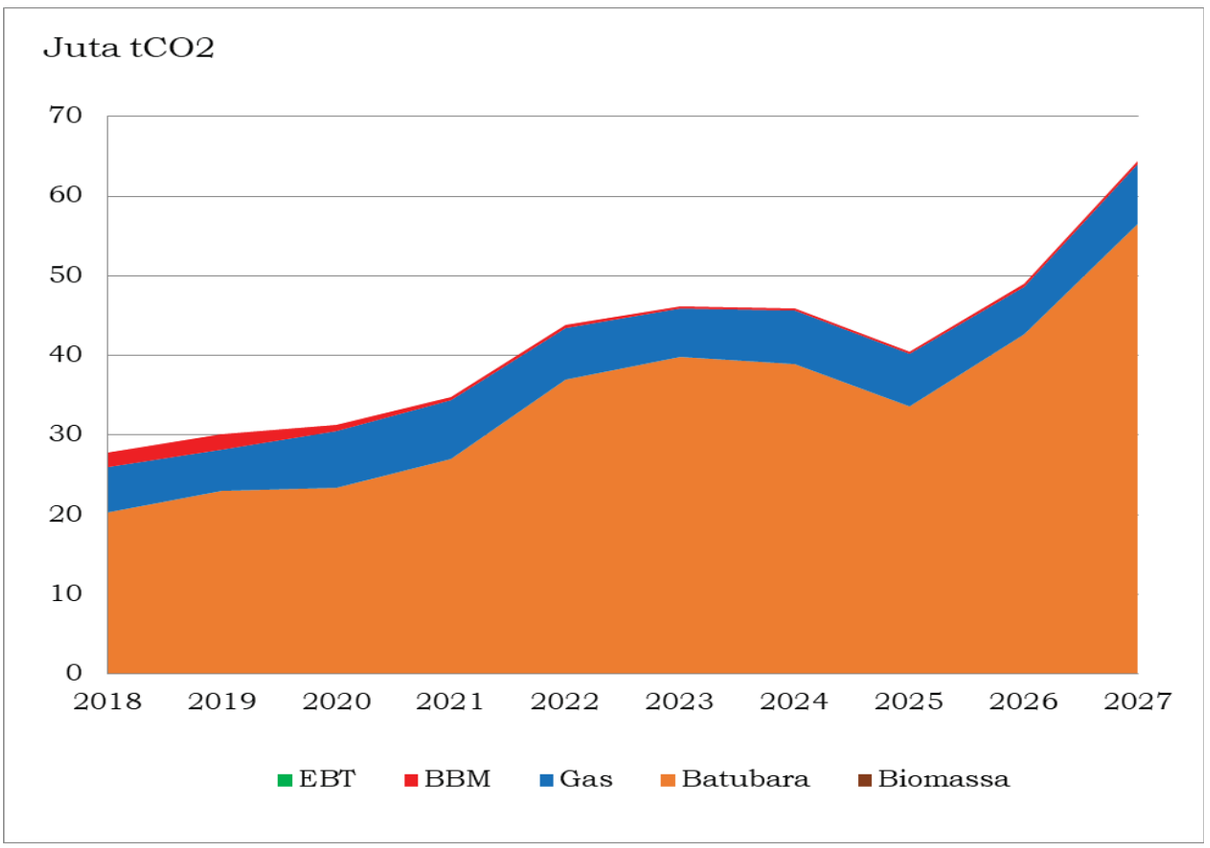
5.7.2. Emisi GRK Regional Sumatera

Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di Sumatera diperlihatkan pada Tabel 5.86 dan Gambar 5.11. Emisi diproyeksikan akan naik 2 kali lipat dari

37,1 juta ton pada tahun 2018 menjadi 77,9 juta ton pada tahun 2027. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan meningkat dari 0,877 tonCO2/MWh pada tahun 2018 dan akan semakin menurun menjadi 0,809 tonCO2/MWh pada tahun 2027 karena kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya serta penggunaan teknologi *boiler supercritical*.

Tabel 5.86 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Sumatera)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	**Biodiesel**										
2	**Biomassa**	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	**Gas**	5,8	5,2	7,2	7,4	6,5	6,0	6,7	6,6	6,0	7,5
4	**BBM**	1,8	1,9	0,7	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
5	**Batubara**	20,2	23,0	23,4	27,0	37,0	39,8	39,0	33,6	42,7	56,5
6	**EBT**										
	Jumlah	**27,8**	**30,1**	**31,3**	**34,8**	**43,8**	**46,2**	**46,0**	**40,5**	**49,0**	**64,4**



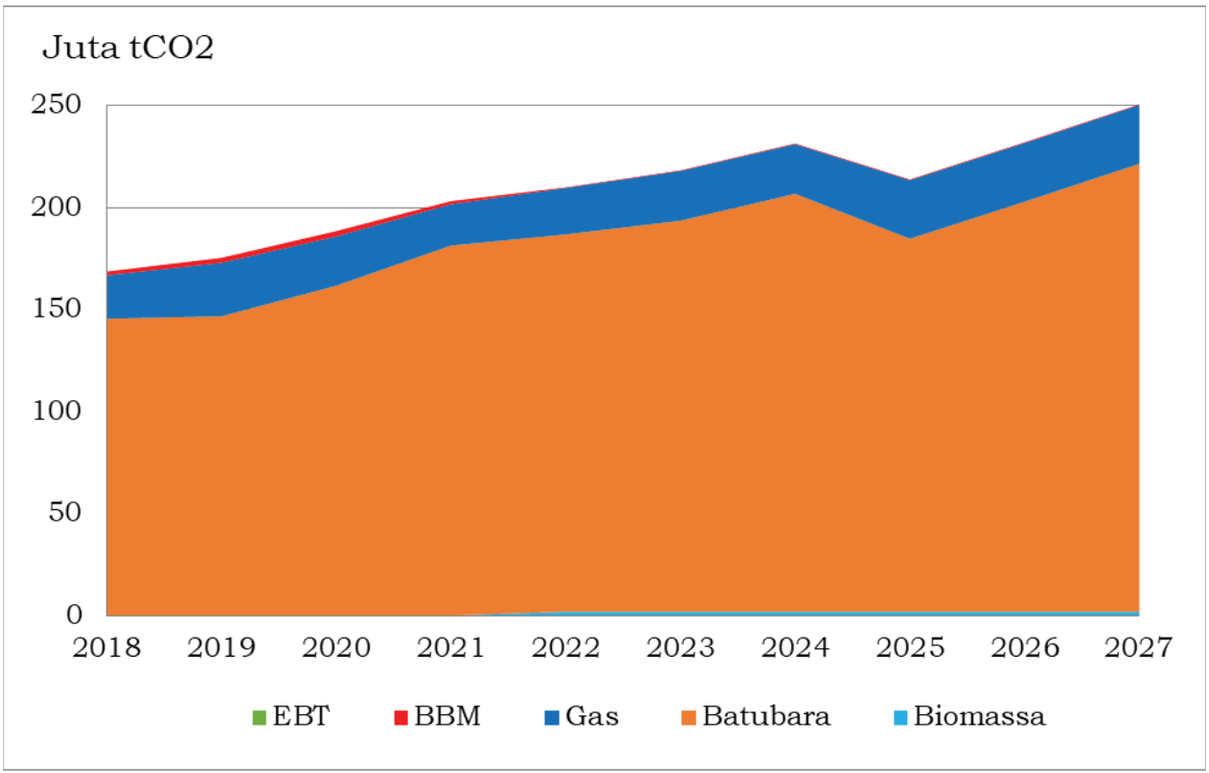
Gambar 5.11 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar pada Regional Sumatera

5.7.3. Emisi GRK Jawa, Bali dan Nusa Tenggara

Proyeksi emisi GRK di regional Jawa, Bali dan Nusa Tenggara diperlihatkan pada Tabel 5.87 dan Gambar 5.12. Emisi akan meningkat 1,5 kali lipat dari 168,7 juta ton pada tahun 2018 menjadi 250,7 juta ton pada tahun 2027. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan semakin menurun dari 0,819 tonCO2/MWh pada tahun 2018 menjadi 0,716 tonCO2/MWh pada tahun 2027 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 5.87 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Jawa-Bali dan Nusa Tenggara)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	**Biodiesel**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	**Biomassa**	0.1	0.1	0.1	0.1	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
3	**Gas**	21.3	26.2	24.1	20.2	22.7	24.3	24.3	28.7	28.7	28.8
4	**BBM**	1.8	2.4	2.6	1.5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
5	**Batubara**	145.5	146.7	161.7	181.4	185.0	191.8	204.9	182.9	201.1	219.6
6	**EBT**										
	Jumlah	**168.7**	**175.4**	**188.5**	**203.3**	**210.0**	**218.3**	**231.5**	**213.9**	**232.1**	**250.7**



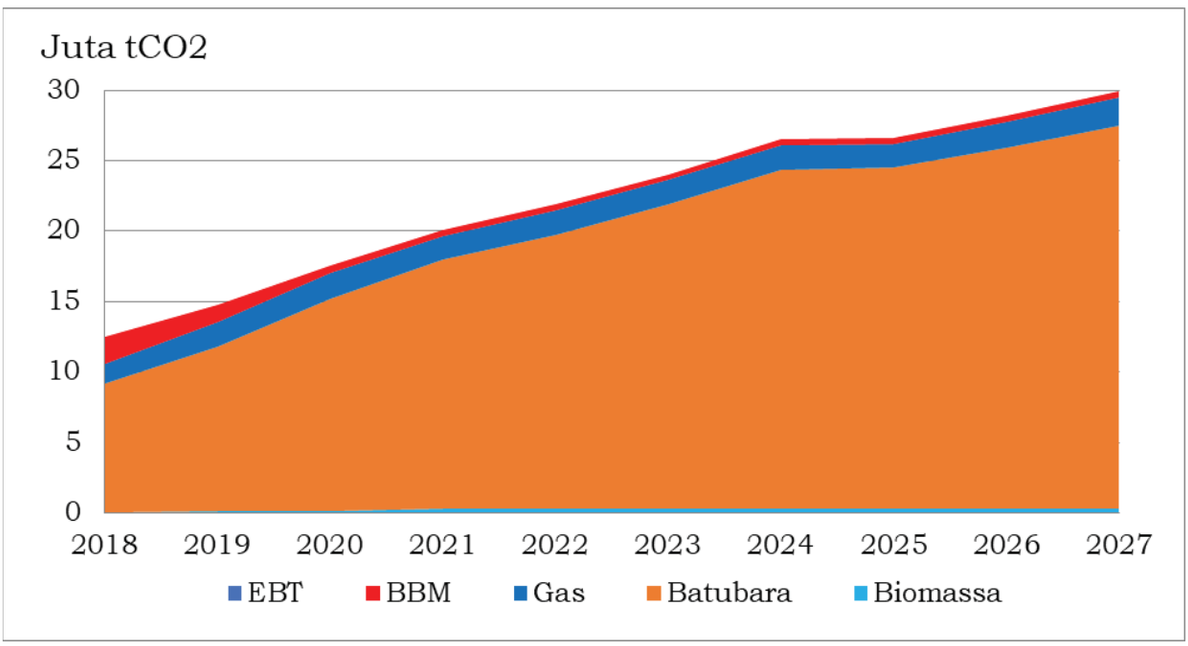
Gambar 5.12 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa Bali

5.7.4. Emisi GRK Regional Kalimantan

Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di Kalimantan diperlihatkan pada Gambar 5.13. Emisi diproyeksikan meningkat 2,5 kali lipat dari 12,5 juta ton pada tahun 2018 menjadi 30,9 juta ton pada tahun 2027 seperti pada Tabel 5.88. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan meningkat dari 1,005 tonCO2/MWh pada tahun 2018 menjadi 1,303 tonCO2/MWh pada tahun 2025 dengan masuknya PLTU batubara dikarenakan potensi pemanfaatan batubara yang dominan sebagai sumber energi primer dan selanjutnya akan menurun menjadi 1,253 tonCO2/MWh pada tahun 2027 dengan masuknya EBT. Faktor emisi diharapkan akan membaik melalui kontribusi positif dari pemanfaatan gas, tenaga air dan EBT lainnya di Kalimantan.

Tabel 5.88 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Kalimantan)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	**Biodiesel**										
2	**Biomassa**	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
3	**Gas**	1,4	1,7	1,8	1,6	1,7	1,7	1,7	1,6	1,8	2,0
4	**BBM**	1,9	1,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5
5	**Batubara**	9,1	11,7	15,1	17,7	19,4	21,6	24,0	24,2	25,6	27,2
6	**EBT**										
	Jumlah	**12,5**	**14,8**	**17,6**	**20,1**	**21,9**	**24,0**	**26,5**	**26,6**	**28,2**	**29,9**



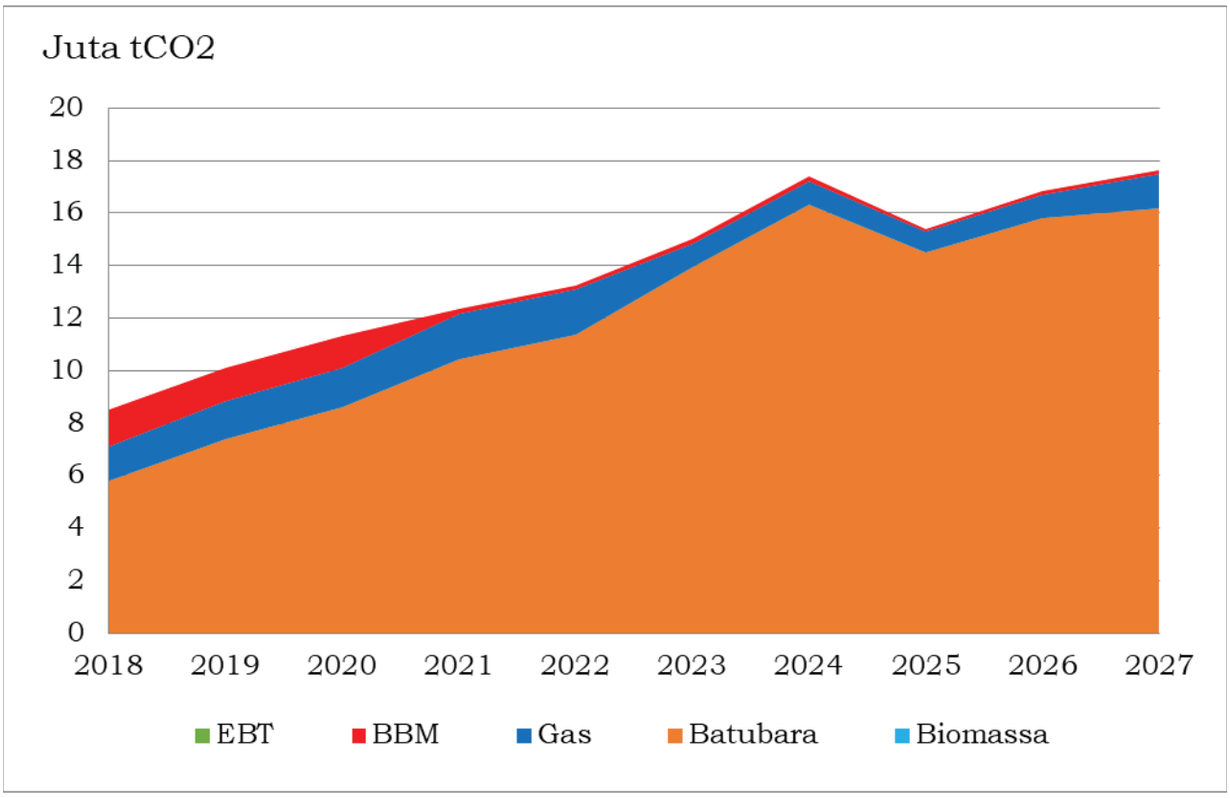
Gambar 5.13 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Regional Kalimantan

5.7.5. Emisi GRK Regional Sulawesi

Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di regional Sulawesi diperlihatkan pada Gambar 5.14. Emisi diproyeksikan meningkat sebesar 2 kali lipat dari 8,5 juta ton pada tahun 2018 menjadi 17,6 juta ton pada tahun 2027 seperti pada Tabel 5.89. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan meningkat dari 0,734 tonCO2/MWh pada tahun 2018 menjadi 0,885 tonCO2/MWh pada tahun 2025 dengan masuknya PLTU batubara dan terlambatnya pengembangan PLTP dan PLTA, dan selanjutnya akan menurun menjadi 0,709 tonCO2/MWh pada tahun 2027. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, tenaga air dan EBT lainnya.

Tabel 5.89 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Sulawesi)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	**Biodiesel**										
2	**Biomassa**	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	**Gas**	1,3	1,4	1,5	1,7	1,7	0,9	0,9	0,8	0,9	1,3
4	**BBM**	1,4	1,3	1,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
5	**Batubara**	5,8	7,4	8,6	10,4	11,3	13,9	16,3	14,5	15,8	16,2
6	**EBT**										
	Jumlah	**8,5**	**10,1**	**11,3**	**12,3**	**13,3**	**15,0**	**17,4**	**15,4**	**16,8**	**17,6**



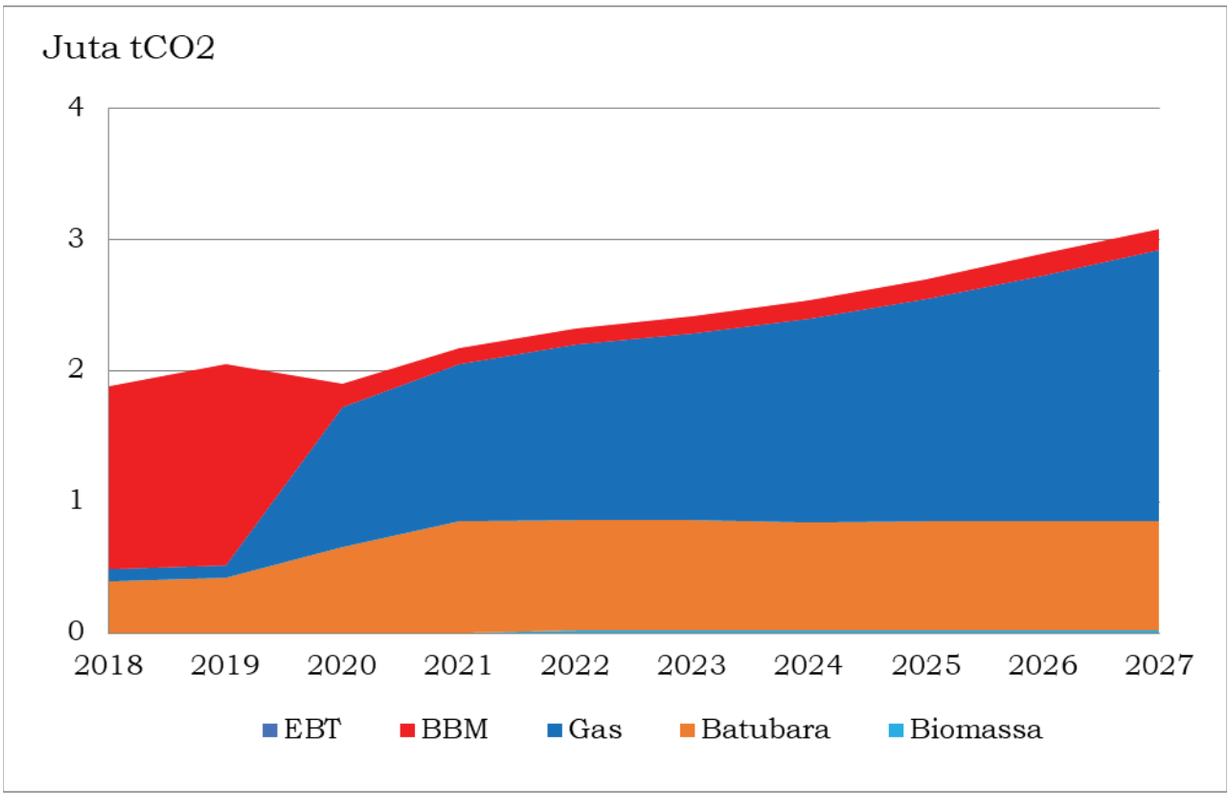
Gambar 5.14 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara

5.7.6. Emisi GRK Regional Maluku dan Papua

Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di regional Maluku dan Papua diperlihatkan pada Gambar 5.15. Emisi diproyeksikan meningkat sebesar 1,6 kali dari 1,9 juta ton pada tahun 2018 menjadi 3,1 juta ton pada tahun 2027 seperti pada Tabel 5.90. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan meningkat dari 0,675 tonCO2/MWh pada tahun 2018 menjadi 0,519 tonCO2/MWh pada tahun 2027.

Tabel 5.90 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Maluku dan Papua)

No.	Jenis Bahan Bakar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	**Biodiesel**										
2	**Biomassa**	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	**Gas**	0,1	0,1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,6	1,7	1,9	2,1
4	**BBM**	1,4	1,5	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
5	**Batubara**	0,4	0,4	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
6	**EBT**										
	Jumlah	**1,9**	**2,0**	**1,9**	**2,2**	**2,3**	**2,4**	**2,5**	**2,7**	**2,9**	**3,1**



Gambar 5.15 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Regional Maluku dan Papua

5.8. PROYEK PENDANAAN KARBON

PLN akan memanfaatkan peluang pendanaan karbon baik melalui kerangka UNFCCC maupun diluar kerangka UNFCCC. Implementasi proyek pendanaan karbon akan diterapkan untuk semua kegiatan di lingkungan PLN yang berpotensi untuk memperoleh pendanaan karbon.

Sejak tahun 2002 PLN sudah menyadari akan peluang pendanaan karbon melalui *Clean Development Mechanism* (*CDM*) dan melakukan pengkajian beberapa potensi proyek CDM, dan hasilnya hingga saat ini PLN telah menandatangani bebarapa ERPA (*Emission Reduction Purchase Agreements*). Selain itu PLN juga mengembangkan proyek melalui mekanisme VCM (*Voluntary Carbon Mechanism).*

Berkenaan dengan berakhirnya komitmen pertama Protokol Kyoto pada akhir tahun 2012, maka pemanfaatan pendanaan karbon akan disesuaikan dengan mekanisme baru pendanaan karbon, baik dalam kerangka UNFCCC maupun di luar kerangka UNFCCC.

5.9. PERENCANAAN JARINGAN TRANSMISI DAN GARDU INDUK

Pada periode tahun 2018-2027 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. Pembangunan sistem transmisi secara umum diarahkan kepada tercapainya kesesuaian antara kapasitas pembangkitan di sisi hulu dan permintaan daya di sisi hilir secara efisien. Disamping itu juga sebagai usaha untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran dan perbaikan tegangan pelayanan.

Rencana pengembangan sistem penyaluran di Indonesia hingga tahun 2027 diproyeksikan sebesar 151,4 ribu MVA untuk pengembangan gardu induk serta 63,9 ribu kms pengembangan jaringan transmisi dengan perincian pada Tabel 5.91 dan Tabel 5.92. Dari tabel tersebut terlihat bahwa ada penambahan fasilitas yang sangat besar pada tahun 2018-2020, hal ini karena adanya keterlambatan penyelesaian proyek yang seharusnya beroperasi sebelum tahun 2016. Untuk ke depannya, diharapkan permasalahan pembangunan fasilitas tersebut dapat diatasi dengan pemberlakuan UU No. 2 Tahun 2012 dan Peraturan Presiden No. 4 Tahun 2016 sebagaimana diubah dengan Peraturan Presiden No. 14 Tahun 2017 secara menyeluruh.

Tabel 5.91 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Indonesia (kms)

Satuan kms

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV	140	2.442	498	677	4.095	8	248	932	1.269	360	**10.668**
275 kV	902	917	782	1.820	420	-	755	30	430	140	**6.196**
150 kV	12.751	12.346	8.088	2.575	3.186	2.833	686	986	679	794	**44.924**
70 kV	1.113	451	178	95	220	-	-	10	-	-	**2.066**
Jumlah	**14.905**	**16.156**	**9.545**	**5.167**	**7.921**	**2.841**	**1.689**	**1.958**	**2.378**	**1.294**	**63.855**

Tabel 5.92 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Indonesia (MVA)

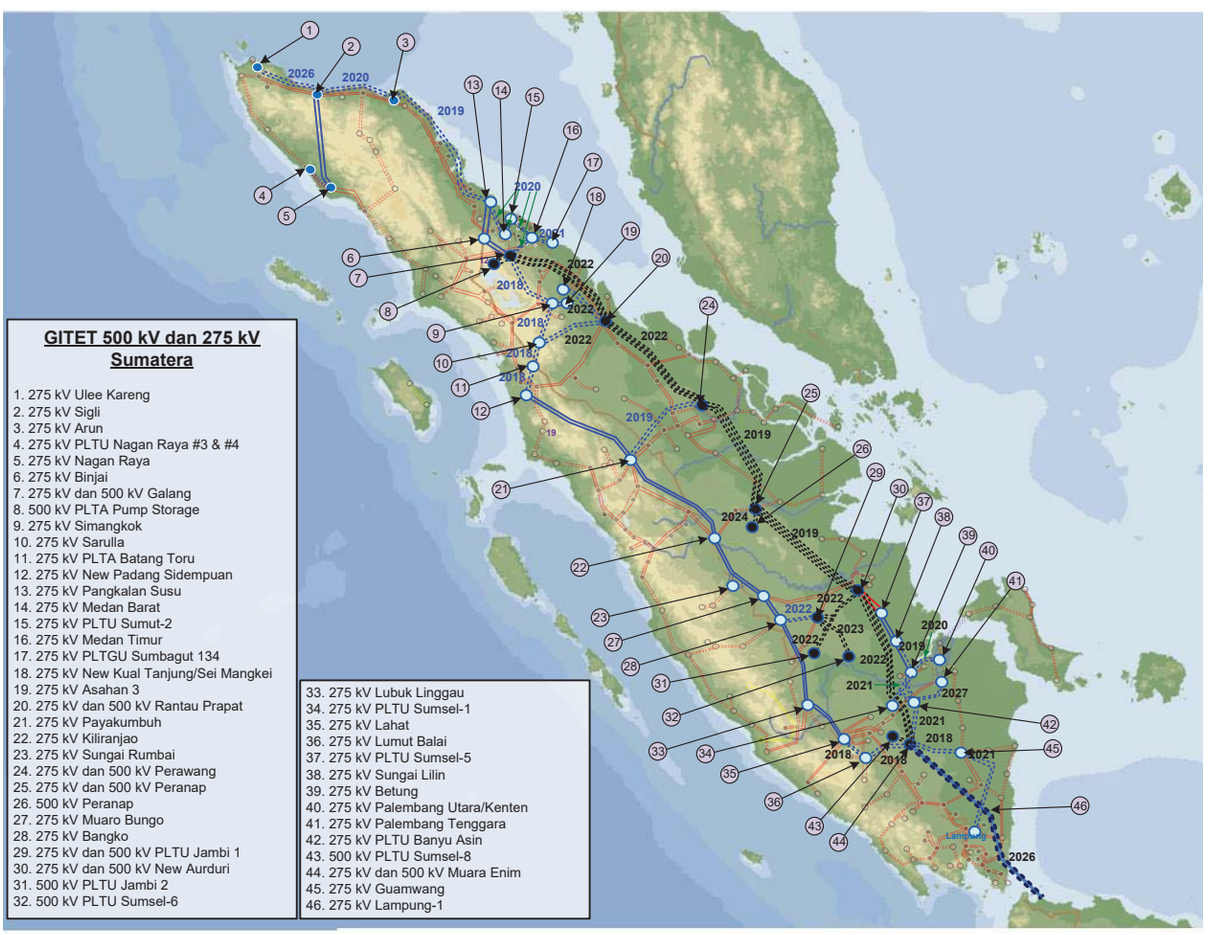
Satuan MVA

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/275 kV	-	1.500	-	-	3.000	-	-	-	-	1.000	**5.500**
500/150 kV	8.003	14.668	5.250	2.000	1.500	1.000	1.000	3.500	6.000	-	**42.921**
275/150 kV	2.500	2.930	3.750	2.250	1.000	-	270	500	1.250	1.500	**15.950**
150/70 kV	1.042	412	120	-	120	-	-	-	-	-	**1.693**
150/20 kV	18.340	20.250	8.820	5.750	5.930	4.810	5.330	5.580	4.380	4.620	**83.810**
70/20 kV	750	250	160	80	-	60	20	60	110	60	**1.550**
Jumlah	**30.635**	**40.010**	**18.100**	**10.080**	**11.550**	**5.870**	**6.620**	**9.640**	**11.740**	**7.180**	**151.424**

5.9.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Sumatera

Pada sistem Sumatera akan dibangun transmisi *back-bone* 500 kV pada koridor timur. Pusat-pusat pembangkit skala besar dan pusat-pusat beban yang besar di Sumatera akan tersambung ke *back-bone* 500 kV. Transmisi ini

juga akan mentransfer tenaga listrik dari pembangkit listrik di daerah yang banyak sumber energi primer murah (Sumsel, Jambi dan Riau) ke daerah pusat beban yang memiliki sumber energi primer terbatas (Sumbagut). Selain itu transmisi 500 kV juga dikembangkan di Sumatera Selatan yang akan menghubungkan sistem Sumatera dan sistem Jawa Bali. Pengembangan transmisi sistem Sumatera sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.16.



Gambar 5.16 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2018-2027

Rencana pengembangan sistem transmisi dalam RUPTL 2018-2027 akan menyesuaikan dengan topologi jaringan yaitu sistem interkoneksi 275 kV di koridor barat dan 500 kV di koridor timur Sumatera. Pengembangan juga dilakukan untuk menyambungkan pembangkit baru ke sistem Sumatera, memenuhi pertumbuhan beban dan program *dedieselisasi* dalam bentuk pembangunan gardu induk dan penambahan kapasitas trafo di gardu induk 150 kV dan 70 kV. Pengembangan untuk meningkatkan keandalan dan *debottlenecking* juga dilakukan, antara lain rencana pembangunan *ring* 275 kV Medan yaitu transmisi 275 kV Galang - Medan Timur - Medan Barat – Pangkalan Susu, serta rekonduktoring beberapa ruas transmisi di sistem Sumbagut dan Sumbagsel. Rencana interkoneksi 275 kV di Sumatera yang

saat ini sudah dalam tahap pembangunan diprogramkan untuk terlaksana seluruhnya pada tahun 2018.

Rencana pengembangan sistem penyaluran di Sumatera hingga tahun 2027 seperti ditunjukkan pada Tabel 5.93 dan Tabel 5.94.

Beberapa proyek transmisi strategis di Sumatera antara lain:

- Pembangunan transmisi baru 70 kV, 150 kV, 275 kV dan 500 kV terkait dengan proyek pembangkit.
- 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.
- Perubahan lokasi GITET Garuda Sakti menjadi GITET Perawang karena sulitnya pembebasan satu lahan di daerah Garuda Sakti. Di lokasi Perawang juga direncanakan akan dibangun GITET 275kV, GITET 500 kV.
- Pembangunan transmisi *backbone* 275 kV mulai dari Lahat - Lubuk Linggau - Bangko - Muara Bungo - Kiliranjao - Payakumbuh – Padangsidempuan dan Pangkalan Susu-Binjai-Galang sampai akhir tahun 2017 sudah beroperasi, sedangkan segemen selanjutnya Padang Sidempuan - Sarulla - Simangkok - Galang - Binjai - Pangkalan Susu akan beroeprasi ditahun 2018.
- Proyek transmisi 500 kV mulai dari *New* Aur Duri – Peranap – Perawang – Rantau Parapat – Galang, sebagai tulang punggung interkoneksi Sumatera koridor timur yang akan mengevakuasi daya dari Sumatera bagian selatan yang banyak sumber energi primer ke pusat beban terbesar di Sumatera bagian utara. Interkoneksi 500 kV ini akan dapat beroperasi secara bertahap mulai tahun 2019 sampai dengan tahun 2021. Sementara itu ruas transmisi 500 kV dari Muara Enim ke Aur Duri ditargetkan dapat beroperasi mulai tahun 2023. Untuk mengantisipasi pertumbuhan beban sampai tiga puluh tahun ke depan, maka pada pembangunannya SUTET 500 kV Sumatera sudah disiapkan pengembangan untuk 4 sirkit.
- Pembangunan transmisi 275 kV ring Medan, yaitu T/L 275 kV Galang – GITET Medan Timur – Medan Barat – Pangkalan Susu, dengan rencana COD tahun 2020, dimaksudkan untuk perkuatan pasokan dan keandalan sistem tenaga listrik Medan, serta mendukung transmisi 275 kV Pangkalan Susu-Binjai.
- Untuk memperkuat pasokan dan meningkatkan keandalan sistem Palembang maka direncanakan transmisi 275 kV Betung – Palembang

Utara dengan target operasi pada tahun 2020, dan transmisi 275 kV Sumsel 6 – Palembang Tenggara dengan target operasi tahun 2022.

- Pembangunan *underground cable* 150 kV di beberapa ibu kota provinsi, yang tujuannya untuk perkuatan pasokan dan keandalan ibu kota provinsi tersebut, antara lain:
  1. Kenten – GIS kota Timur – GIS kota Barat – Gandus, serta koneksi GIS kota Timur ke GI Boom Baru melalui IBT 150/70 kV 2x100 MVA, dengan rencana COD tahun 2018, dimaksudkan untuk perkuatan kota Palembang.
  2. Untuk perkuatan kota Medan yaitu pembangunan *underground cable* GI Helvetia - GIS Batu Gingging dan GIS Glugur – GIS Kesawan dengan target COD tahun 2020/21.
  3. Untuk perkuatan kota Pekanbaru diperlukan pembangunan dua GIS di dalam kota, GIS kota 1 berada di daerah arengka dengan koneksi radial ke GI Garuda sakti, sedangkan GIS Kota 2 berada di daerah MTQ dengan koneksi radial ke Pasir Putih.
  4. Sedangkan untuk perkuatan Kota Bandar Lampung, akan dibuat looping New Tarahan-Gauntang - Teluk Betung, yang direncanakan beroeprasi ditahun 2021.
- Mempercepat interkoneksi 150 kV Sumatera–Bangka melalui kabel laut. Tujuan interkoneksi adalah untuk memenuhi kebutuhan listrik di pulau Bangka, menurunkan biaya produksi dan meningkatkan keandalam sistem. Interkoneksi dengan kabel laut ini diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2021.
- 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 2019, serta Pembangunan kabel laut 150 kV dari Selat panjang – Tanjung Balai Karimun.

Tabel 5.93 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sumatera (kms)

Satuan kms

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV AC	-	780	-	-	3.652	-	120	-	-	100	**4.652**
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
275 kV	899	917	782	1.000	420	-	100	30	430	140	**4.718**
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
150 kV	2.814	3.005	2.229	971	476	468	97	308	147	552	**11.067**
70 kV	361	80	-	70	-	-	-	-	-	-	**511**
Jumlah	**4.074**	**4.782**	**3.011**	**2.041**	**4.548**	**468**	**317**	**338**	**577**	**792**	**20.947**

Tabel 5.94 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Wilayah Sumatera (MVA)

Satuan MVA

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/275 kV	-	1,500	-	-	3,000	-	-	-	-	1,000	**5,500**
500/150 kV	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	**250**
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
275/150 kV	2,500	2,750	3,750	1,250	1,000	-	-	500	1,250	1,500	**14,500**
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
150/70 kV	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**100**
150/20 kV	3,900	3,450	2,310	1,890	1,350	1,320	1,410	1,290	1,380	780	**19,080**
70/20 kV	230	30	-	30	-	60	-	-	-	30	**380**
Jumlah	**6,730**	**7,730**	**6,310**	**3,170**	**5,350**	**1,380**	**1,410**	**1,790**	**2,630**	**3,310**	**39,810**

5.9.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Jawa, Bali dan Nusa Tenggara

Pengembangan sistem transmisi di Sistem Jawa, Bali dan Nusa Tenggara secara umum terbagi menjadi 3 (tiga) kriteria yaitu evakuasi, penjualan dan keandalan.

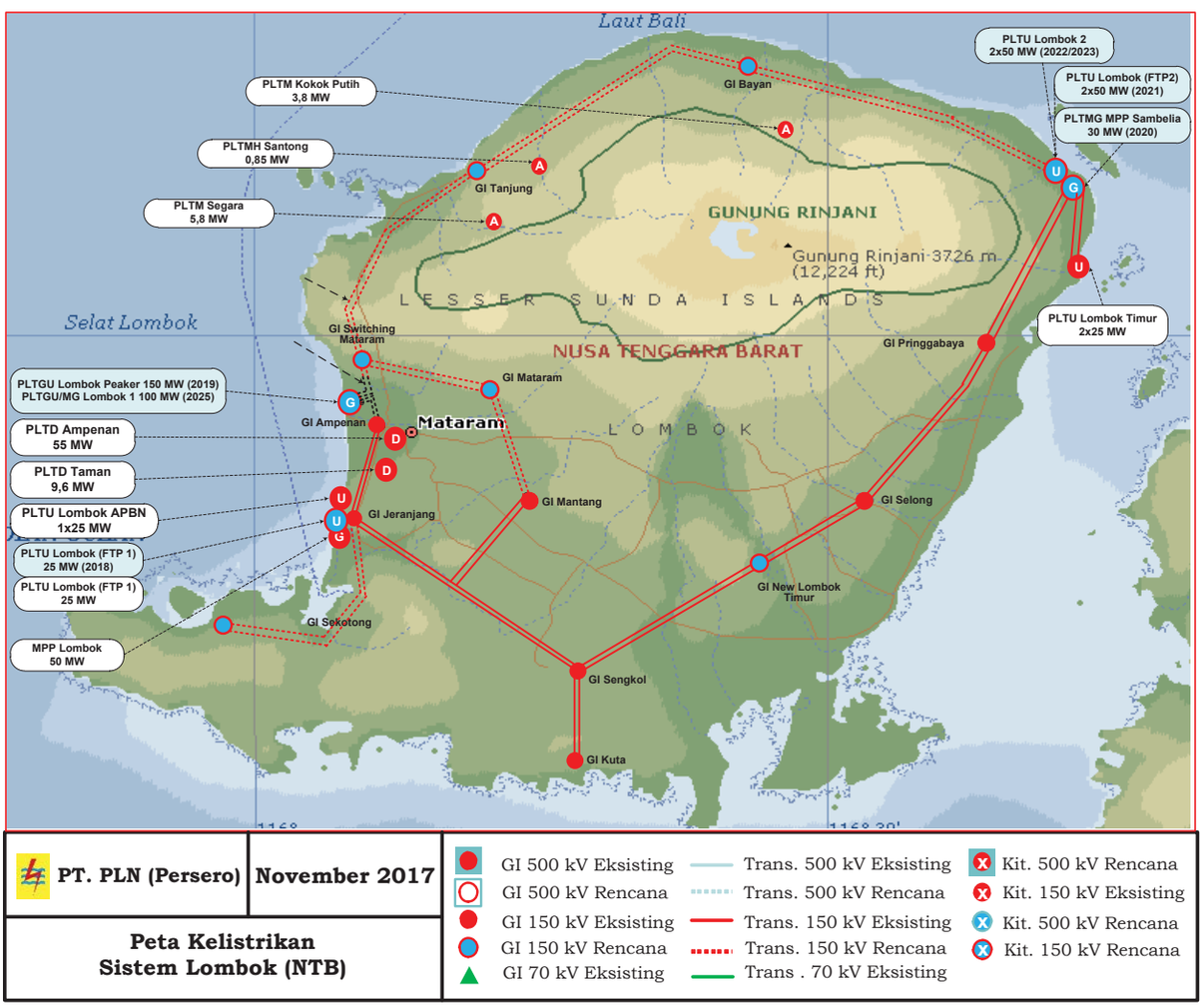
1. Kriteria evakuasi dimaksudkan untuk mengirimkan daya dari pembangkit-pembangkit baru maupun ekspansi, baik yang terkoneksi ke sistem 500 kV maupun ke sistem 150 kV. Selain itu, perkuatan *backbone* di Sistem Jawa Bali juga termasuk pada kriteria ini, fungsinya adalah meningkatkan kekuatan dari sistem baik kekuatan statik maupun dinamik. 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 menurukan 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 penjulan untuk memenuhi kebutuhan beban. Penentuan lokasi GI baru secara ideal adalah dipusat beban,namun terkadang akan sedikit menjauh dari pusat beban dengan mempertimbangkan kondisi non-teknis. Pengembangan transmisi sebagai koneksi ke GI yang dimaksudkan diatas disesuaikan dengan beberapa aspek lain seperti kesiapan transmisi eksisting, kesiapan GI eksisting serta rencana pengembangan ke depannya.

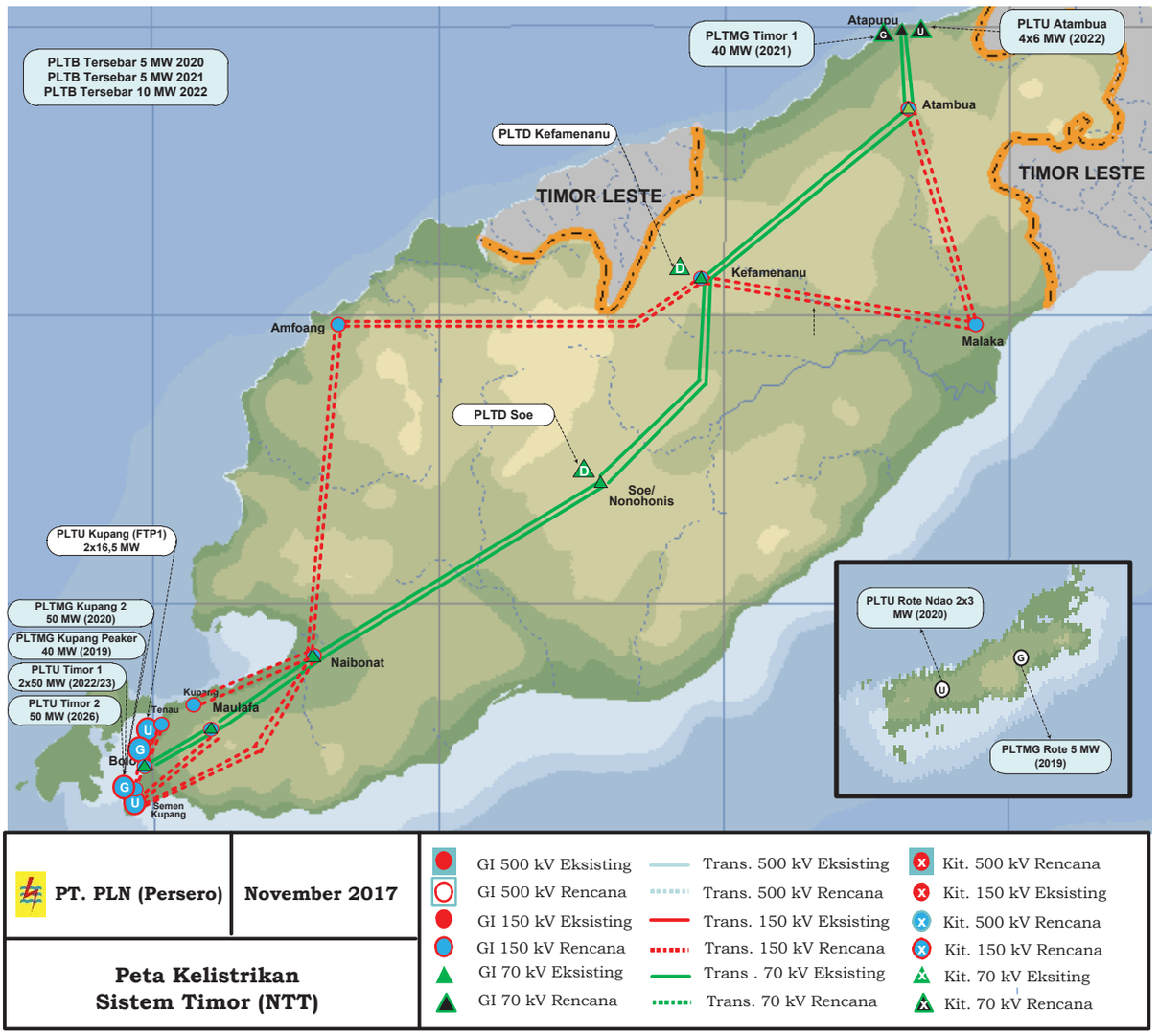
3. Kriteria keandalan dimaksudkan untuk menjaga atau meningkatkan keandalan penyaluran. Kriteria ini umumnya berupa pengembangan transmisi terkait *looping* dalam sub sistem (Program ZDT 150 kV), *looping* antar-subsistem, peningkatan kapasitas transmisi (rekonduktoring) agar memenuhi kriteria N-1, maupun pekerjaan pra-syarat dari pekerjaan lain (*workability*).

Pengembangan transmisi 500 kV di sistem Jawa-Bali sebagimana ditunjukkan pada Gambar 5.17, sedangkan pengembangan transmisi di Lombok dan Timor ditunjukkan pada Gambar 5.18 dan Gambar 5.19. Pengembangan transmisi di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara lebih detail dapat dilihat pada lampiran per provinsi (Lampiran B).

Gambar 5.17 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jawa Bali Tahun 2018-2027



Gambar 5.18 Rencana Pengembangan Transmisi Lombok Tahun 2018-2027



Gambar 5.19 Rencana Pengembangan Transmisi Timor Tahun 2018-2027

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 rekonduktoring beberapa ruas transmisi 500 kV atau 150 kV dan mulai akan memanfaatkan ruas transmisi 150 kV eksisting untuk dibangun menjadi transmisi 500 kV di kota-kota besar di Sistem Jawa Bali. Pada beberapa daerah yang memiliki sistem 70 kV, untuk meningkatkan kapasitas aliran daya serta keandalan pasokan maka jalur transmisi 70 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 rekonduktoring dimana penyesuaian kapasitas

dengan kekuatan dari *tower*, artinya konduktor baru dalam pekerjaan rekonduktoring akan memiliki berat yang relatif sama dengan konduktor eksisting. Namun, kondisi *tower* eksisting (dan di sekitar pondasi *tower*) di Sistem Jawa Bali tidak sama, sehingga data konduktor tidak ditampilkan. Pada Tabel 5.95 dan Tabel 5.96 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di Jawa, Bali dan Nusa Tenggara.

Tabel 5.95 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Jawa-Bali-Nusa Tenggara (kms)

Satuan kms

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV	140	1.662	498	677	443	8	128	932	1.269	260	**6.016**
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
250 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
150 kV	2.329	4.638	2.489	1.599	1.318	395	299	398	532	212	**14.210**
70 kV	752	210	177	25	220	-	-	-	-	-	**1.384**
Jumlah	**3.221**	**6.510**	**3.164**	**2.301**	**1.981**	**403**	**427**	**1.330**	**1.801**	**472**	**21.610**

Tabel 5.96 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Jawa-Bali-Nusa Tenggara (MVA)

Satuan MVA

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
500/150 kV	8.003	14.668	5.000	2.000	1.500	1.000	1.000	3.500	6.000	-	**42.671**
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
150/70 kV	580	380	-	-	120	-	-	-	-	-	**1.080**
150/20 kV	10.560	14.390	5.100	3.240	3.760	2.330	3.560	3.900	2.310	3.060	**52.210**
70/20 kV	370	170	100	50	-	-	20	60	110	-	**880**
Jumlah	**19.513**	**29.608**	**10.200**	**5.290**	**5.380**	**3.330**	**4.580**	**7.460**	**8.420**	**3.060**	**96.841**

Dari Tabel 5.95 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 2027 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 70 kV pada dasarnya sudah tidak dikembangkan lagi, bahkan di sistem 70 kV di Jawa Timur dan Jawa Barat banyak yang ditingkatkan menjadi 150 kV. Program pemasangan trafo-trafo 150/70 kV dan 70/20 kV pada tabel tersebut juga hanya merupakan relokasi trafo-trafo yang telah dilakukan *uprating* sebelumnya.

Pemanfaatan SKTT sudah menjadi umum khususnya untuk daerah Jabodetabek dan kota-kota besar lainnya di sistem Jawa Bali, yang tidak dimungkinan untuk membangun SUTT.

Kriteria untuk penambahan trafo 150/20 kV baru adalah saat pembebanan trafo eksisting di GI-GI tersebut (dan GI-GI sekitarnya) telah mencapai 70-80%. Saat GI-GI eksisting tidak dapat ditambahkan trafo baru (asumsi awal 4 trafo untuk GI Konvensional dan 3 trafo untuk GIS), maka dibutuhkan pengembangan Gardu Induk 150/20 kV baru. Pembatasan jumlah trafo dalam suatu GI utamanya adalah keandalan penyaluran berdasarkan transmisi di sisi hulu serta kapasitas busbar dari GI terkait, namun di luar batasan jumlah trafo tersebut juga dipertimbangkan aspek non-teknis sehingga solusi enjiniring dan disain diperlukan saat jumlah trafo dalam satu Gardu Induk melebihi batasan tersebut.

Regional Jawa Bagian Barat

- Ruas SUTET Kembangan – Durikosambi - Muara Karang – Priok – Muara Tawar beserta GITET Durkosambi, GITET Muara Karang, GITET Priok dan IBT Muara Tawar yang membentuk *looping* SUTET jalur utara Jakarta sangat diperlukan, selain untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi sistem Jakarta, juga 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 yang saat ini beroperasi *must run*.
- Ruas SUTET 500 kV yang harus segera dilakukan perkuatan untuk evakuasi rencana PLTU di Barat Laut Jawa adalah penyelesaian SUTET Suralaya Lama – Suralaya Baru sirkit 2, pembangunan SUTET Balaraja – Durikosambi, pembangunan SUTET/SKTET Bojanegara – Lontar – PIK dan rekonduktoring SUTET Suralaya Lama – Balaraja – Lengkong. Serta rencana baru pembangunan SUTET Cilegon – Bogor X (Cibinong) sirkit #2, yang didasarkan pada kemungkian pengembangan pembangkit skala besar dilakukan di barat laut Jawa namun tidak dapat terserap di daerah tersebut (mayoritas ditransmisikan ke Jakarta dan Jawa Barat).
- Evakuasi PLTU Jawa-5 sangat terkait pada penyelesaian pekerjaan SUTET/SKTET Bojanegara – Lontar – PIK sehingga diusulkan menjadi komponen E dari PLTU Jawa-5.
- PLTU Banten membutuhkan tambahan SUTET Banten – Suralaya Baru dan SUTET Banten Balaraja.
- Ruas SUTET yang harus dilakukan untuk peningkatan keanadalan dan normalisasi SUTET “segi empat” Muara Tawar – Bekasi – Cawang – Cibinong adalah pembangunan GITET *Switching* Bekasi, ekstensi GITET Bekasi serta ruas SUTET baru yang akan menelusuri Banjir Kanal Timur. Sehingga konfigurasi final dari transmisinya adalah ”*double pi*” pada ke empat GITET tersebut.
- GITET beserta *incomer* SUTET terkait GITET Cikupa dimaksudkan untuk memasok daerah industri Tangerang yang saat ini dipasok oleh GITET

Balaraja, sedangkan GITET beserta *incomer* SUTET terkait GITET Lengkong dimaksudkan untuk memasok daerah perumahan yang berkembang di Tangerang Selatan.

- GITET Cililitan beserta SUTET & outlet terkait juga segera diselesaikan terkait kebutuhan beban untuk memasok pusat perkantoran di Jakarta yang saat ini dipasok dari GITET Cawang.

Regional Jawa Bagian Tengah

- Terkait peningkatan pasokan ke pusat industri di Bekasi, Cikarang, Karawang dan sekitarnya terdapat 3 GITET baru yang sudah dalam progres pekerjaan yaitu GITET Tambun untuk memasok kawasan Industri di sekitar Tambun, GITET Deltamas untuk memasok kawasan industri di sisi selatan Karawang dan GITET Sukatani untuk memasok kawasan industri di sisi utara Karawang.
- Perkuatan hilir dari koridor utara adalah pembangunan sirkit ke 2-3 Mandirancan-Bandung Selatan (modifikasi *tower* 1 sirkit menjadi 2 sirkit) dan GITET Cikalong beserta SUTET Bandung Selatan – *Incomer* (Tasik – Depok).
- Rencana pembangunan SUTET 500 kV baru adalah ruas SUTET dari Tanjung Jati B - Pemalang - Indramayu – Mandiancan (dengan konfigurasi final tidak konek ke GITET Mandirancan) - Delta Mas, 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), PLTU Jawa-3 dan PLTU Indramayu 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 pembangunan SUTET Ungaran - Pedan untuk evakuasi pembangkit skala besar melalui koridor selatan, koneksi sementara ke GITET Mandirancan untuk evakuasi melalui SUTET eksisting Mandirancan – Bandung Selatan, serta perkuatan jalur pantura 150 kV untuk evakuasi daya melalui sistem 150 kV Jawa Tengah ke Jawa Barat.
- 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.

Regional Jawa Bagian Timur Bali dan Nusa Tenggara

- Peningkatan pasokan ke kota Surabaya, Sidoarjo dan sekitarnya dengan pembangunan GITET Waru (yang sebelumnya adalah GITET Tandes, namun kurang layak jika dibandingan GITET Waru) serta penyelesaian GITET Surabaya Selatan. Opsi pemanfaatan *Underground Cable* 500 kV akan dimanfaatkan untuk transmisi terkait GITET Surabaya Selatan karena kondisi daerah yang tidak mengizinkan adanya *tower* transmisi seperti sebagian ruas yang akan melalui Bandara Juanda, Surabaya.
- Pasokan ke kota Malang melalui GITET Bangil serta kawasan industri di Mojokerto melalui GITET Trowulan.
- Peningkatan pasokan ke daerah berkembang di sekitar Tuban melalui percepatan GITET Tanjung Awar-Awar yang radial dari GITET Ngimbang
- Transmisi 500 kV Paiton – Antosari atau yang dikenal dengan *Jawa Bali Crossing* 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). GITET Watudodol dimaksudkan sebagai solusi jangka pendek terkait penyelesaian JBC. Alternatif penyelesaian JBC adalah penggunaan teknologi Saluran Kabel Laut Tegangan Ekstra Tinggi (SKLTET) 500 kV.
- Saat ini sistem Lombok telah berkembang sampai ke Lombok Timur, untuk meningkatkan kemampuan dan keandalan pasokan dari pembangkit PLTU yang sebagian besar berlokasi di Lombok Timur, dikembangkan transmisi 150 kV jalur baru diantaranya transmisi 150 kV Sambelia/PLTU Lombok FTP2 – Bayan – Tanjung yang akan terhubung dengan transmisi 150 kV Pringgabaya – Sambelia/PLTU Lombok FTP2 sehingga membentuk *looping* untuk evakuasi daya dari PLTU Lombok FTP2 dan PLTU IPP Lombok Timur.
- Transmisi di Nusa Tenggara yaitu sistem Sumbawa 70 kV dan 150 kV yang membentang dari Taliwang sampai ke Sape. Sistem 70 kV Flores yang membentang dari Labuhan Bajo sampai Larantuka, sistem 70 dan 150 kV Timor yang membentang dari Bolok di Kupang sampai ke Atapupu.
- Pembangunan jaringan 70 kV di Pulau Timor dari Atambua ke Kupang yang ditujukan untuk mengurangi pengoperasian PLTD serta memenuhi pertumbuhan kebutuhan listrik

Perkuatan *Backbone* Sistem Jawa

- Dalam rangka meningkatkan keandalan pasokan, terdapat rencana pembangunan GITET di dekat pembangkit eksisting yang terkoneksi di 150 kV, sehingga saat terjadi gangguan di pembangkit terkait akan mengurangi risiko pemadaman karena akan mendapatkan pasokan langsung dari GITET-GITET tersebut. Beberapa GITET yang terkait kebijakan pengembangan ini adalah: GITET Lontar, GITET Ubrug (Pelabuhan Ratu), GITET Rembang, GITET Tanjung Awar-Awar dan GITET Tambaklorok. Khusus GITET Ubrug dan GITET Lontar sudah dipercepat karena terkait dengan rencana pengembangan transmisi yang lain.
- Transmisi 500 kV *looping* Tambaklorok – Tanjung Jati – Rembang – yang akan terkoneksi ke rencana GITET Tanjung Awar-Awar – Ngimbang merupakan transmisi *looping* Jawa Tengah - Jawa Timur yang berfungsi untuk memperkuat sistem.

5.9.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional 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 Kalselteng, akan dibangun transmisi 150 kV 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. Diperlukan studi lebih lanjut terkait rencana level tegangan (275 kV atau 500 kV), kapasitas dan jalur transmisi yang akan digunakan untuk *Grid Borneo* tersebut.

Sebagai penghubung antar sistem (*backbone*) termasuk *cross-border interconnection* dengan Malaysia (Sabah dan Serawak), direncanakan pembangunan transmisi tegangan ekstra tinggi (EHV).

Rencana pengembangan sistem transmisi di Kalimantan sebagaimana terlihat pada Tabel 5.97, Tabel 5.98 dan Gambar 5.20.

Tabel 5.97 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Kalimantan (kms)

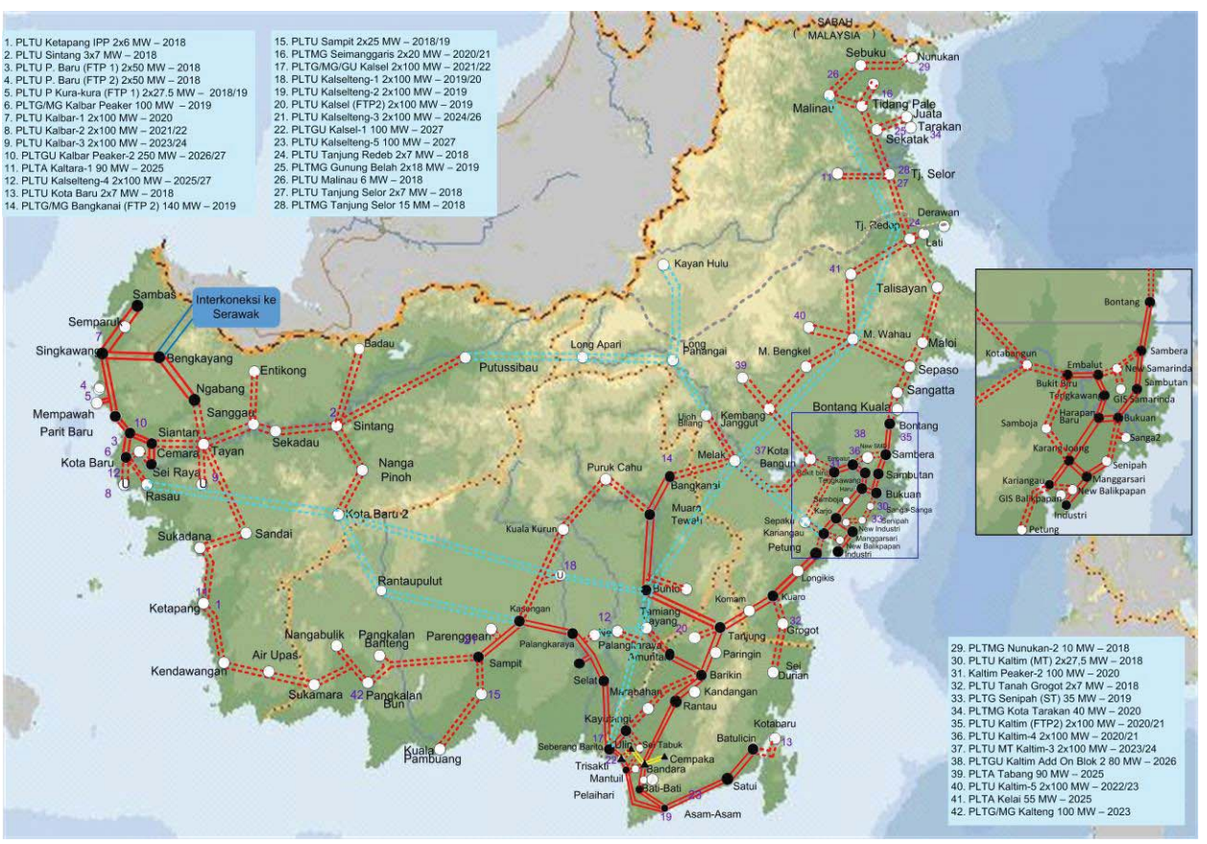
Satuan kms

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV AC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	4.014	1.584	2.592	120	540	1.180	140	260	-	-	**10.430**
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**4.014**	**1.584**	**2.592**	**120**	**540**	**1.180**	**140**	**260**	**-**	**-**	**10.430**

Tabel 5.98 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Regional Kalimantan (MVA)

Satuan MVA

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	1.640	1.060	830	450	270	510	210	180	360	300	**5.810**
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**1.640**	**1.060**	**830**	**450**	**270**	**510**	**210**	**180**	**360**	**300**	**5.810**



Gambar 5.20 Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Tahun 2018-2027

Gambar 5.20 menunjukkan rencana pengembangan transmisi Kalimantan tahun 2018-2027 dan rencana *Grid Borneo* yang masih akan distudi lebih lanjut (jalur pada peta dengan garis biru muda). Khusus untuk rencana PLTU mulut tambang, letak lokasi pada peta hanya merupakan indikasi awal dari lokasi pembangkit yang kemungkinan dapat berubah sesuai lokasi sumber batubara mulut tambang dan kajian titik koneksi pembangkit ke sistem tenaga listrik.

Beberapa proyek transmisi strategis di Sistem Kalimantan antara lain:

- Transmisi interkoneksi 150 kV Kalselteng – Kaltim yang membentang dari Tanjung, Kuaro, Petung hingga Karangjoang dan saat ini sudah selesai hingga petung. Selain itu, rencana transmisi 150 kV Bangkanai – Melak – Kota Bangun akan memperkuat interkoneksi Kalseltengtim.
- Transmisi 150 kV Muara Teweh – Puruk Cahu – Kuala Kurun – Kasongan dan *uprating* transmisi 150 kV Palangkaraya – Selat – Seberang Barito untuk mendukung evakuasi daya dari PLTU IPP Kalselteng 1 (2x100 MW) ke pusat beban.
- Transmisi 150 kV Embalut – New Samarinda – Sambera untuk mendukung evakuasi daya dari PLTU Kaltim 4 (2x100 MW) ke pusat beban.
- Transmisi 150 kV Tanjung Redep – Tanjung Selor – Tidang Pale – Malinau untuk meningkatkan keandalan pasokan ke ibukota Provinsi dan Kabupaten serta Kota di Kalimantan Utara, sehingga membentuk sistem Kalseltengtimra pada tahun 2019.
- Selain itu juga direncanakan pembangunan Transmisi 150 kV Maloi – Talisayan pada 2020 untuk meningkatkan keandalan pasokan dari Provinsi Kaltim ke Kaltara.

5.9.4. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Sulawesi

Di regional 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.

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 5.99 dan Tabel 5.100 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di regional Sulawesi.

Tabel 5.99 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sulawesi (kms)

Satuan kms

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV AC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
275 kV	3	-	-	820	-	-	655	-	-	-	**1.478**
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
150 kV	3.374	1.863	563	30	794	166	-	-	-	-	**6.790**
70 kV	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	**1**
Jumlah	**3.377**	**1.863**	**564**	**850**	**794**	**166**	**655**	**-**	**-**	**-**	**8.269**

Tabel 5.100 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sulawesi (MVA)

Satuan MVA

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
275/150 kV	-	180	-	1.000	-	-	270	-	-	-	**1.450**
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
150/70 kV	122	32	60	-	-	-	-	-	-	-	**213**
150/20 kV	1.790	1.050	330	110	540	540	60	180	270	420	**5.290**
70/20 kV	90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**90**
Jumlah	**2.002**	**1.262**	**390**	**1.110**	**540**	**540**	**330**	**180**	**270**	**420**	**7.043**

Dalam kurun waktu tahun 2018-2027, panjang transmisi yang akan dibangun mencapai 8.269 kms dan trafo dengan kapasitas total mencapai 7.043 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).

Sistem Sulbagsel

Transmisi 150 kV yang menghubungkan Sistem Sulselbar dengan Sistem Sulteng (Poso – Palu) telah beroperasi, sedangkan transmisi 150 kV yang akan menghubungkan dengan Sistem Sultra saat ini dalam tahap konstruksi dan diharapkan tahun 2018 Sistem Sulbagsel sudah terbentuk.

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 Sulawesi Tenggara 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 transmisi tegangan ekstra tinggi (EHV) yaitu 275 kV atau 500 kV sebagai *backbone*. Rencana pengembangan *backbone* 500 kV akan distudi lebih lanjut.

Transmisi EHV tersebut direncanakan membentang dari pusat PLTA skala besar sampai Kendari melalui Wotu dan Bungku, serta dari pusat PLTA sampai Jeneponto melalui Mamuju, Enrekang, Sidrap dan Maros/Daya Baru. Kedua jalur transmisi EHV tersebut selanjutnya akan dihubungan dengan transmisi EHV melalui gardu induk tegangan ekstra tinggi (GITET) Palopo dan Enrekang untuk meningkatkan keandalan, stabilitas sistem dan meningkatkan fleksibiltas operasi.

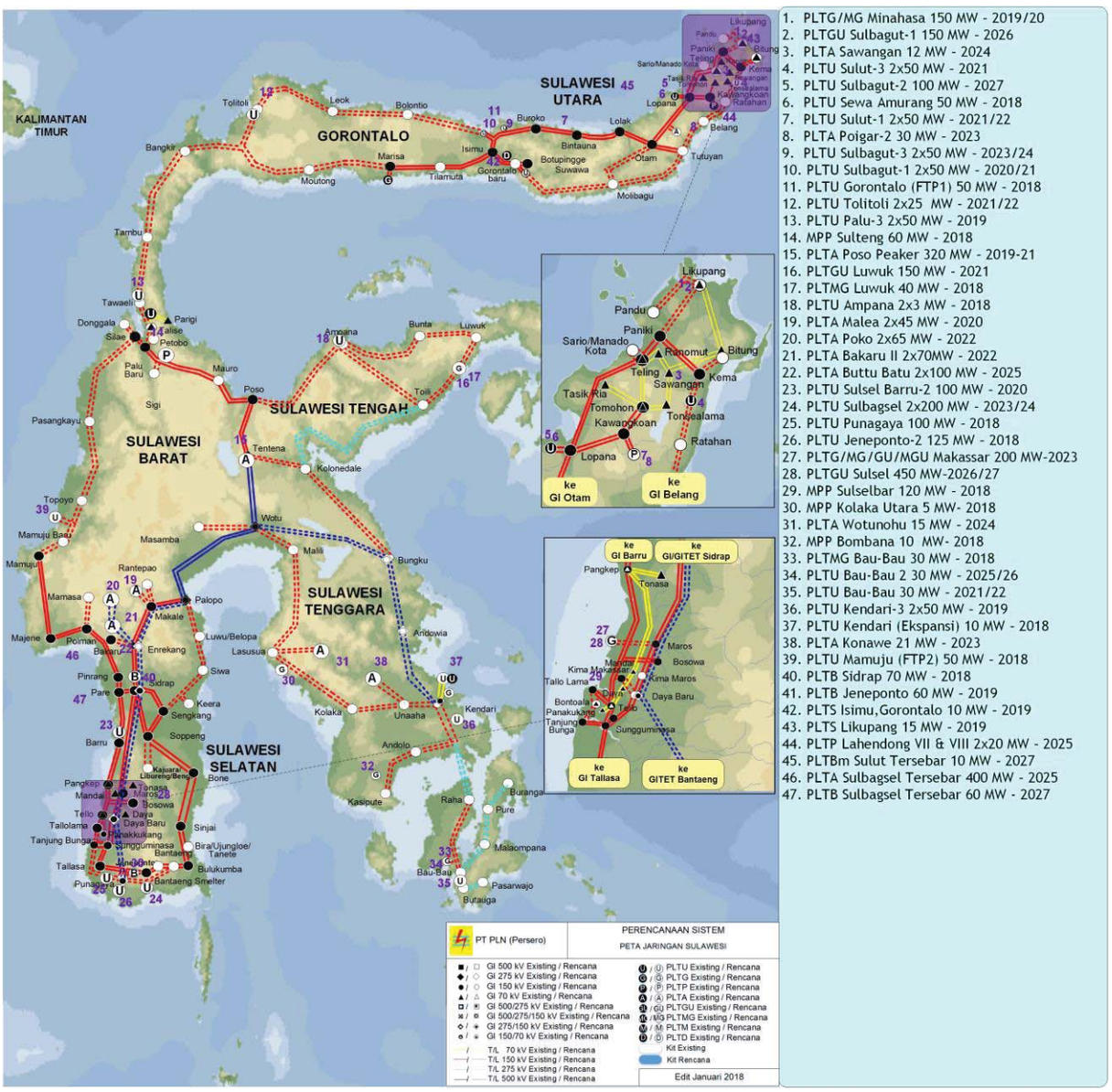
Seiring dengan rencana pembangunan transmisi EHV tersebut, juga akan dibangun GITET di Enrekang, Sidrap dan Maros/Daya Baru. Proyek-proyek tersebut direncanakan dapat beroperasi pada tahun 2021 seiring dengan pelaksanaan proyek PLTA skala besar, seperti PLTA Poso.

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 – Bolontio – Buol – Tolitoli. Proyek transmisi ini dijadwalkan akan selesai dan beroperasi sekitar tahun 2018.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Sulawesi sebagaimana terlihat pada Gambar 5.21.



Gambar 5.21 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2018-2027

Beberapa proyek transmisi strategis di Sistem Sulawesi antara lain:

- Transmisi 150 kV Wotu – Malili – Lasusua – Kolaka – Unaaha – Kendari termasuk IBT 275/150 kV Wotu, untuk menghubungkan Sistem Sulsel dengan Sistem Sultra, saat ini dalam tahap konstruksi dan diharapkan pada tahun 2018 sudah bisa beroperasi.
- Transmisi EHV sebagai *backbone* untuk evakuasi daya dari pusat PLTA skala besar disekitar perbatasan Sulsel, Sulbar dan Sulteng ke pusat pertumbuhan beban di Sultra dan di Makassar dan sekitarnya.
- Transmisi 150 kV Sistem Bau-Bau untuk menyalurkan daya dari pembangkit non BBM ke pusat beban, serta untuk menghubungan pusat beban di Pulau Muna dan pusat beban di Pulau Buton.
- Transmisi 150 kV Marisa - Moutong - Tolitoli - Leok dan Gorontalo - Bolontio
- Leok - Tolitoli serta transmisi 150 kV Tolitoli - Bangkir - Tambu, sehingga membentuk Sistem Sulbagut.

5.9.5. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Maluku dan Papua

Di regional Maluku dan Papua 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 5.101 dan Tabel 5.102 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di regional Maluku dan Papua.

Tabel 5.101 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Maluku dan Papua (kms)

Satuan kms

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV AC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
150 kV	162	1.314	50	20	80	602	150	20	-	30	**2.428**
70 kV	-	161	-	-	-	-	-	10	-	-	**171**
Jumlah	**162**	**1.475**	**50**	**20**	**80**	**602**	**150**	**30**	**-**	**30**	**2.599**

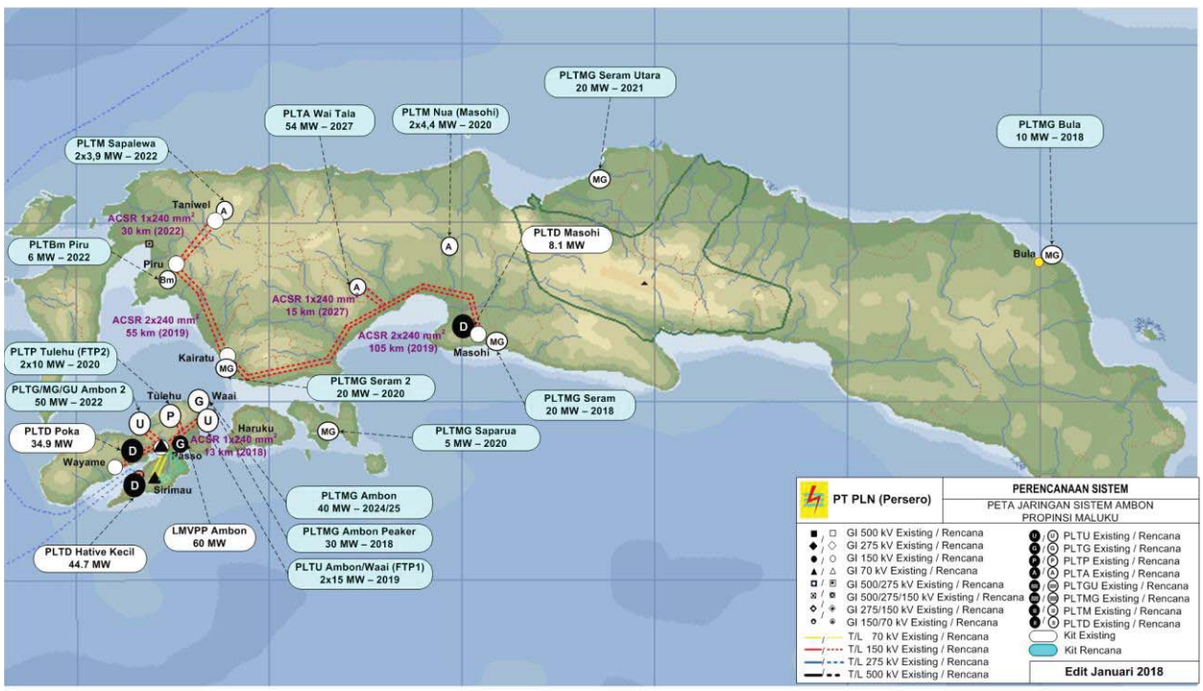
Tabel 5.102 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Regional Maluku dan Papua (MVA)

Satuan MVA

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
150/70 kV	240	-	60	-	-	-	-	-	-	-	**300**
150/20 kV	450	300	250	60	10	110	90	30	60	60	**1.420**
70/20 kV	60	50	60	-	-	-	-	-	-	30	**200**
Jumlah	**750**	**350**	**370**	**60**	**10**	**110**	**90**	**30**	**60**	**90**	**1.920**

Dalam kurun waktu tahun 2018-2027, panjang transmisi yang akan dibangun mencapai 2.599 kms dan trafo dengan kapasitas total mencapai 1.920 MVA.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Ambon-Seram sebagaimana terlihat pada Gambar 5.22. Sedangkan rencana pengembangan sistem transmisi di Jayapura terlihat pada Gambar 5.23.



Gambar 5.22 Rencana Pengembangan Transmisi Ambon Tahun 2018-2027

Gambar 5.23 Rencana Pengembangan Transmisi Jayapura Tahun 2018-2027

Beberapa proyek transmisi strategis di Maluku dan Papua 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.

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 dan pengembangan dan perbaikan sarana pelayanan.

Pengembangan fisik distribusi untuk 10 tahun kedepan diberikan pada Tabel 5.103. Kebutuhan fisik tersebut direncanakan untuk melayani tambahan sekitar 25 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

Tabel 5.103 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi di Indonesia

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022
Panjang JTM (kms)	27.469	28.157	26.796	29.970	25.778
Panjang JTR (kms)	26.023	26.335	25.127	26.928	23.231
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	5.027	5.020	4.617	4.592	4.568
Tambahan Pelanggan	3.567.395	3.181.544	2.731.079	2.442.036	2.249.651

Uraian	2023	2024	2025	2026	2027
Panjang JTM (kms)	26.019	26.678	27.064	29.413	31.255
Panjang JTR (kms)	23.067	23.272	23.460	24.773	25.576
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	4.547	4.733	5.056	5.649	6.405
Tambahan Pelanggan	2.239.659	2.196.834	2.196.146	2.314.665	2.377.089

5.10.1. Regional Sumatera

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Regional Sumatera dapat dilihat pada Tabel 5.104. Kebutuhan fisik sistem distribusi Sumatera hingga tahun 2027 adalah sebesar 99 ribu kms jaringan tegangan menengah, 95 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 10 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 4,5 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan. Penambahan pembangkit adalah untuk kebutuhan melistriki desa yang sangat terpencil dan tidak ada rencana pengembangan distribusi ke daerah tersebut.

Tabel 5.104 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Sumatera

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022
Panjang JTM (kms)	6.622	7.552	9.029	13.113	9.051
Panjang JTR (kms)	7.986	8.077	11.037	12.427	8.576
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	722	781	781	746	716
Tambahan Pelanggan	790.412	680.236	527.962	437.326	314.296

Uraian	2023	2024	2025	2026	2027
Panjang JTM (kms)	9.434	9.968	10.449	11.838	12.656
Panjang JTR (kms)	8.763	8.961	9.139	9.927	10.218
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	826	945	1.128	1.433	1.918
Tambahan Pelanggan	307.666	318.521	332.993	365.458	387.016

5.10.2. Jawa, Bali & Nusa Tenggara

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Regional Jawa, Bali dan Nusa Tenggara dapat dilihat pada Tabel 5.105. Kebutuhan fisik sistem distribusi Jawa, Bali dan Nusa Tenggara hingga tahun 2027 adalah sebesar 114,8 ribu kms jaringan tegangan menengah, 114,5 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 24,1 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 16,8 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

Tabel 5.105 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Jawa,Bali & Nusa Tenggara

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022
Panjang JTM (kms)	12.327	12.913	10.214	10.224	10.745
Panjang JTR (kms)	12.766	13.759	10.097	10.613	11.110
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	2.962	2.869	2.294	2.319	2.325
Tambahan Pelanggan	2.160.417	1.890.542	1.659.624	1.538.096	1.548.343

Uraian	2023	2024	2025	2026	2027
Panjang JTM (kms)	10.614	11.029	11.592	12.209	12.885
Panjang JTR (kms)	10.775	10.922	11.154	11.484	11.830
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	2.155	2.162	2.217	2.336	2.499
Tambahan Pelanggan	1.554.236	1.536.551	1.564.510	1.649.572	1.686.423

5.10.3. Regional Kalimantan

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk regional Kalimantan dapat dilihat pada Tabel 5.106. Kebutuhan fisik sistem distribusi regional Kalimantan hingga tahun 2027 adalah sebesar 34,1 ribu kms jaringan tegangan menengah; 21,7 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 2.123 MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 1,9 juta pelanggan.

Tabel 5.106 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Kalimantan

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022
Panjang JTM (kms)	2.929	2.724	3.035	3.599	3.131
Panjang JTR (kms)	2.418	1.970	1.879	2.157	1.934
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	211	218	233	233	199
Tambahan Pelanggan	248.758	252.212	244.759	223.573	161.177

Uraian	2023	2024	2025	2026	2027
Panjang JTM (kms)	3.272	3.473	3.681	3.976	4.327
Panjang JTR (kms)	2.018	2.127	2.235	2.406	2.582
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	192	199	207	210	220
Tambahan Pelanggan	159.795	163.857	168.050	163.207	168.356

5.10.4. Regional Sulawesi

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk regional Sulawesi dapat dilihat pada Tabel 5.107. Kebutuhan fisik sistem distribusi regional Sulawesi hingga tahun 2027 adalah sebesar 19,7 ribu kms jaringan tegangan menengah, 9,7 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 9.878 MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 1,4 juta pelanggan.

Tabel 5.107 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Sulawesi

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022
Panjang JTM (kms)	3.523	3.200	3.344	1.879	1.716
Panjang JTR (kms)	1.479	1.347	1.346	980	872
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	813	831	974	927	933
Tambahan Pelanggan	176.437	193.744	192.709	139.599	124.099

Uraian	2023	2024	2025	2026	2027
Panjang JTM (kms)	1.750	1.526	895	933	921
Panjang JTR (kms)	878	810	643	661	645
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	971	1.002	1.052	1.160	1.216
Tambahan Pelanggan	129.628	114.891	91.061	96.047	94.118

5.10.5. Regional Maluku dan Papua

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk regional Maluku dan Papua dapat dilihat pada Tabel 5.108. Kebutuhan fisik sistem distribusi Wilayah regional Maluku dan Papua hingga tahun 2027 adalah sebesar 10,3 ribu kms jaringan tegangan menengah, 6,8 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 4.082 MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 940 ribu pelanggan.

Tabel 5.108 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Maluku dan Papua

Uraian	2018	2019	2020	2021	2022
Panjang JTM (kms)	2.067	1.767	1.175	1.155	1.135
Panjang JTR (kms)	1.375	1.181	768	752	739
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	319	322	336	367	394
Tambahan Pelanggan	191.370	164.809	106.024	103.442	101.737

Uraian	2023	2024	2025	2026	2027
Panjang JTM (kms)	949	682	447	457	466
Panjang JTR (kms)	633	453	289	295	301
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	404	424	452	511	552
Tambahan Pelanggan	88.334	63.015	39.531	40.381	41.176

Interkoneksi Antarpulau

Untuk mengembangkan sistem tenaga listrik di pulau-pulau yang dekat dengan daratan pulau besar dan sekaligus untuk menurunkan penggunaan BBM, direncanakan interkoneksi antar pulau melalui kabel laut 20 kV atau 150 kV, antara lain:

- Pulau Muna - Pulau Buton (Bau-bau) dengan kabel laut 150 kV.
- Pulau Laut (Kotabaru) – Batulicin dengan kabel laut 150 kV.
- Kepulauan Seribu dengan sirkit ke-2 kabel laut 20 kV.
- Bali – Nusa Penida dengan kabel laut 20 kV.
- Sumatera – Bangka dengan kabel laut 150 kV.
- Sumatera – Bengkalis dengan kabel laut 150 kV.
- Sumatera – Selat Panjang – Tanjung Balai Karimun dengan kabel laut 150 kV.
- Lombok – Sumbawa dengan kabel laut 150 kV.
- Lombok – Tiga Gili dengan sirkit ke-2 kabel laut 20 kV.
- Lampung – Pahawang dengan kabel laut 20 kV.
- Manado – Bunaken dengan kabel laut 20 kV.
- Talaud – Lirung dengan kabel laut 20 kV.

Pelaksanaan interkoneksi kabel laut tersebut akan didahului dengan kajian kelayakan meliputi keekonomian, enjiniring dan studi dasar laut (*seabed study*) meliputi: rute, peletakan kabel, lingkungan, struktur dasar laut, dan lain sebagainya.

5.11. PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN DAN DESA BERLISTRIK

Program listrik desa akan dilaksanakan dengan pendanaan APLN 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 2018-2027 dan investasinya dapat dilihat pada Tabel 5.109 dan Tabel 5.110.

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 5.109 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2018-2026

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
JTM	22,904	7,905	4,373	4,122	3,652	3,481	3,338	3,336	3,150	2,780
JTR	14,550	9,509	5,249	4,565	3,888	3,700	3,496	3,493	3,299	2,911
Trafo	478	132.8	1.4	0.8	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Pembangkit	135,898	74,364	50,517	8,434	0	0	0	0	0	0
Jumlah Pelanggan	739,329	352,934	338,387	218,826	318,969	303,423	285,398	283,384	267,641	236,153

Tabel 5.110 Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2017-2026 (Juta Rp)

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
JTM	9,390,304	2,878,594	2,037,307	1,701,214	1,459,402	1,391,218	1,340,595	1,341,230	1,266,717	1,117,692
JTR	2,866,264	1,953,020	1,392,962	986,643	846,548	805,896	760,509	761,036	718,756	634,196
Trafo	1,050,109	2,330,090	522,508	380,371	339,646	323,244	308,070	308,361	291,230	256,968
Pembangkit	2,530,551	4,928,021	2,588,272	344,616	-	-	-	-	-	-
Total Biaya	**15,837,228**	**12,089,725**	**6,541,049**	**3,412,844**	**2,645,596**	**2,520,359**	**2,409,174**	**2,410,627**	**2,276,703**	**2,008,856**

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 2.510 desa yang belum berlistrik. Rekapitulasi kebutuhan fisik dan investasi diatas sudah mencakup kebutuhan untuk program 2.510 desa belum berlistrik. Rincian lokasi 2.510 desa terlihat pada Tabel 5.111.

Tabel 5.111 Rekap Sebaran Lokasi 2.510 Desa Belum Berlistrik

No.	Provinsi	Jumlah Desa
1	Aceh	11
2	Bengkulu	7
3	Jambi	3
4	Kalimantan Barat	13
5	Kalimantan Selatan	6
6	Kalimantan Tengah	1
7	Kalimantan Utara	6
8	Maluku	12

No.	Provinsi	Jumlah Desa
9	Maluku Utara	1
10	Nusa Tenggara Barat	3
11	Nusa Tenggara Timur	20
12	Papua	2.111
13	Papua Barat	262
14	Riau	1
15	Sulawesi Barat	1
16	Sulawesi Selatan	2
17	Sulawesi Tengah	1
18	Sulawesi Tenggara	11
19	Sumatera Barat	2
20	Sumatera Utara	36
	Total	2.510

Desa-desa tersebut akan dilistriki oleh PLN dengan perluasan jaringan, pembangunan pembangkit baru yang 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 (LTSHE). Program LTSHE ini merupakan program Pra Elektrifikasi (sebelum jaringan atau pembangkit PLN masuk). PLN juga sedang mengkaji metode-metode lain untuk melistriki desa, khususnya desa yang sangat terpencil dan tidak memungkinkan untuk dibangun jaringan ataupun pembangkit.

5.12. 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 mempercepat penyediaan tenaga listrik, teknologi yang paling cepat dapat digunakan adalah PLTMG/D. Apabila di kemudian hari ditemukan energi terbarukan setempat maka dapat dikombinasikan dengan PLTD mengingat karakteristik energi terbarukan yang *intermittent*. Pola ini disebut sebagai sistem *hybrid*. Untuk memberikan kepastian dan keandalan pasokan pada sistem kecil tersebar, akan dibangun pembangkit berbahan bakar *dual fuel* (HSD dan Gas). Untuk daerah-daerah isolated yang sulit dijangkau, diusahakan melistriki dengan sumberdaya setempat atau dari sumber-sumber energy terbarukan seperti matahari, angin, air dan sebagainya.

Upaya jangka pendek pengembangan sistem *isolated* yang saat ini dilaksanakan PLN diprioritaskan pada upaya-upaya sebagai berikut :

(1) Pengadaan PLTD untuk memenuhi kebutuhan listrik daerah perbatasan dan pulau-pulau terluar. Pengadaan PLTD ini diperlukan karena memang tidak ada alternatif lain yang sesuai kecuali PLTD berbahan bakar minyak.

Kondisi infrastruktur di sebagian besar pulau terluar dan daerah perbatasan Indonesa 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. Untuk mengejar ketertinggalan pembangunan ini Presiden Republik Indonesia Joko Widodo mengeluarkan program Nawa Cita atau 9 Agenda utama program kerja prioritas yang akan dilaksanakan sampai dengan tahun 2019. Program kerja tersebut digagas untuk menunjukkan prioritas jalan perubahan menuju Negara Indonesia yang berdaulat secara politik, mandiri dalam bidang ekonomi dan berkepribadian dalam kebudayaan. Salah satu program Presiden Jokowi seperti yang tercantum dalam Nawa Cita ke- 3 yaitu “Membangun Indonesia dari pinggiran dengan memperkuat daerah-daerah dan desa dalam kerangka negara kesatuan”.

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 2019. Sampai dengan tahun 2019 direncanakan 694 desa dan 137 kecamatan di pulau terluar, pulau terpencil, dan perbatasan yang akan dilistriki PLN. 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.

(2) 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 berbahan bakar minyak.
- Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit atau transmisi.

- Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keluarnya unit pembangkit eksisting 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
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, pemilihan teknologi yang tepat, pemanfaatan sumber energi yang murah (air, panas bumi, batubara mulut tambang, gas di mulut sumur) sedemikian sehingga biaya pokok di sisi pembangkitan dijaga agar tidak cenderung naik.

Biaya Pokok Penyediaan (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 makro-ekonomi yang digunakan seperti kurs, inflasi, dan harga energi primer termasuk harga minyak dunia.

Pemerintah telah mengeluarkan kebijakan terkait energi primer untuk industri ketenagalistrikan terutama untuk gas alam dan Energi Baru Terbarukan (EBT). 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.

Pengembangan Energi Baru Terbarukan (EBT) harus dilakukan oleh Pemerintah karena cadangan energi fosil (minyak, gas, batu bara) yang makin menipis dan kebutuhan masyarakat pada energi yang ramah lingkungan. Pemerintah berharap harga listrik yang dihasilkan energi baru terbarukan (EBT) terjangkau masyarakat dan harga tenaga listrik yang berdasarkan prinsip usaha yang sehat. Sejalan dengan harga EBT dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 Tahun 2017, diharapkan kecenderungan kenaikan BPP akibat harga listrik dari energi terbarukan dapat dihindari.

Upaya internal PLN untuk mengoptimalkan BPP antara lain menjaga kontinuitas pasokan energi primer dengan harga yang ekonomis melalui pasar domestik dan pasar internasional, memastikan proyek yang direncanakan selesai tepat waktu, efisiensi biaya non bahan bakar, mencari alternatif sumber pendanaan yang murah, dan upaya lain yang juga tetap memperhatikan kesehatan korporasi.

BAB VII
KEBUTUHAN INVESTASI DAN INDIKASI PENDANAAN

7.1. SUMBER PENDANAAN DAN KEMAMPUAN KEUANGAN PLN

Rencana Investasi dan Sumber Pendanaan

Kebutuhan investasi PLN akan dipenuhi dari berbagai sumber pendanaan, yaitu dana internal, pinjaman, dan Penyertaan Modal Negara (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.

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 margin yang terbatas. Sedangkan jumlah pinjaman PLN dibatasi oleh *covenant* pinjaman yang disyaratkan oleh *lenders* dan *bond holders*. Kapasitas PLN dalam membuat pinjaman baru dapat ditingkatkan jika pendapatan PLN meningkat melalui peningkatan margin yang ideal.

Selain itu 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 sumber pendanaan di atas, alternatif sumber pendanaan lain yang bisa dimanfaatkan sebagai sumber pendanaan pembangunan infrastruktur tenaga listrik antara lain: sekuritisasi aset (efek beragun aset), *turnkey project with deferred payment* untuk transmisi dan gardu induk, *limited concession scheme*, dll. Saat ini, PLN sedang menjajaki *limited concession scheme* dan efek beragun aset (EBA) untuk mendapatkan dana segar dari *future cash flow* atas aset untuk membiayai kebutuhan pendanaan proyek-proyek investasi lainnya.

7.2. KEMAMPUAN FINANSIAL KORPORAT UNTUK BERINVESTASI

7.2.1. Kemampuan Finansial Korporat

Selain tantangan pembangunan sarana ketenagalistrikan, penyediaan tenaga listrik saat ini juga dibebani oleh biaya produksi yang tinggi. Pendapatan dari pelanggan dalam 2 tahun terakhir menutupi sekitar 75-80% 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 Rp103,3 triliun. Namun selanjutnya subsidi listrik berangsur-angsur menurun hingga hanya sebesar Rp.56,6 triliun pada tahun 2015. 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 sampai dengan 2016, Pemerintah mengalokasikan margin kepada PLN untuk mendukung kemampuan investasi PLN. Margin yang ditetapkan pada tahun 2009, 2010, 2011, dan 2012-2016 yaitu sebesar 5%, 8%, 8%,dan 7% per tahun.

7.2.2. Pengembangan Model Bisnis Kerjasama PLN dan Pihak Ketiga Non-IPP

Untuk memastikan agar pelayanan kepada masyarakat tidak terganggu akibat keterbatasan kemampuan pendanaan PLN, maka diperlukan langkah-langkah terobosan perubahan model bisnis kerjasama PLN dengan pihak ketiga Non-IPP di sektor ketenagalistrikan. Langkah-langkah ini antara lain memberikan

kesempatan kepada pihak ketiga untuk berpartisipasi dalam industri tenaga listrik di bidang selain pembangkitan seperti pembangunan transmisi oleh pihak Non-PLN.

BAB VIII
ANALISIS RISIKO

Sasaran strategis yang ingin dicapai dalam RUPTL ini adalah tersedianya pasokan tenaga listrik yang cukup, andal dan efisien, guna mengantisipasi pertumbuhan konsumsi tenaga listrik dan mendukung terciptanya ketahanan energi.

Dalam pencapaian sasaran strategis tersebut PLN telah berkomitmen menerapkan paradigma *risk management* melalui implementasi ERM (*Enterprise Risk Management*). Hal tersebut selain bertujuan untuk meningkatkan *value* bagi perusahaan, sekaligus juga sebagai salah satu unsur GCG (*Good Corporate Governance*) 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.

Bab ini menggambarkan Profil Risiko Jangka Panjang PLN yang dinilai dominan berpotensi mempengaruhi pencapaian sasaran tersebut di atas dalam kurun waktu tahun 2018-2027, 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 dan distribusi, serta proyeksi pasokan energi primer dan kebutuhan investasi, baik oleh PLN maupun oleh swasta.

8.1. PROFIL RISIKO JANGKA PANJANG

Penggambaran Profil Risiko Jangka Panjang tahun 2018-2027 dilakukan sesuai dengan aspek-aspek yang ditinjau sebagai berikut :

1. **Aspek Regulasi Pemerintah**

   Pada aspek ini risiko yang paling dominan akan 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 panas bumi, pengaruh regulasi daerah, dan sebagainya, yang akan berdampak langsung pada pencapaian sasaran RUPTL.

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*)

a. **Risiko keterbatasan kemampuan pendanaan**, baik yang dialami oleh PLN maupun swasta (IPP) adalah risiko yang dominan akan 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, dan sebagainya.

Adapun dampak yang ditimbulkannya adalah terhambatnya pembangunan proyek-proyek infrastruktur ketenagalistrikan, hingga defisit daya pembangkit (pemadaman bergilir) karena kapasitas tenaga listrik PLN 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 akan 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-fase awal (pra konstruksi) seperti pendanaan, perizinan, pembebasan lahan proyek, proses pelelangan, kesalahan desain, 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 (rata-rata sekitar 5.400 MW per tahun) maka potensi dampak yang

dapat ditimbulkan dari risiko ini diantaranya adalah meningkatnya BPP akibat tidak tercapainya target *fuelmix*, hingga pemadaman karena defisit kapasitas pembangkit PLN.

Mengingat dampak yang sedemikian signifikan, maka mitigasi yang harus dilakukan adalah memastikan proses pra-konstruksi dilakukan lebih awal, khususnya untuk mengantisipasi target penyelesaian proyek tahun 2019-2020 yang sangat besar yaitu 15 GW.

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 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 akan disubstitusi oleh BBM.

d. **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 meskipun telah diproyeksikan relatif tinggi yaitu 6,9% namun pertumbuhan kebutuhan listrik tahun 2017 hanya sekitar 4%). Risiko ini akan berdampak pada *over supply* pembangkit. Namun sebaliknya, terdapat risiko pertumbuhan kebutuhan listrik melampaui proyeksi sehingga kekurangan pembangkit yang dapat berakibat pemadaman.

4. Aspek Operasional

a. **Risiko penurunan *performance* pembangkit eksisting.** Dalam periode 10 tahun ke depan risiko ini berpotensi terjadi, yang

diantaranya disebabkan sebagian pembangkit eksisting PLN telah berusia tua dan performance pembangkit baru eks-FTP1 tidak mencapai bawah 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.

8.2. 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 :

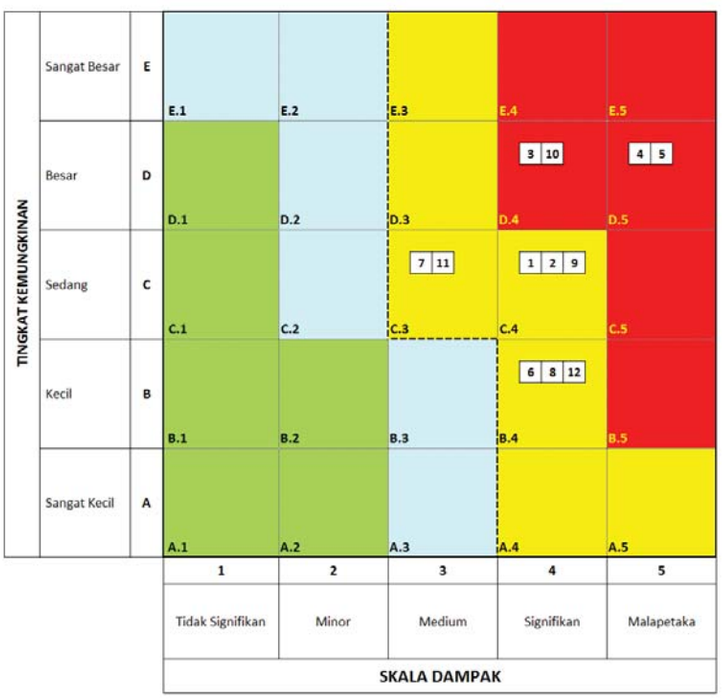
Level risiko ekstrem adalah risiko dinilai berpotensi menggagalkan pencapaian sasaran. Apabila risiko ini diambil, wajib dilakukan penanganan (mitigasi) dan perhatian khusus serta detail, dikarenakan sudah berada di atas batas toleransi risiko perusahaan.

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 9.1.



RISIKO EKSTREM :

3 Risiko keterbatasan kemampuan pendanaan
4 Risiko keterlambatan penyelesaian proyek PLN dan IPP
5 Risiko ketidakselarasan penyelesaian proyek pembangkit dan jaringan
10 Risiko kenaikan harga Energi Primer

RISIKO TINGGI

1 Risiko perubahan tatanan / kebijakan pada sektor ketenagalistrikan
2 Risiko tidak terlaksananya rasionalisasi TTL
6 Risiko hambatan pada penyediaan dan pasokan energi primer non-BBM
7 Risiko pertumbuhan konsumsi tenaga listrik melampaui proyeksi
8 Risiko penurunan performance pembangkit eksisting
9 Risiko terjadinya bottlenecking sistem transmisi
11 Risiko lingkungan
12 Risiko terjadinya bencana alam

Gambar 9.1 Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang Tahun 2016-2025

8.3. MITIGASI RISIKO

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 IX
KESIMPULAN

Dengan menggunakan asumsi pertumbuhan ekonomi sepuluh tahun mendatang rata-rata 6,3% per tahun dan bergerak dari realisasi kebutuhan tenaga listrik tahun 2016 dan 2017, proyeksi penjualan tenaga listrik pada tahun 2027 diperkirakan akan mencapai 434 TWh, atau mengalami pertumbuhan rata-rata 6,86% selama 10 tahun mendatang. Beban puncak pada tahun 2027 diproyeksikan akan mencapai 67 ribu MW. Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut, diprogramkan pembangunan pembangkit listrik baru untuk periode tahun 2018-2027 sebesar 56 GW.

Sejalan dengan pengembangan pembangkit ini, diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 64 ribu kms dan penambahan trafo sebesar 151 ribu MVA. Untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik untuk periode tahun 2018-2027 diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah 329 ribu kms, tegangan rendah 261 ribu kms dan kapasitas trafo distribusi 230 ribu MVA.

Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia diproyeksikan pada tahun 2027 akan menjadi 58,5% batubara, 20,4% gas alam (termasuk LNG), 9,8% panas bumi, 9,3% tenaga air, 0,6% BBM dan 1,3% bahan bakar lainnya (total porsi EBT sebesar 20,4%). Pada tahun 2025 porsi bauran energi dari EBT mencapai 23%, walaupun pada tahun selanjutnya menurun karena peningkatan kebutuhan listrik dan tidak banyak penambahan kapasitas pembangkit EBT baru.

Untuk mencapai target bauran energi sesuai Draft RUKN 2015-2034, perlu dukungan Pemerintah untuk:

a. Menyelesaikan hambatan-hambatan yang dihadapi dalam pengembangan EBT, misalnya perizinan, pembebasan lahan, penggunaan kawasan hutan lindung dan konservasi, risiko eksplorasi panas bumi dan lain sebagainya.
b. Adanya insentif dari Pemerintah untuk mendorong pengembangan EBT.
c. Perlu ada kejelasan skema subsidi dengan meningkatnya BPP karena EBT.
d. Memprioritaskan pemanfaatan gas untuk pembangkit listrik supaya dapat mencapai target bauran energi dari gas sekitar 24%, serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak tercapai.
e. Perlu juklak teknis/regulasi dari Pemerintah terkait kapasitas maksimum dari EBT *intermittent* yang dapat diserap oleh suatu sistem

ketenagalistrikan tertentu, mengingat ada batasan kestabilan sistem dalam pengoperasian EBT *intermittent*.

Secara umum dapat disimpulkan bahwa pemenuhan kebutuhan tenaga listrik Indonesia memerlukan upaya bersama yang terarah dan terkoordinasi dengan baik dari berbagai pemangku kepentingan di sektor ketenagalistrikan.

DAFTAR PUSTAKA

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.
3. Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional
4. 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.
5. 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).
6. 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.
7. Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 14 Tahun 2017.
8. Peraturan Presiden Nomor 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional.
9. 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.
10. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 19 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Batubara Untuk Pembangkit Tenaga Listrik Dan Pembelian Kelebihan Tenaga Listrik (*Excess Power*).

11. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 45 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi Untuk Pembangkit Tenaga Listrik.
12. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 50 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik.
13. Anggaran Dasar PT PLN (Persero).
14. Keputusan Menteri ESDM No. 634-12/20/600.3/2011 tentang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) (Persero).
15. Masterplan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia (MP3EI) 2011-2025, Kemenko Bidang Perekonomian, Jakarta 2011.
16. Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2008 – 2027, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2008
17. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2015 – 2034, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2015
18. Pidato Sambutan Presiden Republik Indonesia pada Acara Gerakan Menuju Bebas Pemadaman Listrik Bergilir, Mataram, 27 Juli 2010
19. Draft Laporan Studi Penghematan Listrik dan *Load Forecasting*, Konsorsium LEMTEK UI dan Tim Nano UI, November 2012
20. *Proyeksi Penduduk Indonesia 2010 – 2035*, Bappenas, BPS, UN Population Fund, 2012
21. *Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) Provisi-provinsi di Indonesia 2007-2011,* BPS, 2012
22. *Perkembangan Beberapa Indikator Utama Sosial-Ekonomi Indonesia,* BPS, Februari 2013
23. *Pendapatan Nasional Indonesia 2001 – 2005*, BPS, 2008 dan update dari website BPS
24. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2017– 2026*, PT PLN (Persero), 2017
25. *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia* 2017, Pusdatin Kementerian ESDM, 2017
26. *Statistik 2010,* PT PLN (Persero), 2011
27. *Statistik 2011,* PT PLN (Persero), 2012
28. *Statistik 2012,* PT PLN (Persero), 2013
29. *Statistik 2013,* PT PLN (Persero), 2014
30. *Statistik 2014,* PT PLN (Persero), 2015
31. *Statistik 2015,* PT PLN (Persero), 2016
32. *Statistik 2016,* PT PLN (Persero), 2017

33. *Laporan Tahunan 2015, PT PLN (Persero), 2016*
34. *Laporan Tahunan 2016, PT PLN (Persero), 2017*
35. *Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006*, Pengkajian Energi UI, 2006
36. *Outlook Energi Indonesia 2017*, BPPT, 2017
37. *Berita Resmi Statistik*, BPS, Februari 2008
38. *Statistik Indonesia,* Badan Pusat Statistik, Agustus 2012.
39. *Rencana Jangka Panjang Perusahaan 2013 – 2017,* PT PLN (Persero), 2013
40. *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia, WestJec, 2007*
41. *Draft Report of Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia, Nippon Koei, 2011*
42. *Public Private Partnerships Infrastructure Projects Plan in Indonesia 2017*, Bappenas, Jakarta 2017
43. Sistem Informasi Laporan Manajemen, PT PLN (Persero), Desember 2017
44. Evaluasi Operasi Tahun 2016, PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali, 2017
45. Evaluasi Operasi Tahun 2016, PT PLN (Persero) P3B Sumatera, 2017
46. Presentasi Kementerian ESDM, Program Indonesia Terang, 2016
47. *Website* Kementerian ESDM, Pemerintah Daerah

LAMPIRAN A

RENCANA PENGEMBANGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI
WILAYAH OPERASI SUMATERA

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

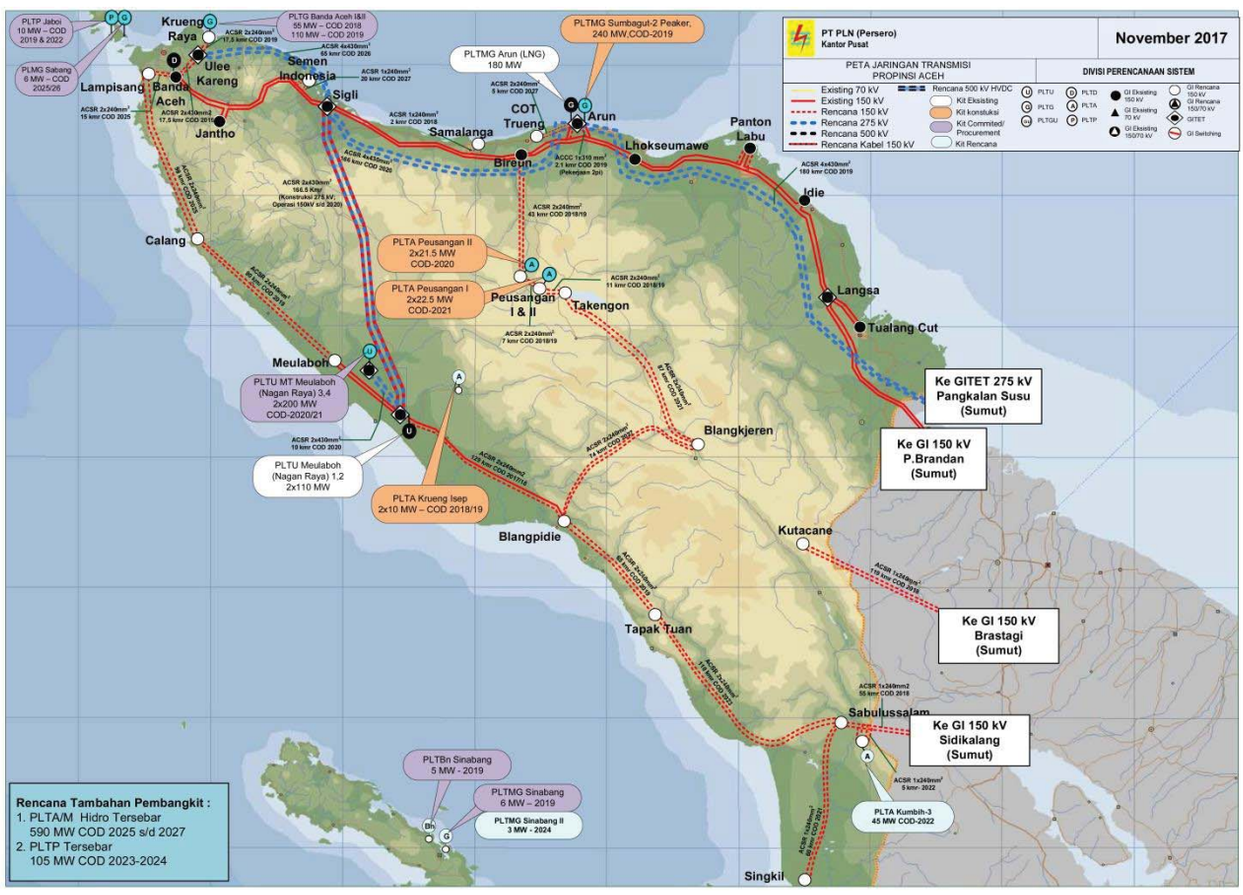
A9. PROVINSI BENGKULU

A10. PROVINSI LAMPUNG

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 Sumut-Aceh dan sistem *isolated* dengan tegangan distribusi 20 kV. Sebagian besar sistem tenaga listrik Aceh dipasok oleh sistem interkoneksi 150 kV Sumbagut dan sebagian kecil masih berada di daerah *isolated*. Saat ini daerah yang sudah dipasok sistem interkoneksi 150 kV meliputi pantai Timur Provinsi Aceh serta Meulaboh dan sekitarnya. Sedangkan wilayah pantai barat lainnya dan tengah Aceh serta kepulauannya masih dipasok oleh PLTD melalui jaringan 20 kV. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Aceh ditunjukkan pada Gambar A1.1.



Gambar A1.1 Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Aceh

Pada sistem *isolated* 20 kV yang meliputi Sistem Calang (Aceh Jaya), Sistem Tapaktuan dan Sistem Kota Fajar (Aceh Selatan), Aceh Singkil, Kota Subulussalam, Sistem Kutacane (Aceh Tenggara), Sistem Blangkejeren (Gayo

Lues), Sistem Takengon (Aceh Tengah) terdapat sewa *genset* untuk mengatasi defisit pada sistem *isolated* tersebut. Sistem isolated di luar pulau Sumatera adalah Kota Sabang, Sistem Sinabang (Simeulue) dan sistem kecil lainnya.

Penjualan sejak tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 7,25%. Komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A1.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan dapat dilihat seperti pada tabel A1.2.

Tabel A1.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh) [1)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.016	1.139	1.166	1.260	1.367	1.510	1.560
2	Bisnis	279	305	310	331	337	363	372
3	Publik	231	253	269	294	317	351	357
4	Industri	54	59	70	81	97	107	116
	Total	1.580	1.755	1.815	1.966	2.119	2.330	2.405
	Pertumbuhan (%)		11,1%	3,4%	8,3%	7,8%	10,0%	3,2%

Tabel A1.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu) [2)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	951,2	978,5	1.016,9	1.067,7	1.117,6	1.157,1	1.199,7
2	Bisnis	63,1	66,3	70,9	76,6	82,0	89,4	94,5
3	Publik	35,0	36,5	38,7	41,2	44,2	47,7	50,4
4	Industri	0,9	0,9	1,0	1,4	1,9	2,2	2,3
	Total	1.050,1	1.082,2	1.127,5	1.186,9	1.245,6	1.296,3	1.346,9
	Pertumbuhan (%)		3,1%	4,2%	5,3%	4,9%	4,1%	3,9%

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 [3)]

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	Pemilik
1	Sumbagut	PLTU	COAL	220	180	PLN
2	Sumbagut	PLTG	GAS	180	50	PLN
3	Sumbagut	PLTMG	GAS	180	179,9	PLN
4	Sumbagut	PLTD	HSD	77,2	42,4	PLN
5	Sumbagut	PLTMG	GAS	20	20	IPP
6	Sabang	PLTD	HSD	11,1	9,8	PLN
7	Sinabang	PLTD	HSD	9,6	7,9	PLN
Total				698	490	

[1)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 - 2027
[2)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 - 2027
[3)] Sumber : ROT 2018 P3BS dan Data PT PLN (Persero) Wilayah Aceh

Tabel A1.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA) [4)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Alue Dua/ Langsa	150/20	2	60
2	Tualang Cut	150/20	3	60
3	Alue Batee/ Idi	150/20	2	50
4	Lhokseumawe	150/20	2	120
5	Bireuen	150/20	2	90
6	Sigli	150/20	2	90
7	Banda Aceh I / Lambaroe	150/20	3	150
8	Jantho	150/20	1	30
9	Pantonlabu	150/20	1	30
10	Pltu Nagan Raya	150/20	1	30
11	Arun	150/20	1	30
12	Meulaboh	150/20	1	30
Total			21	770

Tabel A1.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi [5)]

Tahun	JTM (kms)	Gardu Dist. (MVA)	JTR (kms)
2011	13.994	533	13.412
2012	14.260	612	14.015
2013	14.734	659	14.745
2014	15.144	718	14.980
2015	16.483	774	17.355
2016	16.324	820	16.886
2017	17.284	881	17.366

A1.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2018-2027 diberikan pada Tabel A1.6 dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 9,47%.

Tabel A1.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1659,8	1798,8	1927,1	2072,1	2223,7	2383,1	2553,0	2730,5	2932,4	3147,7
2	Bisnis	419,2	466,3	519,0	584,5	656,6	733,0	817,3	906,4	1010,6	1122,3
3	Publik	392,4	440,2	488,3	545,2	606,9	671,4	739,4	812,6	901,4	996,4
4	Industri	175,4	148,4	262,0	431,3	488,1	537,5	573,6	595,3	613,7	701,7
	Total	2646,7	2853,7	3196,5	3633,0	3975,3	4325,0	4683,2	5044,9	5458,1	5968,1
	Pertumbuhan (%)		7,82%	12,01%	13,66%	9,42%	8,80%	8,28%	7,72%	8,19%	9,34%

[4)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS
[5)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

Tabel A1.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1217,8	1264,2	1293,7	1315,9	1335,9	1355,4	1374,3	1392,7	1410,6	1428,0
2	Bisnis	103,9	113,5	123,9	137,1	151,3	166,7	183,4	201,3	222,0	244,4
3	Publik	56,2	61,7	67,3	73,8	81,0	88,4	96,3	104,7	115,0	126,0
4	Industri	2,7	3,2	3,8	4,5	5,4	6,5	7,8	9,2	10,9	12,7
	Total	1380,6	1442,5	1488,6	1531,4	1573,7	1617,0	1661,8	1708,0	1758,5	1811,1
	Pertumbuhan (%)		4,48%	3,20%	2,87%	2,76%	2,76%	2,77%	2,78%	2,95%	3,00%

Tabel A1.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[6)]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	4,98	2.647	2.944	518	1.380.595
2019	5,53	2.854	3.173	555	1.442.490
2020	5,89	3.196	3.547	615	1.488.639
2021	5,87	3.633	4.024	693	1.531.352
2022	5,85	3.975	4.396	751	1.573.660
2023	5,83	4.325	4.777	810	1.617.050
2024	5,82	4.683	5.167	870	1.661.789
2025	5,80	5.045	5.601	936	1.708.001
2026	5,75	5.458	5.986	993	1.758.454
2027	5,70	5.968	6.529	1.075	1.811.126
Pertumbuhan (%)	5,70%	9,47%	9,27%	8,46%	3,06%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan KEK Arun Lhokseumawe, PT. Semen Indonesia Aceh, Semen Tripa Aceh, Kawasan Industri, dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Aceh. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastuktur tenaga listrik (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 1.655 MW yang tersebar di 18 lokasi di wilayah Aceh. Potensi panas bumi yang dapat dimanfaatkan untuk

[6)] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027

pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 1.307 MWe yang tersebar di 19 lokasi. Adapun potensi minyak bumi dan gas bumi yang dimiliki adalah 151 MMSTB dan 6.93 TSCF. Sedangkan potensi batubara di Provinsi Aceh adalah sebesar 451 juta ton[7].

Terdapat juga potensi pembangkit listrik tenaga Gas Wellhead dengan kapasitas sekitar 140 MW, Potensi ini dapat dikembangkan apabila telah nyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan sistem yang telah diverivikasi oleh PLN, Mempunyai kemapuan pendanaan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2027 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Aceh dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada Tabel A1.9. dan Tabel A1.10.

Tabel A1.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTGU	-	240	-	-	-	-	-	-	-	-	240
PLTG/MG	55	116	-	-	-	-	3	3	3	-	180
PLTA	-	-	43	45	45	-	-	-	-	-	133
Jumlah	**55**	**356**	**43**	**45**	**45**	**-**	**3**	**3**	**3**	**-**	**553**
IPP											-
PLTU	-	-	200	200	-	-	-	-	-	-	400
PLTP	-	5	-	-	5	-	-	-	-	-	10
PLTM	-	7	-	20	-	-	-	-	-	-	27
PLTA	10	10	-	-	-	-	-	563	-	-	583
PLT Lain	-	15	32	-	-	-	-	-	-	-	47
Jumlah	**10**	**37**	**232**	**220**	**5**	**-**	**-**	**563**	**-**	**-**	**1.067**
Unallocated											-
PLTP	-	-	-	-	-	55	50	-	-	-	105
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**55**	**50**	**-**	**-**	**-**	**105**
Total											-
PLTU	-	-	200	200	-	-	-	-	-	-	400
PLTP	-	5	-	-	5	55	50	-	-	-	115
PLTGU	-	240	-	-	-	-	-	-	-	-	240
PLTG/MG	55	116	-	-	-	-	3	3	3	-	180
PLTM	-	7	-	20	-	-	-	-	-	-	27
PLTA	10	10	43	45	45	-	-	563	-	-	716
PLT Lain	-	15	32	-	-	-	-	-	-	-	47
Jumlah	**65**	**393**	**275**	**265**	**50**	**55**	**53**	**566**	**3**	**-**	**1.725**

Tabel A1.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumbagut	PLTG	MPP Banda Aceh	55	2018	PPA	PLN
2	Sumbagut	PLTA	Krueng Isep	20	2018/19	Konstruksi	Swasta
3	Sumatera	PLTBm	Tanjung Semanto	9,8	2019	PPA	Swasta

[7] Sumber : Draft RUKN 2015-2034

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
4	Sumatera	PLTG	MPP Banda Aceh 2	110	2019	PPA	PLN
5	Sumatera	PLTMG	Sumbagut-2 Peaker (Arun Ekspansi)	240	2019	Konstruksi	PLN
6	Sumatera	PLTM	Lawe Sikap	7	2019	Konstruksi	Swasta
7	Sumatera	PLTBg	Geso	3	2020	PPA	Swasta
8	Sumatera	PLTBm	Tamiang	10	2020	PPA	Swasta
9	Sumatera	PLTA	Peusangan 1-2	43&45	2020/2021	Konstruksi	PLN
10	Sumatera	PLTU	Meulaboh (Nagan Raya) #3,4 MT	400	2020/2021	PPA	Swasta
11	Sumatera	PLTM	Nengar	1	2021	PPA	Swasta
12	Sumatera	PLTA	Kumbih-3	45	2022	Commited	PLN
13	Sumatera	PLTA/M	Hydro Tersebar Aceh	582,2	2021-2025	Rencana	Swasta
14	Sumatera	PLTP	PLTP Tersebar Aceh	105	2023-2024	Rencana	Unallocated
15	Sumatera & Isolated Aceh	PLTS	PLTS Tersebar Aceh	19	2020	Proses PPA	Swasta
16	Sabang	PLTP	Jaboi (FTP2)	10	2019/2022	PPA	Swasta
17	Sabang	PLTMG	Sabang	6	2025/2026	Rencana	PLN
18	Sinabang	PLTMG	Sinabang-1	6	2019	Rencana	PLN
19	Sinabang	PLTBn	Sinabang/Siemelue	5	2019	Rencana	Swasta
20	Sinabang	PLTMG	Sinabang-2	3	2024	Rencana	PLN
Total				1.725			

Di Provinsi Aceh terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Tampur-1 443,0 MW
- PLTA Peusangan-4 (FTP2) 120,0 MW
- PLTA Lawe Alas 151,0 MW
- PLTA Jambu Aye 160,0 MW
- PLTA Kla 12,0 MW
- PLTA Lae Suraya 240,0 MW
- PLTA Meurebo-3 100,0 MW
- PLTA Tripa 1 100,0 MW
- PLTA Teunom II 63,0 MW
- PLTA Woyla 250,0 MW
- PLTA Woyla-5 56,0 MW
- PLTP G. Geureudong 55,0 MW
- PLTP Seulawah Agam (FTP2) #1 55,0 MW
- PLTP Seulawah Agam (FTP2) #2 55,0 MW
- PLTP Jaboi 80,0 MW
- PLTM Lawe Gurah 4,5 MW
- PLTM Lawe Mamas 9,6 MW
- PLTM Lhok Pineung 5,1 MW
- PLTM Ketol A 10,0 MW
- PLTM Mangku Sosial 6,6 MW

-	PLTM	Subulussalam	7,4	MW
-	PLTM	Tembolon (Bidin 2)	3,1	MW
-	PLTM	Teunom	10,0	MW
-	PLTBm	Subulussalam	10,0	MW
-	PLTBm	Penanggalan	10,0	MW

Potensi pembangkitan tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel A1.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2027 untuk sistem 150 kV dan 275 kV ditunjukkan pada Tabel A1.11. dan Tabel A1.12.

Tabel A1.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
275 kV	-	360	352	-	-	-	-	-	130	-	842
150 kV	542	445	-	294	10	220	-	228	-	334	2.073
Total	542	805	352	294	10	220	-	228	130	334	2.915

Tabel A1.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Pangkalan Susu	Arun	275	2 cct, 4 Zebra	360	2019	Committed
2	Arun	Sigli	275	2 cct, 4 Zebra	332	2020	Committed
3	Nagan Raya	PLTU Nagan Raya #3,4	275	2 cct, 2 Zebra	20	2020	Committed
4	Sigli	Ulee Kareng	275	2 cct, 4 Zebra	130	2026	Rencana
5	Sidikalang	Subulussalam	150	2 cct, 1 Hawk	110	2018	Konstruksi
6	Brastagi	Kutacane	150	2 cct, 1 Hawk	238	2018	Konstruksi
7	PLTU Meulaboh/Nagan Raya	Blang Pidie	150	1 cct, 2 Hawk (2nd sirkit)	129	2018	Konstruksi
8	Bireun	PLTA Peusangan-2	150	2 cct, 2 Hawk	86	2018/19	Konstruksi
9	PLTA Peusangan-1	PLTA Peusangan-2	150	2 cct, 2 Hawk	14	2018/20	Konstruksi
10	PLTA Peusangan-1	Takengon	150	2 cct, 2 Hawk	22	2018/21	Konstruksi
11	Samalanga	Inc. 1 Pi (Bireun - Sigli)	150	2 cct, 1 Hawk	4	2018	Committed
12	Ulee Kareng	Banda Aceh	150	2 cct, 2 Zebra	35	2019	Konstruksi
13	Krueng Raya	Ulee Kareng	150	2 cct, 2 Zebra	35	2019	Konstruksi
14	Blang Pidie	Tapak Tuan	150	2 cct, 2 Hawk	130	2019	Konstruksi
15	Arun	Inc. 2 Pi (Bireun - Lhokseumawe)	150	2 cct, HTLS 1x310 mm2	4	2019	Committed
16	Calang	Meulaboh	150	2 cct, 2 Hawk	180	2019	Committed
17	Takengon	Blang Kjeren	150	2 cct, 2 Hawk	174	2021	Committed

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
18	Subulussalam	Singkil	150	2 cct, 1 Hawk	120	2021	Committed
19	Kumbih	Inc. 2 Pi (Sabulussalam-Sidikalang)	150	2 cct, 1 Hawk	10	2022	Rencana
20	Tapak Tuan	Subulussalam	150	2 cct, 2 Hawk	220	2023	Rencana
21	Calang	Lampisang	150	2 cct, 1 Hawk	198	2025	Rencana
22	Banda Aceh	Lampisang	150	2 cct, 2 Hawk	30	2025	Rencana
23	Arun (rekonduktoring)	Bireun (rekonduktoring)	150	2 cct, HTLS 1x310 mm2	96	2027	Rencana
24	Semen Indonesia-Aceh	Inc 2 Phi (Sigli-B.Aceh/Jantho)	150	4 cct, 1 Hawk	80	2027	Rencana
25	Cot Trueng/Aromatic Humpus (PTT)/KEK Lhokseumawe	Arun	150	2 cct, 2 Hawk	10	2027	Rencana
26	Blangkjeren	Blangpidie	150	2 cct, 1 Hawk	148	2027	Rencana
Total					2.915		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 150 kV dan 275 kV sampai tahun 2027 ditunjukkan pada Tabel A1.13 dan Tabel A1.14.

Tabel A1.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
275/150 kV	-	250	500	250	-	-	-	-	500	-	1.500
150/20 kV	270	420	-	120	210	60	-	300	180	120	1.680
Total	270	670	500	370	210	60	-	300	680	120	3.180

Tabel A1.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
1	Arun	275/150	New	1x250	2019	Committed
2	Sigli	275/150	New	1x250	2020	Committed
3	Arun	275/150	Ext	2 LB	2020	Committed
4	Nagan Raya	275/150	New	1x250	2020	Committed
5	Nagan Raya	275/150	Ext	1x250	2021	Committed
6	Ulee Kareng	275/150	New	1x500	2026	Rencana
7	Sigli	275/150	Ext	2 LB	2026	Rencana
8	Samalanga	150/20	New	1x30	2018	Committed
9	Arun	150/20	Ext	1 TB	2018	Committed
10	Subulussalam	150/20	New	1x30	2018	Konstruksi
11	Kutacane	150/20	New	1x30	2018	Konstruksi
12	Takengon	150/20	New	1x30	2018	Konstruksi
13	Peusangan-1	150	New	4 LB	2018	Konstruksi
14	Peusangan-2	150	New	4 LB	2018	Konstruksi
15	Bireun	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
16	Panton Labu	150/20	Ext	1x30	2018	Konstruksi
17	Meulaboh	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
18	Arun	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
19	Arun	150/20	Ext	2 LB	2019	Committed
20	Calang	150/20	New	1x30	2019	Committed

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
21	Meulaboh	150	Ext	2 LB	2019	Committed
22	Arun	150	Ext	2 TB	2019	Committed
23	Langsa	150/20	Uprate	1x60	2019	Pengadaan
24	Krueng Raya	150/20	New	1x30	2019	Konstruksi
25	Banda Aceh	150	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
26	Ulee Kareng	150/20	New	1x60	2019	Konstruksi
27	Tapak Tuan	150/20	New	1x30	2019	Konstruksi
28	Blang Pidie	150	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
29	Bireuen	150/20	Ext	1x30	2019	Konstruksi
30	Banda Aceh	150/20	Uprate	1x60	2019	Konstruksi
31	Arun	150/20	Ext	1x60	2019	Rencana
32	Idie	150/20	Ext	1x60	2019	Rencana
33	Sigli	150	Ext	2 TB	2020	Committed
34	PLTU NaganRaya	150	Ext	2 TB	2020	Committed
35	Blang Kjeren	150/20	New	1x30	2021	Committed
36	Takengon	150	Ext	2 LB	2021	Committed
37	Singkil	150/20	New	1x30	2021	Committed
38	Subulussalam	150	Ext	2 LB	2021	Committed
39	Tualang Cut	150/20	Uprate	1x60	2021	Rencana
40	Kumbih	150/20	New	1x30	2022	Rencana
41	Tualang Cut	150/20	Uprate	1x60	2022	Rencana
42	Lhokseumawe	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
43	Ulee Kareng	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
44	Tapak Tuan	150	Ext	2 LB	2023	Rencana
45	Subulussalam	150	Ext	2 LB	2023	Rencana
46	Arun	150/20	Uprate	1x60	2023	Rencana
47	Lampisang	150/20	New	1x60	2025	Rencana
48	Banda Aceh	150	Ext	2 LB	2025	Rencana
49	Calang	150	Ext	2 LB	2025	Rencana
50	Lampisang	150	Ext	2 LB	2025	Rencana
51	Takengon	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
52	Sigli	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
53	Samalanga	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
54	Kutacane	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
55	Ulee Kareng	150	Ext	2 TB	2026	Rencana
56	Calang	150/20	Ext	1x60	2026	Rencana
57	Bireuen	150/20	Uprate	1x60	2026	Rencana
58	Idie	150/20	Uprate	1x60	2026	Rencana
59	Laweung (Semen Indonesia-Aceh)	150/20	New	1x30	2027	Rencana
60	Cot Trueng/Aromatic Humpus (PTT)	150/20	New	1x30	2027	Rencana
61	Blang Kjeren	150	Ext	2 LB	2027	Rencana
62	Blang Pidie	150	Ext	2 LB	2027	Rencana
63	Meulaboh	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
	Total			3.180		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2027, 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)	
2018	551	320	25	33.740
2019	1.803	1.022	140	61.895
2020	1.281	708	77	46.149
2021	1.581	852	81	42.713
2022	1.587	835	80	42.308
2023	1.655	851	85	43.390
2024	1.732	871	90	44.739
2025	1.814	893	96	46.211
2026	1.999	963	109	50.454
2027	2.087	1.005	114	52.671
Total	16.089	8.320	897	464.271

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program pengembangan listrik perdesaan dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel A1.16.

Tabel A1.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	Kms	kms	kVA	Unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	112	117	1.950	37	1.000	3.545
2019	126	65	150	6	350	3.545
2020	2	13	50	2	-	85
2021	-	29	25	1	-	190
2022	-	29	25	1	-	190
2023	-	27	25	1	-	181
2024	-	26	25	1	-	171
2025	-	26	25	1	-	171
2026	-	24	25	1	-	162
2027	-	21	25	1	-	143
Total	241	375	2.325	51	1.350	8.382

Program Listrik Perdesaan Aceh adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Aceh. 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

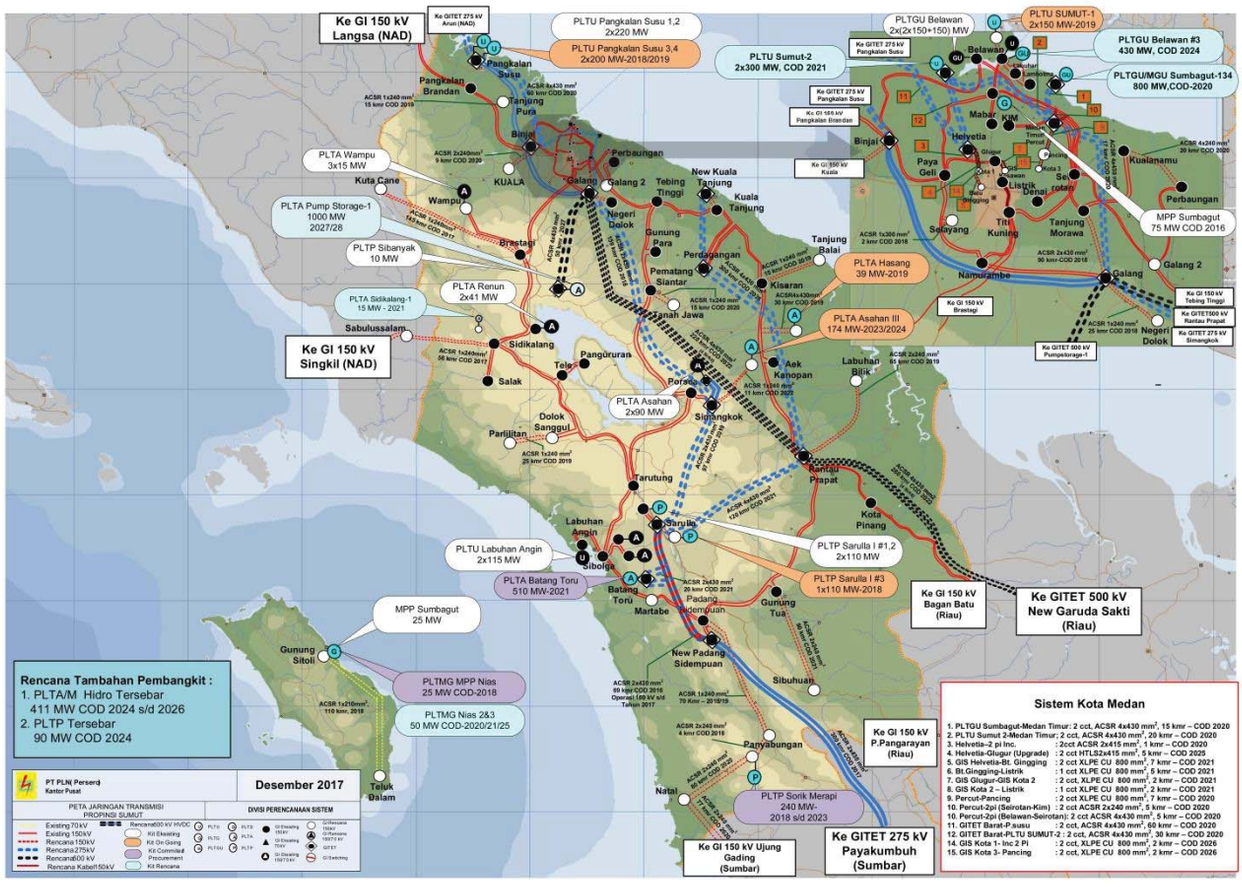
mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM. Untuk mempercepat program listrik perdesaan ini, PLN sedang mengembangkan metode-metode lainnya yang dapat digunakan.

Metode program listrik perdesaan yang dilakukan saat ini adalah dengan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

LAMPIRAN A.2
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI SUMATERA UTARA

A2.1. KONDISI SAAT INI

Sistem tenaga listrik di Provinsi Sumatera Utara (Sumut) terdiri dari sistem interkoneksi dengan transmisi 150 kV dan 275 kV dan sistem *isolated* dengan distribusi 20 kV. yaitu sistem *isolated* Pulau Nias, Pulau Tello dan Pulau Sembilan. Saat ini 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. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Sumut ditunjukkan pada Gambar A2.1.



Gambar A2.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Sumatera Utara

Penjualan sejak tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 5,15%. Komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A2.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan dapat dilihat seperti pada tabel A2.2.

Tabel A2.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh) [8)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	3.366	3.814	3.871	4.177	4.504	4.809	5.091
2	Bisnis	1.170	1.156	1.195	1.252	1.328	1.447	1.491
3	Publik	642	705	717	748	796	857	887
4	Industri	2.016	2.135	2.134	2.094	2.076	2.128	2.253
	Total	7.194	7.809	7.917	8.271	8.704	9.240	9.722
	Pertumbuhan (%)		8,6%	1,4%	4,5%	5,2%	6,2%	5,2%

Tabel A2.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	2.511	2.633,6	2.749,1	2.863,6	2.975,9	3.098,9	3.229,6
2	Bisnis	90,4	94	97,2	106,6	111,3	123,3	129,7
3	Publik	68,9	77,1	80,6	77,9	80,4	84,5	87,5
4	Industri	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7	3,9	4
	Total	2.674	2.808	2.931	3.052	3171	3.311	3.451
	Pertumbuhan (%)		5,0%	4,4%	4,1%	3,9%	4,4%	4,2%

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[9)]

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto	Pemilik
1	Sumbagut	PLTU	COAL	800	630	PLN
2	Sumbagut	PLTG	GAS	154,1	117	PLN
3	Sumbagut	PLTGU	GAS	817,3	501	PLN
4	Sumbagut	PLTA	HYD	132	122,8	PLN
5	Sumbagut	PLTMH	HYD	7,6	6,8	PLN
6	Sumbagut	PLTG	GAS	75	75	IPP
7	Sumbagut	PLTA	HYD	225	225	IPP
8	Sumbagut	PLTP	GEO	340	330	IPP
9	Sumbagut	PLTM	HYD	66,3	54,3	IPP
10	Sumbagut	PLTD	HSD	185	185	Sewa
11	Sumbagut	PLTMG	GAS	240	240	Sewa
12	Sumbagut	PLTP	GEO	10	10	Sewa
13	Sumbagut	PLTA	HYD	90	90	EXCESS
14	Sistem Pulau Nias	PLTD	HSD	6,2	1,3	PLN
15		PLTD	HSD	65,1	43,4	Sewa
16		PLTD	HSD	3,4	1,2	PLN
17		PLTD	HSD	8,2	6,6	Sewa
18	Sistem Kepulauan Nias (Terluar)	Pulau Tello	HSD	0,9	0,7	PLN
19		Lasondre	HSD	0,2	0,2	PLN
20		Tanah Masa	HSD	0,4	0,1	PLN
21		Tanah Bala	HSD	0,6	0,6	PLN
22	Pulau Sembilan	PLTD	HSD	0,3	0,2	PLN
23		PLTD	HSD	0,3	0,2	PLN
Total				3.228	2.641	

[8)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 - 2027
[9)] Sumber : ROT 2018 P3BS

Tabel A2.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[10)]

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	3	180
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	1	60
9	Lamhotma	150/20	1	30
10	Namurambe	150/20	2	120
11	Denai	150/20	2	120
12	T. Morawa	150/20	2	120
13	Sei Rotan	150/20	3	151,5
14	Perbaungan	150/20	2	90
15	Binjai	150/20	3	180
16	P. Brandan	150/20	2	90
17	Sidikalang	150/20	2	80
18	Brastagi	150/20	2	90
19	Tebing Tinggi	150/20	2	120
20	Kuala Tanjung	150/20	2	120
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	2	120
27	Kota Pinang	150/20	2	90
28	Porsea	150/20	2	30
29	Tarutung	150/20	2	70
30	Sibolga	150/20	2	70
31	P. Sidimpuan	150/20	3	150
32	Gunung Tua	150/20	2	60
33	Labuhan Angin	150/20	1	10
34	Kuala Namu	150/20	2	60
35	Perdagangan/New Kuala Tanjung	150/20	1	60
36	Dolok Sanggul	150/20	1	30
37	Martabe	150/20	1	10
Total			76	3.642

Tabel A2.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Dist. (MVA)	JTR (kms)
2011	23.195	1.647	25.076
2012	23.654	1.773	25.377
2013	23.940	1.858	25.928
2014	24.541	1.981	26.094

[10)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

Tahun	JTM (kms)	Gardu Dist. (MVA)	JTR (kms)
2015	28.843	2.141	26.989
2016	25.456	2.344	26.719
2017	26.182	2.537	27.129

A2.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2018-2027 diberikan pada Tabel A2.6, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 7,92%.

Tabel A2.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[11]

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	5483,6	5901,4	6348,3	6927,3	7557,9	8244,3	8995,9	9808,6	10764,2	11810,5
2	Bisnis	1597,9	1724,8	1958,2	2131,6	2308,6	2501,8	2711,6	2937,1	3192,9	3474,6
3	Publik	928,5	977,2	1027,9	1075,4	1125,2	1177,2	1231,7	1288,7	1348,4	1410,9
4	Industri	2368,9	2489,7	2996,8	3250,3	3454,8	3638,0	4167,3	4307,9	4459,4	4600,4
	Total	10379	11093	12331,3	13384	14446	15561	17106	18342	19765	21296
	Pertumbuhan (%)		6,88%	11,16%	8,54%	7,93%	7,72%	9,93%	7,22%	7,76%	7,75%

Tabel A2.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[12]

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	3.267,1	3.317,2	3.360,6	3.413,1	3.453,1	3.491,5	3.528,4	3.563,8	3.597,7	3.620,3
2	Bisnis	130,7	132,3	133,5	135,0	135,8	136,5	137,1	137,7	138,0	137,8
3	Publik	90,7	94,1	97,8	101,8	106,0	110,6	115,4	120,6	126,1	132,0
4	Industri	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9
	Total	3.492,6	3.547,8	3.596,2	3.654,3	3.699,4	3.743,2	3.785,6	3.826,8	3.866,7	3.895,1
	Pertumbuhan (%)		1,58%	1,37%	1,61%	1,24%	1,18%	1,13%	1,09%	1,04%	0,73%

Tabel A2.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[13]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,80	10.379	11.500	1.893	3.492.581
2019	5,73	11.093	12.252	2.009	3.547.780
2020	5,94	12.331	13.594	2.219	3.596.213
2021	6,15	13.385	14.730	2.394	3.654.268
2022	6,07	14.447	15.870	2.568	3.699.406
2023	5,98	15.561	17.078	2.752	3.743.182
2024	5,89	17.106	18.774	3.013	3.785.630
2025	5,79	18.342	20.130	3.217	3.826.769
2026	5,67	19.765	21.691	3.452	3.866.693
2027	5,55	21.296	23.372	3.704	3.895.062
Pertumbuhan (%)	5,86	8,32%	8,21%	7,75%	1,22%

[11)] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[12)] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[13)] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan KEK Sei Mangkei, Kawasan Industri Kuala Tanjung, KSPN Danau Toba, Inalum, PT. Growth Sumatera, PT. Sinar MD-Deli Park, PT. Canang Indah, 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 (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 1.242 MW yang tersebar di beberapa lokasi, potensi panas bumi sekitar 2.762 MWe yang tersebar di 16 lokasi, potensi minyak bumi yang dimiliki adalah 111 MMSTB dan gas bumi sekitar 1.29 TSCF. Disamping itu Provinsi Sumut juga memiliki potensi Batubara 27 juta ton[14].

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2027 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Sumatera Utara dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A2.9 dan Tabel A2.10.

[14] Sumber : Draft RUKN 2015-2034

Tabel A2.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	200	200	-	-	-	-	-	-	-	-	400
PLTGU	-	-	-	-	-	-	430	-	-	-	430
PLTG/MG	34	-	10	20	-	-	20	-	-	-	84
PLTA	-	-	-	-	-	87	87	-	-	-	174
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500	500
Jumlah	**234**	**200**	**10,00**	**20**	**-**	**87**	**537**	**-**	**-**	**500**	**1.588**
IPP											-
PLTU	-	300	-	600	-	-	-	-	-	-	900
PLTP	150	-	50	50	50	50	-	-	-	-	350
PLTGU	-	-	800	-	-	-	-	-	-	-	800
PLTM	13	78	168	9	-	-	-	-	-	-	267
PLTA	-	39	-	510	-	-	-	144	-	-	693
PLT Lain	2	-	35	-	-	-	-	-	-	-	37
Jumlah	**165**	**417**	**1.053**	**1.169**	**50**	**50**	**-**	**144**	**-**	**-**	**3.047**
Unallocated											-
PLTP	-	-	-	-	-	-	90	-	-	-	90
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**90**	**-**	**-**	**-**	**90**
Total											-
PLTU	200	500	-	600	-	-	-	-	-	-	1.300
PLTP	150	-	50	50	50	50	90	-	-	-	440
PLTGU	-	-	800	-	-	-	430	-	-	-	1.230
PLTG/MG	34	-	10	20	-	-	20	-	-	-	84
PLTM	13	78	168	9	-	-	-	-	-	-	267
PLTA	-	39	-	510	-	87	87	144	-	-	867
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500	500
PLT Lain	2	-	35	-	-	-	-	-	-	-	37
Jumlah	**399**	**617**	**1.063**	**1.189**	**50**	**137**	**627**	**144**	**-**	**500**	**4.725**

Tabel A2.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumbagut	PLTBg	Kwala Sawit	1	2018	Konstruksi	Swasta
2	Sumbagut	PLTBg	Pagar Merbau	1	2018	Konstruksi	Swasta
3	Sumbagut	PLTM	Aek Sisira Simandame	4,6	2018	Konstruksi	Swasta
4	Sumbagut	PLTM	Lae Kombih 3	8	2018	Konstruksi	Swasta
5	Sumbagut	PLTP	Sarulla I (FTP2) #3	110	2018	Konstruksi	Swasta
6	Sumbagut	PLTU	Pangkalan Susu #3 (FTP2)	200	2018	Konstruksi	PLN
7	Sumbagut	PLTP	Sorik Marapi (FTP2)	240	2018-2023	Konstruksi	Swasta
8	Sumatera	PLTM	Aek Tomuan-1	8	2019	Konstruksi	Swasta
9	Sumatera	PLTM	Batang Toru 1	7,5	2019	PPA	Swasta
10	Sumatera	PLTM	Batang Toru 3	10	2019	Konstruksi	Swasta
11	Sumatera	PLTM	Parluasan	10	2019	Konstruksi	Swasta
12	Sumatera	PLTM	Rahu 2	6,4	2019	Konstruksi	Swasta
13	Sumatera	PLTM	Raisan Hutadolok	7	2019	Konstruksi	Swasta
14	Sumatera	PLTM	Raisan Nagatimbul	7	2019	Konstruksi	Swasta
15	Sumatera	PLTM	Sei Wampu	9	2019	Konstruksi	Swasta
16	Sumatera	PLTM	Sidikalang 2	7,4	2019	Konstruksi	Swasta
17	Sumatera	PLTM	Simbelin-1	6	2019	Konstruksi	Swasta
18	Sumatera	PLTU	Pangkalan Susu #4 (FTP2)	200	2019	Konstruksi	PLN
19	Sumatera	PLTU	Sumut-1	300	2019	Konstruksi	Swasta
20	Sumatera	PLTA	Hasang (FTP2)	39	2019	Konstruksi	Swasta
21	Sumatera	PLTGU	Sumbagut-134	800	2020	Pengadaan	Swasta
22	Sumatera	PLTM	Aek Pungga	2	2020	PPA	Swasta
23	Sumatera	PLTM	Aek Sibundong	8	2020	PPA	Swasta

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
24	Sumatera	PLTM	Aek Sibundong (IPP)	10	2020	PPA	Swasta
25	Sumatera	PLTM	Aek Sigeaon	3	2020	PPA	Swasta
26	Sumatera	PLTM	Aek Silang 2	10	2020	PPA	Swasta
27	Sumatera	PLTM	Aek Situmandi	7,5	2020	PPA	Swasta
28	Sumatera	PLTM	Anggoci	9	2020	PPA	Swasta
29	Sumatera	PLTM	Batang Toru 4	10	2020	PPA	Swasta
30	Sumatera	PLTM	Batang Toru 5	7,5	2020	PPA	Swasta
31	Sumatera	PLTM	Batu Gajah	10	2020	PPA	Swasta
32	Sumatera	PLTM	Huta Padang	10	2020	PPA	Swasta
33	Sumatera	PLTM	Kandibata 1	9,7	2020	PPA	Swasta
34	Sumatera	PLTM	Kandibata 2	10	2020	PPA	Swasta
35	Sumatera	PLTM	Kineppen	10	2020	PPA	Swasta
36	Sumatera	PLTM	Ordi Hulu	10	2020	PPA	Swasta
37	Sumatera	PLTM	Parmonangan-2	10	2020	PPA	Swasta
38	Sumatera	PLTM	Simonggo	8	2020	PPA	Swasta
39	Sumatera	PLTM	Sion	10	2020	PPA	Swasta
40	Sumatera	PLTM	Sisira	9,8	2020	PPA	Swasta
41	Sumatera	PLTM	Sungai Buaya	3	2020	PPA	Swasta
42	Sumatera	PLTA	Batang Toru (Tapsel)	510	2021	Konstruksi	Swasta
43	Sumatera	PLTM	Bakal Semarak	5	2021	PPA	Swasta
44	Sumatera	PLTU	Sumut-2	600	2021	PPA	Swasta
45	Sumatera	PLTA	Asahan III (FTP2)	174	2023/2024	Konstruksi	PLN
46	Sumatera	PLTGU	Belawan #3	430	2024	Rencana	PLN
47	Sumatera	PS	Sumatera Pump Storage-1	500	2027	Studi	PLN
48	Sumatera	PLTA/M	Hydro Tersebar Sumut	147,7	2021-2025	Rencana	Swasta
49	Sumatera	PLTP	PLTP Tersebar Sumut	90	2023-2024	Rencana	Unallocated
50	Sumatera & Isolated Sumut	PLTS	PLTS Tersebar Sumut	35	2020	Proses PPA	Swasta
51	Nias	PLTMG	MPP Nias	34	2018	Konstruksi	PLN
52	Nias	PLTMG	Nias-2	30	2020/2021	Rencana	PLN
53	Nias	PLTMG	Nias-3	20	2024	Rencana	PLN
TOTAL				4.725			

Di Provinsi Sumatera Utara terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Aek Kuala 15,2 MW
- PLTA Lau Gunung 15,0 MW
- PLTA Siborpa 114,0 MW
- PLTA Sibundong-4 75,0 MW
- PLTA Ordi-5 27,0 MW
- PLTA Pahae Julu 18,0 MW
- PLTA Poring 40,0 MW
- PLTA Asahan 5 40,0 MW
- PLTA Cinendang 80,0 MW
- PLTA Garoga 40,0 MW

-	PLTA	Munthe Tigabinanga	29,0	MW
-	PLTA	Sitanduk	55,0	MW
-	PLTA	Sei Wampu 1	12,0	MW
-	PLTA	Sei Wampu 2	13,4	MW
-	PLTA	Sei Wampu 3	24,6	MW
-	PLTA	Aek Simonggo Parlilitan Tarabintang	85,0	MW
-	PLTP	Sarulla II (FTP2) #1	40,0	MW
-	PLTP	Sarulla II (FTP2) #2	70,0	MW
-	PLTP	Simbolon Samosir (FTP2) #1	55,0	MW
-	PLTP	Simbolon Samosir (FTP2) #2	55,0	MW
-	PLTM	Bingai	7,0	MW
-	PLTM	Adian Nangka	1,5	MW
-	PLTM	Simare	3,0	MW
-	PLTM	Tanah Pinem	10,0	MW
-	PLTM	Aek Tulas	2,0	MW
-	PLTM	Kamangin Nagori	2,0	MW
-	PLTM	Pargaringan	8,0	MW
-	PLTM	Aek Godang	4,0	MW
-	PLTM	Aek Rambe	5,2	MW
-	PLTM	Aek Simadoras	5,1	MW
-	PLTM	Bingai	7,0	MW
-	PLTM	Lae Luhung	10,0	MW
-	PLTM	Silinda	6,0	MW
-	PLTM	Tanjung Lenggang	10,0	MW
-	PLTS	Tersebar Sumut	35,0	MW
-	PLTBg	Namosialang	1,0	MW
-	PLTBg	Batu Anam	1,4	MW
-	PLTBg	Sidomulyo	1,4	MW
-	PLTBm	Deli Serdang	9,9	MW

Potensi pembangkitan tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel A2.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2027 untuk sistem 70 kV, 150 kV, 275 kV dan 500 kV ditunjukkan pada Tabel A2.11 dan Tabel A2.12.

Tabel A2.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	-	-	-	880	-	-	-	-	100	980
275 kV	512	-	290	40	240	-	-	-	300	-	1.382
150 kV	152	454	472	10	-	22	-	-	10	-	1.120
70 kV	220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	220
Total	884	454	762	50	1.120	22	-	-	310	100	3.702

Tabel A2.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Sarulla	Simangkok	275	2 cct, 2 Zebra	194	2018	Konstruksi
2	Simangkok	Galang	275	2 cct, 2 Zebra	318	2018	Konstruksi
3	Medan Timur	PLTGU Sumbagut 1, 3,4	275	2 cct, 4 Zebra	30	2020	Rencana
4	Medan Timur	PLTU SUMUT-2	275	2 cct, 4 Zebra	40	2020	Rencana
5	Galang	Medan Timur	275	2 cct, 4 Zebra	40	2020	Rencana
6	Pangkalan Susu	Medan medan Barat	275	2 cct, 4 Zebra	120	2020	Committed
7	Medan medan Barat	PLTU SUMUT-2	275	2 cct, 4 Zebra	60	2020	Committed
8	PLTA Batang Toru	Inc. 2 Pi (Sarulla-Pd.Sidempuan)	275	2 cct, 2 Zebra	40	2021	Konstruksi
9	Galang	Rantau Prapat	500	4 cct, 4 Zebra	880	2022	Pengadaan
10	Sarulla	Rantau Prapat	275	2 cct, 4 Zebra	240	2022	Committed
11	Rantau Prapat	Perdagangan/New Kuala Tanjung	275	2 cct, 4 Zebra	300	2026	Rencana
12	Galang	PLTA Pump Storage-1	500	2 cct, 4 Zebra	100	2027	Rencana
13	Galang	Tanjung Morawa	150	2 cct, 2 Zebra	20	2018	Konstruksi
14	Galang	Negeri Dolok	150	2 cct, 1 Hawk	50	2018	Konstruksi
15	Padang Sidempuan	Panyabungan	150	1 cct, 1 Hawk	70	2018	Konstruksi
16	PLTG Nias/Gn.Sitoli	Teluk Dalam	70	2 cct, ACSR 1x210 mm2	220	2018	Konstruksi
17	Selayang	Inc. 2 Pi (Paya Geli - Namurambe)	150	2 cct, ACSR 1x300 mm2	4	2018	Committed
18	PLTP Sorik Marapi (FTP 2)	Panyabungan	150	2 cct, 2 Hawk	8	2018	Committed
19	PLTU Sumut-1	PLTU Belawan	150	2 cct, 2 Hawk	4	2019	Konstruksi
20	Padang Sidempuan	Panyabungan	150	1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit)	70	2019	Konstruksi
21	Rantau prapat	Labuhan Bilik	150	2 cct, 2 Hawk	130	2019	Konstruksi
22	Tanjung Balai	Kisaran	150	2 cct, 1 Hawk	30	2019	Konstruksi
23	PLTA Hasang	Inc. 1 Pi (Kisaran-Aek Kanopan)	150	2 cct, 1 Hawk	78	2019	Konstruksi
24	Tanjung Pura	Inc. 1 Pi (P.Brandan-Binjai)	150	2 cct, HTLS 1x310 mm2	2	2019	Committed
25	Payapasir (rekonduktoring)	Seirotan (rekonduktoring)	150	2 cct, HTLS 1x310 mm2	47	2019	Committed
26	Payapasir (rekonduktoring)	Payageli (rekonduktoring)	150	2 cct, HTLS 1x310 mm2	43	2019	Committed
27	Parlilitan	Dolok Sanggul	150	2 cct, 1 Hawk	50	2019	Committed
28	Galang 2	Inc 2 Phi (Seirotan/Tebing Tinggi)	150	2 cct, HTLS 1x310 mm2	2	2020	Rencana
29	Medan Timur	Inc. 2 Pi (Belawan-Seirotan)	150	2 cct, 4 Zebra	4	2020	Rencana
30	Glugur	Kota 2/Putri Hijau	150	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	4	2020	Rencana
31	Medan Barat (Rekonduktoring &Upgrade Tower)	Glugur (Rekonduktoring &Upgrade Tower)	150	2 cct, HTLS 2x415 mm2	10	2020	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
32	Medan Timur	Inc. 2 Pi (KIM - Sei Rotan)	150	2 cct, 2 Hawk	4	2020	Rencana
33	PLTP Sorik Marapi (FTP 2)	Natal	150	2 cct, 2 Hawk	160	2020	Rencana
34	Sibuhuan	Gunung Tua	150	2 cct, 2 Hawk	180	2020	Committed
35	Medan Barat	Inc. 2 Pi (Glugur-Paya Geli)	150	2 cct, HTLS 2x415 mm2	20	2020	Committed
36	Medan Timur	Pancing	150	2 cct, 2 Hawk	20	2020	Committed
37	Perbaungan	Kuala Namu	150	2 cct, 2 Hawk	20	2020	Committed
38	Pematang Siantar	Tanah Jawa	150	2 cct, 1 Hawk	30	2020	Committed
39	Kuala	Binjai	150	2 cct, 2 Hawk	18	2020	Committed
40	Medan Barat	Batu gingging	150	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	10	2021	Committed
41	Simangkok	PLTA Asahan III(FTP 2)	150	2 cct, 2 Hawk	22	2023	Committed
42	New Kuala Tanjung	Kuala Tanjung	150	2 cct, 2 Zebra	10	2026	Rencana
Total					3.702		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 70 kV, 150 kV, 275 kV dan 500 kV sampai tahun 2027 ditunjukkan pada Tabel A2.13 dan Tabel A2.14.

Tabel A1.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	-	-	-	1.500	-	-	-	-	-	1.500
275/150 kV	1.000	1.000	1.500	-	500	-	-	500	500	1.000	6.000
150/20 kV	450	990	870	720	270	180	240	240	300	60	4.320
70/20 kV	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
Total	1.510	1.990	2.370	720	2.270	180	240	740	800	1.060	11.880

Tabel A1.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
1	Galang	275/150	Ext	1x500	2018	Konstruksi
2	Simangkok	275	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
3	Simangkok	275	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
4	Sarulla	275/150	New	2x250	2018	Konstruksi
5	Pangkalan Susu	275/150	Ext	2 TB	2018	Konstruksi
6	Pangkalan Susu	275/150	Ext	2 LB	2019	Committed
7	Binjai	275/150	Uprate	2x500	2019	Rencana
8	Pangkalan Susu	275	Ext	2 LB	2020	Committed
9	Medan Barat	275/150	Ext	2 LB	2020	Committed
10	Medan Barat	275/150	New	1x500	2020	Committed
11	PLTU Sumut-2	275/150	New	4 LB	2020	Committed
12	Simangkok	275/150	Ext	1 TB	2020	Committed
13	Medan Timur	275/150	New	2x500	2020	Rencana
14	Medan Timur	275/150	Ext	2 LB	2020	Rencana
15	Medan Timur	275/150	Ext	2 LB	2020	Rencana
16	Galang	275/150	Ext	2 LB	2020	Rencana
17	Batang Toru	275/150	New	4 LB	2021	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
18	Rantau Prapat	275	Ext	2 LB	2022	Committed
19	Sarulla	275	Ext	2 LB	2022	Committed
20	Rantau Prapat	500/275	New	1x500	2022	Pengadaan
21	Rantau Prapat	275/150	New	1x250	2022	Pengadaan
22	Galang	500/275	New	2x500	2022	Pengadaan
23	Sarulla	275/150	Ext	1x250	2022	Rencana
24	Perdagangan/New Kuala Tanjung	275/150	Ext	1x500	2025	Rencana
25	Perdagangan/New Kuala Tanjung	275/150	New	1x500	2026	Rencana
26	Rantau Prapat	275	Ext	2 LB	2026	Rencana
27	Galang	275/150	Ext	1x500	2027	Rencana
28	PLTA Pump Storage-1	500	New	2 LB	2027	Rencana
29	Galang	500	Ext	2 LB	2027	Rencana
30	Medan Barat	275/150	Ext	1x500	2027	Rencana
31	Selayang	150/20	New	1x60	2018	Committed
32	Sorik Merapi	150/20	New	1x30	2018	Committed
33	Panyabungan	150	Ext	2 LB	2018	Committed
34	Tanjung Morawa	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
35	Brastagi	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
36	Sidikalang	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
37	Negeri Dolok	150/20	New	1x30	2018	Konstruksi
38	Galang	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
39	New Padang Sidempuan	150/20	Ext	1x30	2018	Konstruksi
40	Panyabungan	150/20	New	1x30	2018	Konstruksi
41	New Padang Sidempuan	150/20	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
42	PLTMG Nias/Gunung Sitoli	70/20	New	1x30	2018	Konstruksi
43	Teluk Dalam	70/20	New	1x30	2018	Konstruksi
44	New Padang Sidempuan	150	Ext	2 TB	2018	Konstruksi
45	Sarulla	150/20	Ext	1x30	2018	Konstruksi
46	Titi Kuning	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
47	Tanjung Morawa	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
48	Pangaklan Brandan	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
49	Labuhan Angin	150/20	Ext	1x30	2018	Konstruksi
50	Galang	150/20	Ext	1x30	2018	Konstruksi
51	Tanjung Pura	150/20	New	1x60	2019	Committed
52	Parlilitan	150/20	New	1x30	2019	Committed
53	Dolok Sanggul	150	Ext	2 LB	2019	Committed
54	Tebing Tinggi	150/20	Ext	1x60	2019	Committed
55	Kuala Tanjung	150/20	Ext	1x60	2019	Committed
56	Kuala Namu	150/20	Ext	1x60	2019	Committed
57	Dolok Sanggul	150/20	Ext	1x60	2019	Committed
58	Denai	150/20	Ext	1x60	2019	Committed
59	Binjai	150/20	Ext	1x60	2019	Committed
60	Seirotan	150/20	Uprate	1x60	2019	Pengadaan
61	Rantau Prapat	150/20	Ext	1x60	2019	Pengadaan
62	Pangkalan Brandan	150/20	Uprate	1x60	2019	Pengadaan
63	Belawan	150	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
64	Hasang	150/20	New	2 LB	2019	Konstruksi
65	Labuhan Bilik	150/20	New	1x60	2019	Konstruksi
66	Rantau Prapat	150	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
67	Tanjung Balai	150/20	New	1x60	2019	Konstruksi
68	Kisaran	150	Ext	2 LB	2019	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
69	Porsea	150/20	Uprate	1x60	2019	Rencana
70	Namurambe	150/20	Ext	1x60	2019	Rencana
71	Lamhotma	150/20	Ext	1x60	2019	Rencana
72	Aek Kanopan	150/20	Ext	1x60	2019	Committed
73	Sibuhuan	150/20	New	1x60	2020	Committed
74	Gunung Tua	150	Ext	2 LB	2020	Committed
75	Kuala Tanjung	150	Uprate	2 LB	2020	Committed
76	Kisaran	150	Uprate	2 LB	2020	Committed
77	GIS Medan Barat	150/20	New	2x60	2020	Committed
78	GI/GIS Pancing	150/20	New	2x60	2020	Committed
79	GI/GIS Pancing	150	Ext	2 LB	2020	Committed
80	Perbaungan	150	Ext	2 LB	2020	Committed
81	Kualanamu	150	Ext	2 LB	2020	Committed
82	Tanah Jawa	150/20	New	1x60	2020	Committed
83	Pematang Siantar	150	Ext	2 LB	2020	Committed
84	Kuala	150/20	New	1x60	2020	Committed
85	Binjai	150	Ext	2 LB	2020	Committed
86	Perdagangan	150	Uprate	2 LB	2020	Rencana
87	Kuala Tanjung	150	Uprate	2 LB	2020	Rencana
88	Perbaungan	150	Uprate	2 LB	2020	Rencana
89	Tebing Tinggi	150	Uprate	2 LB	2020	Rencana
90	Seirotan	150	Uprate	2 LB	2020	Rencana
91	Tebing Tinggi	150	Uprate	2 LB	2020	Rencana
92	Kesawan/Kota 2	150/20	New	2x60	2020	Rencana
93	Glugur	150	Ext	2 LB	2020	Rencana
94	Medan Timur	150/20	New	1x60	2020	Rencana
95	Galang 2	150/20	New	1x60	2020	Rencana
96	Natal	150/20	New	1x30	2020	Rencana
97	PLTP Sorik Merapi	150	Ext	2 LB	2020	Rencana
98	Sidikalang	150/20	Ext	1x60	2020	Rencana
99	Sibolga	150/20	Uprate	1x60	2020	Rencana
100	Medan Timur	150/20	Ext	1x60	2020	Rencana
101	GIS Batu Gingging	150/20	New	2x60	2021	Committed
102	GIS Medan Barat	150	Ext	2 LB	2021	Committed
103	Tanah Jawa	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
104	Perdagangan/New Kuala Tanjung	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
105	Medan Timur	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
106	Perbaungan	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
107	Payapasir	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
108	Pancing	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
109	GIS Medan Barat	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
110	Galang	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
111	Brastagi	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
112	GIS Batu Gingging	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
113	PLTA Asahan III	150/20	New	1x30	2022	Committed
114	Simangkok	150	Ext	2 LB	2022	Committed
115	Denai	150	Ext	2 LB	2022	Rencana
116	Tanjung Pura	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
117	Selayang	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
118	Kisaran	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
119	Kesawan/Kota 2	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
120	Martabe	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
121	Labuhan	150/20	Uprate	1x60	2023	Rencana
122	Kuala	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
123	Tanjung Balai	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
124	Sidikalang	150/20	Uprate	1x60	2024	Rencana
125	Perdagangan/New Kuala Tanjung	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
126	Gunung Tua	150/20	Uprate	1x60	2024	Rencana
127	Padang Sidempuan	150	Uprate	2 LB	2025	Rencana
128	PLTP Simbolon Samosir	150/20	New	4 LB	2025	Rencana
129	Tarutung	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
130	Sibolga	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
131	Kuala Namu	150/20	Uprate	2x60	2025	Rencana
132	Kuala Tanjung 2	150/20	New	2x60	2026	Rencana
133	Kuala Tanjung	150/20	Ext	2 LB	2026	Rencana
134	Lamhotma	150/20	Uprate	1x60	2026	Rencana
135	Kesawan/Kota 2	150/20	Ext	1x60	2026	Rencana
136	Brastagi	150/20	Uprate	1x60	2026	Rencana
137	Labuhan Bilik	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
	TOTAL			11.880		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2027, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A2.15.

Tabel A2.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	273	506	157	41.819
2019	251	541	162	55.199
2020	157	587	194	48.432
2021	185	579	197	58.055
2022	151	634	223	45.138
2023	149	603	219	43.777
2024	147	622	233	42.448
2025	146	654	253	41.139
2026	145	680	272	39.924
2027	117	653	269	28.369
Total	1.720	6.058	2.179	444.300

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program pengembangan listrik perdesaan dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel A2.16.

Tabel A2.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	kVA	Unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	1.579	360	32.700	419	1.100	47.128
2019	667	153	5.600	224	-	47.128
2020	212	102	2.025	81	-	8.180
2021	214	103	2.025	81	-	8.256
2022	216	104	2.050	82	-	8.313
2023	205	99	1.950	78	-	7.898
2024	194	93	1.850	74	-	7.482
2025	194	93	1.850	74	-	7.482
2026	183	88	1.750	70	-	7.066
2027	162	78	1.525	61	-	6.235
Total	3.827	1.273	53.325	1.244	1.100	155.170

Program Listrik Perdesaan Sumatera Utara adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Sumatera Utara. 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 dilakukan saat ini adalah dengan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

A2.4. SISTEM *ISOLATED* NIAS

Pulau Nias yang terletak di sebelah Barat Pulau Sumatera mempunyai kondisi sebagai berikut:

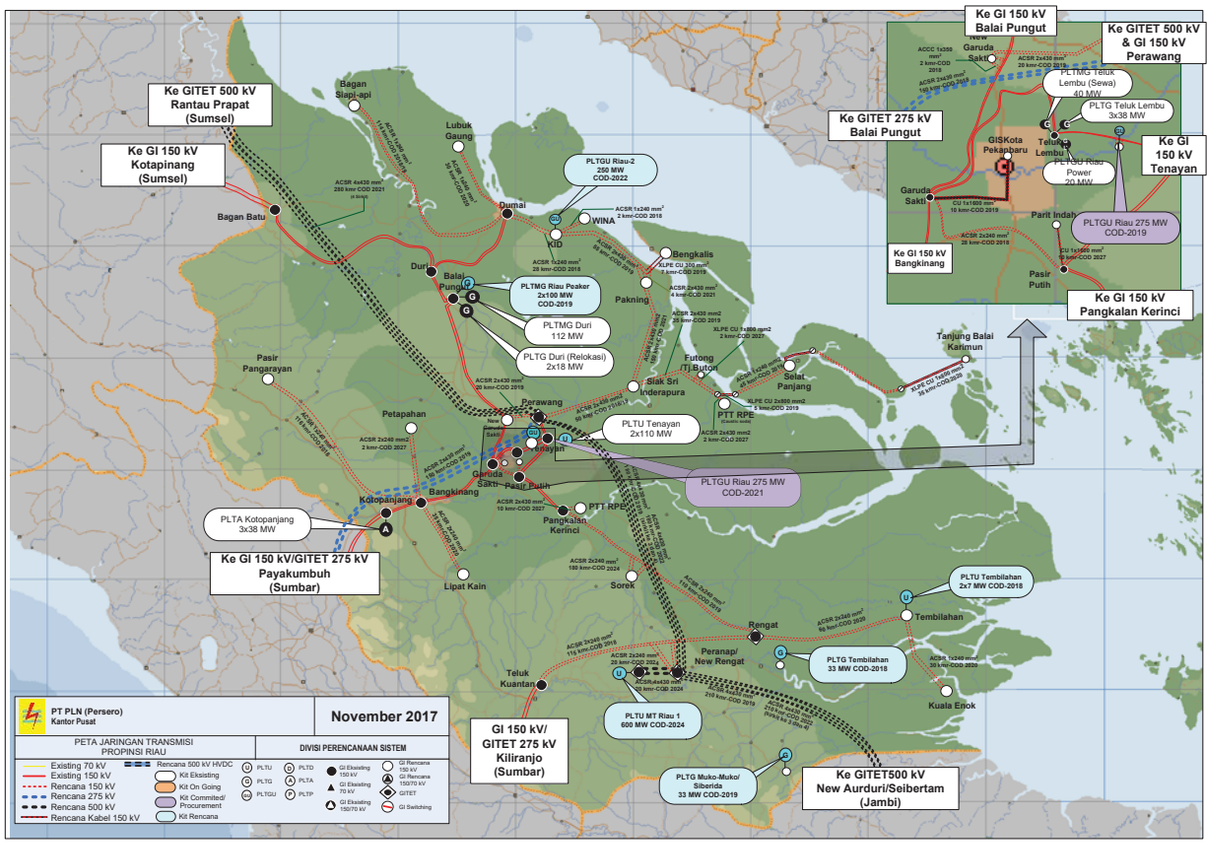
(i) Merupakan pulau yang terpisah cukup jauh dari pulau Sumatera
(ii) Pemerintahan terdiri dari 4 Kabupaten dan 1 Kota
(iii) Rawan gempa dan rawan longsor
(iv) Hubungan antar kabupaten dan antar kecamatan sulit dijangkau
(v) Mata pencaharian utama adalah bercocok tanam kelapa dan nelayan

Sebagian besar pasokan listrik untuk sistem Isolated Nias dipasok dari PLTG Nias 25 MW yang terletak di Gunung Sitoli dan PLTD Teluk Dalam. Saat ini sedang dibangun sistem transmisi 70 kV dari Gunung Sitoli sampai ke Teluk Dalam. Beban puncak tahun 2017 diperkirakan 27,8 MW. Sealian PLTG tersbut. rencana pengembangan pembangkit di Sistem Nias adalah dengan penggunaaan pembangkit ber-bahan bakar gas, yaitu PLTG/MG Mobile 25 MW dan PLTG/MG 50 MW di tahun 2020 dan 2024.

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 dengan total beban puncak sebesar 794 MW. Sistem Interkoneksi 150 kV Riau (Sistem Riau) merupakan bagian dari Sistem Sumatera yang melayani sebagian besar pelanggan di provinsi Riau melalui GI 150 kV. Beban puncak Sistem Riau tahun 2017 sebesar 623 MW dengan kapasitas terpasang pembangkit di Riau saat ini tercatat 783 MW dengan sebagian besar pembangkit berbahan bakar gas. Selain itu, pada kondisi tertentu Sistem Riau masih membutuhkan transfer daya dari Sumbar dan Sumut. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Riau ditunjukkan pada Gambar A3.1.



Gambar A3.1. Peta Sistem Tenaga listrik Provinsi Riau

Penjualan sejak tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 9,63%. Komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per sektor

pelanggan ditunjukkan pada Tabel A3.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan dapat dilihat seperti pada tabel A3.2.

Tabel A3.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh) [15)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.368	1.629	1.806	2.030	2.192	2.359	2.476
2	Bisnis	611	693	760	816	836	931	978
3	Publik	259	281	304	337	359	390	409
4	Industri	122	121	132	156	200	224	235
	Total	2.361	2.724	3.002	3.338	3.586	3.905	4.098
	Pertumbuhan (%)		15,4%	10,2%	11,2%	7,4%	8,9%	5,0%

Tabel A3.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	655,1	789,3	900,7	992,4	1.087,9	1.201,7	1.261,3
2	Bisnis	71,4	77,5	83,1	88,8	95,8	105,4	110,6
3	Publik	16,9	19,5	22,0	24,3	27,3	30,5	32
4	Industri	0,18	0,19	0,21	0,22	0,24	0,27	0,29
	Total	744	887	1.006	1.106	1.211	1.338	1.404
	Pertumbuhan (%)		19,23%	13,47%	9,93%	9,54%	10,44%	4,96%

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[16)]

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto	Pemilik
1	Sumbagselteng	PLTU	COAL	220	176	PLN
2	Sumbagselteng	PLTMG	GAS	100	100	PLN
3	Sumbagselteng	PLTG	GAS	61,6	46,7	PLN
4	Sumbagselteng	PLTA	HYD	114	114	PLN
5	Sumbagselteng	PLTD	HSD	96,2	55,1	PLN
6	Sumbagselteng	PLTG	GAS	82,5	82,5	IPP
7	Sumbagselteng	PLTGU	GAS	26	26	IPP
8	Sumbagselteng	PLTMG	GAS	162	162	Sewa
9	Sumbagselteng	PLTD	HSD	182,4	180	Sewa
Total				1.045	942	

Tabel A3.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[17)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Koto Panjang	150/20	2	50
2	Bangkinang	150/20	2	61,5
3	Garuda Sakti	150/20	4	220
4	Teluk Lembu	150/20	3	180
5	Duri	150/20	2	120

[15)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 - 2027
[16)] Sumber : ROT 2018 P3BS
[17)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
6	Dumai	150/20	3	120
7	Bagan Batu	150/20	2	40
8	Balai Pungut	150/20	2	70
9	Teluk Kuantan	150/20	2	60
10	Pasir Putih	150/20	2	60
11	New Garuda Sakti	150/20	2	120
12	Pangkalan Kerinci	150/20	1	30
13	Perawang	150/20	1	60
Total			28	1192

Tabel A3.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Dist. (MVA)	JTR (kms)
2011	5.789	767	8.803
2012	6.500	905	10.246
2013	9.373	1.026	13.246
2014	9.450	1.107	20.962
2015	9.424	1.080	18.390
2016	9.604	1.268	36.394
2017	11.051	1.344	36.927

A3.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan ekonomi Riau diperkirakan masih tinggi pada tahun mendatang dan menjadi perhatian para investor untuk menanamkan modalnya di Provinsi Riau. Rencana pengembangan ekonomi tersebut ditandai dengan dikembangkannya kawasan industri dan daerah industri pada beberapa kabupaten seperti Kawasan Industri Datuk Laksamana, Pelintung, Lubuk Gaung di Kota Dumai dan Kawasan Industri Tenayan Raya, Pasir Putih di Kota Pekanbaru.

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2018-2027 diberikan pada Tabel A3.4 dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 9,23%.

Tabel A3.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik[18]

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	2.638	2.804	2.972	3.148	3.329	3.514	3.705	3.900	4.105	4.316
2	Bisnis	1.075	1.193	1.422	1.597	1.785	1.981	2.198	2.427	2.673	2.944
3	Publik	457	510	565	629	700	774	853	939	1.043	1.155

[18] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
4	Industri	209	235	575	727	839	808	1.262	1.252	1.243	1.235
	Total	4.379	4.743	5.534	6.102	6.653	7.077	8.018	8.518	9.064	9.650
	Pertumbuhan (%)		8,29%	16,69%	10,25%	9,03%	6,37%	13,30%	6,23%	6,41%	6,46%

Tabel A3.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[19]

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.470	1.564	1.665	1.733	1.784	1.821	1.858	1.895	1.931	1.967
2	Bisnis	124	138	154	175	199	226	255	287	325	368
3	Publik	36	40	44	49	55	61	68	76	86	96
4	Industri	0,29	0,31	0,32	0,32	0,34	0,36	0,37	0,40	0,43	0,45
	Total	1.629	1.742	1.864	1.958	2.039	2.109	2.182	2.258	2.342	2.431
	Pertumbuhan (%)		6,94%	6,96%	5,06%	4,14%	3,42%	3,46%	3,50%	3,72%	3,80%

Tabel A3.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[20]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,25	4.379	4.857	794	1.629.305
2019	5,35	4.743	5.248	855	1.742.379
2020	5,54	5.534	6.097	989	1.863.713
2021	5,74	6.102	6.717	1.085	1.958.015
2022	5,67	6.653	7.320	1.177	2.039.114
2023	5,58	7.077	7.786	1.247	2.108.778
2024	5,49	8.018	8.816	1.406	2.181.704
2025	5,40	8.518	9.344	1.483	2.258.163
2026	5,29	9.064	9.919	1.568	2.342.059
2027	5,18	9.650	10.535	1.659	2.430.991
Pertumbuhan (%)	5,45	9,23%	9,03%	8,58%	4,56%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan Kawasan Industri Dumai (WINA), Kawasan Industri Tanjung Buton, Kawasan Industri Baru (Lubuk Gaung), Teknopolitan/Techno Park, PT. Riau Perkasa Steel, PT. Riau Prima Energy (Futong), Pabrik Caustic Soda dan Chlorine (Futong), 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 (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.

---

[19] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[20] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027

Potensi Sumber Energi

Provinsi Riau dan Kepulauan Riau memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari minyak bumi diperkirakan sekitar 3.759,9 MMSTB, gas bumi sekitar 58,54 TSCF [21)].

Sumber gas alam di provinsi Riau untuk membangkitkan tenaga listrik berada di beberapa lokasi antara lain Seng, Segat di kabupaten Pelalawan, Bento dan Baru di Pekanbaru.

Disamping itu terdapat potensi batubara yang tersebar di Kabupaten Indragiri Hulu dan Kuantan Singingi dengan cadangan 1,55 juta metrik ton[22)].

Selain itu, Provinsi Riau memiliki potensi pengembangan energi pembangkit terbarukan seperti biomassa. Provinsi Riau memiliki luas 2,3 juta ha atau bisa menghasilkan 613 ton per jam dengan 146 pabrik kelapa sawit per jam. Oleh karena itu potensi energi terbarukan bisa menjadi salah satu alternatif untuk kehandalan sistem tenaga listrik Provinsi Riau.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2027 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	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14
PLTGU	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTG/MG	-	33	-	-	-	-	-	-	-	-	33
Jumlah	**14**	**233**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**247**
IPP											-
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	600	-	-	-	600
PLTGU	-	-	-	275	-	-	250	-	-	-	525
PLTG/MG	33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33
PLT Lain	-	14	4	10	-	-	-	-	-	-	28
Jumlah	**33**	**14**	**4**	**285**	**-**	**-**	**850**	**-**	**-**	**-**	**1.186**
Unallocated											-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total											-
PLTU	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	600	-	-	-	600
PLTGU	-	200	-	275	-	-	250	-	-	-	725
PLTG/MG	33	33	-	-	-	-	-	-	-	-	66
PLT Lain	-	14	4	10	-	-	-	-	-	-	28
Jumlah	**47**	**247**	**4**	**285**	**-**	**-**	**850**	**-**	**-**	**-**	**1.433**

[21)] Sumber : Draft RUKN 2015-2034
[22)] Sumber : Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Riau

Tabel A3.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumatera	PLTBg	Ujung Batu	3	2019	PPA	Swasta
2	Sumatera	PLTG	MPP Muko-Muko/Siberida	33	2019	PPA	PLN
3	Sumatera	PLTGU/MG	Riau Peaker	200	2019	Konstruksi	PLN
4	Sumatera	PLTGU	Riau	275	2021	PPA	Swasta
5	Sumatera	PLTU MT	Riau-1	600	2024	PPA	Swasta
6	Sumatera	PLTGU	Riau-2	250	2024	Rencana	Swasta
7	Sumatera & Isolated Riau	PLTS	PLTS Tersebar Riau	4,2	2020	Proses PPA	Swasta
8	Rengat	PLTBg	Rokan Jaya	10	2019	PPA	Swasta
9	Rengat	PLTBm	Rantau Sakti (EBTKE)	1	2019	Konstruksi	Swasta
10	Rengat	PLTBm	Riau Green	10	2021	PPA	Swasta
11	Tembilahan	PLTG	MPP Tembilahan/Rengat	33	2018	PPA	Swasta
12	Tembilahan	PLTU	Tembilahan	14	2018	Konstruksi	PLN
			TOTAL	1.433			

Di Provinsi Riau terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTBg Rokan Hulu 3,0 MW
- PLTBm Natuna 4,0 MW
- PLTBg Bengkalis 6,0 MW
- PLTBg Kuansing 10,0 MW
- PLTBm Kuansing 10,0 MW
- PLTBg Indragiri Hilir 3,0 MW
- PLTBm Indragiri Hilir 5,0 MW
- PLTBm Ujung Batu 7,0 MW

Potensi pembangkitan tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel A3.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2027 untuk sistem 150 kV, 275 kV dan 500 kV ditunjukkan pada Tabel A3.11 dan Tabel A3.12.

Tabel A3.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	360	-	-	1.120	-	40	-	-	-	1.520
275 kV	-	300	-	-	-	-	-	-	-	-	300
150 kV	690	806	506	208	-	80	13	-	-	18	2.321
Total	690	1.466	506	208	1.120	80	53	-	-	18	4.141

Tabel A3.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Payakumbuh	Perawang (Eks New Garuda Sakti)	275	2 cct, 2 Zebra	300	2019	Konstruksi
2	Peranap/Riau 1	Perawang/Riau 2	500	2 cct, 4 Zebra	360	2019	Konstruksi
3	Rantau Prapat	Perawang/Riau 2	500	4 cct, 4 Zebra	1.120	2022	Pengadaan
4	Peranap/Riau 1	PLTU Riau-1	500	2 cct, 4 Zebra	40	2024	Rencana
5	Teluk Kuantan	Rengat	150	2 cct, 2 Hawk	230	2018	Konstruksi
6	Bangkinang	Pasir Pangarayan	150	2 cct, 1 Hawk	232	2018	Konstruksi
7	Dumai	Kawasan Industri Dumai (KID)	150	2 cct, 1 Hawk	56	2018	Konstruksi
8	New Garuda Sakti	Inc. 2 Pi (G.Sakti - Duri)	150	2 cct, HTLS 1 x 350 mm2	4	2018	Konstruksi
9	Dumai	Bagan Siapi api	150	2 cct, 1 Hawk	114	2018/19	Konstruksi
10	Perawang	Siak Sri Indra Pura	150	2 cct, 2 Zebra	100	2018/19	Konstruksi
11	Wina (PTT)	KID	150	2 cct, 1 Hawk	4	2018	Rencana
12	Pasir Putih	Garuda Sakti	150	2 cct, 2 Hawk	55	2019	Konstruksi
13	GIS Kota Pekan Baru	Garuda Sakti	150	2 cct, XLPE CU 1x1600 mm2	20	2019	Konstruksi
14	Rengat	Pangkalan Kerinci	150	2 cct, 2 Hawk	220	2019	Konstruksi
15	Perawang	New Garuda Sakti	150	2 cct, 2 Zebra	40	2019	Committed
16	PLTGU Riau	inc. 2 PI (Teluk Lembu-Tenayan)	150	2 cct, 2 Zebra	4	2019	Committed
17	Selat Panjang	Landing Point Selat Panjang	150	2 cct, 2 Zebra	90	2019	Committed
18	Landing Point Riau 1	Landing Point Selat Panjang	150	3 cct, XLPE CU 1x800 mm2	15	2019	Committed
19	Landing Point Riau 1	Siak Sri Indra Pura	150	2 cct, 2 Zebra	70	2019	Committed
20	Bengkalis	Landing Point Bengkalis	150	2 cct, 2 Hawk	4	2019	Committed
21	Landing Point Riau 2	Landing Point Bengkalis	150	2 cct, XLPE CU 1x300 mm2	14	2019	Committed
22	Landing Point Riau 2	KID	150	2 cct, 2 Hawk	110	2019	Committed
23	Rengat	Tembilahan	150	2 cct, 2 Hawk	120	2020	Konstruksi
24	Bangkinang	Lipat Kain	150	2 cct, 2 Hawk	70	2020	Rencana
25	Selat Panjang	Pulau Rangsang	150	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	6	2020	Rencana
26	Pulau Rangsang	Landing Point TBK	150	2 cct, 2 Hawk	120	2020	Rencana
27	Landing Point TBK	Tanjung Balai Karimun	150	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	70	2020	Rencana
28	Kuala Enok	Tembilahan	150	2 cct, 1 Hawk	60	2020	Committed
29	Lubuk Gaung	Dumai	150	2 cct, 1 Hawk	60	2020	Committed
30	Pakning	Inc. 2 Pi (Dumai-Bengkalis)	150	2 cct, 2 Hawk	8	2021	Rencana
31	Pakning	Siak	150	2 cct, 2 Zebra	200	2021	Rencana
32	Parit Indah/Superblock Pekanbaru	GIS Kota Pekanbaru	150	2 cct, XLPE CU 1x1600 mm2	10	2023	Rencana
33	Parit Indah/Superblock Pekanbaru	Pasir Putih	150	2 cct, XLPE CU 1x1600 mm2	10	2023	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
34	Petapahan	Bangkinang	150	2 cct, 2 Hawk	60	2023	Rencana
35	Sorek	Inc. 2 Pi (Pasir Pangkalan Kerinci-Rengat)	150	2 cct, 2 Hawk	8	2024	Rencana
36	Peranap	Inc. 2 Pi (Tl.Kuantan-Rengat)	150	2 cct, 2 Hawk	5	2024	Rencana
37	PTT RPE	Pangkalan Kerinci	150	2 cct, 2 Zebra	10	2027	Rencana
38	Futong/Tanjung Buton	Inc. 2 Pi (Siak-Landing point)	150	2 cct, 2 Zebra	4	2027	Rencana
39	PTT RPE (Caustik Soda)	Landing Point Riau 1	150	2 cct, 2 Zebra	4	2027	Rencana
TOTAL					4.141		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan 150 kV, 275 kV dan 500 kV sampai tahun 2027 ditunjukkan pada Tabel A3.13 dan Tabel A3.14.

Tabel A3.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	1.000	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000
500/150 kV	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-	250
275/150 kV	-	500	500	-	-	-	-	-	-	-	1.000
150/20 kV	840	360	360	150	-	240	240	-	60	60	2.310
Total	840	1.860	1.110	150	-	240	240	-	60	60	4.560

Tabel A3.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
1	Perawang (Ex New Garuda Sakti)	275/150	New	1x500	2019	Konstruksi
2	Peranap/Riau 1	500/275	New	4 LB	2019	Konstruksi
3	Perawang (Ex New Garuda Sakti)/Riau 2	500/275	New	2x500	2019	Konstruksi
4	Perawang (Ex New Garuda Sakti)	275/150	Ext	1x500	2020	Rencana
5	Peranap	500/150	Ext	1x250	2020	Rencana
6	Peranap	500	Ext	2 TB	2020	Rencana
7	Perawang (Ex New Garuda Sakti)/Riau 2	500/275	Ext	4 LB	2022	Pengadaan
8	Perawang	500/275	Ext	2 LB	2022	Rencana
9	Peranap	500/275	Ext	4 LB	2022	Rencana
10	Peranap	500	Ext	2 LB	2024	Rencana
11	Rengat	150/20	New	1x60	2018	Konstruksi
12	Teluk Kuantan	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
13	Pasir Pangarayan	150/20	New	1x60	2018	Konstruksi
14	Bangkinang	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
15	KID	150/20	New	1x60	2018	Konstruksi
16	Dumai	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
17	New Garuda Sakti	150/20	New	2x60	2018	Konstruksi
18	Bagan Siapi-Api	150/20	New	1x30	2018	Konstruksi
19	Dumai	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
20	Siak Sri Indra Pura	150/20	New	1x60	2018	Konstruksi
21	Perawang	150/20	Ext	2 LB	2018	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
22	Teluk Kuantan	150/20	Uprate	1x60	2018	Konstruksi
23	Pasir Putih	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
24	Koto Panjang	150/20	Uprate	1x60	2018	Konstruksi
25	KID	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
26	Dumai	150/20	Uprate	1x60	2018	Konstruksi
27	Bangkinang	150/20	Uprate	1x60	2018	Konstruksi
28	Balai Pungut	150/20	Ext	1x30	2018	Konstruksi
29	KID	150/20	Ext	2 LB	2018	Rencana
30	Pangkalan Kerinci	150/20	Ext	1x60	2018	Rencana
31	New Garuda Sakti	150/20	Ext	2 LB	2019	Committed
32	Siak Sri Indra Pura	150	Ext	2 LB	2019	Committed
33	Selat Panjang	150/20	New	1x60	2019	Committed
34	Bengkalis	150/20	New	1x60	2019	Committed
35	KID	150/20	Ext	2 LB	2019	Committed
36	Balai Pungut	150/20	Ext	2 TB	2019	Committed
37	Bagan Batu	150/20	Ext	1x60	2019	Pengadaan
38	Garuda Sakti	150	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
39	Pasir Putih	150	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
40	GIS Kota Pekan Baru	150/20	New	2x60	2019	Konstruksi
41	Garuda Sakti	150	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
42	Rengat	150	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
43	Pangkalan Kerinci	150	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
44	Pasir Putih	150/20	Uprate	1x60	2019	Rencana
45	Kuala Enok	150/20	New	1x60	2020	Committed
46	Tembilahan	150	Ext	2 LB	2020	Committed
47	Lubuk Gaung	150/20	New	1x60	2020	Committed
48	Tembilahan	150/20	New	1x60	2020	Konstruksi
49	Rengat	150	Ext	2 LB	2020	Konstruksi
50	Lipat Kain	150/20	New	1x60	2020	Rencana
51	Bangkinang	150	Ext	2 LB	2020	Rencana
52	Tanjung Balai Karimun	150/20	New	1x60	2020	Rencana
53	Dumai	150/20	Ext	2 LB	2020	Rencana
54	Bagan Siapi-Api	150/20	Ext	1x60	2020	Rencana
55	Pakning	150/20	New	1x60	2021	Rencana
56	Pakning	150/20	Ext	2 LB	2021	Rencana
57	Siak Sri Indra Pura	150	Ext	2 LB	2021	Rencana
58	Rengat	150/20	Ext	1x30	2021	Rencana
59	Kuala Enok	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
60	KID	150	Ext	2 TB	2022	Rencana
61	Bangkinang	150	Ext	2 LB	2023	Rencana
62	Petapahan	150/20	New	1x60	2023	Rencana
63	Parit Indah	150/20	New	1x60	2023	Rencana
64	Pasir Putih	150/20	Uprate	1x60	2023	Rencana
65	Lubuk Gaung	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
66	Sorek	150/20	New	1x60	2024	Rencana
67	Peranap	150/20	New	1x60	2024	Rencana
68	Siak Sri Indra Pura	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
69	Parit Indah	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
70	Pasir Pangarayan	150	Ext	2 LB	2026	Rencana
71	Kit Tenayan	150/20	Ext	1x60	2026	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
72	Futong/Tj Buton	150/20	New	1x60	2027	Rencana
73	Landing Point Riau 1	150/20	New	2 LB	2027	Rencana
74	Futong/Tj Buton	150/20	ext	2 LB	2027	Rencana
	Total			4.560		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2027, 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	
2018	1.276	1.669	30	225.179
2019	1.402	1.718	30	113.074
2020	2.786	3.201	27	121.335
2021	3.325	3.426	26	94.302
2022	2.275	2.103	26	81.099
2023	2.408	2.085	24	69.664
2024	2.506	2.040	24	72.925
2025	2.614	2.006	23	76.459
2026	2.836	2.058	23	83.897
2027	3.105	2.058	23	88.932
Total	24.534	22.365	256	1.026.865

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program pengembangan listrik perdesaan dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel A3.16.

Tabel A3.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	kVA	Unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	1.442	1.398	40.300	489	5.500	62.945
2019	433	480	3.600	144	-	62.945
2020	367	328	2.825	113	-	13.370
2021	484	444	4.050	162	-	19.121
2022	158	286	2.050	82	-	5.762
2023	150	271	1.950	78	-	5.474
2024	142	257	1.850	74	-	5.186
2025	142	257	1.850	74	-	5.186
2026	134	243	1.750	70	-	4.898
2027	118	214	1.550	62	-	4.322
Total	3.571	4.179	61.775	1.349	5.500	189.208

Program Listrik Perdesaan Riau adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Riau. 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 dilakukan saat ini adalah dengan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

A3.4. SISTEM TENAGA LISTRIK BENGKALIS DAN SELAT PANJANG

Sistem tenaga listrik di Pulau Bengkalis dan Pulau Selat Panjang saat ini disuplai oleh sistem yaitu sistem *isolated* PLTD berbahan bakar HSD. Sistem Bengkalis meliputi wilayah Kecamatan Bukit Batu (Bengkalis) dengan beban puncak total 19 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.

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) melalui kerjasama dengan Pemerintah Singapura.

Gambar A4.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Bintan (Provinsi Kepulauan Riau)

Penerapan kebijakan KEK di Batam-Bintan-Karimun merupakan bentuk kerjasama yang 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 PLTD Air Raja, PLTD Sukaberenang, PLTMG Tokojo, 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 administratif 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.

Penjualan sejak tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 8,11%. Komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A4.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan dapat dilihat seperti pada tabel A4.2.

Tabel A4.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh) [23)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	289	323	348	376	393	414	465
2	Bisnis	126	144	160	162	164	186	195
3	Publik	47	54	62	67	70	76	80
4	Industri	22	24	25	28	28	30	32
	Total	483	546	596	634	656	706	771
	Pertumbuhan (%)		12,9%	9,2%	6,4%	3,4%	7,7%	9,3%

Tabel A4.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	123,1	137,5	155,3	168,3	177,4	195,8	205,5
2	Bisnis	16,0	17,4	19,1	20,5	21,5	23,6	24,8
3	Publik	3,5	3,9	4,4	4,9	5,2	5,8	6,1
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Total	142,7	158,8	178,9	193,8	204,3	225,3	236,4
	Pertumbuhan (%)		11,33%	12,62%	8,36%	5,40%	10,27%	4,96%

Kapasitas pembangkit eksisting, gardu induk, dan distribusi dapat dilihat seperti pada tabel A4.3, A4.4 dan A4.5.

[23)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 - 2027

Tabel A4.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting[24)]

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto	Pemilik
1	Kepri	PLTU	COAL	14	12,6	PLN
2	Kepri	PLTD	HSD	113,48	64,28	PLN
3	Kepri	PLTS		0,2	0,1	PLN
4	Kepri	PLTD	HSD	28,5	28,5	Sewa
5	Kepri	PLTU	COAL	15	15	Sewa
6	Kepri	PLTG	GAS	0,1	0,1	IPP
7	Kepri	PLTBm	BIO	0,9	0,9	IPP
TOTAL				172	121	

Tabel A4.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[25)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Air Raja	150/20	1	60
2	Kijang	150/20	1	30
3	Sri Bintan	150/20	1	30
4	Tanjung Uban	150/20	1	30
TOTAL			4	150

Tabel A4.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Dist. (MVA)	JTR (kms)
2011	2.132	449	2.567
2012	2,378	498	2,737
2013	2,624	515	3,225
2014	2,870	587	3,506
2015	3.116	660	3.786
2016	3.473	721	4.177
2017	2.230	294	1.830

A4.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan Ekonomi Kepulauan Riau diperkirakan tinggi pada tahun mendatang dan menjadi perhatian para investor untuk menanamkan modalnya di Provinsi Kepulauan Riau. Rencana pengembangan ekonomi tersebut ditandai dengan akan dibangunnya kawasan-kawasan industri seperti Kawasan Industri Lobam, Galang Batang, Senggarang. Dompak dan Soma serta beberapa Kabupaten telah dicanangkan sebagai Kawasan Ekonomi Khusus.

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik

[24)] Sumber : SILM PT. PLN (Persero)
[25)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

2018-2027 diberikan pada Tabel A4.6 dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 10,3%.

Tabel A4.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik[26]

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	505	549	599	662	732	808	890	980	1.086	1.201
2	Bisnis	213	227	252	285	320	357	397	440	490	544
3	Publik	87	95	104	114	126	139	154	170	188	208
4	Industri	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	Total	840	906	989	1.096	1.212	1.339	1.476	1.625	1.799	1.988
	Pertumbuhan (%)		7,92%	9,19%	10,75%	10,61%	10,45%	10,23%	10,14%	10,67%	10,52%

Tabel A4.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[27]

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	224,4	256,1	272,6	283,9	290,4	296,9	303,4	309,9	316,4	322,9
2	Bisnis	27,1	29,7	32,5	35,8	39,4	43,6	48,2	53,4	59,2	65,8
3	Publik	6,6	7,2	7,9	8,7	9,5	10,4	11,4	12,6	13,8	15,2
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Total	258,2	293,1	313,2	328,5	339,5	351,0	363,1	375,9	389,5	404,0
	Pertumbuhan (%)		13,52%	6,85%	4,89%	3,34%	3,38%	3,45%	3,53%	3,61%	3,72%

Tabel A4.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[28]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	7,32	840	921	185	258.197
2019	7,19	906	992	200	293.100
2020	7,50	989	1.083	218	313.191
2021	9,06	1.096	1.199	241	328.505
2022	9,15	1.212	1.324	266	339.492
2023	9,19	1.339	1.463	293	350.970
2024	9,08	1.476	1.611	323	363.089
2025	9,25	1.625	1.774	355	375.919
2026	9,89	1.799	1.963	392	389.504
2027	9,87	1.988	2.169	433	404.012
Pertumbuhan (%)	8,75	10,05%	9,99%	9,90%	5,15%

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 (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

---

[26] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[27] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[28] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027

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 Riau dan Kepulauan Riau memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari minyak bumi diperkirakan sekitar 3.759,9 MMSTB, gas bumi sekitar 58,54 TSCF[29]. Untuk potensi tenaga air relatif kecil.

Pengembangan Pembangkit

Dalam rangka optimalisasi BPP sistem Batam-Bintan, direncanakan akan dibangun PLTU 2x100 MW sehingga memungkinkan ekspor dan impor dari kedua pulau tersebut.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2027 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	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	200	-	-	-	-	-	200
PLTG/MG	-	54	-	-	-	-	-	-	-	-	54
Jumlah	**-**	**54**	**-**	**-**	**200**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**254**
IPP											-
PLT Lain	-	6	21	-	-	-	-	-	-	-	27
Jumlah	**-**	**6**	**21**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**27**
Unallocated											-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total											-
PLTU	-	-	-	-	200	-	-	-	-	-	200
PLTG/MG	-	54	-	-	-	-	-	-	-	-	54
PLT Lain	-	6	21	-	-	-	-	-	-	-	27
Jumlah	**-**	**60**	**21**	**-**	**200**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**281**

Tabel A4.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Tj. Batu	PLTBm	Sebangar	6	2019	PPA	Swasta
2	Natuna	PLTMG	MPP Natuna-2	21	2019	Konstruksi	PLN
3	Bintan	PLTG	MPP Tanjung Pinang	33	2019	PPA	PLN
4	Bintan	PLTU	Bintan	200	2022	Rencana	PLN
5	Isolated Kepri	PLTS	PLTS Tersebar Kepri	20,8	2020	Proses PPA	Swasta
TOTAL				281			

[29] Sumber : Draft RUKN 2015-2034

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2027 untuk sistem 150 kV ditunjukkan pada Tabel A4.11 dan Tabel A4.12.

Tabel A4.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
150 kV	-	-	20	-	10	-	-	-	-	14	44
Total	-	-	20	-	10	-	-	-	-	14	44

Tabel A4.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Kijang	KEK Galang Batang (PTT)/Bintan Alumina	150	2 cct, 2 Hawk	20	2020	Rencana
2	Tanjung Uban	Lobam (PTT)	150	2 cct, 2 Hawk	10	2022	Rencana
3	Sribintan	Lagoi (PTT)	150	2 cct, 2 Hawk	14	2027	Rencana
Total					44		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 150 kV sampai tahun 2027 ditunjukkan pada Tabel A4.13 dan Tabel A4.14.

Tabel A4.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
150/20 kV	240	-	60	60	-	-	60	-	60	-	480
Total	240	-	60	60	-	-	60	-	60	-	480

Tabel A4.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	**Gardu Induk**	**Tegangan (kV)**	**New/ Ekstension**	**Kapasitas (MVA)/LB**	**COD**	**Status**
1	Tjg Pinang / Air Raja	150/20	Uprate	2x60	2018	Konstruksi
2	Tanjung Uban	150/20	Ext	1x60	2018	Rencana
3	Kijang	150/20	Ext	1x60	2018	Rencana
4	KEK Galang Batang (PTT)/Bintan Alumina	150/20	New	1x60	2020	Rencana
5	Kijang	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
6	Tanjung Uban	150/20	Ext	2 LB	2022	Rencana
7	Tjg Pinang / Air Raja	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
8	KEK Galang Batang (PTT)/Bintan Alumina	150/20	Ext	2 TB	2026	Rencana
9	Sri Bintan	150/20	Ext	1x60	2026	Rencana
10	Sribintan	150/20	Ext	2 LB	2027	Rencana
Total				420		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2027, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A4.15.

Tabel A4.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	429	393	10	21.753
2019	496	458	10	34.903
2020	1.037	964	9	20.090
2021	1.346	1.264	9	15.315
2022	1.000	950	9	10.987
2023	1.115	1.066	8	11.478
2024	1.220	1.173	8	12.119
2025	1.334	1.290	8	12.830
2026	1.514	1.473	8	13.586
2027	1.733	1.695	8	14.508
Total	11.224	10.727	85	167.568

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program pengembangan listrik perdesaan dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel A4.16.

Tabel A4.16. Rencana Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	kVA	Unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	437	273	10.440	119	22.600	17.107
2019	66	92	1.100	44	2.400	17.107
2020	40	69	625	25	2.750	4.178
2021	57	61	775	31	2.200	3.815
2022	178	36	1.400	56	-	2.254
2023	169	34	1.350	54	-	2.141
2024	161	32	1.275	51	-	2.028
2025	161	32	1.275	51	-	2.028
2026	152	30	1.200	48	-	1.916
2027	134	27	1.050	42	-	1.690
Total	1.554	687	20.490	520	29.950	54.265

A4.4. SISTEM TENAGA LISTRIK NATUNA

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

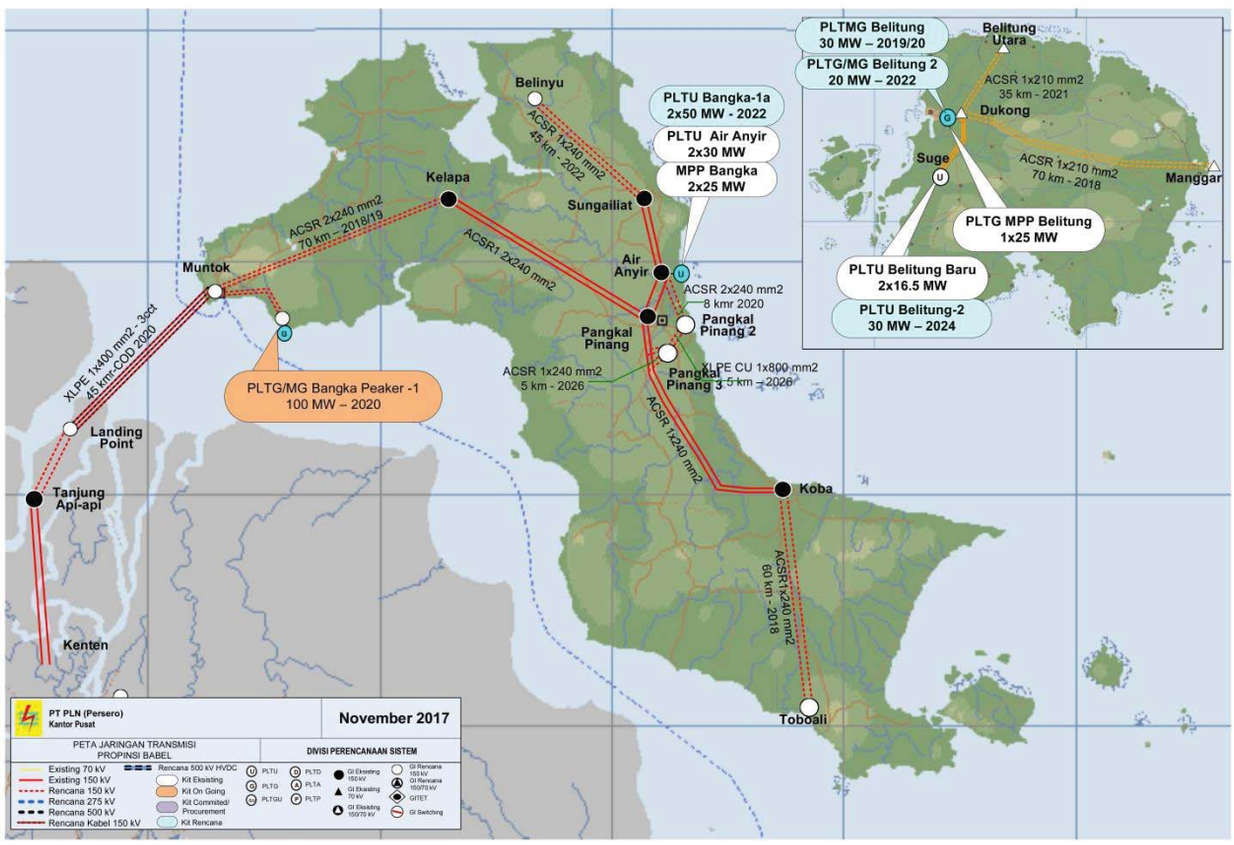
Sistem tenaga listrik Pulau Natuna dipasok dari PLTD dengan Kapasitas terpasang 13,2 MW dan beban puncak 6 MW. Sistem distribusi berupa SUTM sepanjang 57,4 kms dengan jumlah gardu hubung 29 unit dan kapasitas terpasang 2.450 kVA. Adapun rencana pengembangan di Pulau Natuna berupa penambahan PLTG/MG sebesar 20 MW ditahun 2018.

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/PLTBMm IPP melalui jaringan distribusi 20 kV.
2. Sistem Belitung yang dipasok dari PLTU, PLTG, PLTD PLN, PLTBG/PLTBMm IPP dan PLTBG/PLTBMg IPP melalui jaringan distribusi 20 kV.



Gambar A5.1. Peta Sistem Tenaga listrik Bangka Belitung

Penjualan sejak tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 10,64%. Komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A5.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan dapat dilihat seperti pada tabel A5.2.

Tabel A5.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh) [30)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	384	473	509	576	603	620	634
2	Bisnis	84	110	122	130	148	164	189
3	Publik	38	43	48	54	60	67	73
4	Industri	29	39	43	45	51	70	87
	Total	536	665	721	805	862	920	983
	Pertumbuhan (%)		24,1%	8,5%	11,7%	7,0%	6,8%	6,9%

Tabel A5.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	202,3	240,0	277,2	314,4	342,9	359,3	388,5
2	Bisnis	10,0	12,3	14,5	16,6	19,0	22,2	26,2
3	Publik	5,4	6,2	7,1	7,9	8,8	9,7	11,4
4	Industri	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4
	Total	217,8	258,6	299,0	339,1	370,9	391,4	426,5
	Pertumbuhan (%)		18,72%	15,60%	13,41%	9,38%	5,53%	8,97%

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[31)]

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto	Pemilik
1	Bangka	PLTU	COAL	60	50	PLN
2	Bangka	PLTG	HSD/LNG	50	50	IPP
3	Bangka	PLTD	HSD	77	69	PLN
4	Bangka	PLTD	HSD	45	45	Sewa
5	Bangka	PLTBm	Bio	9	8,7	IPP
6	Belitung	PLTU	COAL	33	26	PLN
7	Belitung	PLTD	HSD	4,5	4	PLN
8	Belitung	PLTG	HSD/LNG	25	25	IPP
9	Belitung	PLTBm	Bio	2	1,8	IPP
Total				306	280	

Tabel A5.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)[32)]

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Pangkalpinang (GI Kampak)	150/20	2	60
2	Sungailiat	150/20	1	30
3	Air Anyir	150/20	1	60
4	Kelapa	150/20	1	30
5	Mentok	150/20	1	60
6	Koba	150/20	1	30
7	Toboali	150/20	1	60
8	Dukong	70/20	2	60

[30)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 - 2027
[31)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) Wilayah Bangka Belitung
[32)] Sumber : Data PT. PLN (Persero) P3BS

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
9	Suge (Gi Pembangkit)	70/20	1	30
10	Manggar	70/20	1	30
Total			12	450

Tabel A5.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Dist. (MVA)	JTR (kms)
2011	2.574	138	2.021
2012	2.920	234	2.309
2013	3.258	252	2.544
2014	3.527	269	2.767
2015	3.623	269	4.196
2016	4.019	297	4.354
2017	4.386	465	4.750

A5.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Provinsi Kep. Bangka Belitung sebagai provinsi baru sangat memerlukan infrastuktur untuk mendukung aktivitas perekonomian dan program pemerintahan. Salah satu sarana yang sangat diperlukan adalah ketersediaan energi listrik, sehingga sangat diharapkan adanya penambahan/pembangunan pembangkit baru yang bertujuan untuk melayani pertumbuhan beban, menggantikan mesin-mesin yang sudah tua, meningkatkan keandalan sistem tenaga listrik dan meningkatkan efisiensi penyaluran tenaga listrik.

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 – 2026 diberikan pada Tabel A5.3, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 10,9%.

Tabel A5.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[33]

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	659	703	751	803	857	912	970	1.029	1.090	1.152
2	Bisnis	213	242	275	320	360	405	453	507	569	639
3	Publik	88	105	124	148	177	211	249	294	355	426
4	Industri	100	144	177	203	234	287	331	364	429	477
	Total	1.060	1.194	1.327	1.474	1.628	1.815	2.003	2.194	2.442	2.694
	Pertumbuhan (%)		12,63%	11,10%	11,06%	10,45%	11,46%	10,39%	9,51%	11,33%	10,29%

Tabel A5.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[34]

[33] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	395,8	403,2	410,4	417,6	424,8	431,8	438,8	445,6	452,4	459,1
2	Bisnis	29,2	30,9	35,5	42,3	51,3	63,1	78,9	100,7	133,8	182,4
3	Publik	13,3	15,4	17,6	20,3	23,4	26,6	30,1	34,0	38,9	44,2
4	Industri	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5
	Total	438,7	449,9	464,0	480,7	499,9	522,0	548,3	580,9	625,6	686,2
	Pertumbuhan (%)		2,54%	3,12%	3,62%	3,98%	4,43%	5,05%	5,93%	7,70%	9,68%

Tabel A5.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[35]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,22	1.060	1.240	197	438.737
2019	5,20	1.194	1.394	221	449.902
2020	5,39	1.327	1.546	245	463.956
2021	5,58	1.474	1.733	275	480.745
2022	5,51	1.628	1.911	303	499.880
2023	5,43	1.815	2.128	338	522.002
2024	5,34	2.003	2.347	372	548.338
2025	5,26	2.194	2.567	407	580.881
2026	5,15	2.442	2.856	453	625.589
2027	5,04	2.694	3.147	499	686.162
Pertumbuhan (%)	5,31	10,92%	10,91%	10,89%	5,12%

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 infrastuktur tenaga listrik (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

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. Potensi panas bumi yang dimilikinya adalah sekitar 105 MWe yang

---

[34] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[35] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027

tersebar di 7 lokasi, yaitu pada Sungai Liat/Palawan, Pangkal Pinang/Pemali, Air Tembaga/Terak, Buding, Nyelanding, Permis dan Dendang. [1]

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.
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 2027 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	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	-	30	-	-	-	30
PLTG/MG	-	-	-	-	20	-	-	-	-	-	20
Jumlah	-	-	-	-	20	-	30	-	-	-	50
IPP											
PLTG/MG	-	15	115	-	-	-	-	-	-	-	130
PLT Lain	13	-	19	-	-	-	-	-	-	-	32
Jumlah	13	15	134	-	-	-	-	-	-	-	162
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-	100
Jumlah	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-	100
Total											
PLTU	-	-	-	-	100	-	30	-	-	-	130
PLTG/MG	-	15	115	-	20	-	-	-	-	-	150
PLT Lain	13	0	19	-	0	-	-	-	-	-	32
Jumlah	13	15	134	-	120	-	30	-	-	-	312

Tabel A5.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Bangka	PLTBg	Cengkong/Sungai Terlung	2	2018	Konstruksi	Swasta
2	Bangka	PLTBm	Tempilang	6	2018	Konstruksi	Swasta
3	Bangka	PLTBn	Pegantungan (EBTKE)	5	2018	Konstruksi	Swasta
4	Bangka	PLTBm	Sadai Bangka Selatan	10	2020	PPA	Swasta

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
5	Bangka	PLTG	Bangka Peaker	100	2020	PPA	Swasta
6	Bangka	PLTU	Bangka-1A	100	2022	Rencana	PLN
7	Belitung	PLTG/MG	Belitung 1	30	2019/2020	Rencana	Swasta
8	Belitung	PLTG/MG	Belitung-2	20	2022	Rencana	PLN
9	Belitung	PLTU	Belitung-2	30	2024	Rencana	PLN
10	Isolated Babel	PLTS	PLTS Tersebar Babel	8,68	2020	Proses PPA	Swasta
Total				312			

Pengembangan Transmisi

Dalam rangka meningkatkan keandalan sistem dan menurunkan sistam Bangka maka akan dibangun kabel laut 150 kV Sumatera-Bangka yaitu dari GI Tanjung Api-Api ke GI Muntok.

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2027 untuk sistem 70 kV dan 150 kV ditunjukkan pada Tabel A5.11 dan Tabel A5.12.

Tabel A5.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
150 kV	190	70	161	0	90	-	-	-	26	-	537
70 kV	140	-	-	70	-	-	-	-	-	-	210
Total	330	70	161	70	90	-	-	-	26	-	747

Tabel A5.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Kelapa	Muntok	150	1 cct, 2 Hawk	140	2018/19	Konstruksi
2	Dukong	Manggar	70	2 cct, ACSR 1x210 mm2	140	2018	Konstruksi
3	Koba	Toboali	150	2 cct, 1 Hawk	120	2018	Konstruksi
4	Pangkal Pinang 2	Air Anyir	150	2 cct, 2 Hawk/XLPE CU 1x800	16	2020	Rencana
5	Sumatera Landing Point	Bangka Landing Point	150	3 cct, XLPE CU 1x400 mm2 (Under Sea)	135	2020	Committed
6	Bangka Landing Point	muntok	150	2 cct, 2 Hawk	10	2020	Committed
7	Dukong	Belitung Utara/Tj.Tinggi	70	2 cct, ACSR 1x210 mm2	70	2021	Rencana
8	Belinyu	Sungai Liat	150	2 cct, 1 Hawk	90	2022	Rencana
9	Pangkal pinang 3	Inc. 2 Phi (P.Pinang-Koba)	150	2 cct, 1 Hawk	16	2026	Rencana
10	Pangkal pinang 2	Pangal pinang 3	150	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	10	2026	Rencana
Total					747		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 70 kV dan 150 kV sampai tahun 2027 ditunjukkan pada Tabel A5.13 dan A5.14.

Tabel A5.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
150/20 kV	190	70	16	-	235	-	-	-	26	-	537
70/20 kV	140	-	-	70	-	-	-	-	-	-	210
Total	330	70	16	70	235	-	-	-	26	-	747

Tabel A5.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
1	Muntok	150/20	New	1x60	2018	Konstruksi
2	Kelapa	150/20	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
3	Manggar	70/20	New	1x30	2018	Konstruksi
4	Dukong	70/20	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
5	Toboali	150/20	New	1x60	2018	Konstruksi
6	Koba	150/20	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
7	Pangkal Pinang	150/20	Uprate	1x60	2018	Konstruksi
8	Suge	70/20	Ext	1x20	2018	Rencana
9	Sungailiat	150/20	Ext	1x60	2019	Pengadaan
10	Pangkal Pinang	150/20	Ext	1x60	2019	Pengadaan
11	Air Anyir	150/20	Ext	1x60	2019	Pengadaan
12	Pangkal Pinang 2	150/20	New	2x60	2020	Rencana
13	Air Anyir	150/20	Ext	2 LB	2020	Rencana
14	Bangka Landing Point (Muntok)	150/20	Ext	3 LB	2020	Committed
15	Belitung Utara/Tj.Tinggi	70/20	New	1x30	2021	Rencana
17	Dukong	70/20	Ext	2 LB	2021	Rencana
18	Belinyu	150/20	New	1x30	2022	Rencana
19	Sungai Liat	150/20	Ext	2 LB	2022	Rencana
20	Dukong	70/20	Ext	1x30	2023	Rencana
21	Belitung Utara	70/20	Ext	1x30	2023	Rencana
22	Koba	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
23	Air Anyir	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
24	Pangkal pinang 2	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
25	Belinyu	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
26	GI/GIS Pangkal Pinang 3	150/20	New	2x60	2026	Rencana
27	Pangkal Pinang 2	150/20	Ext	2 LB	2026	Rencana
28	Sungailiat	150/20	Ext	1x60	2026	Rencana
29	Pangkal pinang 3	150/20	Ext	1x60	2026	Rencana
30	Manggar	70/20	Ext	1x30	2027	Rencana
	Total			1.160		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2027, 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	
2018	615,0	459,0	56,4	12.232
2019	754,9	666,3	62,2	11.165

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Tambahan Pelanggan
	kms	kms	MVA	
2020	761,3	659,2	67,2	14.055
2021	819,9	697,9	66,7	16.789
2022	867,0	726,0	86,2	19.134
2023	1.089,9	898,6	184,6	22.122
2024	1.104,6	895,2	267,5	26.336
2025	1.061,3	846,8	407,1	32.543
2026	1.404,1	1.105,3	654,2	44.709
2027	1.335,7	1.034,8	1.117,5	60.572
Total	9.814	7.989	2.970	259.657

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program pengembangan listrik perdesaan dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel A5.16.

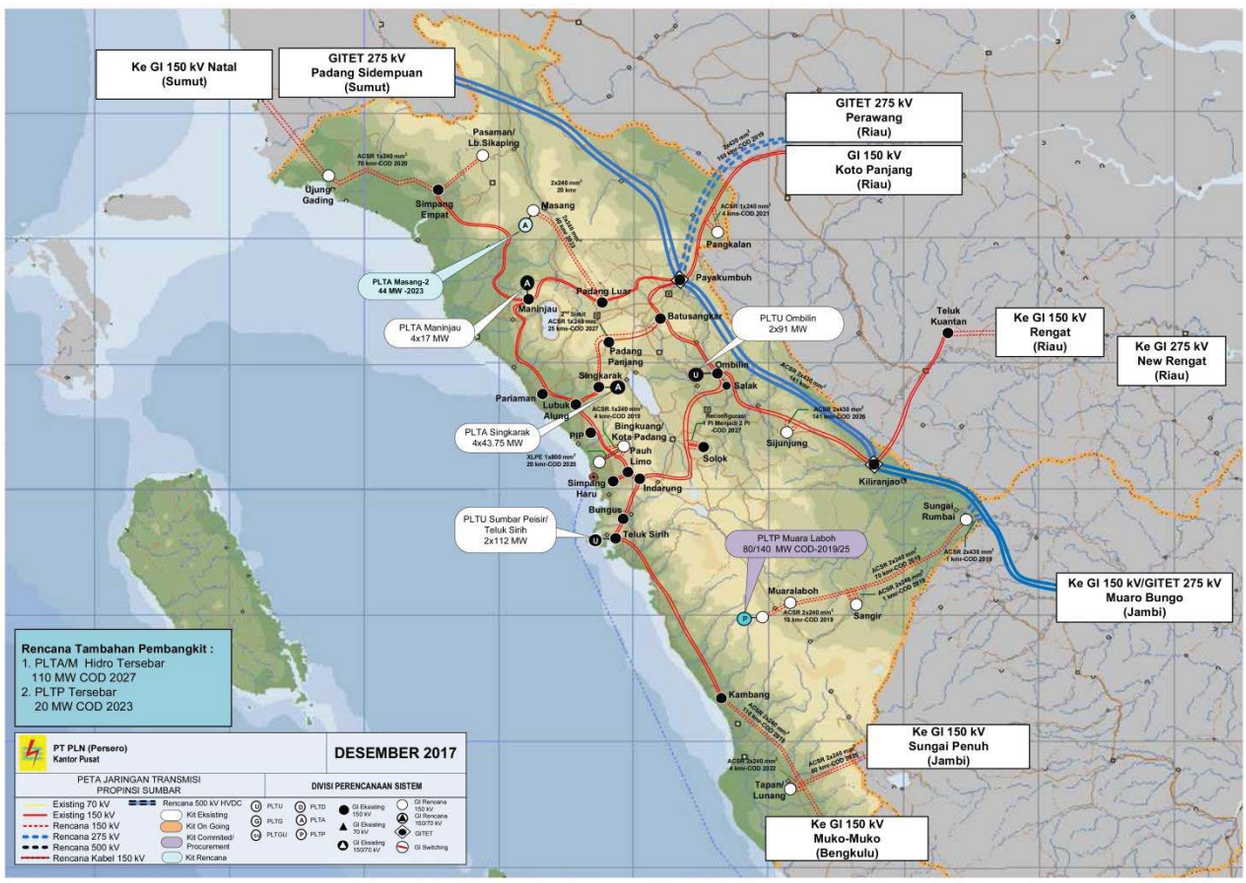
Tabel A5.16. Rencana Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	kVA	Unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	22	19	700	14	400	1.596
2019	6	18	250	10	440	1.596
2020	-	8	100	4	-	200
2021	-	4	50	2	-	100
2022	6	18	250	10	-	621
2023	6	17	250	10	-	590
2024	5	16	225	9	-	559
2025	5	16	225	9	-	559
2026	5	15	225	9	-	528
2027	4	13	200	8	-	466
Total	59	144	2.475	84	840	6.814

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 Simpang Empat sampai ke Pesisir Selatan kota Painan. Pasokan sistem tenaga listrik provinsi Sumatera Barat diluar kepulauan Mentawai berasal dari sistem interkoneksi 150 kV Sumatera Bagian Tengah (Jambi-Sumbar-Riau) melalui 17 Gardu Induk 150 kV dengan total kapasitas sebesar 1.114 MVA dan beban puncak tertinggi pada tahun 2017 sebesar 646 MW dibulan September. Rasio Elektrifikasi Provinsi Sumatera Barat adalah 87,61% sedangkan untuk rasio elektrifikasi desa belistrik adalah 97,87%. 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 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 5,84%. Komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A6.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan dapat dilihat seperti pada tabel A6.2.

Tabel A6.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.073	1.238	1.294	1.425	1.482	1.535	1.573
2	Bisnis	356	356	381	403	400	420	451
3	Publik	185	205	224	244	252	268	283
4	Industri	722	771	799	842	838	828	976
	Jumlah	2.335	2.571	2.699	2.913	2.971	3.050	3.283
	Pertumbuhan (%)		10,13%	4,98%	7,94%	1,99%	2,64%	7,64%

Tabel A6.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu) [36)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	803,9	862,5	919	969,6	1.022,2	1.065,4	1.132,8
2	Bisnis	63,4	69,3	75,9	80,3	86,7	95,9	105,7
3	Publik	29,2	30,8	32,8	34,4	36,2	38,1	39,9
4	Industri	0,28	0,29	0,31	0,34	0,37	0,40	0,49
	Jumlah	897	963	1.028	1.085	1.145	1.200	1.279
	Pertumbuhan (%)		7,38%	6,75%	5,52%	5,61%	4,74%	6,59%

Beberapa daerah di Pesisir Selatan seperti Kambang, Balai Selasa, Lakuak dan Lunang dipasok dari GI Kambang melalui GI Bungus dan PLTU Teluk Sirih.
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

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	Pemilik
1	Sumbagselteng	PLTU	COAL	406,5	350	PLN
2	Sumbagselteng	PLTG	HSD	54	49	PLN
3	Sumbagselteng	PLTA	HYD	253,5	252,9	PLN
4	Sumbagselteng	PLTMH	HYD	33	33	IPP
5	Siberut	PLTD	HSD	2,95	2,22	PLN
6	Sipora	PLTD	HSD	4,12	2,87	PLN
7	Pagai	PLTD	HSD	2,02	1,6	PLN
TOTAL				756	692	

Rasio Elektrifikasi khusus kepulauan Mentawai adalah 30,99% sedangkan untuk rasio desa belistrik sebesar 44,18%. Sistem tenaga listrik *isolated*

[36)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 - 2027

Kepulauan Mentawai dipasok dari Sistem Siberut, Sipora dan Pagai dengan menggunakan PLTD berkapasitas kecil berjumlah 9 unit atau sekitar 9,09 MW daya terpasang.

Tabel A6.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	PIP	150/20	2	60
2	Pauh Limo	150/20	2	120
3	Simpang Haru	150/20	2	84
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	3	80
8	Padang Panjang	150/20	2	20
9	Solok	150/20	2	80
10	Salak	150/20	2	40
11	Kiliran Jao	150/20	2	80
12	Payakumbuh	150/20	2	90
13	Batu Sangkar	150/20	2	50
14	Bungus	150/20	1	30
15	Pariaman	150/20	2	60
16	Kambang	150/20	2	90
TOTAL			31	1.044

Tabel A6.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Dist. (MVA)	JTR (kms)
2011	8.338	549	10.556
2012	8.687	593	11.022
2013	9.119	667	11.646
2014	9.385	691	14.272
2015	9.854	729	13.154
2016	10.493	841	13.855
2017	11.032	897	15.537

A6.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2018-2027 diberikan pada Tabel A6.6, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 6,99%.

Tabel A6.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[37]

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.709	1.838,3	1.974,7	2.136,7	2.299,9	2.480,3	2.687,4	2.909,9	3.188,9	3.501,6
2	Bisnis	495,9	543,5	593,3	643,4	694,8	747,2	800,1	853,3	905,8	958,2
3	Publik	302,4	322	342,1	362,1	382,1	402	421,8	441,3	460,2	478,7
4	Industri	1.023,7	1.072,8	1.123,9	1.177,1	1.232,5	1.290,1	1.350	1.412,4	1.477,3	1.544,8
	Total	3.531	3.777	4.034	4.319	4.609	4.920	5.259	5.617	6.032	6.483
	Pertumbuhan (%)		6,96%	6,82%	7,07%	6,71%	6,73%	6,91%	6,80%	7,39%	7,48%

Tabel A6.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[38]

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.184,4	1.233,9	1.284,8	1.309,8	1.322,8	1.335,4	1.347,4	1.358,9	1.370	1.380,7
2	Bisnis	110,2	114,6	119	123,6	128,1	132,5	136,9	141,2	145,7	150,2
3	Publik	41	42,1	43,2	44,4	45,5	46,6	47,8	48,9	50	51,2
4	Industri	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,55	0,56	0,58	0,60	0,62
	Total	1.336	1.391	1.448	1.478	1.497	1.515	1.533	1.550	1.566	1.583
	Pertumbuhan (%)		4,12%	4,05%	2,12%	1,26%	1,21%	1,16%	1,11%	1,08%	1,04%

Tabel A6.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[39]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,03	3.531	3.830	675	1.336.105
2019	5,04	3.777	4.090	719	1.391.105
2020	5,22	4.034	4.363	764	1.447.511
2021	5,40	4.319	4.666	815	1.478.250
2022	5,34	4.609	4.973	866	1.496.914
2023	5,26	4.920	5.304	921	1.515.061
2024	5,17	5.259	5.666	980	1.532.657
2025	5,09	5.617	6.036	1.041	1.549.651
2026	4,98	6.032	6.467	1.112	1.566.358
2027	4,88	6.483	6.933	1.189	1.582.626
Pertumbuhan (%)	5,14	6,99%	6,82%	6,49%	1,91%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan Tambang Batubara (Limapuluhkoto), PT. Tirta Investama-Aqua, Kawasan Industri dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Sumatera Barat. Untuk melayani kebutuhan KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastuktur tenaga listrik (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.

---

[37] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[38] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[39] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027

Potensi Sumber Energi

Provinsi Sumatera Barat memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari batubara mencapai 795,52 juta ton dan panas bumi spekulatif sekitar 1.788 Mwe. Potensi batubara tersebar di Kota Sawahlunto, Kabupaten Sijunjung, Kabupaten Pesisir Selatan, Kabupaten Solok, Kabupaten Limapuluh Kota dan Kabupaten Solok Selatan. Potensi panas bumi di Sumatera Barat berada di Muaralabuh Kabupaten Solok Selatan dan di Talang Kabupaten Solok.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2027 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Sumatera Barat dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A6.9 dan Tabel A6.10.

Tabel A6.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTA	-	-	-	-	-	44	-	-	-	-	44
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**44**	**-**	**-**	**-**	**-**	**44**
IPP											-
PLTP	-	80	-	-	-	-	-	140	-	-	220
PLTM	15	8	60	18	-	-	-	-	-	-	101
PLT Lain	-	-	16	-	-	-	-	-	-	-	16
Jumlah	**15**	**88**	**76**	**18**	**-**	**-**	**-**	**140**	**-**	**-**	**337**
Unallocated											-
PLTP	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	20
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**20**	**-**	**-**	**-**	**-**	**20**
Total											-
PLTP	-	80	-	-	-	20	-	140	-	-	240
PLTM	15	8	60	18	-	-	-	-	-	-	101
PLTA	-	-	-	-	-	44	-	-	-	-	44
PLT Lain	-	-	16	-	-	-	-	-	-	-	16
Jumlah	**15**	**88**	**76**	**18**	**-**	**64**	**-**	**140**	**-**	**-**	**401**

Tabel A6.10. Rincian Rencana Pemabngunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumbagselteng	PLTM	Guntung	4	2018	Konstruksi	Swasta
2	Sumbagselteng	PLTM	Induring	2	2018	Konstruksi	Swasta
3	Sumbagselteng	PLTM	Lintau I	9	2018	Konstruksi	Swasta
4	Sumatera	PLTM	Gumanti III	6,45	2019	PPA	Swasta
5	Sumatera	PLTM	Siamang Bunyi	2	2019	Konstruksi	Swasta
6	Sumatera	PLTP	Muara Laboh (FTP2)	80&140	2019&2025	Konstruksi	Swasta
7	Sumatera	PLTM	Batang Sumpur	7,6	2020	PPA	Swasta
8	Sumatera	PLTM	Bayang Nyalo	6	2020	PPA	Swasta
9	Sumatera	PLTM	Bukit Sileh	0,7	2020	PPA	Swasta
10	Sumatera	PLTM	Muara Sako	3	2020	PPA	Swasta
11	Sumatera	PLTM	Pelangai Hilir	3,6	2020	PPA	Swasta
12	Sumatera	PLTM	Pelangai Hulu	9,8	2020	PPA	Swasta
13	Sumatera	PLTM	Rabi Jonggor	4,5	2020	PPA	Swasta
14	Sumatera	PLTM	Sako 1	6	2020	PPA	Swasta

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
15	Sumatera	PLTM	Sikarbau	2	2020	PPA	Swasta
16	Sumatera	PLTM	Tarusan	3,2	2020	PPA	Swasta
17	Sumatera	PLTM	Tongar	6	2020	PPA	Swasta
18	Sumatera	PLTM	Tras	1,6	2020	PPA	Swasta
19	Sumatera	PLTM	Tuik	6,3	2020	PPA	Swasta
20	Sumatera	PLTA	Masang-2 (FTP2)	44	2023	Commited	PLN
21	Sumatera	PLTA/M	Hydro Tersebar Sumbar	18	2021-2025	Rencana	Swasta
22	Sumatera	PLTP	PLTP Tersebar Sumbar	20	2023-2024	Rencana	Unallocated
23	Sumatera & Isolated Sumbar	PLTS	PLTS Tersebar Sumbar	16	2020	Proses PPA	Swasta
Total				401			

Di Provinsi Sumbar terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Masang-3 89 MW
- PLTA Sinamar 20 MW
- PLTA Aquaman 79 MW
- PLTA Dusun Tangah 44 MW
- PLTA Lubu 28 MW
- PLTA Pasaman 1 62 MW
- PLTA Pasaman 2 40 MW
- PLTP G.Talang 20 MW
- PLTP Simisioh 55 MW
- PLTP Bonjol (FTP2) 60 MW
- PLTP Simisioh 55 MW
- PLTM Pancung Taba 3,2 MW
- PLTM Koto Lamo 5 MW
- PLTM Pasinggrahan 0,5 MW
- PLTM Pinti Kayu 10 MW
- PLTM Batang Patimah 2,8 MW
- PLTM Bukit Cubadak 9,2 MW
- PLTM Gumanti I 4 MW
- PLTM Kerambil 3 MW
- PLTM Laruang Gosan 4 MW
- PLTM Muaro 0,7 MW
- PLTM Sianok Duku 6,6 MW
- PLTM Batang Anai 1,4 MW
- PLTM Batang Anai II 7,2 MW
- PLTM Batang Antokan 1,5 MW
- PLTM Batang Samo 7 MW

- PLTM Batang Talu 3,1 MW
- PLTM Benteng Anai 1,4 MW
- PLTM Kanaikan 4,8 MW
- PLTM Lintau 2 10 MW
- PLTM Lintau 3 8,1 MW
- PLTM Lubuk Pisang 10 MW
- PLTM Lumpo 3 MW
- PLTM Nagari Kasang 2 MW
- PLTM Pelangai Hulu Atas 9,8 MW
- PLTM Sungai Aur 2,3 MW
- PLTM Sungai Garam Hydro 10 MW
- PLTM Telun Berasap 8 MW
- PLTM Air Betung 10 MW
- PLTM Air Pura 1 8,4 MW
- PLTM Air Pura 2 9 MW
- PLTM Batang Lembang 1 MW
- PLTM Batang Sangir 9,8 MW
- PLTM Hydropower 10 MW
- PLTM Muara Air 1,7 MW
- PLTM Ngalau Gadang 2 4,2 MW
- PLTM Pelangai 1 3,3 MW
- PLTM Pelangai 2 6 MW
- PLTM Sei Ludang 1,2 8 MW
- PLTM Tarusan Koko 10 MW

Potensi pembangkitan tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel A6.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2027 untuk sistem 150 kV dan 275 kV ditunjukkan pada Tabel A6.11 dan Tabel A6.12.

Tabel A6.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
275 kV	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1
150 kV	-	142	394	8	8	80	-	-	81	26	739
Total	-	143	394	8	8	80	-	-	81	26	740

Tabel A6.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Sungai Rumbai	Inc. 2 pi (Muara Bungo - Kiliranjao)	275	2 cct, 2 Zebra	1	2019	Committed
2	Sangir	Inc. 2 Pi (Sungai Rumbai-Muaralaboh)	150	2 cct, 2 Hawk	1	2019	Rencana
3	Sungai Rumbai	Muaralaboh	150	2 cct, 2 Hawk	140	2019	Committed
4	Bingkuang	Inc. 2 Pi (Pauh Limo - L.Alung/PIP)	150	2 cct, 1 Hawk	1	2019	Committed
5	Natal	Ujung Gading	150	2 cct, 2 Hawk	154	2020	Rencana
6	Ujung Gading	Simpang Empat	150	2 cct, 1 Hawk	140	2020	Rencana
7	GIS Kota Padang	Bingkuang	150	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	40	2020	Committed
8	Lubuk Sikaping/Pasaman	Simpang Empat	150	2 cct, 2 Hawk	60	2020	Committed
9	Pangkalan	Inc. 2 Pi (Payakumbuh-Kotopanjang)	150	2 cct, 1 Hawk	8	2021	Rencana
10	Tapan/Lunang	Inc. 2 Pi (Kambang-Muko2)	150	2 cct, 2 Hawk	8	2022	Rencana
11	Masang-2	Padang Luar	150	2 cct, 2 Hawk	80	2023	Rencana
12	Sijunjung	Inc. 2 Pi (Kiliranjao-Ombilin)	150	2 cct, 2 Zebra	1	2026	Rencana
13	Sungai Penuh	Tapan/Lunang	150	2 cct, 2 Hawk	80	2026	Rencana
14	Solok	Inc. 2 Pi (Ombilin - Indarung)	150	2 cct, 1 Hawk	1	2027	Rencana
15	Singkarak	Batusangkar	150	1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit)	25	2027	Rencana
	TOTAL				740		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 150 kV dan 275 kV sampai tahun 2027 ditunjukkan pada Tabel A6.13 dan Tabel A6.14.

Tabel A6.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
275/150 kV	-	500	-	-	-	-	-	-	-	-	500
150/20 kV	300	360	360	120	120	210	120	60	240	-	1.890
Total	300	860	360	120	120	210	120	60	240	-	2.390

Tabel A6.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
1	Kiliranjao	275/150	Ext	1x250	2019	Committed
2	Sungai Rumbai	275/150	New	1x250	2019	Committed
3	Payakumbuh	275	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
4	Simpang Haru	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
5	Salak	150/20	Uprate	1x60	2018	Konstruksi
6	Payakumbuh	150/20	Uprate	1x60	2018	Konstruksi
7	KiliranJao	150/20	Ext	1x30	2018	Konstruksi
8	Padang Panjang	150/20	Uprate	1x60	2018	Konstruksi
9	Bungus	150/20	Ext	1x30	2018	Konstruksi
10	Bingkuang	150/20	New	2x60	2019	Committed
11	Sangir	150/20	New	1x60	2019	Committed
12	Sungai Rumbai	150	Ext	2 LB	2019	Committed

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
13	Sungai Rumbai	150/20	New	1x30	2019	Committed
14	PIP	150/20	Ext	1x60	2019	Pengadaan
15	Maninjau	150/20	Ext	1x60	2019	Pengadaan
16	Muara Laboh	150/20	New	1x30	2019	Rencana
17	Sangir	150	Ext	4 LB	2019	Rencana
18	GIS Kota Padang	150/20	New	1x60	2020	Committed
19	Bingkuang	150/20	Ext	2 LB	2020	Committed
20	Pasaman/Lubuk Sikaping	150/20	New	1x60	2020	Committed
21	Simpang Empat	150	Ext	2 LB	2020	Committed
22	Ujung Gading	150/20	New	1x60	2020	Rencana
23	Simpang Empat	150/20	Ext	2 LB	2020	Rencana
24	Payakumbuh	150/20	Ext	1x60	2020	Rencana
25	Kambang	150/20	Ext	2 LB	2020	Rencana
26	Kambang	150/20	Ext	1x60	2020	Rencana
27	GIS Kota Padang	150/20	Ext	1x60	2020	Rencana
28	Pangkalan	150/20	New	1x60	2021	Rencana
29	Lubuk Alung	150/20	Uprate	1x60	2021	Rencana
30	Tapan/Lunang	150/20	New	1x60	2022	Rencana
31	Pariaman	150/20	Uprate	1x60	2022	Rencana
32	Masang 2	150/20	New	1x30	2023	Rencana
33	Padang Luar	150	Ext	2 LB	2023	Rencana
34	Simpang Empat	150/20	Uprate	1x60	2023	Rencana
35	Bingkuang	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
36	Batusangkar	150/20	Uprate	1x60	2023	Rencana
37	Masang 3	150/20	New	2 LB	2024	Rencana
38	Masang 2	150	Ext	2 LB	2024	Rencana
39	Salak	150/20	Uprate	1x60	2024	Rencana
40	Pangakalan	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
41	Solok	150	Ext	2 LB	2025	Rencana
42	Pauh Limo	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
43	Sijunjung	150/20	New	1x60	2026	Rencana
44	Solok	150/20	Uprate	1x60	2026	Rencana
45	GIS Kota Padang	150/20	Ext	1x60	2026	Rencana
46	Pariaman	150/20	Uprate	1x60	2026	Rencana
47	Singkarak	150	Ext	1 LB	2027	Rencana
48	Batu Sangkar	150	Ext	1 LB	2027	Rencana
	TOTAL			2.390		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2027, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A6.15.

Tabel A6.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	697,7	1.532,6	92,6	57.247
2019	682,8	1.545,7	93,4	55.000
2020	707,4	1.658,1	100,2	56.407

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2021	775,2	944,5	57	30.738
2022	779,1	587,3	35,5	18.664
2023	824,9	579,3	35	18.147
2024	893,2	569,6	34,4	17.597
2025	929,6	557,4	33,6	16.993
2026	1.067,6	555	33,5	16.708
2027	1.146,2	547,1	33	16.268
Total	8.504	9.077	548	303.769

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program pengembangan listrik pedesaan dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel A6.16.

Tabel A6.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Tambahan Pelanggan
			kVA	Unit		
2018	113	113	2.700	54	200	5.357
2019	71	41	325	13	-	5.357
2020	78	26	475	19	-	1.988
2021	49	9	125	5	-	291
2022	49	9	125	5	-	291
2023	46	8	125	5	-	276
2024	44	8	125	5	-	262
2025	44	8	125	5	-	262
2026	41	7	100	4	-	247
2027	37	7	100	4	-	218
Total	571	236	4.325	118	200	14.550

Program Listrik Perdesaan Sumatera Barat adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Sumatera Barat. 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.

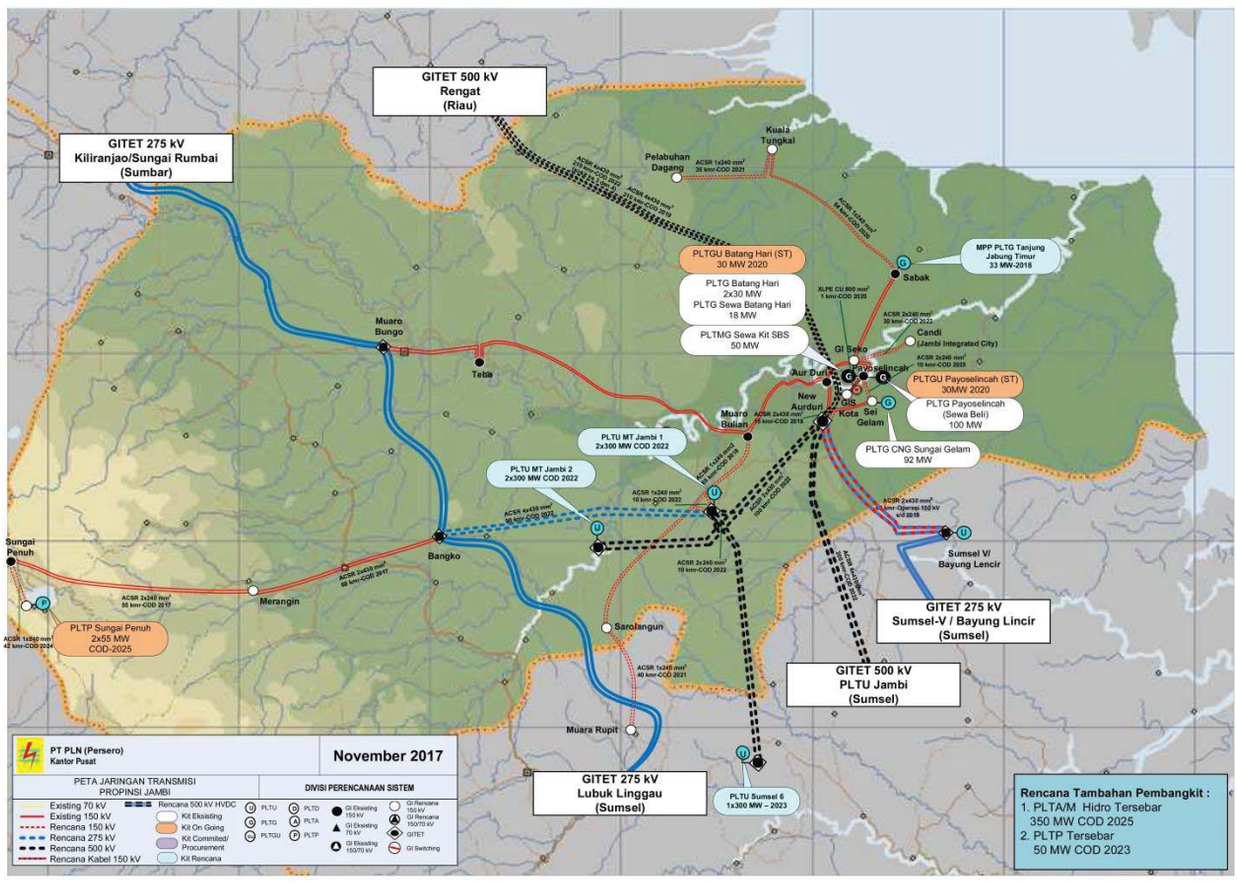
Metode program listrik perdesaan yang dilakukan saat ini adalah dengan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke

desa-desa. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

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 dan sebagian sistem *isolated*. Pada sistem interkoneksi 150 kV beban puncak tertinggi ditahun 2017 sebesar 599 MW pada bulan Mei sedangkan rasio elektrifikasi provinsi Jambi adalah 92,22%. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Jambi ditunjukkan seperti pada Gambar A7.1.



Gambar A7.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Jambi

Penjualan sejak tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 8,05%. Komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A7.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan dapat dilihat seperti pada tabel A7.2.

Tabel A7.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[40)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	745	891	962	1.038	1.076	1.120	1.159
2	Bisnis	215	227	279	297	321	348	346
3	Sosial	81	90	99	111	118	130	134
4	Industri	73	79	104	113	115	111	134
	Jumlah	1.114	1.287	1.445	1.559	1.630	1.709	1.773
	Pertumbuhan (%)		15,56%	12,22%	7,88%	4,59%	4,87%	3,73%

Tabel A7.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu) [41)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	470,8	524,4	576,9	623,6	674	716,6	768,7
2	Bisnis	27,8	29,3	33,3	35,7	38,8	41,8	46,5
3	Publik	13	14,5	16,3	17,7	19,6	21,4	23,5
4	Industri	0,15	0,17	0,19	0,20	0,22	0,27	0,35
	Jumlah	512	568	627	677	733	780	839
	Pertumbuhan (%)		11,07%	10,25%	8,08%	8,18%	6,48%	7,56%

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)]

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	Pemilik
1	Sumbagselteng	PLTD	HSD	10,4	6,8	PLN
2	Sumbagselteng	PLTG	GAS	160	153,3	PLN
3	Sumbagselteng	PLTMG	CNG	104	89,3	PLN
4	Sumbagselteng	PLTU	COAL	12	12	IPP
5	Sumbagselteng	PLTMG	GAS	7,2	7,2	IPP
6	Sumbagselteng	PLTMG	GAS	80	80	Sewa
7	Sumbagselteng	PLTMG	GAS	8	8	Sewa
Total				382	357	

Tabel A7.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Aur Duri	150/20	3	120
2	Payo Selincah	150/20	2	120
3	Muara Bungo	150/20	3	120
4	Bangko	150/20	2	90
5	Muara Bulian	150/20	2	90
6	Sei Gelam	150/20	2	90
7	Sabak	150/20	1	30
8	Tebo	150/20	1	60
Total			16	720

[40)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 – 2027
[41)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 - 2027
[42)] Sumber : ROT 2018 P3BS

Tabel A7.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Dist. (MVA)	JTR (kms)
2011	4.564	362	3.826
2012	5.155	418	4.361
2013	5.383	474	4.514
2014	5.938	528	4.867
2015	6.493	584	4.749
2016	7.079	663	5.572
2017	7.210	543	5.525

A7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2018-2027 diberikan pada Tabel A7.6, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 11,67%.

Tabel A7.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[43]

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.298,2	1.453,6	1.623,9	1.834,3	2.072,2	2.343,2	2.656	3.004,4	3.425,7	3.775,5
2	Bisnis	369,2	394	420,6	455,8	493,6	534	577,4	623,8	677,9	736,4
3	Publik	147	160,8	173,9	188,9	204,6	220	235,6	251,6	270,6	289,9
4	Industri	142,9	153,5	290,6	430	581,4	796,2	943,5	962,6	983,4	1.005,2
	Total	1.957	2.162	2.509	2.909	3.352	3.893	4.412	4.842	5.358	5.807
	Pertumbuhan (%)		10,46%	16,05%	15,95%	15,22%	16,16%	13,33%	9,75%	10,64%	8,39%

Tabel A7.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[44]

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	857,3	909,9	963,5	1.017,4	1.031,1	1.044,4	1.057,3	1.070	1.082,3	1.094,3
2	Bisnis	49,3	52,3	55,5	60	64,8	70,1	75,9	82,2	89,7	98
3	Publik	25,6	27,9	30,2	33	35,9	39	42,2	45,7	49,8	54,2
4	Industri	0,42	0,51	0,63	0,77	0,95	1,17	1,44	1,78	2,21	2,73
	Total	933	991	1.050	1.111	1.133	1.155	1.177	1.200	1.224	1.249
	Pertumbuhan (%)		6,22%	5,99%	5,83%	1,94%	1,93%	1,93%	1,93%	2,03%	2,06%

Tabel A7.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[45]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,36	1.957	2.226	397	932.538
2019	5,36	2.162	2.453	436	990.587
2020	5,56	2.509	2.839	502	1.049.911
2021	5,75	2.909	3.283	578	1.111.122
2022	5,68	3.352	3.772	662	1.132.721
2023	5,60	3.893	4.370	764	1.154.602

[43] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[44] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[45] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2024	5,51	4.412	4.939	860	1.176.890
2025	5,42	4.842	5.406	938	1.199.661
2026	5,30	5.358	5.965	1.032	1.224.067
2027	5,19	5.807	6.448	1.112	1.249.311
Pertumbuhan (%)	5,47	12,88%	12,58%	12,16%	3,32%

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 (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

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 batubara sekitar 2.547,31 juta ton, potensi panas bumi diperkirakan sekitar 1.032 MWe tersebar di 8 lokasi dan tenaga air 373,9 MW yang terdapat di G. Kapur Kerinci, G. Kaca Kerinci, Sungai Betung, Semurup, Lempur, Air Dikit, Graho Nyabu Dan Sungai Tenang. Potensi tenaga air yang belum terukur pada 2 lokasi yaitu Merangin-2, Merangin-5, Bangko-2 dan Bangko-3.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2027 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Jambi dengan rekapitulasi dan rincian seperti pada pada Tabel A7.9 dan Tabel A7.10.

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	110	-	-	110
PLTGU	-	-	60	-	-	-	-	-	-	-	60
PLTG/MG	33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33
Jumlah	**33**	**-**	**60**	**-**	**-**	**-**	**-**	**110**	**-**	**-**	**203**
IPP											-
PLTU MT	-	-	-	-	1.200	-	-	-	-	-	1.200
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	350	-	-	350
PLT Lain	-	1	-	-	3	-	-	-	-	-	4
Jumlah	**-**	**1**	**-**	**-**	**1.203**	**-**	**-**	**350**	**-**	**-**	**1.554**
Unallocated											-
PLTP	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-	50
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**50**
Total											-
PLTU MT	-	-	-	-	1.200	-	-	-	-	-	1.200
PLTP	-	-	-	-	-	50	-	110	-	-	160
PLTGU	-	-	60	-	-	-	-	-	-	-	60
PLTG/MG	33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	350	-	-	350
PLT Lain	-	1	-	-	3	-	-	-	-	-	4
Jumlah	**33**	**1**	**60**	**-**	**1.203**	**50**	**-**	**460**	**-**	**-**	**1.807**

Tabel A7.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumbagselteng	PLTG	MPP Tj. Jabung Timur	33	2018	PPA	PLN
2	Sumatera	PLTBg	Karang Anyer	1	2019	Konstruksi	Swasta
3	Sumatera	PLTGU	Batanghari Ekspansi (ST)	30	2020	Rencana	PLN
4	Sumatera	PLTGU	Payoselincah (ST)	30	2020	Rencana	PLN
5	Sumatera	PLTBm	Mersam	3	2022	PPA	Swasta
6	Sumatera	PLTU MT	Jambi 1	600	2022	PPA	Swasta
7	Sumatera	PLTU MT	Jambi 2	600	2022	Pengadaan	Swasta
8	Sumatera	PLTP	Sungai Penuh (FTP2)	110	2025	Eksplorasi	PLN
9	Sumatera	PLTA/M	Hydro Tersebar Jambi	350	2021-2025	Proses PPA	Swasta
10	Sumatera	PLTP	PLTP Tersebar Jambi	50	2023-2024	Rencana	Unallocated
TOTAL				1.807			

Di Provinsi Jambi terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Merangin-2 350,0 MW
- PLTA Merangin-5 21,0 MW
- PLTA Bangko 2 87,0 MW
- PLTA Bangko 3 93,0 MW
- PLTP Sungai Penuh Small Scale 5,0 MW
- PLTP Graho Nyabu #1 55,0 MW
- PLTP Sungai Penuh Semurup 30,0 MW
- PLTP Graho Nyabu #2 55,0 MW
- PLTM Nilo 5,0 MW
- PLTBg Muaro Jambi 2,2 MW
- PLTBg Sungai Gelam 2,0 MW
- PLTBm Pelawan Sarolangun 1,3 MW

- PLTBm Pelawan Sarolangun 1,3 MW

Potensi pembangkitan tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel A7.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2027 untuk sistem 150 kV, 275 kV dan 500 kV ditunjukkan pada Tabel A7.11 dan Tabel A7.12.

Tabel A7.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	420	-	-	1.060	-	-	-	-	-	1.480
275 kV	-	-	-	-	180	-	-	-	-	-	180
150 kV	160	-	139	70	68	8	84	-	20	-	549
Total	160	420	139	70	1.308	8	84	-	20	-	2.209

Tabel A7.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
1	New Aurduri/Jambi 2	Peranap/Riau 1	500	2 cct, 4 Zebra	420	2019	Konstruksi
2	New Aurduri	PLTU Jambi 1	500	2 cct, 2 Zebra	160	2022	Pengadaan
3	PLTU Jambi 1	PLTU Jambi 2	500	2 cct, 2 Zebra	40	2022	Pengadaan
4	PLTU Jambi 1	inc. 2pi (New Aurduri - PLTU Jambi)	500	2 cct, 2 Zebra	20	2022	Pengadaan
5	Bangko	PLTU Jambi 1	275	2 cct, 4 Zebra	180	2022	Pengadaan
6	New Aurduri/Jambi 2	Peranap	500	2 cct, 4 Zebra (3th & 4th Sirkit)	420	2022	Rencana
7	Peranap	Perawang	500	2 cct, 4 Zebra (3th & 4th Sirkit)	420	2022	Rencana
8	New Aur Duri	2 pi incomer (Aur Duri-Sei Gelam)	150	2 cct, 2 Zebra	30	2018	Konstruksi
9	Muara Bulian	Sarolangun	150	2 cct, 1 Hawk	130	2018	Konstruksi
10	GI/GIS Kota Jambi	Payo Selincah	150	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	30	2020	Committed
11	Muara Sabak	Kuala Tungkal	150	2 cct, 1 Hawk	109	2020	Committed
12	Kuala Tungkal	Pelabuhan Dagang	150	2 cct, 1 Hawk	70	2021	Committed
13	PLTU Jambi 1	Inc. 2 Phi (Murabulian-Sarolangun)	150	2 cct, 1 Hawk	8	2022	Pengadaan
14	Candi/Jambi Integrated City	Payoselincah	150	2 cct, 2 Hawk	60	2022	Rencana
15	Seko	Inc. 2 Phi (Aurduri-Payoselincah)	150	2 cct, ACSR 2x340 mm2	4	2023	Rencana
16	Seko	Tx Muaro Sabak	150	2 cct, ACSR 2x340 mm2	4	2023	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
17	PLTP Sungai Penuh	Sungai Penuh	150	2 cct, 1 Hawk	84	2024	Committed
18	Payo Selincah	Sei Gelam	150	2 cct, 2 Hawk	20	2026	Rencana
	Total				2.209		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 150 kV dan 275 kV sampai tahun 2027 ditunjukkan pada Tabel A7.13 dan Tabel A7.14.

Tabel A7.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	500	-	-	1.000	-	-	-	-	500	2.000
275/150 kV	250	250	500	-	500	-	-	-	-	-	1.500
150/20 kV	270	60	210	30	210	120	210	180	-	-	1.290
Total	520	810	710	30	1.710	120	210	180	-	500	4.790

Tabel A7.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
1	New Aurduri	275/150	New	1x250	2018	Konstruksi
2	New Aurduri	275/150	Ext	1x250	2019	Pengadaan
3	New Aurduri/Jambi 2	500/275	New	1x500	2019	Konstruksi
4	New Aurduri	275	Ext	1 TB	2019	Konstruksi
5	Perawang (Ex New Garuda Sakti)	275	Ext	1 TB	2019	Konstruksi
6	Muaro Bungo	275/150	Ext	1x250	2020	Rencana
7	Bangko	275/150	Ext	1x250	2020	Rencana
8	New Aurduri/Jambi 2	500	Ext	2 LB	2022	Pengadaan
9	PLTU Jambi 2	275/150	New	2x250	2022	Pengadaan
10	PLTU Jambi 1	500/275	New	1x500	2022	Pengadaan
11	PLTU Jambi	500/275	Ext	1x500	2022	Pengadaan
12	Bangko	275/150	Ext	2 LB	2022	Pengadaan
13	New Aurduri/Jambi 2	500	Ext	2 LB	2022	Konstruksi
14	New Aurduri	500/275	Ext	2 LB	2022	Rencana
15	PLTU Jambi-1	500	Ext	2 LB	2024	Committed
16	New Aurduri/Jambi 2	500/275	Ext	1x500	2027	Rencana
17	New Aurduri	150/20	New	1x60	2018	Konstruksi
18	Sarolangun	150/20	New	1x30	2018	Konstruksi
19	Muara Bulian	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
20	Sei Gelam	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
21	Muara Sabak	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
22	Muara Bungo	150/20	Uprate	1x60	2018	Konstruksi
23	Aurduri	150/20	Uprate	1x60	2019	Pengadaan
24	Payoselincah	150	Ext	2 LB	2020	Committed
25	GI/GIS Kota Jambi	150/20	New	2x60	2020	Committed
26	Kuala Tungkal	150/20	New	1x30	2020	Committed
27	Muara Sabak	150	Ext	2 LB	2020	Committed

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
28	Bangko	150/20	Uprate	1x60	2020	Rencana
29	Pelabuhan Dagang	150/20	New	1x30	2021	Committed
30	Kuala Tungkal	150	Ext	2 LB	2021	Committed
31	Sarolangun	150	Ext	2 LB	2021	Committed
32	PLTU Jambi	150/20	New	1x30	2022	Pengadaan
33	Tandjung/Jambi Integrate City	150/20	New	1x60	2022	Rencana
34	Seko	150/20	Ext	2 LB	2022	Rencana
35	Sarolangun	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
36	Muara Bulian	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
37	Seko	150/20	New	1x60	2023	Rencana
38	Muara Bungo	150/20	Uprate	1x60	2023	Rencana
39	PLTP Sungai Penuh	150/20	New	1x30	2024	Committed
40	Sungai Penuh	150	Ext	2 LB	2024	Committed
41	Sarolangun	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
42	Kuala Tungkal	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
43	Bangko	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
44	Payoselincah (Line Bay GIS)	150	Ext	2 LB	2025	Rencana
45	Sei Gelam	150	Ext	2 LB	2025	Rencana
46	Pelabuhan Dagang	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
47	Muara Bulian	150/20	Uprate	1x60	2025	Rencana
48	Aurduri	150/20	Uprate	1x60	2025	Rencana
49	Sungai Penuh	150	Ext	1x60	2025	Rencana
50	PayoSelincah	150	Ext	1x60	2026	Rencana
	Total			4.910		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2027, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A7.15.

Tabel A7.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	1.557,4	786,0	41,7	93.506
2019	1.081,3	528,9	24,9	58.049
2020	1.155,1	544,1	24,8	59.324
2021	4.011,1	1.791,1	25,0	61.212
2022	1.821,9	781,5	8,7	21.598
2023	1.611,4	662,9	8,7	21.881
2024	1.770,5	704,4	8,8	22.288
2025	1.940,6	747,1	8,9	22.770
2026	2.226,5	829,7	9,4	24.407
2027	2.454,1	885,9	9,7	25.244
Total	19.630	8.261,7	170,6	410.279

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program pengembangan listrik perdesaan dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel A7.16.

Tabel A7.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	kVA	Unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	846	703	23.750	419	-	42.666
2019	225	149	2.900	116	-	42.666
2020	112	134	1.725	69	-	3.062
2021	112	134	1.725	69	-	3.076
2022	113	135	1.750	70	-	3.097
2023	107	129	1.650	66	-	2.942
2024	102	122	1.575	63	-	2.787
2025	102	122	1.575	63	-	2.787
2026	96	115	1.475	59	-	2.633
2027	85	102	1.300	52	-	2.323
Total	1.898	1.844	39.425	1.046	-	108.040

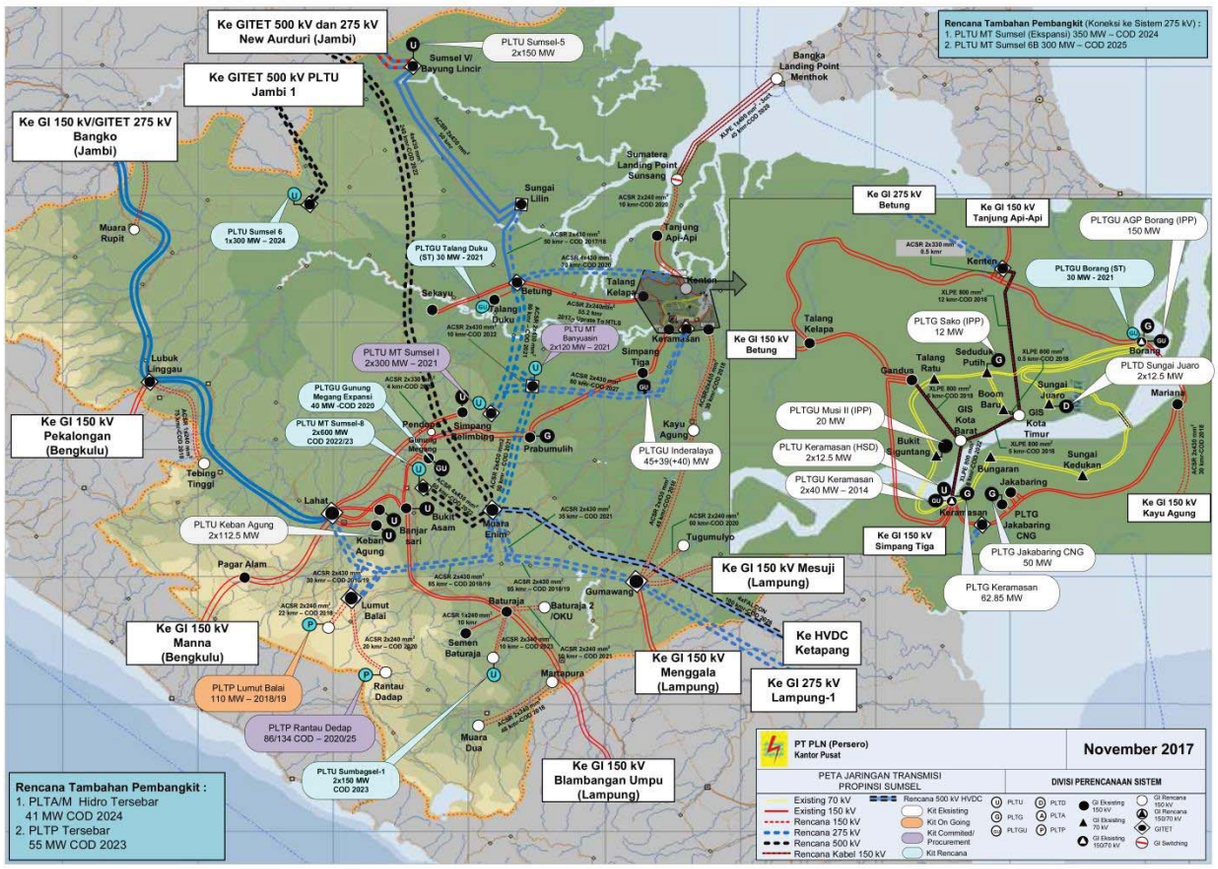
Program Listrik Perdesaan Jambi adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Jambi. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam 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 dilakukan saat ini adalah dengan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

LAMPIRAN A.8
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK DI PROVINSI SUMATERA SELATAN

A8.1. KONDISI SAAT INI

Rasio Elektrifikasi di Provinsi Sumatera Selatan adalah 86,97% terdiri dari area Palembang serta area Lahat. Beban puncak sistem tenaga listrik Sumatera Selatan tahun 2017 sebesar 831 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 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 7,90%. Komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A8.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan dapat dilihat seperti pada tabel A8.2.

Tabel A8.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[46)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.661	1.787	2.164	2.354	2.486	2.599	2.699
2	Bisnis	541	588	636	677	733	743	772
3	Sosial	231	239	280	301	328	351	365
4	Industri	548	643	641	671	739	780	871
	Jumlah	2.982	3.257	3.721	4.003	4.287	4.473	4.705
	Pertumbuhan (%)		9,22%	14,25%	7,58%	7,09%	4,34%	5,19%

Tabel A8.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu) [47)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.041,3	1.179,8	1.304,7	1.415,6	1.517	1.600,5	1.704,1
2	Bisnis	41,1	44,3	47,6	50,1	51,9	55,9	60,4
3	Publik	23,6	26,2	28,8	31,1	33,8	36,8	40,1
4	Industri	0,41	0,45	0,49	0,51	0,55	0,62	0,68
	Jumlah	1.106	1.251	1.382	1.497	1.603	1.694	1.805
	Pertumbuhan (%)		13,05%	10,46%	8,37%	7,08%	5,65%	6,59%

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)]

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	Pemilik
1	Sumbagselteng	PLTU	COAL	260	228,1	PLN
2	Sumbagselteng	PLTG	GAS	298,5	276,9	PLN
3	Sumbagselteng	PLTGU	GAS	239	149,5	PLN
4	Sumbagselteng	PLTD	HSD	25	19	PLN
5	Sumbagselteng	PLTGU	GAS	260	260	IPP
6	Sumbagselteng	PLTU	COAL	997	987	IPP
7	Sumbagselteng	PLTGU	GAS	20,8	19,4	SEWA
8	Sumbagselteng	PLTMG	GAS	45,6	45,4	SEWA
9	Sumbagselteng	PLTA	HYD	12	12	SEWA
10	Sumbagselteng	PLTMH	HYD	10	9,9	SEWA
11	Sumbagselteng	PLTU	COAL	20	20	SEWA
9	Sumbagselteng	PLTM	HYDRO	1,7	1,7	IPP
Total				2.190	2.029	

Tabel A8.4. Kapasitas Trafo Gardu Induk Eksisting

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Keramasan	70/20	1	30
		150/20	1	60
2	Bukit Siguntang	70/20	3	90

[46)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 – 2027
[47)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 - 2027
[48)] Sumber : ROT 2018 P3BS

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
3	Talang Ratu	70/20	2	40
4	Bungaran	70/20	2	60
5	Boom Baru	70/20	2	60
6	Seduduk Putih	70/20	2	60
7	Sungai Juaro	70/20	2	50
8	Sungai Kedukan	70/20	2	45
9	Talang Kelapa	150/20	3	180
10	Mariana	150/20	2	46
11	Borang	150/20	1	30
12	Simpang Tiga	150/20	2	120
13	New Jakabaring	150/20	1	60
14	Gandus	150/20	2	90
15	Betung	150/20	2	90
16	Tj. Api-Api	150/20	1	30
17	Gumawang	150/20	2	90
18	Gn. Megang	150/20	1	30
19	Prabumulih	150/20	2	90
20	Bukit Asam	150/20	2	120
21	Baturaja	150/20	3	180
22	Lahat	150/20	2	50
23	Pagar Alam	150/20	2	45
24	Lubuk Linggau	150/20	3	150
Total			48	1.896

Tabel A8.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Dist. (MVA)	JTR (kms)
2011	8.765	813	7.424
2012	9.137	1.057	9.506
2013	9.787	617	13.073
2014	4.186	384	10.029
2015	11.694	1.442	10.158
2016	12.646	1.539	10.287
2017	11.914	1.183	10.026

A8.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2018-2027 diberikan pada Tabel A8.6, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 9,17%.

Tabel A8.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik[49]

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	2.871,4	3.085,1	3.323,6	3.638,2	3.978,4	4.344,4	4.738,9	5.159,4	5.647,8	6.172,6
2	Bisnis	835	912,2	1.078,2	1.176,5	1.284	1.401,1	1.529,3	1.667,3	1.829,7	2.006,2
3	Publik	403,3	446,6	489,5	541,1	597,1	655,1	716,1	781,7	862,3	948,2
4	Industri	902,7	946,5	1.095,7	1.685,4	2.099,1	2.158,4	2.219,9	2.287,7	2.363	2.443,5
	Total	5.012	5.390	5.987	7.041	7.959	8.559	9.204	9.896	10.703	11.570
	Pertumbuhan (%)		7,54%	11,07%	17,61%	13,03%	7,54%	7,54%	7,52%	8,15%	8,11%

Tabel A8.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[50]

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.871,1	1.962,4	2.055,8	2.108,3	2.130,2	2.151,3	2.171,5	2.190,7	2.209,1	2.226,7
2	Bisnis	64	67,7	71,5	76,1	80,8	85,7	90,8	96,1	101,8	107,8
3	Publik	44	48,6	53,9	60,1	67,4	75,8	85,6	96,9	110,2	125,8
4	Industri	0,70	0,73	0,76	0,78	0,81	0,84	0,88	0,91	0,95	0,98
	Total	1.980	2.079	2.182	2.245	2.279	2.314	2.349	2.385	2.422	2.461
	Pertumbuhan (%)		5,03%	4,93%	2,90%	1,51%	1,51%	1,52%	1,53%	1,57%	1,62%

Tabel A8.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[51]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,63	5.012	5.569	1.007	1.979.805
2019	5,65	5.390	5.935	1.068	2.079.429
2020	5,85	5.987	6.563	1.175	2.182.047
2021	6,06	7.041	7.684	1.370	2.245.298
2022	5,98	7.959	8.646	1.534	2.279.266
2023	5,90	8.559	9.258	1.635	2.313.711
2024	5,80	9.204	9.911	1.742	2.348.767
2025	5,70	9.896	10.610	1.857	2.384.593
2026	5,58	10.703	11.462	1.997	2.422.064
2027	5,47	11.570	12.378	2.146	2.461.271
Pertumbuhan (%)	5,76	9,79%	9,33%	8,82%	2,46%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan KEK Tanjung Api-Api, Kawasan Industri Agro Semende, Kawasan Industri Kertapati dan Sukarami, Kawasan Industri Kota Lubuk Linggau, Kawasan Industri Gandus, LRT Palembang, Semen OKU, Galtam, Gunung Pantara Barisan, Kawasan Industri dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Sumatera Selatan. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastuktur tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

[49] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[50] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[51] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027

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, minyak bumi diperkirakan 1005,34 MMSTB, gas bumi sekitar 18,30 TSCF, dan batubara diperkirakan sekitar 69.030,82 juta ton serta panas bumi sekitar 1.885 Mwe, potensi CBM sekitar 18,3 TCF.
Terdapat juga potensi pembangkit listrik tenaga Gas Wellhead dengan kapasitas sekitar 275 MW, namun sampai tahun 2027 sistem belum membutuhkan. Potensi ini dapat dikembangkan apabila telah nyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan sistem yang telah diverivikasi oleh PLN, Mempunyai kemapuan pendanaan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2027 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	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTGU	-	-	-	60	-	-	-	-	-	-	60
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**60**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**60**
IPP											-
PLTU MT	-	-	-	840	600	1.250	300	-	300	-	3.290
PLTP	55	55	86	-	-	-	-	134	-	-	330
PLTG/MG	-	-	40	-	-	-	-	-	-	-	40
PLTM	-	1	30	11	-	-	-	-	-	-	41
PLT Lain	1	2	27	-	-	-	-	-	-	-	30
Jumlah	**56**	**58**	**183**	**851**	**600**	**1.250**	**300**	**134**	**300**	**-**	**3.731**
Unallocated											-
PLTP	-	-	-	-	-	55	-	-	-	-	55
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**55**	**-**	**-**	**-**	**-**	**55**
Total											-
PLTU MT	-	-	-	840	600	1.250	300	-	300	-	3.290
PLTP	55	55	86	-	-	55	-	134	-	-	385
PLTGU	-	-	-	60	-	-	-	-	-	-	60
PLTG/MG	-	-	40	-	-	-	-	-	-	-	40
PLTM	-	1	30	11	-	-	-	-	-	-	41
PLT Lain	1	2	27	-	-	-	-	-	-	-	30
Jumlah	**56**	**58**	**183**	**911**	**600**	**1.305**	**300**	**134**	**300**	**-**	**3.846**

Tabel A8.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumbagselteng	PLTP	Lumut Balai (FTP2) #1	110	2018/2019	Konstruksi	Swasta
2	Sumbagselteng	PLTSa	Sukawinatan	0,5	2018	Konstruksi	Swasta
3	Sumatera	PLTM	Komering	1,4	2019	Konstruksi	Swasta
4	Sumatera	PLTS	Jakabaring	2	2019	PPA	Swasta
5	Sumatera	PLTG	Gunung Megang (Ekspansi)	40	2020	Rencana	Swasta
6	Sumatera	PLTM	Babatan	4,92	2020	PPA	Swasta
7	Sumatera	PLTM	Endikat	8,01	2020	PPA	Swasta
8	Sumatera	PLTM	Karyanyata	4	2020	PPA	Swasta
9	Sumatera	PLTM	Kenali	3,60	2020	PPA	Swasta
10	Sumatera	PLTM	Semendo	9	2020	PPA	Swasta
11	Sumatera	PLTP	Rantau Dedap (FTP2)	86&134	2020&2025	Eksplorasi	Swasta
12	Sumatera	PLTGU	Borang (ST)	30	2021	Rencana	PLN
13	Sumatera	PLTGU	Talang Duku (ST)	30	2021	Rencana	PLN
14	Sumatera	PLTU MT	Banyuasin	240	2021	PPA	Swasta
15	Sumatera	PLTU MT	Sumsel-1	600	2021	Konstruksi	Swasta
16	Sumatera	PLTU MT	Sumsel-8	1.200	2022/2023	PPA	Swasta
17	Sumatera	PLTU MT	Sumbagsel-1	300	2023	Pengadaan	Swasta
18	Sumatera	PLTU MT	Sumsel MT (Ekspansi)	350	2023	Rencana	Swasta
19	Sumatera	PLTU MT	Sumsel-6	300	2024	PPA	Swasta
20	Sumatera	PLTU MT	Sumsel-6B	300	2026	Pengadaan	Swasta
21	Sumatera	PLTA/M	Hydro Tersebar Sumsel	10,5	2021-2025	Rencana	Swasta
22	Sumatera & Isolated Sumut	PLTS	PLTS Tersebar Sumsel	27	2020	Proses PPA	Swasta
Total				3.846			

Di Provinsi Sumatera Selatan terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTP Tanjung Sakti 55,0 MW
- PLTP Lumut Balai Small Scale 5,0 MW
- PLTP Margabayur 60,0 MW
- PLTM Selabung 4,5 MW
- PLTM Telanai Banding Agung 6,0 MW
- PLTM Air Dikit 6,0 MW
- PLTM Bindu 1 10,0 MW
- PLTM Bindu 2 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 Pulau Kidak 7,5 MW
- PLTM Pulau Panggung 9,0 MW
- PLTM Saka 10,0 MW
- PLTM Telema 6,7 MW

-	PLTM	Tj. Tiga/Tj. Agung	6,0	MW
-	PLTBg	Muara Enim	2,0	MW
-	PLTBg	Simapang Sender	3,0	MW
-	PLTBm	Ogan Ilir	9,9	MW
-	PLTBm	Mesuji	5,0	MW
-	PLTBm	Musi Banyuasin	5,0	MW
-	PLTBm	Pedamaran Timur OKI	5,0	MW
-	PLTBm	Musi Rawas	5,0	MW
-	PLTBm	Musi Banyuasin	5,0	MW

Potensi pembangkitan tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel A8.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2027 untuk sistem 70 kV, 150 kV, 275 kV dan 500 kV ditunjukkan pada Tabel A8.11 dan Tabel A8.12.

Tabel A8.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	-	-	-	592	-	80	-	-	-	672
275 kV	387	256	140	460	-	-	100	30	-	140	1.513
150 kV	518	2	188	100	6	80	-	-	-	-	894
70 kV	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Total	906	258	328	560	598	80	180	30	-	140	3.080

Tabel A8.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Sungai Lilin	Betung	275	1 cct, 2 Zebra (2nd sirkit)	67	2018	Konstruksi
2	Lahat	Muara Enim (tx) (Sec.L.Balai)	275	2 cct, 2 Zebra	34	2018	Konstruksi
3	Muara Enim (tx) (Sec.L.Balai)	Muara Enim (tx)	275	2 cct, 2 Zebra	292	2018/19	Konstruksi
4	Muara Enim (tx)	Gumawang	275	2 cct, 2 Zebra	190	2018/19	Konstruksi
5	Lumut Balai (Radial)	Inc.2 Pi (Lahat-Muara Enim (tx))	275	2 cct, 2 Zebra	30	2018	Konstruksi
6	Lumut Balai (Phi Arah M.Enim)	Inc.2 Pi (Lahat-Muara Enim (tx))	275	2 cct, 2 Zebra	30	2018/19	Konstruksi
7	Betung	Palembang - 1/Palembang Utara	275	2 cct, 4 Zebra	140	2020	Committed
8	Muara Enim	Muara Enim (tx) (inc. 2 Phi)	275	2 cct, 2 Zebra	120	2021	Konstruksi
9	PLTU Sumsel-1	Betung	275	2 cct, 2 Zebra	160	2021	Konstruksi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
10	PLTU Banyu asin	inc, 2 Pi (Betung-Sumsel 1)	275	2 cct, 2 Zebra	20	2021	Rencana
11	PLTU Banyu asin	Muara Enim	275	2 cct, 2 Zebra	160	2021	Committed
12	Muara Enim/Sumsel 1	New Aur Duri/ Jambi 2	500	2 cct, 4 Zebra	480	2022	Konstruksi
13	PLTU Sumsel-8	Muara Enim	500	2 cct, 2 Zebra	112	2022	Committed
14	PLTU Sumsel MT (Ekspansi)	Sistem 275 kV/Sistem 500 kV*)	275	2 cct, 2 Zebra	100	2024	Rencana
15	Sumsel-6	PLTU Jambi 1	500	2 cct, 2 Zebra	80	2024	Committed
16	Sumsel-6B	Sistem 275 kV/Sistem 500 kV*)	275	2 cct, 2 Zebra	30	2025	Rencana
17	Banyuasin	Palembang - 2/Tenggara	275	2 cct, 4 Zebra	140	2027	Rencana
18	Betung (rekonduktoring)	Talang Kelapa (rekonduktoring)	150	1 cct, HTLS 2x310 mm2 (2nd Sirkit)	55	2018	Konstruksi
19	Lubuk Linggau	Tebing Tinggi	150	2 cct, 1 Hawk	150	2018	Konstruksi
20	Mariana	Kayu Agung	150	2 cct, 2 Zebra	60	2018	Konstruksi
21	Kayu Agung	Gumawang	150	2 cct, 2 Zebra	90	2018	Konstruksi
22	Martapura	Inc. 2 pi (Baturaja-B. Kemuning)	150	2 cct, 1 Hawk	4	2018	Konstruksi
23	Muara Dua	Martapura	150	2 cct, 2 Hawk	92	2018	Konstruksi
24	PLTP Lumut Balai	Lumut Balai	150	2 cct, 2 Hawk	44	2018	Konstruksi
25	Gandus	Kota Barat	150	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	6	2018	Konstruksi
26	Kenten	Kota Timur	150	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	12	2018	Konstruksi
27	Boom Baru	Kota Timur	70	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	1	2018	Konstruksi
28	Kota Barat	Kota Timur	150	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	5	2018	Konstruksi
29	Mako Marinir (PTT)	Teluk Ratai	150	1 cct, 2 Hawk	2	2019	Rencana
30	Tugumulyo	Gumawang	150	2 cct, 2 hawk	120	2020	Committed
31	Pendopo	Inc. 2 pi (Lahat-Sp.Belimbing)	150	2 cct, ACSR 2x330 mm2	4	2020	Committed
32	Pendopo	Inc. 2 pi (Gn.Megang-Prabumulih)	150	2 cct, ACSR 2x330 mm2	4	2020	Committed
33	PLTP Rantau dedap	Lumut Balai	150	2 cct, 2 Hawk	40	2020	Committed
34	Tanjung Api-Api	Sunsang (Sumatera Landing Point)	150	2 cct, 2 Hawk	20	2020	Committed
35	Baturaja 2/OKU	Baturaja	150	2 cct, 2 Hawk	20	2021	Rencana
36	Sarolangun	Muara Rupit	150	2 cct, 1 Hawk	80	2021	Committed
37	Keramasan	Kota Barat	150	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	6	2022	Rencana
38	PLTU Sumbagsel-1	Baturaja	150	2 cct, ACSR 2x340	80	2023	Committed
	Total				3.080		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2027 untuk sistem 70 kV, 150 kV, 275 kV dan 500 kV ditunjukkan pada Tabel A8.13 dan Tabel A8.14.

Tabel A8.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	-	-	-	500	-	-	-	-	500	1.000
275/150 kV	1.250	250	750	500	-	-	-	-	250	500	3.500
150/70 kV	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
150/20 kV	900	300	60	300	120	300	180	180	180	240	2.760
Total	2.250	550	810	800	620	300	180	180	430	1.240	7.360

Tabel A8.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
1	Lahat	275/150	Ext	1x500	2018	Konstruksi
2	Lahat	275	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
3	Gumawang	275/150	New	2x250	2018	Konstruksi
4	Lumut Balai	275/150	New	1x250	2018	Konstruksi
5	Betung	275/150	Ext	1x250	2019	Pengadaan
6	Palembang-1/Palembang Utara/Kenten	275/150	New	1x500	2020	Committed
7	Betung	275	Ext	2 LB	2020	Committed
8	Lubuk Linggau	275/150	Ext	1x250	2020	Rencana
9	PLTU Banyu Asin	275/150	New	6 LB	2021	Committed
10	Muara Enim	275	Ext	2 LB	2021	Committed
11	Gumawang	275/150	Ext	2 LB	2021	Committed
12	Muara Enim	275/150	New	1x500	2021	Konstruksi
13	PLTU Sumsel-1	275/150	New	2 LB	2021	Konstruksi
14	Betung	275	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
15	Muara Enim	500	Ext	2 LB	2022	Committed
16	Muara Enim	500/275	New	1x500	2022	Rencana
17	Muara Enim	275	Ext	1 TB	2022	Rencana
18	Muara Enim	500	Ext	2 LB	2025	Rencana
19	Gumawang	275/150	Ext	1x250	2026	Rencana
20	PLTU Banyu Asin	275/150	Ext	2 LB	2027	Rencana
21	Palembang-2 / Palembang Tenggara	275/150	New	2x250	2027	Rencana
22	Muara Enim	500/275	Ext	1x500	2027	Rencana
23	Tebing Tinggi	150/20	New	1x30	2018	Konstruksi
24	Lubuk Linggau	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
25	Kayu Agung	150/20	New	1x60	2018	Konstruksi
26	Gumawang	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
27	Mariana	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
28	Martapura	150/20	New	1x60	2018	Konstruksi
29	Muara Dua	150/20	New	1x60	2018	Konstruksi
30	Martapura	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
31	Lumut Balai	150/20	New	1x30	2018	Konstruksi
32	GIS Kota Barat	150/20	New	2x60	2018	Konstruksi
33	Gandus	150	Ext	1 LB	2018	Konstruksi
34	GIS Kota Timur	150/20	New	1x60	2018	Konstruksi
35	Boom Baru	150/70	Ext	1x100	2018	Konstruksi
36	Kenten	150	Ext	1 LB	2018	Konstruksi
37	Gumawang	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
38	GIS Kota Timur	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
39	GIS Kota Barat	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
40	Pagar Alam	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
41	Lahat	150/20	Uprate	1x60	2018	Konstruksi
42	Gumawang	150/20	Ext	1x30	2018	Konstruksi
43	Borang	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
44	Kenten	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
45	Gunung Megang	150/20	Ext	1x30	2018	Konstruksi
46	Gandus	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
47	Mariana	150/20	Uprate	1x60	2019	Pengadaan

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
48	Betung	150/20	Uprate	1x60	2019	Pengadaan
49	Simpang Tiga	150/20	Ext	1x60	2019	Konstruksi
50	Lubuk Linggau	150/20	Uprate	1x60	2019	Konstruksi
51	Gunung Megang	150/20	Uprate	1x60	2019	Konstruksi
52	Tugumulyo	150/20	New	1x30	2020	Committed
53	Gumawang	150	Ext	2 LB	2020	Committed
54	Pendopo	150/20	New	1x30	2020	Committed
55	Lumut Balai	150/20	Ext	2 LB	2020	Committed
56	Tugumulyo	150	Ext	1x60	2020	Konstruksi
57	Tanjung Api-Api	150	Ext	2 LB	2020	Committed
58	Muara Rupit	150/20	New	1x60	2021	Committed
59	Baturaja 2/OKU	150	New	1x60	2021	Rencana
60	Baturaja	150	Ext	2 LB	2021	Rencana
61	Tanjung Api-Api	150/20	Ext	2x60	2021	Rencana
62	Tebing Tinggi	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
63	Muara Dua	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
64	Keramasan	150/20	Ext	1 LB	2022	Rencana
65	Prabumulih	150/20	Uprate	1x60	2022	Rencana
66	Tanjung Api-Api	150/20	Uprate	1x60	2022	Rencana
67	Baturaja	150	Ext	2 LB	2023	Committed
68	Landing Point Sumatera-Bangka	150	New	3 LB	2023	Committed
69	GIS Kota Barat	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
70	New Jakabaring	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
71	Lahat	150/20	Uprate	1x60	2023	Rencana
72	Kenten	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
73	Sekayu	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
74	GIS Kota Timur	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
75	Mariana	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
76	Bukit Asam	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
77	Prabumulih	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
78	Gumawang	150/20	Uprate	1x60	2025	Rencana
79	Tanjung Api-Api	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
80	Lahat	150/20	Ext	1x60	2026	Rencana
81	Betung	150/20	Ext	1x60	2026	Rencana
82	Gunung Megang	150/20	Uprate	1x60	2026	Rencana
83	Gumawang	150/20	Uprate	1x60	2027	Rencana
84	Pendopo	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
85	Sungai Lilin	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
86	Muara Rupit	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
	Total			7.360		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2027, 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)	
2018	641	1.089	61	174.474
2019	338	589	34	99.624
2020	894	1.598	34	102.618
2021	766	1.422	21	63.251
2022	336	640	11	33.968
2023	342	665	11	34.445
2024	348	690	11	35.056
2025	352	713	11	35.826
2026	362	748	12	37.471
2027	371	782	12	39.207
Total	4.750	8.937	218	655.940

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program pengembangan listrik perdesaan dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel A8.16.

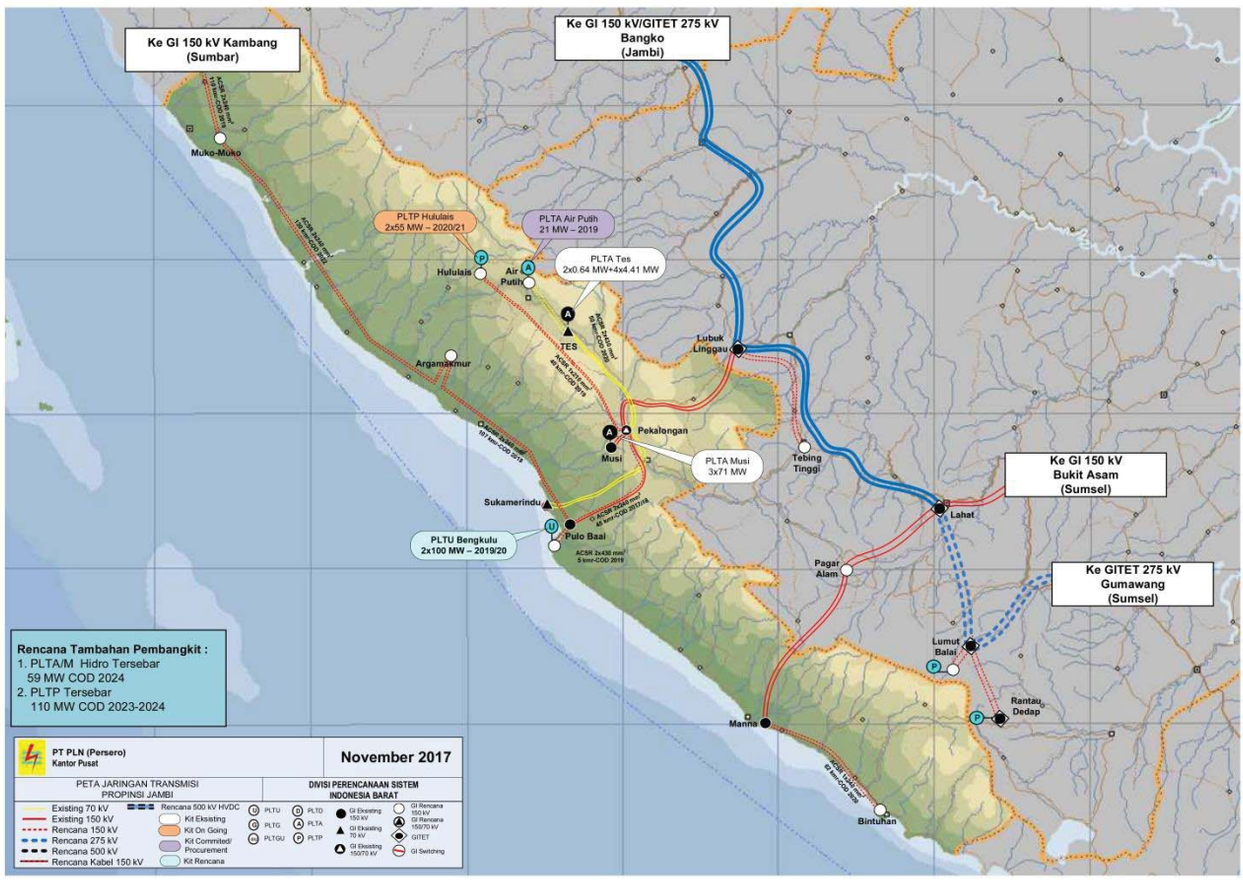
Tabel A8.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	kVA	Unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	1.012	317	17.750	355	-	18.705
2019	348	91	1.600	64	-	18.705
2020	113	148	1.525	61	-	4.903
2021	115	149	1.525	61	-	5.061
2022	116	150	1.550	62	-	5.176
2023	110	143	1.475	59	-	4.918
2024	104	135	1.375	55	-	4.659
2025	104	135	1.375	55	-	4.659
2026	99	128	1.300	52	-	4.400
2027	87	113	1.150	46	-	3.882
Total	2.208	1.509	30.625	871	-	75.068

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 2017 sebesar 196 MW sedangkan rasio elektrifikasi sampai dengan Agustus 2017 sebesar 95,11%. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Bengkulu diperlihatkan pada Gambar A9.1.



Gambar A9.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Bengkulu

Penjualan sejak tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 9,4%. Komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A9.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan dapat dilihat seperti pada tabel A9.2.

Tabel A9.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[52)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	358	417	478	545	585	602	621
2	Bisnis	72	80	88	103	109	110	109
3	Sosial	42	44	49	55	60	64	63
4	Industri	23	26	26	27	31	48	54
	Jumlah	494	567	642	730	785	825	847
	Pertumbuhan (%)		14,78%	13,15%	13,74%	7,65%	5,02%	2,68%

Tabel A9.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu) [53)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	270,8	316,4	357	381,5	405,2	428,9	457,5
2	Bisnis	11,9	12,9	13,9	14,6	15,3	16,6	18,4
3	Publik	7,4	8,1	9,0	9,6	10,3	11,4	12,5
4	Industri	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,08	0,11
	Jumlah	290	337	380	406	431	457	488
	Pertumbuhan (%)		16,30%	12,64%	6,75%	6,22%	6,08%	6,88%

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)]

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	Pemilik
1	Sumbagselteng	PLTA	HYDRO	236,3	231,6	PLN
2	Sumatera (Muko-Muko)	PLTD	HSD	0,8	0,5	PLN
		PLTD	HSD	13,7	9	Sewa
3	Sumatera (Bantal)	PLTD	HSD	7,2	5	Sewa
4	Sumatera (Ipuh)	PLTD	HSD	4,2	2,2	PLN
		PLTD	HSD	5,4	3,6	Sewa
5	Sumatera (Kota Bani)	PLTD	HSD	3,2	2,1	PLN
		PLTD	HSD	6,9	3,4	Sewa
6	Enggano	PLTD	HSD	0,3	0,2	PLN
Total				278	258	

Tabel A9.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Sukamerindu	70/20	4	120
2	Pekalongan	70/20	1	15
		150/20	1	30
3	Tes	70/20	1	15
4	Manna	150/20	2	60
5	P. Baii	150/20	1	60
Total			10	300

[52)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 – 2027
[53)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 - 2027
[54)] Sumber : ROT 2018 P3BS

Tabel A9.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Dist. (MVA)	JTR (kms)
2011	2.487	150	4.064
2012	2.824	189	3.080
2013	3.514	228	3.260
2014	3.745	250	5.233
2015	3.773	270	5.619
2016	4.209	317	6.006
2017	4.561	304	6.139

A9.2. ROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2018-2027 diberikan pada Tabel A9.6, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 7,64%.

Tabel A9.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[55]

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	668,7	717,3	765,2	823,2	881,9	943,3	1.009,4	1.077,2	1.155,5	1.238,5
2	Bisnis	117,5	126,2	135,1	146,9	159,1	171,8	185,4	199,2	215,3	232,2
3	Publik	69,6	77,1	84,8	94,1	104,3	115	126,4	138,8	153,9	170,2
4	Industri	59,1	64,9	71,1	77,7	85	93,1	101,8	111,5	122,3	134,4
	Total	915	985	1.056	1.142	1.230	1.323	1.423	1.527	1.647	1.775
	Pertumbuhan (%)		7,72%	7,17%	8,11%	7,75%	7,55%	7,55%	7,28%	7,88%	7,79%

Tabel A9.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[56]

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	476,5	489,8	503,2	516,6	523,4	530	536,4	542,6	548,7	554,6
2	Bisnis	19,5	20,8	22,1	23,7	25,4	27,2	29,1	31,1	33,3	35,7
3	Publik	13,8	15,2	16,7	18,5	20,5	22,6	24,9	27,4	30,6	34
4	Industri	0,11	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15
	Total	510	526	542	559	569	580	591	601	613	625
	Pertumbuhan (%)		3,14%	3,07%	3,11%	1,87%	1,85%	1,83%	1,82%	1,91%	1,92%

Tabel A9.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[57]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	6,18	915	1.023	211	509.874
2019	6,23	985	1.100	225	525.895
2020	6,46	1.056	1.176	240	542.042
2021	6,68	1.142	1.269	257	558.914
2022	6,60	1.230	1.365	275	569.390

[55] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[56] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
[57] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2023	6,51	1.323	1.467	294	579.915
2024	6,40	1.423	1.575	314	590.505
2025	6,29	1.527	1.690	335	601.239
2026	6,16	1.647	1.824	360	612.744
2027	6,03	1.775	1.965	386	624.524
Pertumbuhan (%)	6,35	7,64%	7,52%	6,96%	2,28%

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 (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 211,02 juta ton, panas bumi yang diperkirakan potensinya mencapai 1.362 MWe yang tersebar pada 5 lokasi antara lain Tambang Sawah, B. Gedung Hulu Lais, Lebong Simpang, Suban Ayam dan Kepahiang/G. 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 2027 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	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTP	-	-	55	55	-	-	-	-	-	-	110
Jumlah	**-**	**-**	**55**	**55**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**110**
IPP											-
PLTU	-	100	100	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTM	17	10	3	28	-	-	-	-	-	-	59
PLTA	-	21	-	-	-	-	-	-	-	-	21
PLT Lain	-	-	1	9	-	-	-	-	-	-	10
Jumlah	**17**	**131**	**104**	**37**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**290**
Unallocated											-
PLTP	-	-	-	-	-	55	55	-	-	-	110
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**55**	**55**	**-**	**-**	**-**	**110**
Total											-
PLTU	-	100	100	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTP	-	-	55	55	-	55	55	-	-	-	220
PLTM	17	10	3	28	-	-	-	-	-	-	59
PLTA	-	21	-	-	-	-	-	-	-	-	21
PLT Lain	-	-	1	9	-	-	-	-	-	-	10
Jumlah	**17**	**131**	**159**	**92**	**-**	**55**	**55**	**-**	**-**	**-**	**510**

Tabel A9.10. Rincian Rencana Pemabngunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumbagselteng	PLTM	Batu Balai/Manna	4	2018	Konstruksi	Swasta
2	Sumbagselteng	PLTM	Simpang	3,1	2018	PPA	Swasta
3	Sumbagselteng	PLTM	Tunggang	9,99	2018	PPA	Swasta
4	Sumatera	PLTA	Air Putih	21	2019	PPA	Swasta
5	Sumatera	PLTM	Muara Sahung	9,9	2019	PPA	Swasta
6	Sumatera	PLTU	Bengkulu	200	2019/2020	Konstruksi	Swasta
7	Sumatera	PLTM	Klaai	2,6	2020	PPA	Swasta
8	Sumatera	PLTM	Sengak 1	0,72	2020	Konstruksi	Swasta
9	Sumatera	PLTP	Hululais (FTP2)	110	2020/2021	Eksplorasi	PLN
10	Sumatera	PLTBg	Mitra Puding Mas	9	2021	PPA	Swasta
11	Sumatera	PLTM	Padang Guci 2	7	2021	PPA	Swasta
12	Sumatera	PLTA/M	Hydro Tersebar Bengkulu	21,25	2021-2025	Rencana	Swasta
13	Sumatera	PLTP	PLTP Tersebar Bengkulu	110	2023-2024	Rencana	Unallocated
14	Sumatera & Isolated Begkulu	PLTS	PLTS Tersebar Bengkulu	1	2020	Proses PPA	Swasta
Total				510			

Di Provinsi Bengkulu terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Talang Ratu 18,0 MW
- PLTA Ketaun Tengah 13,0 MW
- PLTP Hululais #3 55,0 MW
- PLTP Hululais #4 55,0 MW
- PLTP Hululais Small Scale 20,0 MW
- PLTP Tambang Sawah 10,0 MW
- PLTP Bukit Daun #1 30,0 MW
- PLTP Bukit Daun #2 30,0 MW
- PLTP Bukit Daun #3 30,0 MW

-	PLTP	Kepahiang	110,0	MW
-	PLTM	Puguk	5,3	MW
-	PLTM	Ketaun 2	2,0	MW
-	PLTM	Nakai 1	3,0	MW
-	PLTM	Nakai 2	4,0	MW
-	PLTM	Air Tenam	7,0	MW
-	PLTM	Ketaun 1	4,2	MW
-	PLTM	Aur Gading (IPP)	2,7	MW
-	PLTM	Belimbing	8,0	MW
-	PLTM	Kanzy 3	6,5	MW
-	PLTM	Kelingi	2,7	MW
-	PLTM	Ketaun 1	4,0	MW
-	PLTM	Ketaun 3	9,9	MW
-	PLTM	Ketaun Hilir	9,9	MW
-	PLTM	Kinal	7,0	MW
-	PLTM	Muara Kemumu	1,1	MW
-	PLTM	Nokan 1	7,3	MW
-	PLTM	Pilubang	8,0	MW
-	PLTM	Seluma	6,0	MW
-	PLTS	Tersebar Bengkulu	1,0	MW
-	PLTBg	Lubuk Bayau	2,5	MW
-	PLTBm	Ketahun	4,0	MW

Potensi pembangkitan tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel A9.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2027 untuk sistem 150 kV dan 275 kV ditunjukkan pada Tabel A9.11 dan A9.12.

Tabel A9.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
150 kV	-	570	224	-	260	-	-	-	-	-	1.054
70 kV	-	80	-	-	-	-	-	-	-	-	80
Total	-	650	224	-	260	-	-	-	-	-	1.134

Tabel A9.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Pekalongan	Pulo Baai	150	2 cct, 2 Zebra (2nd Sirkit)	25	2018	Konstruksi
2	PLTU Bengkulu	Pulo Baai	150	2 cct, 2 Zebra	10	2019	Konstruksi
3	Tess	Air Putih/Muara Aman	70	2 cct, ACSR 1x210 mm2	80	2019	Committed
4	Pulo Baai	Arga Makmur	150	2 cct, 2 Hawk	340	2019	Committed
5	Kambang	Muko-Muko	150	2 cct, 2 Hawk	220	2019	Committed
6	Manna	Bintuhan	150	2 cct, 1 Hawk	124	2020	Committed
7	Pekalongan	PLTP Hululais	150	2 cct, 2 Zebra	100	2020	Committed
8	Muko-Muko	Arga Makmur	150	2 cct, 2 Hawk	260	2022	Rencana
Total					1.159		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 70 kV dan 150 kV sampai tahun 2027 ditunjukkan pada Tabel A9.13 dan A9.14.

Tabel A9.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
150/20 kV	-	120	90	-	60	-	60	120	-	-	450
70/20 kV	180	30	-	-	-	-	-	-	-	-	210
Total	180	150	90	-	60	-	60	120	-	-	660

Tabel A9.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
1	Pulo Baai	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
2	Sukamerindu	70/20	Uprate	1x60	2018	Konstruksi
3	Pekalongan	70/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
4	Air Putih/Muara Aman	70/20	New	1x30	2019	Committed
5	Muko Muko	150/20	New	1x60	2019	Committed
6	Arga Makmur	150/20	New	1x60	2019	Committed
7	Pulau Baai	150	Ext	2 LB	2019	Committed
8	Pulau Baai	150	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
9	Tes	70/20	Ext	2 LB	2019	Rencana
10	Bintuhan	150/20	New	1x60	2020	Committed
11	Manna	150	Ext	2 LB	2020	Committed
12	PLTP Hululais	150/20	New	1x30	2020	Committed
13	Pekalongan	150	Ext	2 LB	2020	Committed
14	Arga Makmur	150	Ext	2 LB	2022	Rencana
15	Muko Muko	150	Ext	2 LB	2022	Rencana
16	Manna	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
17	Pulo Baai	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
18	Muko Muko	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
19	Argamakmur	150/20	Ext	1x60	2025	Rencana
Total				660		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2027, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A9.15.

Tabel A9.15. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2018	149	568	144	21.379
2019	82	323	107	16.021
2020	82	338	108	16.147
2021	157	670	112	16.872
2022	116	515	69	10.476
2023	116	532	70	10.524
2024	116	553	70	10.590
2025	116	574	71	10.734
2026	123	631	76	11.505
2027	125	659	77	11.780
Total	1.182	5.362	903	136.029

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program pengembangan listrik perdesaan dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel A9.16.

Tabel A9.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	kVA	Unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	120	44	1.950	39	-	1.876
2019	143	26	950	38	-	1.876
2020	39	6	225	9	-	397
2021	39	6	225	9	-	397
2022	143	26	950	38	-	2.220
2023	136	25	900	36	-	2.109
2024	129	24	850	34	-	1.998
2025	129	24	850	34	-	1.998
2026	122	22	800	32	-	1.887
2027	107	20	725	29	-	1.665
Total	1.106	223	8.425	298	-	16.423

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 pada sistem tersebut terjadi dibulan September 2017 sebesar 817 MW. Selain itu, rasio elektrifikasi provinsi Lampung sampai dengan Oktober 2017 sebesar 85,83% sedangkan untuk rasio desa berlistrik sebesar 97,7%. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Lampung diperlihatkan pada Gambar A10.1.

Gambar A10.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Lampung

Penjualan sejak tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 9,40%. Komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan Tabel A10.1. Sedangkan realisasi jumlah pelanggan dapat dilihat seperti pada tabel A10.2.

Tabel A10.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[58)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.457	1.731	1.877	2.069	2.205	2.335	2.568
2	Bisnis	408	383	427	399	401	432	482
3	Sosial	167	188	206	214	239	256	270
4	Industri	395	491	671	710	726	798	840
	Jumlah	2.426	2.793	3.182	3.392	3.571	3.820	4.160
	Pertumbuhan (%)		15,15%	13,90%	6,62%	5,26%	6,98%	8,89%

Tabel A10.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu) [59)]

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.182	1.296	1.467,4	1.564,8	1.652,8	1.736,2	1.856,6
2	Bisnis	30,5	31,9	34,5	35,5	37,8	45,3	49,1
3	Publik	28,2	30,7	34,4	36,9	39,9	44,5	48,6
4	Industri	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,72	0,78
	Jumlah	1.241	1.359	1.536	1.638	1.731	1.827	1.955
	Pertumbuhan (%)		9,51%	13,06%	6,58%	5,70%	5,55%	7,02%

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)]

No.	Sistem Tenaga Listrik	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	Pemilik
1	Sumbagselteng	PLTA	HYD	118,3	117,6	PLN
2	Sumbagselteng	PLTP	GEO	100	100	PLN
3	Sumbagselteng	PLTU	COAL	430	300	PLN
4	Sumbagselteng	PLTP	GEO	110	110	IPP
5	Sumbagselteng	PLTA	HYD	56	56	IPP
6	Sumbagselteng	PLTG	GAS	100	100	IPP
7	Sumbagselteng	PLTU	COAL	24	24	SEWA
8	Sumbagselteng	PLTMG	GAS	60	60	SEWA
9	P Sabesi	PLTD	HSD	0,3	0,3	PLN
10	P Pahawang	PLTD	HSD	0,1	0,1	PLN
TOTAL				999	868	

Tabel A10.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Tarahan	150/20	2	60
2	Teluk Betung	150/20	3	180
3	Natar	150/20	2	90
4	Sutami	150/20	2	90
5	Kalianda	150/20	2	90

[58)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 – 2027
[59)] Sumber : 2012 – 2016 Data Statistik PLN, 2017 data demand forecast 2018 - 2027
[60)] Sumber : ROT 2018 P3BS

No.	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
6	Tegineneng	150/20	4	130
7	Adijaya	150/20	2	90
8	Menggala	150/20	2	50
9	Sribawono	150/20	2	90
10	Bukit Kemuning	150/20	2	90
11	Kotabumi	150/20	2	120
12	Pagelaran	150/20	2	120
13	Metro	150/20	2	90
14	New Tarahan	150/20	2	60
15	Sukarame	150/20	2	90
16	Blambangan Umpu	150/20	2	60
17	Seputih Banyak	150/20	2	60
18	Kota Agung	150/20	1	30
19	Ulu Belu	150/20	1	30
20	Liwa	150/20	1	30
Total			40	1.650

Tabel A10.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Dist. (MVA)	JTR (kms)
2011	7.633	786	10.274
2012	8.877	892	11.104
2013	9.904	994	27.853
2014	10.332	1.021	29.535
2015	10.826	1.137	31.321
2016	11.476	1.217	14.559
2017	12.683	1.391	15.802

A10.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2018-2027 diberikan pada Tabel A10.6, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 10,04%.

Tabel A10.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)[61]

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	2.826,4	3.112,8	3.422,5	3.795,7	4.222,9	4.702,6	5.242,1	5.837,4	6.528,7	7.314,5
2	Bisnis	518,7	542,4	622,5	626,9	626	620,2	608,7	593,4	569,1	542,2
3	Publik	285,2	299,5	309,7	327	342,1	356,1	370,1	384,3	400,4	418,7
4	Industri	926	998,1	1.196,9	1.335,3	1.499,1	1.680,5	1.885,8	2.111,9	2.317,3	2.498,8
	Total	4.556	4.953	5.552	6.085	6.690	7.359	8.107	8.927	9.816	10.774
	Pertumbuhan (%)		8,70%	12,09%	9,60%	9,95%	10,00%	10,16%	10,12%	9,95%	9,77%

[61] Sumber : Demand Forecast 2018 -2027

Tabel A10.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)[62]

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.957,9	2.124,4	2.157,8	2.183,5	2.200	2.215,5	2.229,8	2.243	2.255,2	2.266,4
2	Bisnis	52,1	55,4	58,9	63,5	68,4	73,6	79,3	85,2	92,3	100
3	Publik	53,2	58,7	65	72,8	82,1	93,6	107,9	126	149,3	179,7
4	Industri	0,86	0,94	1,06	1,18	1,31	1,45	1,61	1,78	1,97	2,18
	Total	2.064	2.239	2.283	2.321	2.352	2.384	2.419	2.456	2.499	2.548
	Pertumbuhan (%)		8,49%	1,94%	1,67%	1,33%	1,37%	1,44%	1,55%	1,74%	1,98%

Tabel A10.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik[63]

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	4,83	4.556	5.041	917	2.064.135
2019	4,83	4.953	5.470	979	2.239.441
2020	5,01	5.552	6.120	1.087	2.282.846
2021	5,18	6.085	6.696	1.180	2.320.926
2022	5,12	6.690	7.349	1.285	2.351.849
2023	5,05	7.359	8.076	1.401	2.384.087
2024	4,96	8.107	8.887	1.530	2.418.508
2025	4,88	8.927	9.775	1.671	2.455.995
2026	4,78	9.816	10.737	1.821	2.498.794
2027	4,68	10.774	11.773	1.982	2.548.259
Pertumbuhan (%)	4,93	10,04%	9,88%	8,95%	2,39%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan pelanggan KEK Wisata Pesarawan, Kawasan Industri Mesuji, Kawasan Industri Way Pisang, Kawasan Industri Maritim (KIM) Tanggamus, Dipasena (Tambak), PT. Central Pertiwi Bahari (CPB), Makoarmabar, ITERA, Kawasan Industri lainnya, dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Lampung. Untuk melayani kebutuhan KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastuktur tenaga listrik (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 107,89 juta ton. Potensi tenaga air untuk skala besar adalah

62) Sumber : Demand Forecast 2018 -2027
63) Sumber : Demand Forecast 2018 -2027

64,8 MW berada pada 2 lokasi yaitu Semung-3, dan Besai-2. Potensi panas bumi diperkirakan juga sangat besar yaitu mencapai 2.571 MWe yang terdapat di 13 lokasi diantaranya di daerah Wai Umpu, Danau Ranau, Purunan, G. Sekincau, Bacingot, Suoh Antatai, Fajar Bulan, Natar, Ulubelu, Lempasing, Way Ratai, Kalianda dan Pematang Belirang.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2027 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	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTGU	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	200
Jumlah	**-**	**200**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**200**
IPP											-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	220	-	-	220
PLTM	-	3	16	8	-	-	-	-	-	-	27
PLTA	56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56
PLT Lain	-	3	25	-	-	-	-	-	-	-	28
Jumlah	**56**	**6**	**41**	**8**	**-**	**-**	**-**	**220**	**-**	**-**	**331**
Unallocated											-
PLTP	-	-	-	-	-	110	-	-	-	-	110
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**110**	**-**	**-**	**-**	**-**	**110**
Total											-
PLTP	-	-	-	-	-	110	-	220	-	-	330
PLTGU	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	200
PLTM	-	3	16	8	-	-	-	-	-	-	27
PLTA	56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56
PLT Lain	-	3	25	-	-	-	-	-	-	-	28
Jumlah	**56**	**206**	**41**	**8**	**-**	**110**	**-**	**220**	**-**	**-**	**641**

Tabel A10.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sumbagselteng	PLTA	Semangka (FTP2)	56	2018	Konstruksi	Swasta
2	Sumatera	PLTBg	Terbangi Ilir	3	2019	PPA	Swasta
3	Sumatera	PLTG/GU	Lampung Peaker	200	2019	Rencana	PLN
4	Sumatera	PLTM	Way Pintau	3,22	2019	PPA	Swasta
5	Sumatera	PLTM	Batu Brak	7,7	2020	PPA	Swasta
6	Sumatera	PLTM	Besai Kemu	7	2020	PPA	Swasta
7	Sumatera	PLTM	Curup Gangsa	1,2	2020	PPA	Swasta
8	Sumatera	PLTP	Rajabasa (FTP2)	220	2025	Eksplorasi	Swasta
9	Sumatera	PLTA/M	Hydro Tersebar Lampung	8	2021-2025	Rencana	Swasta
10	Sumatera	PLTP	PLTP Tersebar Lampung	110	2023-2024	Rencana	Unallocated
11	Sumatera & Isolated Lampung	PLTS	PLTS Tersebar Lampung	24,9	2020	Proses PPA	Swasta
Total				641			

Di Provinsi Lampung terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Semuong 34,0 MW
- PLTP Way Ratai 55,0 MW
- PLTP Sekincau (FTP2) 220,0 MW
- PLTM Besay 9,2 MW
- PLTM Sukarame 8,0 MW
- PLTM Way Simpang Kanan 4,6 MW

Potensi pembangkitan tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel A10.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Di Sumatera bagian Selatan khususnya Lampung terdapat potensi PLTS sebesar ± 100 MW yang masih memerlukan studi lebih lanjut. PLTS ini diharapkan dapat dioperasikan pada waktu beban puncak dengan dilengkapi baterai.

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2027 untuk sistem 150 kV dan 275 kV ditunjukkan pada Tabel A10.11 dan A10.12.

Tabel A10.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
275 kV	-	-	-	500	-	-	-	-	-	-	500
150 kV	575	458	290	116	2	-	-	80	10	160	1,691
Total	575	458	290	616	2	-	-	80	10	160	2,191

Tabel A10.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Gumawang	Lampung-1	275	2 cct, 4 Zebra	500	2021	Committed
2	Gumawang	Mesuji	150	2 cct, 2 Hawk	160	2018	Konstruksi
3	Menggala	Seputih Banyak	150	2 cct, 2 Zebra	120	2018	Konstruksi
4	PLTA Semangka	Kota Agung	150	2 cct, 1 Hawk	134	2018	Konstruksi
5	Sukarame	Inc. 2 Pi (Sutami-Natar)	150	2 cct, HTLS 1x310 mm2	2	2018	Committed
6	Pagelaran	Gedong Tataan	150	2 cct, 2 Hawk	40	2018	Committed
7	Gedong Tataan	Teluk Ratai	150	2 cct, 2 Hawk	60	2018	Committed
8	Langkapura	Inc. 2 Pi (natar- Teluk Betung)	150	2 cct, 1 Hawk	1	2018	Committed

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Kms	COD	Status
9	Menggala	Kotabumi	150	1 cct, 2 Hawk (2nd sirkit)	58	2018	Konstruksi
10	Dente Teladas	Dipasena	150	2 cct, 2 Hawk	80	2019	Konstruksi
11	Peneumangan/ Unit II	Inc. 2Phi (Menggala-Gumawang)	150	2 cct, 2 Hawk	2	2019	Rencana
12	Sukarame	Jatiagung	150	2 cct, 2 Hawk	16	2019	Committed
13	Pakuan Ratu/Way Kanan	Blambangan Umpu	150	2 cct, 2 Hawk	30	2019	Committed
14	Dente Teladas	Seputih Banyak	150	2 cct, 2 Hawk	120	2019	Committed
15	Kalianda	Ketapang	150	2 cct, 2 Zebra	90	2019	Committed
16	Liwa	Krui	150	2 cct, 2 Hawk	120	2019	Committed
17	Tegineneng (Rekonduktoring &Upgrade Tower)	Lampung-1 (Rekonduktoring &Upgrade Tower)	150	2 cct, 4 Zebra	110	2020	Rencana
18	Tegineneng (Rekonduktoring)	Natar (Rekonduktoring)	150	2 cct, HTLS 1x310 mm2	36	2020	Rencana
19	Metro (Rekonduktoring)	Inc. 2 Phi (Sribawono-Tegineneng) (Rekonduktoring)	150	2 cct, HTLS 2x310 mm2	2	2020	Rencana
20	Mesuji	Dipasena	150	2 cct, 2 Hawk	142	2020	Committed
21	Sidomulyo	Inc. 2 Pi (Kalianda-Sebalang)	150	2 cct, 2 Zebra	1	2021	Rencana
22	KIM Tenggamus	Kota Agung	150	2 cct, 1 Hawk	48	2021	Rencana
23	Sribawono (Rekonduktoring)	Lampung-1 (Rekonduktoring)	150	2 cct, HTLS 2x310 mm2	37	2021	Rencana
24	Teluk Betung	Garuntang	150	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	10	2021	Committed
25	Garuntang	New Tarahan	150	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	20	2021	Committed
26	GI/GIS Rajabasa/Kedaton	Inc. 2 Pi (Natar-Sukarame)	150	2 cct, HTLS 1x310 mm2	1	2022	Rencana
27	Sukadana	Inc. 2 Pi (Sribawono-Seputih Banyak)	150	2 cct, 2 Zebra	1	2022	Rencana
28	Bandar Negri Semung	Inc. 2 Phi (kota Agung Semangka)	150	2 cct, 2 Hawk	40	2025	Rencana
29	Kalianda	PLTP Rajabasa	150	2 cct, 2 Hawk	40	2025	Committed
30	Mesuji 2	Inc. 2 Phi (Mesuji-Dipasena)	150	2 cct, 2 Hawk	10	2026	Rencana
31	Krui	Bandar Negeri Semung	150	2 cct, 2 Hawk	160	2027	Rencana
	Total				2.191		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 150 kV dan 275 kV sampai tahun 2027 ditunjukkan pada Tabel A10.13 dan A10.14.

Tabel A10.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
275/150 kV	-	-	-	500	-	-	-	-	-	-	500
150/20 kV	390	660	180	390	360	180	180	90	120	300	2.850
Total	390	660	180	890	360	180	180	90	120	300	3.350

Tabel A10.14. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
1	Lampung-1	275/150	New	2x250	2021	Committed
2	Sukarame	150	Ext	2 LB	2018	Committed
3	Gedong Tataan	150/20	New	1x60	2018	Committed
4	Pagelaran	150	Ext	2 LB	2018	Committed
5	Teluk Ratai	150/20	New	1x60	2018	Committed
6	Gedong Tataan	150	Ext	2 LB	2018	Committed
7	Langkapura	150/20	New	1x60	2018	Committed
8	Seputih Banyak	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
9	Menggala	150	Ext	1 LB	2018	Konstruksi
10	Mesuji	150/20	New	1x30	2018	Konstruksi
11	Kota Agung	150	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
12	Natar	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
13	Menggala	150/20	Uprate	1x60	2018	Konstruksi
14	Liwa	150/20	Ext	1x60	2018	Konstruksi
15	Kotabumi	150	Ext	1 LB	2018	Konstruksi
16	Jati Agung	150/20	New	1x60	2019	Committed
17	Sukarame	150	Ext	2 LB	2019	Committed
18	Pakuan Ratu/Way Kanan	150/20	New	1x60	2019	Committed
19	Blambangan Umpu	150	Ext	2 LB	2019	Committed
20	Blambangan Umpu	150	Ext	2 LB	2019	Committed
21	Seputih Banyak	150	Ext	2 LB	2019	Committed
22	Dente Teladas	150/20	New	1x60	2019	Committed
23	Ketapang	150/20	New	1x60	2019	Committed
24	Kalianda	150	Ext	2 LB	2019	Committed
25	Krui	150/20	New	1x60	2019	Committed
26	Liwa	150	Ext	2 LB	2019	Committed
27	Sebalang	150/20	Ext	2 TB	2019	Committed
28	Tarahan	150/20	Uprate	1x60	2019	Pengadaan
29	Tegineneng	150/20	Uprate	1x60	2019	Pengadaan
30	Seputih Banyak	150/20	Uprate	1x60	2019	Pengadaan
31	Menggala	150	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
32	Metro	150/20	Uprate	1x60	2019	Konstruksi
33	Teluk Ratai	150/20	Ext	1 TB	2019	Rencana
34	Peneumangan/Unit II	150/20	New	1x60	2019	Rencana
35	Blambangan Umpu	150/20	Uprate	1x60	2019	Rencana
36	Dipasena	150/20	New	1x60	2020	Committed
37	Mesuji	150	Ext	2 LB	2020	Committed
38	Mesuji	150/20	Ext	1x60	2020	Rencana
39	Dente Teladas	150/20	Ext	1x60	2020	Rencana
40	Teluk Betung	150	Ext	2 LB	2021	Committed
41	New Tarahan	150	Ext	2 LB	2021	Committed
42	GIS Garuntang	150/20	New	1x60	2021	Committed
43	Lampung-1	150/20	New	1x30	2021	Committed
44	KIM Tenggamus	150/20	New	1x60	2021	Rencana
45	Kota Agung	150	Ext	2 LB	2021	Rencana
46	Sidomulyo	150/20	New	1x60	2021	Rencana
47	Sutami	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	New/ Ekstension	Kapasitas (MVA)/LB	COD	Status
48	New Tarahan	150/20	Uprate	1x60	2021	Rencana
49	Adijaya	150/20	Ext	1x60	2021	Rencana
50	Sukadana	150/20	New	1x60	2022	Rencana
51	GI/GIS Rajabasa/Kedaton	150/20	New	1x60	2022	Rencana
52	Kotabumi	150/20	Uprate	1x60	2022	Rencana
53	Sribawono	150/20	Uprate	1x60	2022	Rencana
54	KIM Tenggamus	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
55	Bukit Kemuning	150/20	Ext	1x60	2022	Rencana
56	Kalianda	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
57	Ketapang	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
58	Dipasena	150/20	Ext	1x60	2023	Rencana
59	Pagelaran	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
60	New Tarahan	150/20	Uprate	1x60	2024	Rencana
61	Mesuji	150/20	Ext	1x60	2024	Rencana
62	Kalianda	150	Ext	2 LB	2025	Committed
63	Bandar Negri Semung	150/20	New	1x30	2025	Rencana
64	Mesuji	150/20	Uprate	1x60	2025	Rencana
65	Mesuji 2	150/20	New	1x60	2026	Rencana
66	Sutami	150/20	Uprate	1x60	2026	Rencana
67	Krui	150	Ext	2 LB	2027	Rencana
68	Bandar Negri Semung/Kota Agung/KIM	150	Ext	2 LB	2027	Rencana
69	Tarahan	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
70	Sribawono	150/20	Uprate	1x60	2027	Rencana
71	Seputih Banyak	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
72	Langkapura	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
73	Ketapang	150/20	Ext	1x60	2027	Rencana
	TOTAL			3.350		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2027, 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	
2018	433	664	106	109.082
2019	661	685	116	175.306
2020	168	778	142	43.405
2021	147	780	152	38.079
2022	119	806	167	30.923
2023	123	820	182	32.238
2024	131	843	199	34.421
2025	141	857	215	37.487
2026	160	885	236	42.799
2027	183	899	255	49.465
Total	2.266	8.016	1.769,5	593.206

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program pengembangan listrik perdesaan dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel A10.16.

Tabel A10.16. Rencana Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	kVA	Unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	695	909	58.620	672	2.000	66.375
2019	260	539	12.525	501	-	66.375
2020	132	148	1.875	75	-	9.858
2021	133	148	1.900	76	-	9.910
2022	134	149	1.900	76	-	9.978
2023	127	142	1.825	73	-	9.479
2024	120	134	1.725	69	-	8.980
2025	120	134	1.725	69	-	8.980
2026	114	127	1.625	65	-	8.481
2027	100	112	1.425	57	-	7.484
Total	1.935	2.543	85.145	1.733	2.000	205.901

LAMPIRAN B

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

B 1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA 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

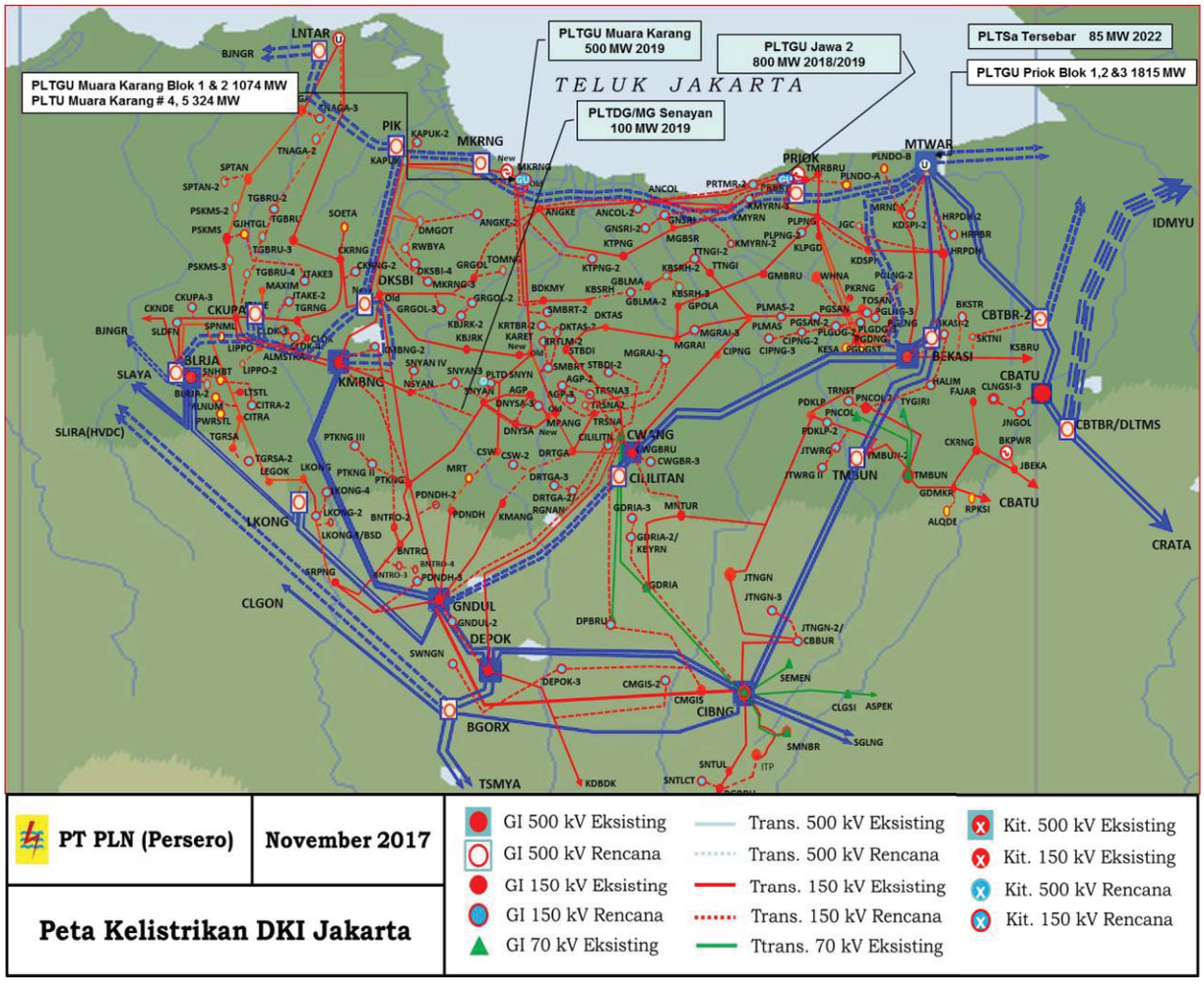
B 8. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT

B 9. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

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 (tidak termasuk Kepulauan Seribu) tertinggi tahun 2017 sekitar 4.909 MW yang tercapai di bulan Agustus 2017. Pasokan pembangkit yang terhubung di *grid* 150 kV adalah sekitar 3.690 MW yang berada di 2 lokasi yaitu PLTGU/PLTU Muara Karang dan PLTGU/PLTG Tanjung Priok.



Gambar B1.1. Peta Sistem tenaga listrik di Provinsi DKI Jakarta

Pasokan dari *grid* 500 kV melalui 6 GITET, yaitu Gandul, Kembangan, Cawang, Bekasi, Cibinong dan Depok dengan kapasitas Jumlah 8.000 MVA. Peta sistem tenaga listrik DKI Jakarta ditunjukkan pada Gambar B1.1.

Secara sistem tenaga listrik di provinsi DKI Jakarta terdapat 6 sub-sistem yaitu:

1. GITET Gandul dan PLTGU Muara Karang memasok Jakarta Selatan, Jakarta Pusat dan sebagian Tangerang Selatan.
2. GITET Bekasi dan PLTGU Priok memasok Jakarta Utara, Jakarta Pusat dan sebagian Bekasi.
3. GITET Cawang dan GITET Depok memasok Jakarta Timur, Jakarta Pusat dan Jakarta Selatan.
4. GITET Cibinong yang berada di Jawa Barat, selain memasok Bogor juga sebagian Depok dan sebagian Jakarta Timur.
5. GITET Kembangan memasok Jakarta Barat dan sebagian Tangerang.
6. GITET Depok memasok Depok, sebagian Jakarta Selatan dan sebagian Jakarta Pusat.

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011- 2016 serta estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan di Provinsi DKI Jakarta ditunjukkan pada Tabel B1.1 dan Tabel B1.2

Tabel B1.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	9.559	11.051	11.436	11.864	12.324	12.671	13.027
2	Komersil	8.794	10.117	10.565	10.954	11.209	11.634	11.751
3	Publik	2.436	2.333	2.464	2.641	2.738	2.818	2.843
4	Industri	4.223	5.439	5.324	4.999	4.234	4.170	4.421
Jumlah		25.012	28.941	29.789	30.458	30.506	31.293	32.042
Pertumbuhan (%)		5,14	15,71	2,93	2,24	0,16	2,58	2,39

Tabel B1.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	2.490,9	2.845,3	3.073,4	3.269,2	3.493,9	3.668,4	3.747,9
2	Bisnis	207,3	242,3	250,9	259,3	269,4	277,4	284,1
3	Publik	50,8	46,2	48,4	49,3	50,9	52,9	54,5
4	Industri	5,1	6,4	6,5	6,5	6,4	6,4	6,3
Jumlah		2.754	3.140	3.379	3.584	3.821	4.005	4.093
Pertumbuhan (%)		4,09	14,02	7,61	6,07	6,60	4,82	2,19

Sedangkan Rincian (lokasi, kapasitas dan daya mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B1.3.

Tabel B1.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

No	Sistem Tenaga Listrik	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Pemilik
1	Jawa Bali	Muara Karang Blok 1	PLTGU	Gas /HSD	509,0	394,0	PJB
2	Jawa Bali	Muara Karang Blok 2	PLTGU	Gas	710,0	680,0	PJB
3	Jawa Bali	Muara Karang 4-5	PLTU	Gas /MFO	400,0	324,0	PJB

No	Sistem Tenaga Listrik	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Pemilik
4	Jawa Bali	Priok Blok 1	PLTGU	Gas /HSD	590,0	548,0	Indonesia Power
5	Jawa Bali	Priok Blok 2	PLTGU	Gas /HSD	590,0	548,0	Indonesia Power
6	Jawa Bali	Priok Blok 3	PLTGU	Gas	740,0	720,0	Indonesia Power
JUMLAH					3.539,0	3.214,0	

Untuk Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B1.4, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel B1.5.

Tabel B1.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk Eksisting (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah 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	2	120
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	2	120
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	2	120
25	Gandaria	150/20	4	120
26	Cipinang	150/20	3	180
27	Grogol	150/20	3	180
28	Kebon Jeruk	150/20	3	180
29	Cawang	150/20	3	180
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	2	120

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
34	Priok Timur	150/20	1	60
35	Harapan Indah	150/20	3	180
36	Gambir Baru	150/20	3	180
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	2	120
46	Manggarai	150/20	2	120
47	Abadi Guna Papan	150/20	3	180
48	Taman Rasuna	150/20	3	180
49	Miniatur	150/20	2	120
50	Jatirangon	150/20	5	300
50	Pondok Kelapa	150/20	3	180
51	Penggilingan	150/20	2	120
52	Pegangsaan	150/20	3	180
53	Plumpang	150/20	4	240
54	Kelapa Gading	150/20	2	120
Jumlah			165	9780

Tabel B1.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Distribusi (MVA)	JTR (kms)
2011	18.368	7.805	24.871
2012	19.209	8.152	33.289
2013	19.710	8.503	28.987
2014	20.384	8.878	30.780
2015	21.466	9.209	32.789
2016	14.569	7.115	28.315
2017	43.564	13.890	108.358

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 2018 – 2027 diberikan pada Tabel B1.8, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 5,21%.

Tabel B1.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	13.652,2	14.308,1	14.993,3	15.876,4	16.801,9	17.770,4	18.787,6	19.855,6	21.089,9	22.394,4

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2	Bisnis	12.477,6	13.135,4	13.898,8	14.709,0	15.600,5	16.532,5	17.519,9	18.543,6	19.709,1	20.905,3
3	Publik	2.929,5	3.020,7	3.103,4	3.199,3	3.296,7	3.389,4	3.479,3	3.569,6	3.679,1	3.787,1
4	Industri	4.731,5	4.933,6	5.084,8	5.235,9	5.387,0	5.538,2	5.689,3	5.840,4	5.991,5	6.142,7
	Jumlah	33.790,7	35.397,8	37.080,2	39.020,6	41.086,1	43.230,4	45.476,0	47.809,3	50.469,6	53.229,5
	Pertum-buhan (%)	5,46	4,76	4,75	5,23	5,29	5,22	5,19	5,13	5,56	5,47

Proyeksi jumlah pelanggan ditunjukkan pada Tabel B1.7.

Tabel B1.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	3.845,5	3.965,3	4.104,7	4.309,8	4.534,6	4.777,9	5.040,1	5.321,0	5.652,5	6.006,6
2	Bisnis	294,2	304,5	315,2	329,0	343,3	358,1	373,6	389,6	407,9	427,1
3	Publik	55,5	56,4	57,0	58,0	58,7	59,3	59,9	60,4	61,3	62,1
4	Industri	6,4	6,5	6,5	6,6	6,6	6,7	6,7	6,8	6,8	6,8
	Jumlah	4.201,5	4.332,7	4.483,5	4.703,4	4.943,2	5.202,0	5.480,4	5.777,8	6.128,5	6.502,6
	Pertumbuhan (%)	2,66	3,12	3,48	4,91	5,10	5,23	5,35	5,43	6,07	6,11

Tabel B1.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	4,72	33.791	36.444	5.202	4.201.522
2019	4,72	35.398	38.111	5.437	4.332.675
2020	4,71	37.080	39.821	5.679	4.483.471
2021	5,79	39.021	41.870	5.968	4.703.401
2022	5,73	41.086	44.000	6.268	4.943.243
2023	5,66	43.230	46.194	6.578	5.201.961
2024	5,63	45.476	48.503	6.903	5.480.365
2025	5,59	47.809	50.992	7.253	5.777.788
2026	6,11	50.470	53.585	7.619	6.128.498
2027	6,08	53.229	56.516	8.031	6.502.647
Pertumbuhan	5,47%	5,21%	5,04%	4,99%	4,75%

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

Provinsi DKI Jakarta tidak mempunyai potensi sumber energi primer, sehingga pembangkit listrik di Jakarta yaitu Muara Karang dan Priok membutuhkan pasokan gas dari provinsi lain. Pembangkit di Jakarta merupakan pembangkit *must run* yang harus selalu dioperasikan karena lokasinya yang sangat strategis di pusat beban. Namun demikian, pasokan gas saat ini dari PHE ONWJ dan PGN cenderung menurun. Dan untuk memenuhi kebutuhan pasokan gas pembangkit di Jakarta, PLN memanfaatkan pengoperasian FSRU LNG milik PT Nusantara Regas dengan kapasitas hingga 400 bbtud.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2027 dipenuhi dengan pengembangan kapasitas pembangkit di sistem Jakarta sendiri sebesar 1.485 MW seperti dalam Tabel B1.9 dan pengembangan jaringan 500 kV yang memasok Jakarta dengan sistem *looping* 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 dan PLTGU Jawa-2 800 MW di lokasi Priok, seperti ditampilkan pada Tabel B1.10. Selain itu dipertimbangkan untuk membangun pembangkit di pusat beban Jakarta, yaitu PLTDG/MG Senayan 100 MW yang sangat strategis dan berfungsi untuk meningkatkan keandalan pasokan sistem MRT (sebagai *back up* pasokan dari GI CSW dan GI Pondok Indah) serta memenuhi kebutuhan pembangkit *blackstart*.

Tabel B1.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTGU	600	700	-	-	-	-	-	-	-	-	1.300
PLTDG/MG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Jumlah	**600**	**800**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1.400**
IPP											
PLT Lain	-	-	-	-	85	-	-	-	-	-	85
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**85**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**85**
Jumlah											
PLTGU	600	700	-	-	-	-	-	-	-	-	1.300
PLTDG/MG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLT Lain	-	-	-	-	85	-	-	-	-	-	85
Jumlah	**600**	**800**	**-**	**-**	**85**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1.485**

Tabel B1.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-2	600	2018	Konstruksi	PLN
2	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-2	200	2019	Konstruksi	PLN
3	Jawa Bali	PLTGU	Muara Karang	500	2019	Konstruksi	PLN
4	Jawa Bali	PLTDG/MG	Senayan	100	2019	Rencana	PLN
5	Jawa Bali	PLTSa	Tersebar	85	2022	Rencana	IPP
Jumlah				**1.485**			

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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel pembangunan jaringan transmisi B1.1.

Tabel B1.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV AC	6	80	1	-	50	-	-	-	-	-	137
150 kV	229	414	111	32	84	35	20	40	-	30	996
Jumlah	235	494	112	32	134	35	20	40	-	30	1.133

Tabel B1.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1.	Ancol	Kemayoran	150 kV	New, 2 cct, SKTT	9,6	2018	Konstruksi
2.	Angke	Ancol	150 kV	New, 2 cct, SKTT	11,78	2018	Konstruksi
3.	CSW II / Antasari	Inc. (Durentiga - Kemang)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	5,2	2018	Konstruksi
4.	Duren Tiga	Kemang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6	2018	Konstruksi
5.	Duri Kosambi II / Daan Mogot	Inc. (Duri Kosambi - Muara Karang Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2018	Konstruksi
6.	Gandaria II / Jl. Raya Bogor	Gandaria	150 kV	New, 2 cct, SKTT	9,4	2018	Konstruksi
7.	Jakarta Garden City / Cakung Township / Marunda II	Kandang Sapi	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2018	Konstruksi
8.	Jatake	Maximangando	150 kV	New, 1 cct, SKTT	1,1	2018	Konstruksi
9.	Jatirangon II / Cibubur	Inc. (Jatirangon - Cibinong)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2018	Konstruksi

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
10.	Jatiwaringin	Inc. (Tambun - Pondok Kelapa)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2018	Konstruksi
11.	Karet Lama	Semanggi Barat	150 kV	New, 2 cct, SKTT	8	2018	Konstruksi
12.	Kebon Sirih	Gambir Lama (GIS)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4	2018	Konstruksi
13.	Kemayoran	Priok Barat	150 kV	New, 2 cct, SKTT	9,28	2018	Konstruksi
14.	Kembangan	Tx. Petukangan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	5	2018	Konstruksi
15.	Mampang Baru	Abadi Guna Papan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	7	2018	Konstruksi
16.	Miniatur	Cawang Baru (GIS)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	16	2018	Konstruksi
17.	Muara Karang	Angke	150 kV	New, 2 cct, SKTT	12	2018	Konstruksi
18.	Muara Karang Lama	Muarakarang Baru	150 kV	New, 2 cct, SKTT	2	2018	Konstruksi
19.	Pelindo II Kalibaru	Marunda	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2018	Konstruksi
20.	Pelindo II Priok	Priok Timur	150 kV	New, 1 cct, SKTT	5	2018	Konstruksi
21.	Penggilingan II	Penggilingan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	12	2018	Pengadaan
22.	Petukangan	Bintaro	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	2,3	2018	Konstruksi
23.	Petukangan	Serpong	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	15,6	2018	Konstruksi
24.	Plumpang	Kandang Sapi	150 kV	New, 2 cct, SKTT	13,32	2018	Konstruksi
25.	Plumpang II	Inc. (Plumpang - Gambir Baru)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	1	2018	Konstruksi
26.	Priok Timur	Ancol	150 kV	New, 2 cct, SKTT	14	2018	Konstruksi
27.	Semanggi Barat / Udiklat Slipi	Inc. (Box. Semanggi Timur - Karet Lama)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	16	2018	Konstruksi
28.	Senayan	Danayasa	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6	2018	Konstruksi
29.	Tx. Semanggi Barat	Tx. Semanggi Timur	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6	2018	Konstruksi
30.	Tx. Semanggi Timur	Mampang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4	2018	Konstruksi
31.	Abadi Guna Papan II	Cawang Lama	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20,6	2019	Konstruksi
32.	Ancol II	Ancol	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Rencana
33.	Cipinang II / Jatinegara	Pulo Gadung (GIS)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Pengadaan
34.	CSW II / Antasari	Inc. (Durentiga - Kemang)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	5,2	2019	Rencana
35.	Danayasa	Abadi Guna Papan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4	2019	Rencana
36.	Dukuh Atas II	Inc. (Pulomas - Manggarai)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	5	2019	Rencana
37.	Duren Tiga II / Ragunan	Depok II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	16,7	2019	Konstruksi
38.	Gambir Lama II	Inc. (Kebon Sirih - Gambir Lama)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	2	2019	Pengadaan
39.	Gandaria	Cibinong	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24	2019	Konstruksi
40.	Grogol II	Inc. (Duri Kosambi - Grogol)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Konstruksi
41.	Gunung Sahari II	Gunung Sahari	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Pengadaan

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
42.	Halim	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Pengadaan
43.	Halim	Poncol Baru II (GIS)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Pengadaan
44.	Jatirangon III	Jatirangon II / Cibubur	150 kV	New, 2 cct, SKTT	15	2019	Pengadaan
45.	Jatiwaringin	Inc. (Tambun - Pondok Kelapa)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2019	Rencana
46.	Kandang Sapi II	Muara Tawar	150 kV	New, 2 cct, SKTT	16	2019	Rencana
47.	Karet Lama	Angke	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	15,8	2019	Rencana
48.	Karet Lama II	Karet Lama	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Rencana
49.	Kebon Jeruk II	Grogol II	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Rencana
50.	Kebon sirih II	Inc. (Gambir Lama - Pulo Mas)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2019	Konstruksi
51.	Kemayoran II	Inc. (Kemayoran - Gunung Sahari)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6	2019	Pengadaan
52.	Kemayoran II	Inc. (Kemayoran - Gunung Sahari)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6	2019	Rencana
53.	Kembangan II / Metland Cyber City	Kembangan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4,6	2019	Konstruksi
54.	Manggarai II	Taman Rasuna II / Pengadegan Timur	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Pengadaan
55.	Muara Karang III / Kamal	Inc. (Muara Karang Baru - Duri Kosambi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2019	Pengadaan
56.	Muara Karang Lama	Budi Kemuliaan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2019	Pengadaan
57.	New Senayan	Inc. Senayan - Petukangan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Konstruksi
58.	Pegangsaan	Pulo Gadung II	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	1,74	2019	Pengadaan
59.	Petukangan II	Petukangan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Pengadaan
60.	PLTD Senayan	GIS Senayan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	2	2019	Pengadaan
61.	PLTD Senayan	Inc. Karet Lama - CSW	150 kV	New, 4 cct, SKTT	1	2019	Rencana
62.	Pondok Indah III / Ciputat	Inc. (Gandul - Serpong)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
63.	Pondok Indah II / Cirendeu	Inc. (Petukangan - Gandul)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1	2019	Konstruksi
64.	Pondok Kelapa II	Inc. (Pondok Kelapa - Tambun)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
65.	Pulo Gadung II	Penggilingan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	8,62	2019	Pengadaan
66.	Pulo Mas II	Gedung Pola	150 kV	New, 2 cct, SKTT	16	2019	Rencana
67.	Pulo Mas II	Gambir Baru	150 kV	New, 2 cct, SKTT	3	2019	Rencana
68.	Semanggi Barat II / Benhil	Karet Baru	150 kV	New, 2 cct, SKTT	3	2019	Pengadaan
69.	Senayan III	New Senayan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6,6	2019	Pengadaan
70.	Senayan III	Senayan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10,2	2019	Pengadaan
71.	Senayan IV	New Senayan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6,4	2019	Pengadaan
72.	Taman Rasuna II	Setiabudi	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4	2019	Rencana
73.	Taman Rasuna II	Dukuh Atas	150 kV	New, 2 cct, SKTT	5	2019	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
74.	Tanah Tinggi II	Pulo Mas	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Rencana
75.	Tomang	Grogol	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Konstruksi
76.	Abadi Guna Papan II	Taman Rasuna	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4	2020	Rencana
77.	Bintaro II	Kembangan II / Metland Cyber City (GIS)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2020	Rencana
78.	Duren Tiga II / Ragunan	Cililitan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	15	2020	Konstruksi
79.	Duri Kosambi III / Rawa Buaya	Duri Kosambi	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2020	Rencana
80.	Grogol	Angke	150 kV	New, 2 cct, SKTT	8	2020	Rencana
81.	Jakarta Garden City / Cakung Township / Marunda II	Harapan Indah	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2020	Rencana
82.	Mangga Besar	Gunung Sahari	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6	2020	Rencana
83.	Marunda	Muara Tawar	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2020	Rencana
84.	Pondok Kelapa	Tambun	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	28	2020	Rencana
85.	Harapan Indah II	Inc. (Harapan Indah - Muara Tawar)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2021	Rencana
86.	Kapuk II	Kapuk/PIK (GIS)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	4	2021	Rencana
87.	Priok Timur II	Inc. (Priok Timur - Ancol)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	8	2021	Rencana
88.	Abadi Guna Papan III	Abadi Guna Papan II (GIS)	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2022	Rencana
89.	Grogol III	Inc. (Duri Kosambi - Grogol)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2022	Rencana
90.	Ketapang II	Inc. (Angke - Karet Lama)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2022	Rencana
91.	Pegangsaan II	Inc. (Pegangsaan - Pulomas)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	20	2022	Rencana
92.	Setiabudi II	Cililitan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	14	2022	Rencana
93.	Cipinang III / Klender	Cipinang II / Jatinegara	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2023	Rencana
94.	Danayasa III	Inc. (Abadi Guna Papan - Mampang Baru)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	8	2023	Rencana
95.	Kebon Sirih III	Kebon Sirih II	150 kV	New, 2 cct, SKTT	5	2023	Rencana
96.	Kemayoran	Priok Barat	150 kV	New, 1 cct, SKTT	4,14	2023	Rencana
97.	Kemayoran III	Inc. (Kemayoran-Priok Barat)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	8	2023	Rencana
98.	Duren Tiga III	Duren Tiga II / Ragunan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2024	Rencana
99.	Gandaria III / Mekarsari / Danau Tawar	Gandaria II / Jl. Raya Bogor	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2024	Rencana
100.	Jatiwaringin II / Jatimakmur	Jatiwaringin	150 kV	New, 2 cct, SUTT	0,4	2024	Rencana
101.	Harapan Baru	Harapan Indah II	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2025	Rencana
102.	Petukangan III	Kembangan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2025	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
103.	Petukangan III	Petukangan II	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2025	Rencana
104.	Pulo Gadung III	Pulo Gadung II	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2025	Rencana
105.	Angke II / Udiklat Cengkareng	Durikosambi II / Daan Mogot	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2027	Rencana
106.	Manggarai III	Inc. (Manggarai - Pulomas)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2027	Rencana
107.	Kembangan	Duri Kosambi	500 kV	New, 2 cct, SUTET	6	2018	Konstruksi
108.	Muara Karang	Duri Kosambi	500 kV	New, 2 cct, SUTET	30	2019	Pengadaan
109.	Priok	Muara Tawar	500 kV	New, 2 cct, SUTET	30	2019	Pengadaan
110.	Priok	Muarakarang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	20	2019	Pengadaan
111.	Cawang Baru	Cawang	500 kV	New, 2 cct, SKTET	1	2022	Rencana
112.	Cawang Baru II / Cililitan	Gandul	500 kV	New, 2 cct, SUTET	40	2022	Rencana
113.	Switching PIK	Inc. (Durikosambi - Muara Karang)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	10	2022	Rencana
JUMLAH					1133		

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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel B1.14.

Tabel B1.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/150 kV	2.334	2.000	-	-	1.000	-	-	-	-	-	5.334
150/20 kV	2.100	5.680	740	780	1.120	760	700	980	60	680	13.600
Jumlah	4.434	7.680	740	780	2.120	760	700	980	60	680	18.934

Tabel B1.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Abadi Guna Papan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
2	Angke	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
3	Cawang Baru	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
4	Cawang Lama	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
5	CSW	150 kV	Ext	1 LB	2018	Konstruksi
6	CSW II / Antasari	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
7	CSW II / Antasari	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
8	Danayasa	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
9	Dukuh Atas	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
10	Duren Tiga	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
11	Duri Kosambi	150 kV	Ext	-	2018	Konstruksi
12	Duri Kosambi II / Daan Mogot	150/20 kV	New	180	2018	Konstruksi
13	Gambir Baru	150/20 kV	Ext	60	2018	Pengadaan
14	Gambir Lama	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
15	Gandaria	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
16	Gandaria II / Jl. Raya Bogor	150/20 kV	New	120	2018	Pengadaan
17	Jakarta Garden City / Cakung Township / Marunda II	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
18	Jakarta Garden City / Cakung Township / Marunda II	150/20 kV	Ext	60	2018	Pengadaan
19	Jatirangon II / Cibubur	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
20	Jatirangon II / Cibubur	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
21	Jatiwaringin	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
22	Kandang Sapi	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
23	Kandang Sapi	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
24	Karet Lama	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
25	Kebon Sirih	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
26	Kelapa Gading	150/20 kV	Ext	60	2018	Pengadaan
27	Kemang	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
28	Kembangan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
29	Marunda	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
30	Miniatur	150/20 kV	Ext	60	2018	Pengadaan
31	Miniatur	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
32	Muara Karang Lama	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
33	Penggilingan	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
34	Penggilingan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
35	Penggilingan II	150/20 kV	New	120	2018	Pengadaan
36	Plumpang II	150/20 kV	New	120	2018	Pengadaan
37	Pondok Indah	150/20 kV	Ext	60	2018	Pengadaan
38	Priok Barat	150 kV	Ext	-	2018	Konstruksi
39	Priok Timur	150 kV	Ext	-	2018	Konstruksi
40	Priok Timur	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
41	Pulo Gadung II	150/20 kV	New	120	2018	Pengadaan
42	Semanggi Barat / Udiklat Slipi	150/20 kV	New	180	2018	Konstruksi
43	Tanah Tinggi	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
44	Abadi Guna Papan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
45	Abadi Guna Papan II	150/20 kV	New	120	2019	Konstruksi
46	Abadi Guna Papan II	150/20 kV	Ext	120	2019	Rencana
47	Ancol	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
48	Ancol II	150/20 kV	New	200	2019	Pengadaan
49	Angke	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
50	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
51	Budi Kemuliaan	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
52	Cibinong	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
53	Cipinang II / Jatinegara	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
54	Danayasa	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
55	Dukuh Atas II	150/20 kV	New	200	2019	Pengadaan
56	Duren Tiga II / Ragunan	150/20 kV	New	120	2019	Konstruksi
57	Duren Tiga II / Ragunan	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
58	Duri Kosambi	150 kV	Ext	-	2019	Pengadaan
59	Gambir Lama II	150/20 kV	New	120	2019	Konstruksi
60	Gandaria	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
61	Gandaria	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
62	Grogol	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
63	Grogol II	150/20 kV	New	120	2019	Konstruksi
64	Grogol II	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
65	Grogol II	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
66	Gunung Sahari	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
67	Gunung Sahari	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
68	Gunung Sahari II	150/20 kV	New	200	2019	Pengadaan
69	Halim	150/20 kV	New	60	2019	Pengadaan
70	Jakarta Garden City / Cakung Township / Marunda II	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
71	Jatirangon II / Cibubur	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
72	Jatirangon III	150/20 kV	New	200	2019	Pengadaan
73	Jatiwaringin	150/20 kV	Ext	60	2019	Konstruksi
74	Kandang Sapi II	150/20 kV	New	200	2019	Pengadaan
75	Kapuk / PIK	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
76	Karet Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
77	Karet Lama	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
78	Karet Lama II	150/20 kV	New	400	2019	Pengadaan
79	Kebon Jeruk II	150/20 kV	New	200	2019	Pengadaan
80	Kebon Sirih II	150/20 kV	New	120	2019	Konstruksi
81	Kemayoran II	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
82	Kemayoran II	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
83	Kembangan	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
84	Kembangan II / Metland Cyber City	150/20 kV	New	120	2019	Konstruksi
85	Kembangan II / Metland Cyber City	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
86	Manggarai II	150/20 kV	New	200	2019	Pengadaan
87	Muara Karang III / Kamal	150/20 kV	New	200	2019	Pengadaan
88	Muara Karang Lama	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
89	Muara Karang New	150/20 kV	New	180	2019	Pengadaan
90	Muara Tawar	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
91	New Senayan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
92	New Senayan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
93	New Senayan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
94	Pegangsaan	150 kV	Ext	4 LB	2019	Pengadaan
95	Petukangan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
96	Petukangan II	150/20 kV	New	200	2019	Pengadaan
97	PLTD Senayan	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
98	Poncol Baru II	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
99	Pondok Indah II / Cirendeu	150/20 kV	New	120	2019	Konstruksi
100	Pondok Indah II / Cirendeu	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
101	Pondok Indah III / Ciputat	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
102	Pondok Kelapa II	150/20 kV	New	200	2019	Pengadaan
103	Pulo Gadung II	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
104	Pulo Gadung II	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
105	Pulo Gadung Rekondisi	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
106	Pulo Mas	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
107	Pulo Mas II	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
108	Semanggi Barat II / Benhil	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
109	Senayan III	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
110	Senayan IV	150/20 kV	New	200	2019	Pengadaan
111	Taman Rasuna II	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
112	Taman Rasuna II / Pengadegan Timur	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
113	Tanah Tinggi II	150/20 kV	New	200	2019	Pengadaan
114	Tomang	150/20 kV	New	120	2019	Konstruksi
115	Abadi Guna Papan II	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
116	Angke	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
117	Bintaro II	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
118	Cawang Baru II / Cililitan	150/20 kV	New	360	2020	Rencana
119	Duri Kosambi	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
120	Duri Kosambi III / Rawa Buaya	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
121	Gandaria II / Jl. Raya Bogor	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
122	Grogol	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
123	Gunung Sahari	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
124	Harapan Indah	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
125	Jakarta Garden City / Cakung Township / Marunda II	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
126	Kapuk / PIK	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
127	Kembangan II / Metland Cyber City	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
128	Mangga Besar	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
129	Marunda	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
130	Muara Tawar	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
131	Penggilingan II	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
132	Taman Rasuna	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
133	Duren Tiga II / Ragunan	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
134	Harapan Indah II	150/20 kV	New	200	2021	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
135	Kapuk / PIK	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
136	Kapuk II	150/20 kV	New	200	2021	Rencana
137	Petukangan II	150/20 kV	Ext	100	2021	Rencana
138	Priok Timur II	150/20 kV	New	100	2021	Rencana
139	Pulo Gadung II	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
140	Taman Rasuna II	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
141	Abadi Guna Papan II	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
142	Abadi Guna Papan III	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
143	Cawang Baru II / Cililitan	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
144	Cipinang II / Jatinegara	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
145	Grogol III	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
146	Kebon Sirih II	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
147	Ketapang II	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
148	Pegangsaan II	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
149	Setiabudi II	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
150	Cipinang II / Jatinegara	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
151	Cipinang III / Klender	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
152	Danayasa III	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
153	Kebon sirih II	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
154	Kebon Sirih III	150/20 kV	New	100	2023	Rencana
155	Kemayoran	150 kV	Ext	1 LB	2023	Rencana
156	Kemayoran III	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
157	Priok Barat	150 kV	Ext	1 LB	2023	Rencana
158	Senayan III	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
159	Duren Tiga II / Ragunan	150/20 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
160	Duren Tiga III	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
161	Gandaria II / Jl. Raya Bogor	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
162	Gandaria III / Mekarsari / Danau Tawar	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
163	Jatiwaringin	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
164	Jatiwaringin II / Jatimakmur	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
165	Tanah Tinggi II	150/20 kV	Ext	100	2024	Rencana
166	Duri Kosambi III / Rawa Buaya	150/20 kV	Ext	100	2025	Rencana
167	Harapan Baru	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
168	Harapan Indah II	150/20 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
169	Kembangan	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
170	Muara Karang III / Kamal	150/20 kV	Ext	100	2025	Rencana
171	Petukangan II	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
172	Petukangan III	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
173	Petukangan III	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
174	Plumpang II	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
175	Pulo Gadung II	150/20 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
176	Pulo Gadung III	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
177	Semanggi Barat II / Benhil	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
178	Taman Rasuna II	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
179	Penggilingan II	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
180	Angke II / Udiklat Cengkareng	150/20 kV	New	200	2027	Rencana
181	Duren Tiga III	150/20 kV	Ext	100	2027	Rencana
182	Durikosambi II / Daan Mogot	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
183	Gandaria II / Jl. Raya Bogor	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
184	Kapuk II	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
185	Kebon Sirih III	150/20 kV	Ext	100	2027	Rencana
186	Manggarai III	150/20 kV	New	100	2027	Rencana
187	Pulo Mas II	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
188	Cawang	500/150 kV	Spare	167	2018	Pengadaan
189	Duri Kosambi	500/150 kV	Spare	167	2018	Konstruksi
190	Duri Kosambi	500/150 kV	New	1000	2018	Konstruksi
191	Kembangan	500 kV	Ext	2 Dia	2018	Konstruksi
192	Priok	500/150 kV	New	1000	2018	Konstruksi
193	Duri Kosambi	500 kV	Ext	1 Dia	2019	Konstruksi
194	Duri Kosambi	500/150 kV	Ext	500	2019	Pengadaan
195	Duri Kosambi	500/150 kV	Ext	500	2019	Pengadaan
196	Muara Karang	500/150 kV	New	1000	2019	Pengadaan
197	Muara Tawar	500 kV	Ext	-	2019	Pengadaan
198	Cawang	500 kV	Ext	2 Dia	2022	Rencana
199	Cawang Baru II / Cililitan	500/150 kV	New	1000	2022	Rencana
200	Switching PIK	500 kV	New	4 Dia	2022	Rencana
JUMLAH				18934		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2027, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel B1.15

Tabel B1.15. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	1.580	3.632	953	108.735
2019	1.661	3.826	1.004	131.154
2020	210	451	118	150.796
2021	448	1.021	268	219.930
2022	527	1.212	318	239.842
2023	431	998	262	258.718
2024	352	808	212	278.404
2025	369	831	218	297.423
2026	300	648	170	350.711
2027	324	689	181	374.149
Jumlah	6.201	14.117	3.706	2.409.860

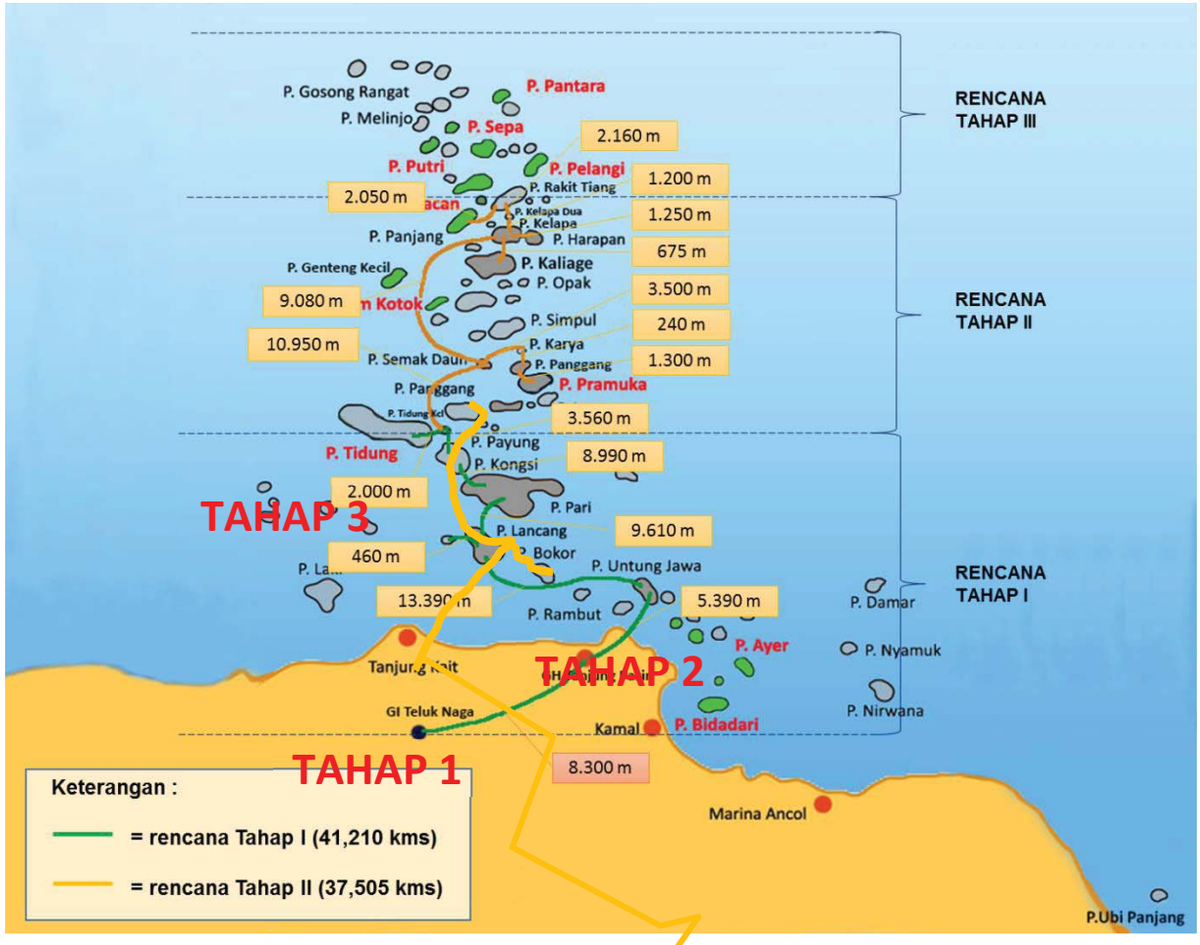
Untuk meningkatkan keandalan dan jaminan kontinuitas pasokan listrik yang tidak terputus, pada provinsi DKI Jakarta diberlakukan kawasan *Zero Down Time 20kV*. *Zero Down Time* merupakan suatu upaya untuk meminimalkan keluhan pelanggan terkait dengan adanya pemadaman tenaga listrik dengan rekonfigurasi jaringan distribusi dari *Spindle* menjadi *Looping*. Dua kawasan yaitu SCBD dan Mega Kuningan telah diimplementasikan program *Zero Down Time* 20kV, kemudian tahun 2018 rencana penerapan *Zero Down Time* 20 kV diperluas pada kawasan Puri Indah dan kawasan Cengkareng.

Pengembangan Sistem Tenaga Listrik di Kepulauan Seribu

Saat ini Kepulauan Seribu telah memiliki sistem tenaga listrik eksisting berupa Saluran Kabel Laut Tegangan Menengah (SKLTM) dan Saluran Kabel Tegangan Menengah (SKTM) yang dimiliki oleh pemerintah daerah DKI Jakarta dan listrik disalurkan oleh PT PLN (Persero). Namun, beberapa pulau wisata di Kepulauan Seribu masih ada yang dilistriki secara mandiri oleh pengelola *resort*. Sistem tenaga listrik eksisting juga perlu ditingkatkan keandalannya. Untuk itu, PT PLN (Persero) akan melakukan pengembangan sistem tenaga listrik di Kepulauan Seribu yang dibagi menjadi 3 tahap yaitu:

1. Rencana tahap 1, pembangunan sirkit kedua SKLTM dan SKTM dari GI Teluk Naga sampai Pulau Tidung dengan komposisi SKLTM sebesar 41,210 kms serta program pemasangan kubikel.
2. Rencana tahap 2, pembangunan sirkit kedua SKLTM dan SKTM dari Pulau Tidung sampai Pulau Rakit Tiang dengan komposisi SKLTM sebesar 37,505 kms dengan tujuan untuk memperbaiki tegangan ujung.
3. Rencana tahap 3, pembentukan *microgrid* di Kepulauan Seribu dengan memanfaatkan PLTS dan genset *hybrid* dengan diawali studi kajian oleh PLN Puslitbang.

Rencana SKLTM sirkit kedua di Kepulauan Seribu ditampilkan pada Gambar B1.2.

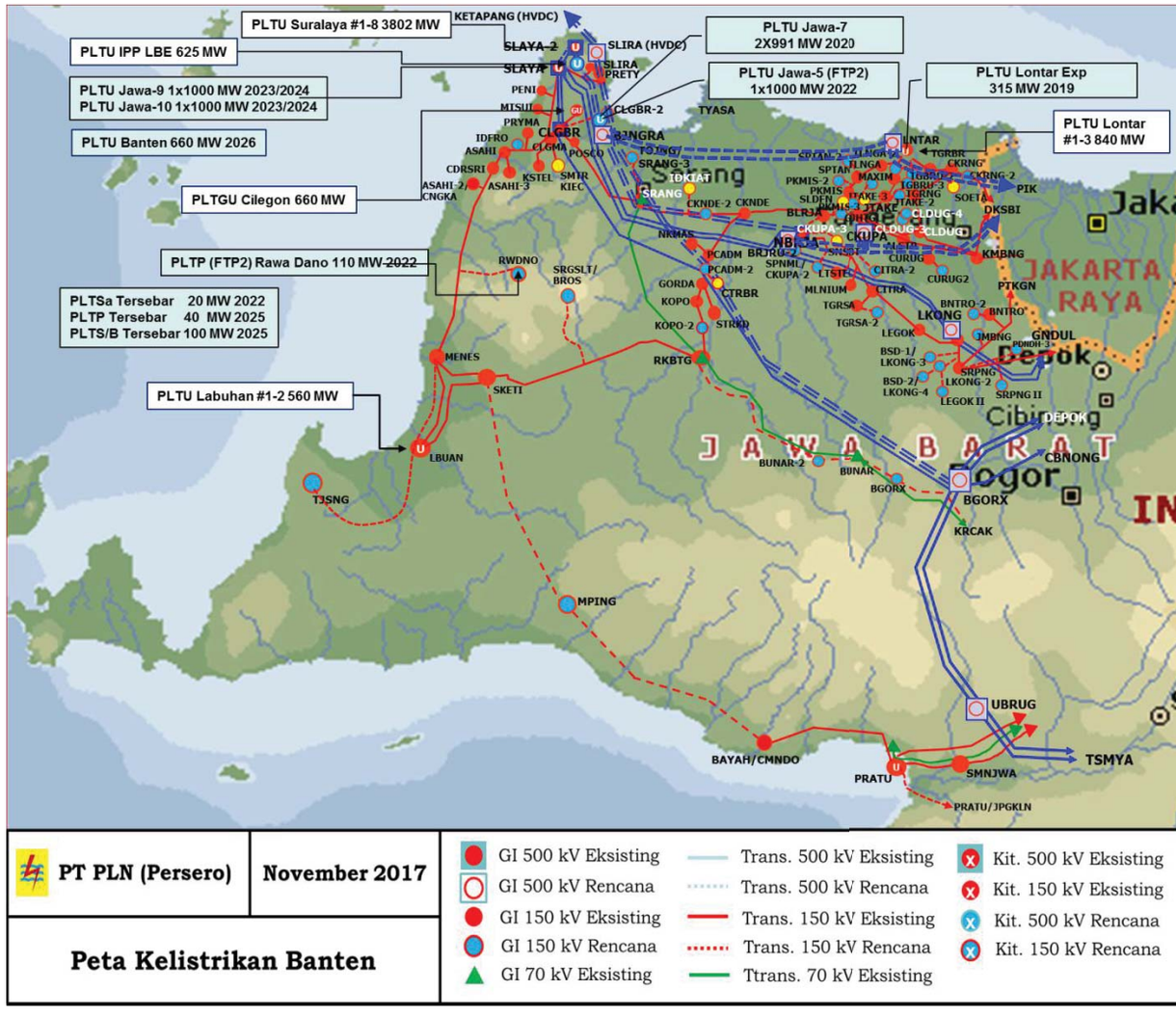


Gambar B1.2. Rencana SKLTM Sirkit Kedua Kepulauan Seribu

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 2017 sekitar 3.364 MW yang tercapai pada bulan Oktober 2017. Sementara pasokan di provinsi Banten terdiri dari pembangkit yang terkoneksi ke jaringan 150 kV sebesar 2.285 MW (PLTGU Cilegon, PLTU Labuan, dan PLTU Lontar) dan yang terkoneksi ke jaringan 500 kV sebesar 4.025 MW (PLTU Suralaya) dan 625 MW (PLTU LBE).



Gambar B2.1. Peta Sistem tenaga listrik di Provinsi Banten

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 3 GITET, yaitu Suralaya, Cilegon dan Balaraja, dengan kapasitas 3.500 MVA. Peta sistem tenaga listrik Banten ditunjukkan pada Gambar B2.1.

Sistem tenaga listrik Provinsi Banten terdiri atas 3 subsistem yaitu:

1. GITET Suralaya memasok daerah industri Merak dan Salira.
2. GITET Cilegon, PLTGU Cilegon, PLTU Labuan memasok Kabupaten Serang, Kota Cilegon, Kabupaten. Pandeglang dan Kabupaten. Lebak.
3. GITET Balaraja dan PLTU Lontar memasok Kabupaten/Kota Tangerang dan Tangerang Selatan.

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011- 2016 serta estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan di Provinsi Banten ditunjukkan pada Tabel B2.1 dan Tabel B2.2

Tabel B2.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	2.941	3.295	3.640	3.982	4.278	4.543	4.620
2	Bisnis	1.481	1.755	2.299	2.243	2.154	2.526	2.927
3	Publik	619	351	388	416	455	488	515
4	Industri	11.138	11.134	12.920	12.569	11.645	12.811	13.381
Jumlah		16.179	16.535	19.247	19.209	18.531	20.369	21.443
Pertumbuhan (%)		2,71	2,20	16,40	(0,19)	(3,53)	9,92	5,27

Tabel B2.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.658,5	1.794,9	1.991,9	2.177,5	2.398,7	2.547,8	2.687,8
2	Bisnis	74,1	83,6	93,0	100,5	111,2	131,7	147,6
3	Publik	39,3	41,8	44,7	47,5	52,1	56,3	60,4
4	Industri	5,2	5,3	5,6	5,7	6,0	6,1	6,3
Jumlah		1.777	1.926	2.135	2.331	2.568	2.742	2.902
Pertumbuhan (%)		7,15	8,36	10,88	9,18	10,16	6,78	5,84

Sedangkan rincian (lokasi, kapasitas dan daya mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B2.3.

Tabel B2.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No	Sistem Tenaga Listrik	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Pemilik
1	Jawa Bali	Suralaya 1-7	PLTU	Batubara	3.400	3.212	Indonesia Power
2	Jawa Bali	Suralaya 8	PLTU	Batubara	625	590	PLN
3	Jawa Bali	Cilegon	PLTGU	Gas Alam	740	660	PLN
4	Jawa Bali	Labuan 1-2	PLTU	Batubara	600	560	PLN
5	Jawa Bali	Lontar 1-3	PLTU	Batubara	945	840	PLN
6	Jawa Bali	Banten LBE	PLTU	Batubara	631,3	625	IPP
JUMLAH					6.941,3	6.487	

Untuk Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B2.4, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel B2.5.

Tabel B2.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk Eksisting (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
1	Ciledug	150/20	3	180
2	Jatake	150/20	4	240
3	Maximangando	150/20	2	120
4	Tangerang	150/20	4	240
5	Asahimas	150/20	2	120
6	Candra Asri	150/20	1	60
7	Cikande	150/20	3	180
8	Cilegon Baru	150/20	2	120
9	Cilegon	150/20	2	120
10	Kopo	150/20	2	120
11	Puncak Ardi Mulya/ PUCAM	150/20	5	270
12	Puncak Ardi Mulya II/ PUCAM II	150/20	2	120
13	Salira Indah	150/20	2	120
14	Serang	150/20	4	240
15	Suralaya	150/20	1	30
16	Asahi II/ Cinangka	150/20	1	60
17	Menes Baru/ Menes	150/20	2	120
18	Bayah	150/20	1	60
19	Ona/Rangkasbitung Baru	150/20	2	120
20	Rangkasbitung	70/20	1	30
21	Saketi	150/20	2	120
22	Balaraja	150/20	4	240
23	Cikupa	150/20	3	180
24	Citra Habitat	150/20	4	240
25	Lautan Steel IND	150/20	2	120
26	Millenium	150/20	2	120
27	New Balaraja	150/20	2	120
28	Pasar Kemis	150/20	4	240
29	Tiga Raksa	150/20	3	180
30	Alam Sutera/ Ciledug II	150/20	2	120
31	Curug	150/20	4	240
32	Legok	150/20	4	240
33	Lengkong	150/20	4	240
34	Serpong	150/20	4	240
35	New Tangerang	150/20	4	240
36	Sepatan	150/20	3	180
37	Teluk Naga	150/20	4	240
Jumlah			101	5970

Tabel B2.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Distribusi (MVA)	JTR (kms)
2011	5.805	536	12.141
2012	5,868	534	12.700
2013	6,327	666	13.533
2014	45.655 *)	9.543,47 *)	133.208 *)
2015	6.553	11.214,38 *)	12.016
2016	14.437	3.162	24.013
2017	15.086	3.365	23.841
**) data gabungan Banten – Jawa Barat*			

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 2018 – 2027 diberikan pada Tabel B2.8, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 6,75%.

Tabel B2.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	5.011,9	5.430,1	5.882,9	6.464,5	7.097,3	7.784,7	8.524,5	9.334,7	10.286,2	11.323,6
2	Bisnis	3.272,4	3.655,0	4.084,8	4.640,7	5.270,0	5.981,3	6.779,3	7.687,1	8.781,1	10.023,5
3	Publik	536,9	559,9	584,5	621,1	659,8	700,7	743,3	789,0	844,3	902,9
4	Industri	14.116,6	15.023,6	15.585,8	16.049,1	16.485,2	17.125,3	17.578,4	18.031,5	18.484,6	18.937,7
	Jumlah	22.937,8	24.668,6	26.138,0	27.775,3	29.512,3	31.592,0	33.625,5	35.842,2	38.396,2	41.187,8
	Pertum-buhan (%)	6,97	7,55	5,96	6,26	6,25	7,05	6,44	6,59	7,13	7,27

Proyeksi jumlah pelanggan ditunjukkan pada Tabel B2.7.

Tabel B2.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	2.818,1	2.939,4	3.052,1	3.155,3	3.249,8	3.336,5	3.416,0	3.488,9	3.555,3	3.615,8
2	Bisnis	163,8	181,4	200,8	225,6	252,9	282,7	315,1	350,8	392,4	437,9
3	Publik	64,2	68,3	72,6	78,0	83,7	89,8	96,3	103,2	111,1	119,5
4	Industri	6,5	6,7	6,9	7,4	8,0	8,7	9,5	10,3	11,5	12,9
	Jumlah	3.052,6	3.195,8	3.332,4	3.466,3	3.594,4	3.717,7	3.836,9	3.953,3	4.070,4	4.186,2
	Pertumbuhan (%)	5,19	4,69	4,28	4,02	3,70	3,43	3,20	3,03	2,96	2,85

Tabel B2.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	5,98	21.443	22.703	3.221	2.902.117
2018	5,78	22.938	24.283	3.431	3.052.617
2019	5,75	24.669	26.110	3.675	3.195.753
2020	5,82	26.138	27.659	3.877	3.332.430
2021	6,96	27.775	29.386	4.103	3.466.311
2022	6,95	29.512	31.217	4.341	3.594.441
2023	6,93	31.592	33.410	4.628	3.717.743
2024	6,85	33.625	35.552	4.905	3.836.882
2025	6,90	35.842	37.686	5.178	3.953.280
2026	7,43	38.396	40.307	5.516	4.070.369
2027	7,39	41.188	43.168	5.885	4.186.182
Pertumbuhan	6,68%	6,75%	6,64%	6,21%	3,73%

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 panas bumi yang dapat dikembangkan untuk tenaga listrik yang diperkirakan mencapai 613 MWe yang tersebar di 5 lokasi yaitu Rawa Dano, G. Karang, G. Pulosari, G. Endut dan Pamancalan. Sedangkan potensi batubara diperkirakan mencapai 18,80 juta ton [1] . Kebutuhan batubara untuk pembangkit di Banten sebagian besar dipasok dari Sumatera Selatan dan sisanya dari Kalimantan, sedangkan kebutuhan gas dipasok dari CNOOC dan PGN.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2027 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B2.10.

[1]Sumber: Draft RUKN 2015-2034

Tabel B2.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	-	315	-	-	-	-	-	-	-	-	315
Jumlah	**-**	**315**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**315**
IPP											
PLTU	-	-	1.982	-	1.000	1.000	1.000	-	-	-	4.982
PLTP	-	-	-	-	110	-	-	-	-	-	110
PLTM	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
PLT Lain	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-
Jumlah	**6**	**-**	**1.982**	**-**	**1.110**	**1.000**	**1.000**	**-**	**-**	**-**	**5.098**
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-		660	-	660
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	40		-	40
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	20	-	-	100		-	120
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**20**	**-**	**-**	**140**	**660**	**-**	**820**
Jumlah											
PLTU	-	315	1.982	-	1.000	1.000	1.000	-	660	-	5.957
PLTP	-	-	-	-	110	-	-	40	-	-	150
PLTM	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
PLT Lain	-	-	-	-	20	-	-	100	-	-	120
Jumlah	**6**	**315**	**1.982**	**-**	**1.130**	**1.000**	**1.000**	**140**	**660**	**-**	**6.233**

Tabel B2.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTM	Cikotok	4,2	2018	Konstruksi	IPP
2	Jawa Bali	PLTM	Bojong Cisono	1,5	2018	Konstruksi	IPP
3	Jawa Bali	PLTU	Lontar Exp	315	2019	Konstruksi	PLN
4	Jawa Bali	PLTU	Jawa-7	991	2020	Konstruksi	IPP
5	Jawa Bali	PLTU	Jawa-7	991	2020	Konstruksi	IPP
6	Jawa Bali	PLTSa	Tersebar	20	2022	Rencana	*Unallocated*
7	Jawa Bali	PLTP	Rawa Dano (FTP2)	110	2022	Rencana	IPP
8	Jawa Bali	PLTU	Jawa-5 (FTP2)	1000	2022	Rencana	IPP
9	Jawa Bali	PLTU	Jawa-9	1000	2023	Pendanaan	IPP
10	Jawa Bali	PLTU	Jawa-10	1000	2024	Pendanaan	IPP
11	Jawa Bali	PLTS/B	Tersebar	100	2025	Rencana	*Unallocated*
12	Jawa Bali	PLTP	Tersebar	40	2025	Rencana	*Unallocated*
13	Jawa Bali	PLTU	Banten	660	2026	Rencana	*Unallocated*
JUMLAH				**6233**			

Di Provinsi Banten terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTB Pandeglang 200 MW

-	PLTB	Lebak	253	MW
-	PLTM	Lebak	6	MW
-	PLTM	Bulakan	7	MW
-	PLTM	Cibareno	3	MW
-	PLTM	Cidano	1,5	MW
-	PLTM	Cikamunding	6	MW
-	PLTM	Cikidang	2	MW
-	PLTM	Cisiih Cimandiri	8	MW
-	PLTM	Cisiih Leutik	4	MW
-	PLTM	Cisimeut	2	MW
-	PLTM	Cisungsang II	3	MW
-	PLTM	Karang Ropong (Cibareno 1)	5	MW
-	PLTM	Nagajaya	6	MW
-	PLTM	Pasundan	6	MW
-	PLTP	Gunung Endut (FTP2)	40	MW

Potensi pembangkit tersebut di atas dan potensi setempat lainnya di luar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel B2.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, 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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel pembangunan jaringan transmisi B2.12.

Tabel B2.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV	126	202	339	-	32	8	-	-	469	-	1176
150 kV	133	431	123	10	90	8	-	30	15	20	861
Jumlah	259	633	462	10	122	16	-	30	484	20	2.036

Tabel B2.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Balaraja New	Citra Habitat	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	24	2018	Konstruksi
2	Bandara Soetta / Cengkareng II	Tx. Cengkareng	150 kV	New, 2 cct, SKTT	1	2018	Konstruksi
3	Bandara Soetta / Cengkareng II	Cengkareng	150 kV	New, 2 cct, SKTT	1	2018	Konstruksi
4	Bintaro	Inc. (Petukangan - Serpong)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	0,3	2018	Pengadaan
5	BSD I	Inc. (Lengkong - Legok)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2018	Konstruksi
6	Cikupa	Lippo Curug	150 kV	New, 2 cct, SKTT	38	2018	Konstruksi
7	Cikupa II / Spinmill	Inc. (Lautan Steel - Millenium)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1	2018	Energize
8	Cikupa III / Suvarna	Inc. (Balaraja Lama - Cikupa)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	0,5	2018	Konstruksi
9	Ciledug	Kembangan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	14	2018	Konstruksi
10	Ciledug II / Alam Sutra	Ciledug	150 kV	New, 2 cct, SKTT	8	2018	Konstruksi
11	Ciledug III / Gading Serpong	Ciledug II / Alam Sutra	150 kV	New, 2 cct, SKTT	14	2018	Konstruksi
12	Gajah Tunggal	Inc. (Pasar Kemis - Sepatan)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	12	2018	Konstruksi
13	Inc. (Cilegon - Serang) [PLTU Cilegon]	Cilegon Baru II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	5,4	2018	Konstruksi
14	Lengkong II / Lengkong New	Inc. (Serpong - Lengkong)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	0,8	2018	Konstruksi
15	Lippo Curug	Ciledug III / Gading Serpong	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2018	Konstruksi
16	Pasar Kemis II	Inc. (Pasar Kemis - Sepatan)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	1	2018	Konstruksi
17	Balaraja New	Millenium	150 kV	New, 2 cct, SUTT	21	2019	Konstruksi
18	Bayah / Cemindo Gemilang	Malimping	150 kV	New, 2 cct, SUTT	70	2019	Konstruksi
19	Cengkareng	Tangerang Lama	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
20	Cikupa New	Inc. (Cikupa - Jatake)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2019	Pengadaan
21	Cikupa New	Inc. (Cikupa - Pasar Kemis)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2019	Pengadaan
22	Cilegon Baru	Alindo	150 kV	New, 1 cct, SKTT	3	2019	Konstruksi
23	Cilegon Baru II	Inc. (Cilegon - Serang)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	5,4	2019	Pengadaan
24	Jatake II	Inc. (Jatake - Tangerang Lama)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Konstruksi
25	Lengkong	Legok	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	14,7	2019	Pengadaan
26	Malimping	Saketi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	80	2019	Konstruksi
27	Sinar Sahabat	Millenium	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24	2019	Pengadaan
28	Tangerang Baru II	Inc. (Balaraja - Cikupa)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	12	2019	Konstruksi
29	Tangerang Baru III	PLTU Lontar	150 kV	New, 2 cct, SUTT	14,4	2019	Pengadaan
30	Tangerang Baru III	Tangerang Baru II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	16	2019	Pengadaan
31	Tanjung Lesung	Menes	150 kV	New, 2 cct, SUTT	90	2019	Pengadaan
32	Teluk Naga II / Dadap	Inc. (Teluk Naga - Lontar)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	24,8	2019	Pengadaan
33	Ciledug	Tangerang Lama	150 kV	New, 2 cct, SUTT	9	2020	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
34	Lippo Curug II	Lippo Curug	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2020	Rencana
35	Serang Selatan / Baros	Inc. (Serang - Rangkas Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2020	Rencana
36	Sinar Sahabat	Lengkong	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24	2020	Rencana
37	Tigaraksa	Puncak Ardi Mulya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2020	Rencana
38	Tigaraksa II / Citra Maja	Tigaraksa	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2020	Rencana
39	Cengkareng III / CBC (Cengkareng Business Centre)	Cengkareng II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2021	Rencana
40	Cikupa	Lippo Curug	150 kV	New, 1 cct, SKTT	13	2022	Rencana
41	Ciledug	Kembangan	150 kV	New, 1 cct, SKTT	7	2022	Rencana
42	PLTP Rawa Dano	Inc. (Menes - Asahimas)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	60	2022	Rencana
43	Sepatan II	Sepatan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2022	Rencana
44	Bintaro III / Jombang	Inc. (Bintaro - Serpong)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2023	Rencana
45	Legok II	Lengkong New	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2025	Rencana
46	Serpong II	Inc. (Pondok Indah III - Serpong)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2025	Rencana
47	Citra Habitat II	Sinar Sahabat	150 kV	New, 2 cct, SUTT	5,4	2026	Rencana
48	Jatake III	Gajah Tunggal	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2026	Rencana
49	Teluk Naga III	Teluk Naga	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2027	Rencana
50	Lengkong	Inc. (Balaraja - Gandul)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	1.6	2018	Konstruksi
51	Suralaya Lama	Suralaya Baru	500 kV	New, 1 cct, SUTET	1	2018	Konstruksi
52	Suralaya Lama	Balaraja	500 kV	Rec, 2 cct, SUTET	123	2018	Konstruksi
53	Balaraja	Durikosambi	500 kV	New, 2 cct, SUTET	93	2019	Pengadaan
54	Balaraja	Lengkong	500 kV	Rec, 2 cct, SUTET	46,5	2019	Pengadaan
55	Cikupa	Inc. (Balaraja - Durikosambi)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	16	2019	Pengadaan
56	Lengkong	Gandul	500 kV	Rec, 2 cct, SUTET	46,5	2019	Pengadaan
57	Bogor X	Inc. (Cilegon - Cibinong)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	60	2020	Pengadaan
58	Bogor X	Inc. (Depok - Tasikmalaya)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	6	2020	Pengadaan
59	Cilegon	Bogor X	500 kV	New, 1 cct, SUTET	95	2020	Rencana
60	PLTU Jawa-7	Inc. (Suralaya Baru - Balaraja)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	20	2020	Pengadaan
61	Lontar	Tx. Teluk Naga	500 kV	New, 2 cct, SUTET	28	2022	Rencana
62	PLTU Jawa-5	Lontar	500 kV	New, 2 cct, SUTET	126	2022	Rencana
63	PLTU Jawa-5	Bojanegara	500 kV	New, 2 cct, SUTET	4	2022	Rencana
64	Tx. Teluk Naga	Switching PIK	500 kV	New, 2 cct, SKTET	32	2022	Rencana
65	PLTU Jawa-9 & Jawa-10	Inc. (Suralaya Lama - Cilegon)	500 kV	New, 4 cct, SKTET	8	2023	Rencana
66	Bogor X	Tanjung Pucut / Salira	500 kV	New, 2 cct, SUTET	220	2026	Pengadaan
67	PLTU Banten	Suralaya Baru	500 kV	New, 1 cct, SUTET	15	2026	Rencana
68	PLTU Banten	Balaraja	500 kV	New, 2 cct, SUTET	154	2026	Rencana
69	Tanjung Pucut / Salira	Ketapang	500 kV	New, 2 cct, SKLTET	80	2026	Pengadaan
JUMLAH					2036,3		

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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel B2.14.

Tabel B2.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/275 kV											-
500/150 kV	1.167	1.000	2.000	-	-	-	-	-	-	-	4.167
275/150 kV											-
150/70 kV											-
150/20 kV	1.980	900	340	100	240	260	160	480	460	200	5.120
70/20 kV											-
Jumlah	3.147	1.900	2.340	100	240	260	160	480	460	200	9.287

Tabel B2.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Balaraja New	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
2	Bandara Soetta / Cengkareng II	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
3	Bintaro	150 kV	Ext	2 LB	2018	Pengadaan
4	Bintaro II	150/20 kV	Ext	60	2018	Pengadaan
5	BSD I	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
6	Chandra Asri	150 kV	Ext	1 LB	2018	Konstruksi
7	Cikupa II / Spinmill	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
8	Cikupa III / Suvarna	150/20 kV	New	120	2018	Pengadaan
9	Ciledug	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
10	Ciledug	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
11	Ciledug III / Gading Serpong	150/20 kV	New	120	2018	Pengadaan
12	Cilegon Baru II / Kramatwatu	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
13	Gajah Tunggal	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
14	Jatake	150/20 kV	Ext	60	2018	Pengadaan
15	Lengkong II / Lengkong New	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
16	Lippo Curug	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
17	Menes	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
18	Millenium	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
19	Pasar Kemis II	150/20 kV	New	180	2018	Konstruksi
20	Puncak Ardi Mulya	150/20 kV	Ext	60	2018	Pengadaan
21	Salira Indah	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
22	Sepatan	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
23	Serang	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
24	Tangerang	150/20 kV	Ext	60	2018	Pengadaan
25	Tigaraksa	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
26	Alindo	150 kV	Ext	1 LB	2019	Konstruksi
27	Balaraja New	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
28	Balaraja New	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
29	Bayah / Cemindo Gemilang	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
30	BSD I	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
31	Cengkareng	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
32	Cikupa New	150 kV	New	60	2019	Pengadaan
33	Cilegon Baru	150 kV	Ext	1 LB	2019	Konstruksi
34	Cilegon Baru II	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
35	Jatake II	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
36	Kopo	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
37	Malimping	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
38	Malimping	150/20 kV	New	60	2019	Konstruksi
39	Menes	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
40	Millenium	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
41	PLTU Lontar	150 kV	Ext	4 Dia	2019	Pengadaan
42	Saketi Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
43	Sinar Sahabat	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
44	Tangerang Baru II	150/20 kV	New	120	2019	Konstruksi
45	Tangerang Baru II	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
46	Tangerang Baru III	150/20 kV	New	60	2019	Pengadaan
47	Tangerang Lama	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
48	Tanjung Lesung	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
49	Teluk Naga II / Dadap	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
50	Cikupa New	150 kV	Ext	-	2020	Rencana
51	Ciledug	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
52	Lengkong	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
53	Lippo Curug	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
54	Lippo Curug II	150/20 kV	New	100	2020	Konstruksi
55	PLTU Lontar	150 kV	Ext	-	2020	Rencana
56	Puncak Ardi Mulya	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
57	Serang Selatan / Baros	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
58	Sinar Sahabat	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
59	Tangerang Lama	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
60	Tigaraksa	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
61	Tigaraksa	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
62	Tigaraksa II / Citra Maja	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
63	Cengkareng II	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
64	Cengkareng III / CBC (Cengkareng Business Centre)	150/20 kV	New	100	2021	Rencana
65	Cikupa	150 kV	Ext	1 LB	2022	Rencana
66	Ciledug	150 kV	Ext	1 LB	2022	Rencana
67	Kembangan	150 kV	Ext	1 LB	2022	Rencana
68	Lautan Steel / Telaga Sari	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
69	Lippo Curug	150 kV	Ext	1 LB	2022	Rencana
70	PLTP Rawa Dano	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
71	Sepatan	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
72	Sepatan II	150/20 kV	New	120	2022	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
73	Bintaro III / Jombang	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
74	Pasar Kemis II	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
75	Cengkareng III / CBC (Cengkareng Business Centre)	150/20 kV	Ext	100	2024	Rencana
76	Teluk Naga II / Dadap	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
77	Ciledug	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
78	Gajah Tunggal	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
79	Legok II	150/20 kV	New	100	2025	Rencana
80	Lengkong II / Lengkong New	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
81	Lengkong II / Lengkong New	150/20 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
82	Serpong II	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
83	Citra Habitat II	150/20 kV	New	100	2026	Rencana
84	Gajah Tunggal	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
85	Jatake III	150/20 kV	New	200	2026	Rencana
86	Lippo Curug II	150/20 kV	Ext	100	2026	Rencana
87	Puncak Ardi Mulya II	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
88	Sinar Sahabat	150/20 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
89	Rangkasbitung Baru	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
90	Teluk Naga	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
91	Teluk Naga III	150/20 kV	New	200	2027	Rencana
92	Balaraja	500/150 kV	Spare	167	2018	Konstruksi
93	Balaraja	500 kV	Upr	2 Dia	2018	Konstruksi
94	Lengkong	500/150 kV	New	1000	2018	Konstruksi
95	Suralaya Baru	500 kV	Ext	1 Dia	2018	Konstruksi
96	Suralaya Lama	500 kV	Upr	2 Dia	2018	Konstruksi
97	Suralaya Lama	500 kV	Ext	-	2018	Konstruksi
98	Balaraja	500 kV	Ext	-	2019	Pengadaan
99	Balaraja	500 kV	Upr	2 Dia	2019	Pengadaan
100	Cikupa	500/150 kV	New	1000	2019	Pengadaan
101	Bogor X	500 kV	Ext	1 Dia	2020	Rencana
102	Bojanegara	500 kV	Ext	2 Dia	2020	Rencana
103	Cikupa	500/150 kV	Ext	1000	2020	Rencana
104	Cilegon	500 kV	Ext	1 Dia	2020	Rencana
105	Lontar	500/150 kV	New	1000	2020	Rencana
106	PLTU Jawa-7	500 kV	New	4 Dia	2020	Konstruksi
107	PLTU Jawa-5	500 kV	New	4 Dia	2022	Rencana
108	PLTU Jawa-9 & Jawa-10	500 kV	New	4 Dia	2023	Rencana
109	Balaraja	500 kV	Ext	1 Dia	2026	Rencana
110	Suralaya Baru	500 kV	Ext	1 Dia	2026	Rencana
111	Tanjung Pucut / Salira Switching Station	500 kV	New	-	2026	Pengadaan
JUMLAH				9287		

Proyek transmisi interkoneksi Sumatera Jawa merupakan sistem interkoneksi yang menghubungkan Sumatera dan Banten, pada rencana pengembangan dimasukkan dalam lingkup di provinsi Banten. Hal ini karena berdasarkan regionalisasi di PLN, Interkoneksi Sumatera Jawa termasuk dalam unit proyek

dibawah regional Jawa Bagian Barat. Adapun daftar proyek Interkoneksi Sumatera Jawa yang secara geografis terletak di Pulau Sumatera terdapat pada tabel B2.16 untuk Gardu Induk dan tabel B2.15 untuk Transmisi.

Tabel B2.15. Rencana Pengembangan SUTET Terkait ISJ

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Muara Enim	Tx. Perbatasan Sumsel & Lampung	500 kV	New, 2 cct, SUTET	200	2026	Pengadaan
2	Tx. Perbatasan Sumsel & Lampung	Ketapang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	600	2026	Pengadaan
Jumlah					800		

Tabel B2.16. Rencana Pengembangan GITET Terkait ISJ

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Ketapang	500 kV	New	-	2026	Pengadaan
2	Muara Enim	500 kV	New	3000	2026	Pengadaan
Jumlah				3000		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2027, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel B2.17.

Tabel B2.17. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	758	597	343	150.500
2019	796	636	256	143.136
2020	836	638	286	136.677
2021	877	660	268	133.881
2022	840	632	256	128.130
2023	808	608	247	123.302
2024	781	587	238	119.139
2025	763	574	233	116.398
2026	767	577	234	117.089
2027	759	571	232	115.813
Jumlah	7.985	6.080	2.593	1.284.065

Untuk meningkatkan keandalan dan jaminan kontinuitas suplai listrik yang tidak terputus, pada Provinsi Banten juga akan diberlakukan kawasan *Zero Down Time 20kV* seperti pada Provinsi DKI Jakarta. *Zero Down Time* merupakan suatu upaya untuk meminimalkan keluhan pelanggan terkait dengan adanya pemadaman tenaga listrik dengan rekonfigurasi jaringan

distribusi dari *Spindle* menjadi *Looping*. Tahun 2018 akan dibangun *Zero Down Time 20kV* di 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

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik Perdesaan sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel B2.18.

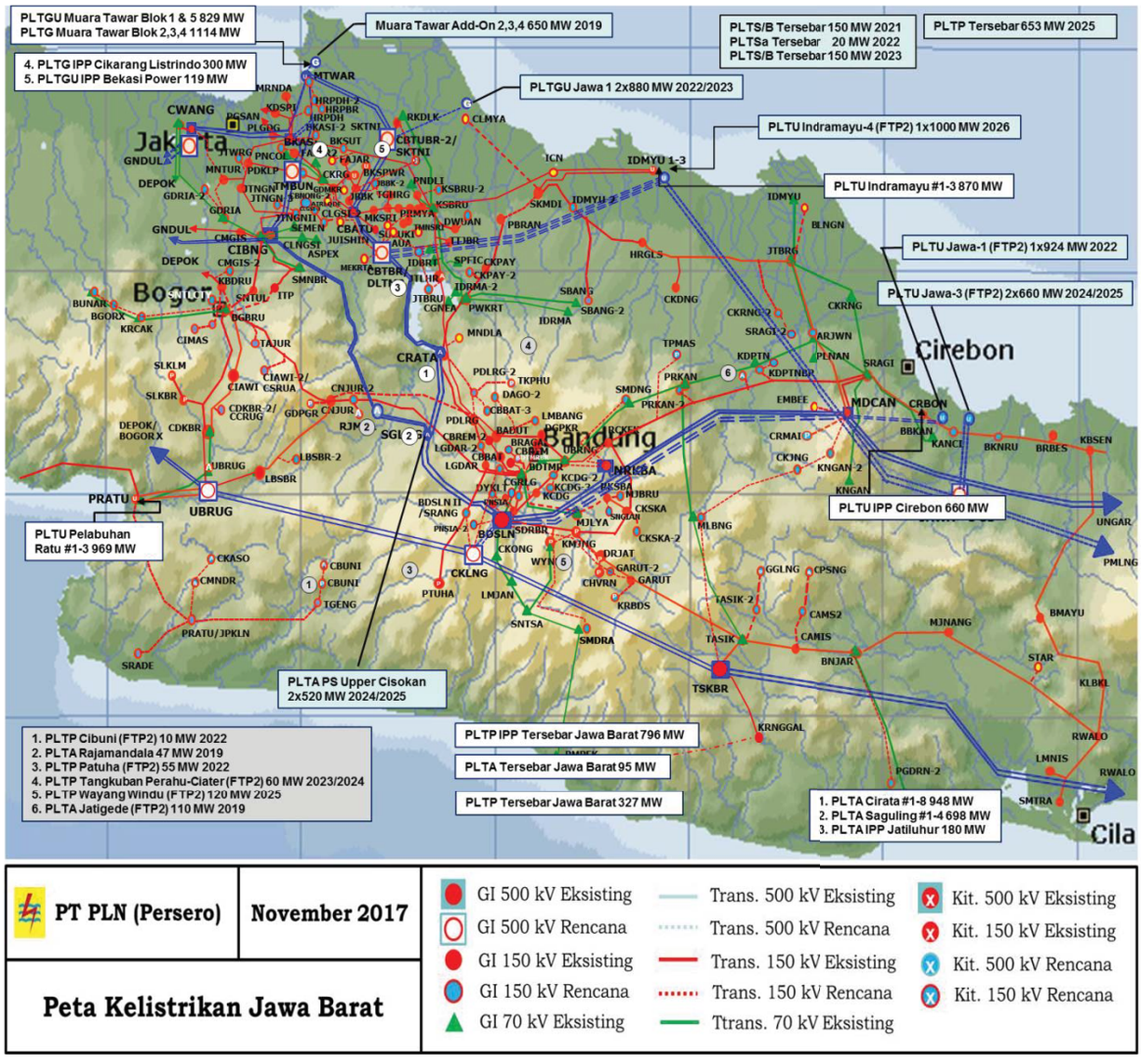
Tabel B2.18. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2018	68	347	8,70	118	-	28.519
2019	17	446	5,18	207	-	28.519
2020	14	374	4,25	170	-	14.984
2021	37	512	6,45	258	-	22.512
2022	24	213	1,90	76	-	4.238
2023	22	203	1,80	72	-	4.026
2024	21	192	1,70	68	-	3.814
2025	21	192	1,70	68	-	3.814
2026	20	181	1,60	64	-	3.602
2027	18	160	1,43	57	-	3.179

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 2017 sebesar 7.578 MW yang dicapai pada September 2017. Pembangkit di Jawa Barat yang berada di *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 8 GITET yaitu Bekasi (sebagian), Cibatu, Cirata, Bandung Selatan, Tasikmalaya, Ujung Berung (belum optimal),

Cibinong dan Mandirancan dengan kapasitas 8.000 MVA. Peta sistem tenaga listrik Jawa Barat ditunjukkan pada Gambar B3.1.

Sistem tenaga listrik Provinsi Jawa Barat terdiri atas 6 subsistem yaitu:

- GITET Bandung Selatan & GITET Ujungberung (saat belum dapat optimal) memasok Kab/Kota Bandung dan Kota Cimahi.
- GITET Cirata dan PLTA Jatiluhur memasok Kab. Purwakarta, Kab. Subang dan Kab. Bandung Barat.
- GITET Tasikmalaya dan PLTP Kamojang, PLTP Darajat dan PLTP Wayang Windu memasok Kab. Tasikmalaya, Kab. Garut, Kab. Sumedang, Kab. Banjar dan Kab. Ciamis.
- GITET Mandirancan memasok Kab. Cirebon, Kab. Kuningan dan Kab. Indramayu.
- GITET Cibatu dan GITET Bekasi (sebagian) memasok Tambun, Cikarang dan Karawang, dan Kab. Bekasi.
- GITET Cibinong dan PLTP Salak memasok Kab. Bogor, Kab. Cianjur dan Kab Sukabumi beserta sebagian Jakarta Timur.

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011- 2016 serta estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan di Provinsi Jawa Barat ditunjukkan pada Tabel B3.1 dan Tabel B3.2

Tabel B3.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	12.552	13.628	14.486	15.898	16.795	17.464	18.228
2	Komersil	3.399	3.399	3.399	4.740	4.606	4.921	5.373
3	Publik	1.052	1.093	1.117	1.338	1.441	1.570	1.708
4	Industri	17.050	18.534	19.880	20.910	20.717	22.188	23.419
Jumlah		34.054	36.653	38.882	42.886	43.559	46.143	48.729
Pertumbuhan (%)		10,85	7,63	6,08	10,30	1,57	5,93	5,60

Tabel B3.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	8.205	8.936	9.699	10.354	11.223	11.748	12.406
2	Komersil	266	290	311	329	357	427	506
3	Publik	217	234	254	274	294	319	342
4	Industri	11	12	12	13	13	14	15
Jumlah		8.700	9.472	10.276	10.969	11.888	12.507	13.268
Pertumbuhan (%)		6,01	8,87	8,49	6,75	8,37	5,21	6,09

Sedangkan rincian (lokasi, kapasitas dan daya mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B3.3.

Tabel B3.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No	Sistem Tenaga Listrik	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Pemilik
1	Jawa Bali	Ubrug	PLTA	Air	18,4	18,4	Indonesia Power
2	Jawa Bali	Kracak	PLTA	Air	18,9	18,9	Indonesia Power
3	Jawa Bali	Plengan	PLTA	Air	6,9	6,9	Indonesia Power
4	Jawa Bali	Lamajan	PLTA	Air	19,6	19,6	Indonesia Power
5	Jawa Bali	Cikalong	PLTA	Air	19,2	19,2	Indonesia Power
6	Jawa Bali	Bengkok	PLTA	Air	3,2	3,2	Indonesia Power
7	Jawa Bali	Dago	PLTA	Air	0,7	0,7	Indonesia Power
8	Jawa Bali	Parakan	PLTA	Air	9,9	9,9	Indonesia Power
9	Jawa Bali	Saguling	PLTA	Air	700,7	698,4	Indonesia Power
10	Jawa Bali	Cirata	PLTA	Air	1.008,0	948,0	PJB
11	Jawa Bali	Jatiluhur	PLTA	Air	180,0	180,0	IPP
12	Jawa Bali	M. Tawar B-1	PLTGU	BBM/Gas	640,0	615,0	PJB
13	Jawa Bali	M. Tawar B-2	PLTG	BBM/Gas	280,0	274,0	PJB
14	Jawa Bali	M. Tawar B-3-4	PLTG	BBM/Gas	858,0	840,0	PLN
15	Jawa Bali	M. Tawar B-5	PLTGU	Gas	234,0	214,0	PLN
16	Jawa Bali	Cikarang Listrindo	PLTG	Gas	300,0	300,0	IPP
17	Jawa Bali	Sunyaragi 1-2	PLTG	BBM/Gas	20,0	-	Indonesia Power
18	Jawa Bali	Salak 1-3	PLTP	Panas Bumi	180,0	170,0	Indonesia Power
19	Jawa Bali	Salak 4-6	PLTP	Panas Bumi	196,8	183,0	IPP
20	Jawa Bali	Kamojang 1-3	PLTP	Panas Bumi	140,0	105,0	Indonesia Power
21	Jawa Bali	Kamojang 4	PLTP	Panas Bumi	60,0	60,9	IPP
22	Jawa Bali	Kamojang 5	PLTP	Panas Bumi	35,0	33,0	IPP
23	Jawa Bali	Drajat 1	PLTP	Panas Bumi	55,0	52,0	Indonesia Power
24	Jawa Bali	Drajat 2	PLTP	Panas Bumi	94,0	90,2	IPP
25	Jawa Bali	Drajat 3	PLTP	Panas Bumi	121,0	117,2	IPP
26	Jawa Bali	Wayang Windu	PLTP	Panas Bumi	227,0	225,2	IPP
27	Jawa Bali	Indramayu 1-3	PLTU	Batubara	990,0	870,0	PLN
28	Jawa Bali	Cirebon	PLTU	Batubara	660,0	660,0	IPP
29	Jawa Bali	Pelabuhan Ratu 1-3	PLTU	Batubara	1.050,0	969,0	PLN
30	Jawa Bali	Bekasi Power	PLTGU	Gas	120,0	118,8	IPP
31	Jawa Bali	Patuha	PLTP	Panas Bumi	59,9	55,0	IPP
32	Jawa Bali	Karaha Bodas (FTP2)	PLTP	Panas Bumi	30,0	30,0	IPP
JUMLAH					8.336,2	7.905,5	

Sedangkan gardu induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B3.4, sedangkana set distribusi ditunjukkan pada Tabel B3.5.

Tabel B3.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk Eksisting (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
1	GI Bandung Timur	70/20	3	90
2	GI Bandung Utara	150/20	4	240
3	GI Bengkok	70/20	1	10
4	GI Braga (GIS)	150/20	2	120
5	GI Cigereleng	150/20	4	240
6	GI Dago Pakar	150/20	2	120

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
7	GI Kiaracondong (GIS)	150/20	3	180
8	GI Ujung Berung	150/20	4	240
9	GI Bekasi	150/20	5	300
10	GI Cibatu	150/20	3	180
11	GI Cikarang	150/20	2	120
12	GI Sukatani Gobel/Multistrada	150/20	2	120
13	GI Rajapaksi	150/20	1	60
14	GI Fajar Surya Wisesa	150/20	3	180
15	GI Gandamekar	150/20	3	180
16	GI Jababeka	150/20	4	240
17	GI Poncol Baru	150/20	4	240
18	GI Poncol	70/20	2	60
19	GI Tambun	150/20	4	240
20	GI Bogor Baru	150/20	4	240
21	GI Bunar	70/20	2	60
22	GI Ciawi Baru	150/20	3	180
23	GI Kedung Badak Baru	150/20	2	120
24	GI Kracak	70/20	2	20
25	GI Cianjur	150/20	4	240
26	GI Cibabat	150/20	3	180
27	GI Cibabat Baru (GIS)	150/20	2	120
28	GI Cibeureum	150/20	2	120
29	GI Lagadar	150/20	3	180
30	GI Padalarang Baru	150/20	4	240
31	GI Arjawinangun	70/20	3	70
32	GI Babakan	70/20	3	90
33	GI Cangkring	70/20	1	30
34	GI Haurgeulis	150/20	3	180
35	GI Indramayu	70/20	2	60
36	GI Indramayu PLTU	150/20	1	60
37	GI Jatibarang	150/20	2	120
38	GI Kuningan	70/20	3	90
39	GI Cikedung	150/20	1	60
40	GI Mandirancan	150/20	2	120
41	GI Sunyaragi	150/20	3	180
42	GI Cimanggis	150/20	4	240
43	GI Depok Baru	70/20	3	90
44	GI Cibinong	150/20	4	240
45	GI Rawadenok	150/20	3	180
46	GI Garut	150/20	3	180
47	GI Malangbong	70/20	3	80
48	GI Pameungpeuk	70/20	3	60
49	GI Sumadra	70/20	2	60
50	GI Cileungsi	70/20	2	60
51	GI Cileungsi 2	150/20	2	120

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
52	GI Sentul	150/20	4	240
53	GI Semen Baru Cibinong	150/20	3	180
54	GI Dawuan	150/20	3	180
55	GI Kiarapayung	150/20	2	120
56	GI Kosambi Baru	150/20	4	240
57	GI Mekarsari	150/20	3	180
58	GI Maligi	150/20	2	120
59	GI Pinayungan	150/20	4	240
60	GI Parungmulya	150/20	2	120
61	GI Peruri	150/20	3	180
62	GI Rengasdengklok	70/20	4	110
63	GI Tegal Herang	150/20	3	180
64	GI Teluk Jambe	150/20	3	180
65	GI Juishin	150/20	1	60
66	GI Bandung Selatan	150/20	4	240
67	GI Patuha	150/20	1	60
68	GI Cikasungka	150/20	3	180
69	GI Kamojang	150/20	1	30
70	GI Majalaya	70/20	3	80
71	GI Rancakasumba	150/20	3	180
72	GI Panasia	150/20	1	60
73	GI Santosa	70/20	1	20
74	GI Cikumpay	150/20	3	180
75	GI Cirata Baru	150/20	2	80
76	GI Pabuaran	150/20	2	120
77	GI Purwakarta	70/20	1	20
78	GI Subang	70/20	3	90
79	GI Sukamandi	150/20	2	120
80	GI Cibadak Baru	150/20	3	180
81	GI Lembursitu	150/20	3	180
82	GI Semen Jawa	150/20	1	60
83	GI Pelabuhan Ratu	70/20	2	50
84	GI Pelabuhan Ratu PLTU	150/20	1	60
85	GI Kadipaten	70/20	3	90
86	GI Parakan	70/20	1	10
87	GI Rancaekek	150/20	4	240
88	GI Sumedang	70/20	4	80
89	GI Rancakasumba Baru	150/20	2	120
90	GI Banjar	150/20	3	180
91	GI Ciamis	150/20	3	150
92	GI Pangandaran	70/20	3	60
93	GI Karangnunggal	150/20	1	30
94	GI Tasikmalaya Baru	150/20	2	90
95	GI Tasikmalaya	150/20	4	210
Jumlah			251	12810

Tabel B3.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Distribusi (MVA)	JTR (kms)
2011	34.511	7.614	79.034
2012	35.973	7.167	88.554
2013	37.359	8.699	91.107
2014	45.655 *)	9.543,47 *)	133.208 *)
2015	40.693	11.214,38 *)	108.372
2016	43.000	7.856	113.513
2017	44.262	9.114	119.854
**) data gabungan Banten – Jawa Barat*			

B3.2. 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 2018 – 2027 diberikan pada Tabel B3.8, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 6,51%.

Tabel B3.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	19.362,0	20.530,5	21.718,5	23.069,5	24.453,7	25.877,4	27.350,2	28.849,5	30.469,1	32.137,1
2	Bisnis	5.712,7	6.058,3	6.705,2	7.036,8	7.356,6	7.680,3	8.010,8	8.343,9	8.700,8	9.065,8
3	Publik	1.852,0	2.007,9	2.178,9	2.369,9	2.577,7	2.804,5	3.051,6	3.320,0	3.608,6	3.922,0
4	Industri	25.031,2	26.991,1	30.802,3	33.329,9	35.525,6	37.378,6	39.261,0	41.292,1	43.659,3	46.374,8
	Jumlah	51.957,9	55.587,9	61.404,9	65.806,0	69.913,5	73.740,7	77.673,5	81.805,5	86.437,8	91.499,7
	Pertum-buhan (%)	6,63	6,99	10,46	7,17	6,24	5,47	5,33	5,32	5,66	5,86

Tabel B3.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	13.056,7	13.721,8	14.398,4	15.084,4	15.777,6	16.475,7	17.176,9	17.879,1	18.580,6	19.279,9
2	Bisnis	554,6	587,5	612,6	633,6	652,4	669,9	686,4	702,2	717,4	732,0
3	Publik	367,6	395,5	425,9	459,0	495,0	534,4	577,2	623,9	674,8	730,3
4	Industri	15,1	15,7	16,3	16,9	17,6	18,3	19,0	19,8	20,6	21,4
	Jumlah	13.994,0	14.720,5	15.453,1	16.193,9	16.942,6	17.698,3	18.459,5	19.225,0	19.993,4	20.763,6
	Pertum-buhan (%)	5,47	5,19	4,98	4,79	4,62	4,46	4,30	4,15	4,00	3,85

Tabel B3.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	4,83	48.729	52.039	7.630	13.268.306
2018	4,83	51.958	55.477	8.132	13.994.045
2019	4,83	55.588	59.089	8.659	14.720.454
2020	4,75	61.405	65.125	9.541	15.453.140
2021	5,51	65.806	69.738	10.214	16.193.928
2022	5,47	69.914	73.965	10.831	16.942.603
2023	5,46	73.741	77.868	11.399	17.698.261
2024	5,50	77.673	81.890	11.985	18.459.541
2025	5,42	81.805	86.097	12.597	19.224.993
2026	5,79	86.438	90.814	13.284	19.993.385
2027	5,78	91.500	95.965	14.034	20.763.564
Pertumbuhan	5,33%	6,51%	6,32%	6,29%	4,58%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan potensi pelanggan besar di Provinsi Jawa Barat. Untuk melayani kebutuhan potensi pelaggan 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 bermacam sumber energi untuk pembangkit tenaga listrik yang terdiri dari tenaga air 2.137,5 MW yang sebagian besar sudah dikembangkan. Untuk minyak bumi sebesar 494,89 MMSTB, dan gas bumi sebesar 3,18 TSCF, serta potensi panas bumi yang dapat dikembangkan diperkirakan sebesar 5.839 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. Selain itu terdapat potensi CBM sebesar 0,8 TCF .

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 sebesar 200 MWp di Cirata dan energi angin sebesar 350 MW (150 MW di Garut dan 200 MW di Pelabuhan Ratu).

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 2027 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B3.10.

Tabel B3.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-		1.000	-	1.000
PLTP	-	-	-	-	-	20	40	-	-	-	60
PLTGU	-	650	-	-	-	-	-	-	-	-	650
PLTA	-	110	-	-	-	-	-	-	-	-	110
PS	-	-	-	-	-	-	520	520	-	-	1.040
Jumlah	**-**	**760**	**-**	**-**	**-**	**20**	**560**	**520**	**1.000**	**-**	**2.860**
IPP											
PLTU	-	-	-	-	924	-	660	660	-	-	2.244
PLTP	-	-	-	-	65	-	-	120	-	-	185
PLTGU	-	-	-	-	880	880	-	-	-	-	1.760
PLTM	28	52	21	-	3	-	-	-	-	-	104
PLTA	-	47	-	-	-	-	-	-	-	-	47
PLT Lain	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
Jumlah	**38**	**99**	**21**	**-**	**1.872**	**880**	**660**	**780**	**-**	**-**	**4.350**
Unallocated											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	653	-	-	653
PLT Lain	-	-	-	150	20	150	-	-	-	-	320
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**150**	**20**	**150**	**-**	**653**	**-**	**-**	**973**
Jumlah											
PLTU	-	-	-	-	924	-	660	660	1.000	-	3.244
PLTP	-	-	-	-	65	20	40	773	0	-	898
PLTGU	-	650	-	-	880	880	-	-	-	-	2.410
PLTM	28	52	21	-	3	-	-	-	-	-	104
PLTA	-	157	-	-	-	-	-	-	-	-	157
PS	-	-	-	-	-	-	520	520	-	-	1.040

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLT Lain	10	-	-	150	20	150	-	-	-	-	330
Jumlah	**38**	**859**	**21**	**150**	**1.892**	**1.050**	**1.220**	**1.953**	**1.000**	**-**	**8.183**

Tabel B3.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTM	Cilaki 1B	9,69	2018	Konstruksi	IPP
2	Jawa Bali	PLTM	Pusaka-1	8,8	2018	Konstruksi	IPP
3	Jawa Bali	PLTM	Kalapa Nunggal	3	2018	Pendanaan	IPP
4	Jawa Bali	PLTM	Kertamukti	6,3	2018	Pendanaan	IPP
5	Jawa Bali	PLTSa	Sumur Batu	10	2018	Konstruksi	IPP
6	Jawa Bali	PLTM	Pesantren-1	1,8	2019	Pendanaan	IPP
7	Jawa Bali	PLTM	Jayamukti	2,3	2019	Pendanaan	IPP
8	Jawa Bali	PLTM	Pareang	2,8	2019	Pendanaan	IPP
9	Jawa Bali	PLTM	Cibalapulang-2	6,5	2019	Konstruksi	IPP
10	Jawa Bali	PLTM	Cibalapulang-3	6	2019	Konstruksi	IPP
11	Jawa Bali	PLTA	Rajamandala	47	2019	Konstruksi	IPP
12	Jawa Bali	PLTA	Jatigede (FTP2)	55	2019	Konstruksi	PLN
13	Jawa Bali	PLTA	Jatigede (FTP2)	55	2019	Konstruksi	PLN
14	Jawa Bali	PLTGU	Muara Tawar Add-on Blok 2	150	2019	Pengadaan	PLN
15	Jawa Bali	PLTGU	Muara Tawar Add-on Blok 3	250	2019	Pengadaan	PLN
16	Jawa Bali	PLTGU	Muara Tawar Add-on Blok 4	250	2019	Pengadaan	PLN
17	Jawa Bali	PLTM	Cimandiri	4,4	2019	Pendanaan	IPP
18	Jawa Bali	PLTM	Cicatih	6,4	2019	Konstruksi	IPP
19	Jawa Bali	PLTM	Cileunca	1	2019	Pendanaan	IPP
20	Jawa Bali	PLTM	Cisomang	4	2019	Pendanaan	IPP
21	Jawa Bali	PLTM	Cikaengan	5,1	2019	Pendanaan	IPP
22	Jawa Bali	PLTM	Cikandang	6	2019	Pendanaan	IPP
23	Jawa Bali	PLTM	Cibanteng	4,2	2020	Pendanaan	IPP
24	Jawa Bali	PLTM	Cikaso 3	9,9	2020	Pendanaan	IPP
25	Jawa Bali	PLTM	Cibuni Mandiri	2	2019	Pendanaan	IPP
26	Jawa Bali	PLTM	Cibuni	3,2	2019	Pendanaan	IPP
27	Jawa Bali	PLTM	Cikaengan-2	7,2	2020	Pengadaan	IPP
28	Jawa Bali	PLTS/B	Tersebar	150	2021	Rencana	*Unallocated*
29	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-1	880	2022	Pendanaan	IPP
30	Jawa Bali	PLTSa	Tersebar	20	2022	Rencana	*Unallocated*
31	Jawa Bali	PLTP	Patuha (FTP2)	55	2022	Pengadaan	IPP
32	Jawa Bali	PLTU	Jawa-1 (FTP2)	924	2022	Konstruksi	IPP
33	Jawa Bali	PLTP	Cibuni (FTP2)	10	2022	Rencana	IPP
34	Jawa Bali	PLTM	Cilaki 1A	3,144	2022	Konstruksi	IPP
35	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-1	880	2023	Pendanaan	IPP
36	Jawa Bali	PLTS/B	Tersebar	150	2023	Rencana	*Unallocated*
37	Jawa Bali	PLTP	Tangkuban Perahu–Ciater (FTP2)	20	2023	Rencana	PLN
38	Jawa Bali	PLTU	Jawa-3 (FTP2)	660	2024	Pengadaan	IPP
39	Jawa Bali	PLTP	Tangkuban Perahu–Ciater (FTP2)	20	2024	Rencana	PLN

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
40	Jawa Bali	PLTP	Tangkuban Perahu–Ciater (FTP2)	20	2024	Rencana	PLN
41	Jawa Bali	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2024	Konstruksi	PLN
42	Jawa Bali	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2024	Konstruksi	PLN
43	Jawa Bali	PLTU	Jawa-3 (FTP2)	660	2025	Pengadaan	IPP
44	Jawa Bali	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2025	Konstruksi	PLN
45	Jawa Bali	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2025	Konstruksi	PLN
46	Jawa Bali	PLTP	Tersebar	653	2025	Rencana	*Unallocated*
47	Jawa Bali	PLTP	Wayang Windu (FTP2)	120	2025	Rencana	IPP
48	Jawa Bali	PLTU	Indramayu #4 (FTP2)	1000	2026	Rencana	PLN
JUMLAH				8.183			

Di Provinsi Jawa Barat terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Cibuni-3 172 MW
- PLTA Cibuni-4 105 MW
- PLTA Cikaso-3 53 MW
- PLTA Cimandiri-3 238 MW
- PLTA Cipasang 400 MW
- PLTA Wado 50 MW
- PLTM Caringin 4,3 MW
- PLTM Ciarinem 3 MW
- PLTM Ciasem 3 MW
- PLTM Cibatarua Panyairan 8,2 MW
- PLTM Ciberang 5,8 MW
- PLTM Cibuluh 3,7 MW
- PLTM Ciherang 1,5 MW
- PLTM Cikaengan Najaten 7,2 MW
- PLTM Cikancana 4,7 MW
- PLTM Cilayu Kulon 5,2 MW
- PLTM Cileat 5,2 MW
- PLTM Cimaja 3 MW
- PLTM Cirompang Mekarmukti 4 MW
- PLTM Citarik 4 MW
- PLTM Gunung Guruh 3 MW
- PLTM Jatisari 5 MW
- PLTM Kanzy-5 5 MW
- PLTM Kubang 0,4 MW
- PLTM Mekarwangi 5 MW
- PLTM Pasirjambu 5,1 MW
- PLTM Segrong 0,2 MW
- PLTM Sukamaju 7,5 MW
- PLTM Toblong 6 MW

-	PLTM	Cijampang 1	1,1	MW
-	PLTM	Pakenjeng Bawah	5,7	MW
-	PLTM	Pusaka-3	3	MW
-	PLTP	Cisolok-Cisukarame (FTP2)	50	MW
-	PLTP	Gede Pangrango	55	MW
-	PLTP	Gunung Ciremai (FTP2)	110	MW
-	PLTP	Gunung Galunggung	110	MW
-	PLTP	Karaha Bodas (FTP2)	20	MW
-	PLTP	Masigit	55	MW
-	PLTP	Papandayan	40	MW
-	PLTP	Patuha (FTP2)	55	MW
-	PLTP	Tampomas (FTP2)	45	MW
-	PLTP	Wayang Windu 4 (FTP2)	113	MW
-	PLTS	Bekasi	150-600	MW
-	PLTS	Cirata	200	MW
-	PLTS	Jatiluhur	100	MW
-	PLTS	Saguling	100	MW
-	PLTS	Jatigede	100	MW
-	PLTSa	Bekasi	5-10	MW
-	PLTSa	Bogor	5-10	MW
-	PLTSa	Cirebon	5-10	MW
-	PLTSa	Cianjur	5-10	MW

Potensi pembangkit tersebut di atas dan potensi setempat lainnya di luar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel B3.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, 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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel pembangunan jaringan transmisi B3.11.

Tabel B3.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV AC	8	512	15	236	22	-	120	120	-	260	1.293
150 kV	651	1.648	559	680	316	167	64	80	-	128	4.292
Jumlah	659	2.160	574	916	338	167	184	200	-	388	5.585

Tabel B3.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Arjawinangun Baru	Inc. (Jatibarang - Mandirancan)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2018	Konstruksi
2	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	Bekasi	150 kV	New, 2 cct, SKTT	8	2018	Konstruksi
3	Bogor Baru	Kedung Badak Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2018	Konstruksi
4	Bogor Kota	Kedung Badak Baru	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2018	Konstruksi
5	Cibatu Baru / Deltamas	Tx. Gandamekar	150 kV	New, 2 cct, SUTT	31	2018	Rencana
6	Cibatu Baru / Deltamas	AUA / Heksa / Taman Mekar	150 kV	New, 2 cct, SUTT	13,4	2018	Konstruksi
7	Cibatu Baru / Deltamas	KIIC II / Margakaya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	22	2018	Konstruksi
8	Cikarang Baru Lippo	Inc. (Cibatu - Gandamekar)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2018	Konstruksi
9	Cimanggis II / Tengah	Inc. (Kedung Badak - Depok / Rawadenok (Depok III))	150 kV	New, 4 cct, SUTT	15,2	2018	Konstruksi
10	Depok III / Rawadenok	Depok II	150 kV	New, 2 cct, SKTT	8	2018	Konstruksi
11	Jatiluhur	Padalarang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	81,6	2018	Energize
12	Kadipaten Baru	Inc. (Sunyaragi - Rancaekek)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2018	Konstruksi
13	Kanci	Inc. (PLTU CEP - Brebes)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	24	2018	Konstruksi
14	Karawang	Teluk Jambe	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2018	Konstruksi
15	Karawang	Teluk Jambe II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2018	Konstruksi
16	KIIC II / Margakaya	Pinayungan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2018	Konstruksi
17	Kosambi Baru	Bekasi	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	118,2	2018	Konstruksi
18	Kosambi Baru	Jatiluhur	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	45,8	2018	Energize
19	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	Padalarang Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2018	Konstruksi
20	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	Cirata	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2018	Konstruksi
21	Rancanumpang / Gedebage	Inc. (Kiaracondong - Ujungberung)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	16	2018	Konstruksi
22	Sukatani	Fajar SW	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2018	Konstruksi
23	Tegal Luar	Inc. (Ujungberung - Kiaracondong)	150 kV	New, 4 cct, SKTT	8	2018	Konstruksi
24	Telukjambe II	AUA / Heksa / Taman Mekar	150 kV	New, 2 cct, SUTT	28	2018	Konstruksi
25	Ujungberung	Tx. Rancakasumba New	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2018	Konstruksi

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
26	Babakan Baru	Inc. (CEP - Brebes)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	60	2019	Pengadaan
27	Balongan	Jatibarang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	34	2019	Pengadaan
28	Bandung Selatan II / Soreang	Inc. (Lagadar - Patuha)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
29	Bandung Timur Baru	Ujungberung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	18	2019	Konstruksi
30	Bandung Utara	Padalarang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	25,6	2019	Rencana
31	Bekasi	Plumpang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	27	2019	Pengadaan
32	Bekasi	Tx. Penggilingan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	8,6	2019	Pengadaan
33	Bekasi Utara / Tarumajaya	Inc. (Bekasi - Kosambi Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	16	2019	Pengadaan
34	Bengkok Baru / Dago II	Inc. (Bandung Utara - Dago Pakar)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40	2019	Konstruksi
35	Bogor Baru	Cianjur	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	45,54	2019	Pengadaan
36	Bogor Baru II / Tajur	Inc. (Bogor Baru - Cianjur)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	0,4	2019	Pengadaan
37	Braga	Bandung Timur	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2019	Pengadaan
38	Bunar Baru	Kracak Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2019	Pengadaan
39	Cangkring Baru / Kapetakan	Sunyaragi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
40	Cianjur	Padalarang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	83,2	2019	Pengadaan
41	Cianjur II / Sindang Barang	Inc. (Cianjur - Cigereleng)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
42	Cibadak Baru II / Cicurug	Inc. (Cibadak Baru - Ciawi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
43	Cibinong	Cimanggis	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	13,2	2019	Pengadaan
44	Cikalong	Bandung Selatan II / Soreang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2019	Pengadaan
45	Cikalong	Cigereleng	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2019	Pengadaan
46	Cikijing	Mandirancan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	80	2019	Rencana
47	Cikumpay II / Sadang	Inc. (Cikumpay - Purwakarta | Cirata)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
48	Dayeuhkolot	Inc. (Bandung Selatan - Cigereleng)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	6	2019	Pengadaan
49	Depok II	Inc. (Tx. Cimanggis - Rawadenok (Depok III))	150 kV	New, 2 cct, SUTT	8	2019	Pengadaan
50	Gandul	Kemang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	24	2019	Pengadaan
51	Gandul	Petukangan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	28	2019	Pengadaan
52	Gandul II	Tx. Depok III	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Pengadaan
53	ITP	Bogor Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
54	Jababeka II / Pamahan	Inc. (Jababeka - Hankook)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
55	Jatiluhur Baru	PLTA Jatiluhur	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
56	Jatiluhur Baru	Inc. (Kosambi Baru - Padalarang)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	91,6	2019	Pengadaan
57	Kadipaten Baru II / Kertajati	Kadipaten Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	32	2019	Pengadaan
58	KIIC II / Margakaya	Kosambi Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2019	Pengadaan
59	Kracak Baru	Kedung Badak	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
60	Kuningan Baru	Inc. (Cikijing - Mandiracan)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
61	Majalaya Baru	Rancakasumba	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2019	Pengadaan
62	Malangbong Baru	Cikijing	150 kV	New, 2 cct, SUTT	80	2019	Pengadaan
63	Malangbong Baru	New Tasikmalaya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	74	2019	Pengadaan
64	Mandala Pratama / Sukajaya	Inc. Padalarang - Jatiluhur	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2019	Pengadaan
65	Pabuaran	Sukamandi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2019	Pengadaan
66	Plasindo	Inc. (Kosambi Baru - Indramayu)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2019	Pengadaan
67	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	Inc. (Rancaekek - Sunyaragi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
68	PLTGU Pelabuhan Ratu	Pelabuhan Ratu Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2019	Pengadaan
69	Poncol Baru II	Box Bojong Menteng	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	12	2019	Pengadaan
70	Poncol Baru II	Poncol Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2019	Pengadaan
71	Rajamandala PLTA	Inc. (Cianjur - Cigereleng)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	8	2019	Pengadaan
72	Rengasdengklok Baru / Cilamaya	Sukamandi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2019	Pengadaan
73	Salak	Ciawi Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
74	Sawangan	Inc. (Gandul - Serpong)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2019	Pengadaan
75	Subang Baru	Inc. (Sukamandi - Haurgeulis)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40	2019	Pengadaan
76	Sukatani New	Sukatani	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2019	Pengadaan
77	Sukatani New	Inc. (Sukatani – Fajar SW)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2019	Pengadaan
78	Sumedang Baru	Inc. (Sunyaragi - Rancaekek)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	5	2019	Pengadaan
79	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong	Box Bojong Menteng	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2019	Pengadaan
80	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong	Inc. (Pondok Kelapa - Tambun)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2019	Pengadaan
81	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong	Tambun	150 kV	New, 2 cct, SUTT	12,4	2019	Pengadaan
82	Tanggeung / Cianjur Selatan	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	New, 2 cct, SUTT	120	2019	Pengadaan
83	Telukjambe II	Inc. (Tatajabar - Jatiluhur Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40	2019	Pengadaan
84	Ubrug New	Inc. (PLTU Pelabuhan Ratu - Cibadak Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2019	Pengadaan
85	Ubrug New	Inc. (PLTU Pelabuhan Ratu - Lembursitu | Semen Jawa)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2019	Pengadaan
86	Bogor X	Inc. (Bunar Baru - Kracak Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2020	Pengadaan
87	Bunar Baru	Rangkasbitung II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	72	2020	Konstruksi
88	Cikarang Baru Lippo II	Cibatu Baru / Deltamas	150 kV	New, 2 cct, SKTT	14	2020	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
89	Fajar Surya Wisesa II / Telaga Murni(GIS)	Inc. (Kosambi Baru - Bekasi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	100	2020	Rencana
90	Gandamekar II / Cibuntu	Gandamekar	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2020	Rencana
91	Indomulia Cipta Nusantara	Inc. (Indramayu - Kosambi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	12	2020	Rencana
92	Lagadar II / Bojong	Inc. (Lagadar - Padalarang)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2020	Rencana
93	Muara Tawar	Inc. (Bekasi - Plumpang | Kandang Sapi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2020	Konstruksi
94	Pangandaran Baru / Cikatomas	Karangnunggal	150 kV	New, 2 cct, SUTT	80	2020	Rencana
95	Purwakarta	Semen Pasific	70 kV	Rec, 1 cct, SUTT	17,5	2020	Rencana
96	Purwakarta	Kosambi Baru	70 kV	Rec, 1 cct, SUTT	23	2020	Rencana
97	Rancaekek	Sunyaragi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	166	2020	Rencana
98	Sentul City / Cijayanti	Inc. (ITP - Bogor Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2020	Rencana
99	Sentul II	Inc. (ITP - Bogor Baru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2020	Rencana
100	Sumadra Baru	Wayang Windu	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2020	Rencana
101	Bandung Selatan	Garut	150 kV	New, 2 cct, SUTT	66	2021	Rencana
102	Bandung Selatan	Tx. Wayang Windu	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	66	2021	Rencana
103	Cigereleng	Lagadar	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	32,76	2021	Rencana
104	Drajat	Tasikmalaya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	130	2021	Rencana
105	Drajat	Garut	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	50,72	2021	Rencana
106	Garut	Tasikmalaya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	80,5	2021	Rencana
107	Kamojang	Drajat	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	27,8	2021	Rencana
108	Patimban	Inc. (PLTU Indramayu - Sukamandi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2021	Rencana
109	Semen Singa Merah/Nambo	Cibinong	150 kV	New, 2 cct, SUTT	16	2021	Rencana
110	Tasikmalaya New	Tx. Ciamis - Tasikmalaya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	128	2021	Rencana
111	Tx. Wayang Windu	Kamojang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	62	2021	Rencana
112	Banjar	Pangandaran Baru / Cikatomas	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2022	Rencana
113	Dawuan II / Cipasanggrahan	Sukamandi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	32	2022	Rencana
114	Garut II / Leles	Inc. (Garut - Bandung Selatan)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40	2022	Rencana
115	Kosambi Baru II	Inc. (Kosambi Baru - Bekasi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	32	2022	Rencana
116	Lembursitu Baru II / Sukalarang	Inc. (Lembursitu Baru - Cianjur)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2022	Rencana
117	PLTP Cibuni	Tanggeung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2022	Rencana
118	Sumadra Baru	Pameungpeuk Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	110	2022	Rencana
119	Ujungberung II / Bojong Jati	Rancakasumba New	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2022	Rencana
120	Cibabat III / Gunung Batu	Padalarang Baru II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	12	2023	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
121	Pameungpeuk Baru	Karangnunggal	150 kV	New, 2 cct, SUTT	120	2023	Rencana
122	PLTP Tangkuban Perahu I	Padalarang Baru II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	15	2023	Rencana
123	Tambun III / Mustika Jaya	Tambun II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2023	Rencana
124	Cibinong II	Jatirangon II / Cibubur	150 kV	New, 2 cct, SKTT	16	2024	Rencana
125	Kedung Badak Baru II / Kencana	Inc. (Rawadenok - Kedung Badak)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2024	Rencana
126	Rancaekek II	Inc. (Rancaekek - Cikasungka)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2024	Rencana
127	Rancakasumba II / Sangian	Rancakasumba	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2024	Rencana
128	Ciawi Baru II / Cisarua	Inc. (Bogor Baru - Cianjur)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2025	Rencana
129	Cikasungka II / Nagreg	Cikasungka	150 kV	New, 2 cct, SUTT	12	2025	Rencana
130	Kiarapayung II / Mulyasejati	Kiarapayung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	12	2025	Rencana
131	Parungmulya II / Kutanegara	Parungmulya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	8	2025	Rencana
132	Peruri II	Inc. (Pinayungan - Peruri | Parungmulya)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2025	Rencana
133	Sunyaragi II/Danamulya	Cangkring Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2025	Rencana
134	Cibeureum II	Cibeureum	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2027	Rencana
135	Cileungsi III / Pasir Angin	Jonggol	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2027	Rencana
136	Panasia II / Warung Lobak	Inc. (Bandung Selatan - Panasia)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40	2027	Rencana
137	Pertiwi Lestari	KIIC II / Margakaya	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2027	Rencana
138	Tamansari	Heksa / AUA / AMI / Taman Mekar	150 kV	New, 2 cct, SUTT	8	2027	Rencana
139	Cibatu Baru / Deltamas	Inc. (Cibatu - Cirata)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	8	2018	Rencana
140	Bandung Selatan	Cikalong	500 kV	New, 2 cct, SUTET	20	2019	Rencana
141	Cibatu Baru II / Sukatani	Inc. (Muara Tawar - Cibatu)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	20	2019	Pengadaan
142	Cikalong	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	4	2019	Pengadaan
143	Indramayu	Cibatu Baru / Deltamas	500 kV	New, 2 cct, SUTET	260	2019	Pengadaan
144	Mandirancan	Indramayu	500 kV	New, 2 cct, SUTET	180	2019	Pengadaan
145	Muara Tawar	Bekasi	500 kV	New, 2 cct, SUTET	18	2019	Pengadaan
146	Tambun	Inc. (Bekasi - Cibinong)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	2	2019	Pengadaan
147	Ubrug	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	8	2019	Pengadaan
148	Gandul	Depok	500 kV	Rec, 2 cct, SUTET	15	2020	Rencana
149	Mandirancan	Bandung Selatan	500 kV	New, 2 cct, SUTET	236	2021	Rencana
150	PLTGU Jawa-1	Cibatu Baru II / Sukatani	500 kV	New, 2 cct, SUTET	2	2022	Rencana
151	PLTU Jawa-1	Mandirancan	500 kV	New, 2 cct, SUTET	20	2022	Rencana
152	Jawa-3 Switchyard	Jawa-3 Switching	500 kV	New, 2 cct, SUTET	20	2024	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
153	Switching PLTU Jawa-3	Inc. (Batang - Indramayu)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	40	2024	Rencana
154	Upper Cisokan PLTA PS	Inc. (Cibinong - Saguling)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	60	2024	Rencana
155	Matenggeng PLTA PS	Inc. (Tasikmalaya - Rawalo)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	120	2025	Rencana
156	Indramayu	Cibatu Baru / Deltamas atau Tambun	500 kV	New, 2 cct, SUTET	260	2027	Rencana
JUMLAH					5585,02		

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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel B3.14.

Tabel B3.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/150 kV	2.835	5.000	2.000		500				3.000		13.335
150/70 kV	300	100									400
150/20 kV	3.000	4.220	1.660	680	1.080	740	1.200	1.120	500	1.220	15.420
70/20 kV	120										120
Jumlah	6.255	9.320	3.660	680	1.580	740	1.200	1.120	3.500	1.220	29.275

Tabel B3.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Arjawinangun Baru	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
2	Banjar	150/70 kV	Ext	100	2018	Konstruksi
3	Bekasi	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
4	Bekasi	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
5	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
6	Bogor Baru	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
7	Bogor Kota	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
8	Ciawi Baru	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
9	Cibatu	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
10	Cibatu	150 kV	Ext	-	2018	Pengadaan
11	Cibatu Baru / Deltamas	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
12	Cibeureum	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
13	Cikarang Baru Lippo	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
14	Cikasungka	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
15	Cikedung	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
16	Cileungsi II / Jonggol	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
17	Cimanggis II / Tengah	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
18	Cirata	150 kV	Ext	-	2018	Konstruksi
19	Cirata	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
20	Depok II	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
21	Depok III / Rawadenok	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
22	Depok III / Rawadenok	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
23	Gandamekar	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
24	Gandul	150 kV	Ext	-	2018	Konstruksi
25	Garut	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
26	Heksa / AUA / AMI / Taman Mekar	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
27	Jatiluhur	150 kV	Upr	4 LB	2018	Konstruksi
28	Kadipaten Baru	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
29	Kanci	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
30	Karangnunggal	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
31	Karawang	150/20 kV	New	6 LB	2018	Pengadaan
32	Kedung Badak Baru	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
33	Kedung Badak Baru	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
34	Kedung Badak Baru	150/70 kV	Ext	100	2018	Konstruksi
35	Kedung Badak Baru	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
36	KIIC II / Margakaya	150 kV	Ext	2 LB	2018	Pengadaan
37	KIIC II / Margakaya	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
38	Kosambi Baru	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
39	Kosambi Baru	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
40	Mandirancan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Pengadaan
41	Mekarsari	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
42	Padalarang	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
43	Padalarang Baru	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
44	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
45	Pameungpeuk	70/20 kV	Upr	30	2018	Konstruksi
46	Pangandaran	70/20 kV	Upr	30	2018	Konstruksi
47	Parungmulya	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
48	Pinayungan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
49	PLTU Pelabuhan Ratu	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
50	Purwakarta	70/20 kV	Ext	30	2018	Konstruksi
51	Rajapaksi	150/20 kV	Ext	60	2018	Energize
52	Rancakasumba	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
53	Rancakasumba New	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
54	Rancanumpang / Gedebage	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
55	Santosa	70/20 kV	Ext	30	2018	Konstruksi
56	Sentul	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
57	Sukatani / Gobel	150 kV	Ext	1 LB	2018	Energize
58	Sunyaragi	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
59	Sunyaragi	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
60	Tasikmalaya	150/70 kV	Ext	100	2018	Konstruksi
61	Tatajabar Sejahtera	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
62	Tegal Luar	150/20 kV	New	120	2018	Pengadaan

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
63	Telukjambe	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
64	Telukjambe	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
65	Telukjambe II	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
66	Ujungberung	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
67	Ujungberung	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
68	Ujungberung	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
69	Artha Metal	150 kV	Ext	1 LB	2019	Pengadaan
70	Babakan Baru	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
71	Balongan	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
72	Bandung Selatan II / Soreang	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
73	Bandung Timur	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
74	Bandung Timur Baru	150/20 kV	New	120	2019	Konstruksi
75	Bandung Utara	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
76	Bekasi	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
77	Bekasi	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
78	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
79	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	150 kV	Ext	-	2019	Rencana
80	Bekasi Utara / Tarumajaya	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
81	Bengkok Baru / Dago II	150/20 kV	New	60	2019	Konstruksi
82	Bogor Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
83	Bogor Baru	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
84	Bogor Baru II / Tajur	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
85	Braga	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
86	Bunar Baru	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
87	Cangkring Baru / Kapetakan	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
88	Cianjur	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
89	Cianjur	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
90	Cianjur II / Sindang Barang	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
91	Ciawi Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
92	Cibabat II / Leuwigajah	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
93	Cibadak Baru II / Cicurug	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
94	Cibeureum	150/20 kV	Ext	60	2019	Konstruksi
95	Cibinong	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
96	Cigereleng	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
97	Cikalong	150/20 kV	New	60	2019	Pengadaan
98	Cikarang Baru Lippo	150/20 kV	Ext	60	2019	Konstruksi
99	Cikarang Baru Lippo	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
100	Cikijing	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
101	Cikijing	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
102	Cikumpay	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
103	Cikumpay II / Sadang	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
104	Cimanggis	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
105	Dayeuhkolot	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
106	Depok II	150/20 kV	Ext	60	2019	Konstruksi
107	Gandul	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
108	Gandul II	150/20 kV	New	200	2019	Pengadaan
109	ITP	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
110	Jababeka II / Pamahan	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
111	Jatibarang	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
112	Jatiluhur Baru	150/20 kV	New	60	2019	Pengadaan
113	Kadipaten Baru	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
114	Kadipaten Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
115	Kadipaten Baru II / Kertajati	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
116	Kedung Badak	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
117	KIIC II / Margakaya	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
118	Kosambi Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
119	Kracak Baru	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
120	Kracak Baru	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
121	Kuningan Baru	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
122	Lembursitu Baru	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
123	Majalaya Baru	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
124	Malangbong Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
125	Malangbong Baru	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
126	Mandala Pratama / Sukajaya	150 kV	New	5 LB	2019	Pengadaan
127	Pabuaran	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
128	Pabuaran	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
129	Padalarang	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
130	Padalarang	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
131	Pelabuhan Ratu Baru	150/20 kV	New	60	2019	Pengadaan
132	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
133	Plasindo	150/20 kV	New	60	2019	Pengadaan
134	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	150 kV	New	4 LB	2019	Pengadaan
135	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
136	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
137	Plumpang	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
138	Poncol Baru	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
139	Poncol Baru II	150/20 kV	New	120	2019	Konstruksi
140	Rajamandala PLTA	150 kV	New	2 LB	2019	Pengadaan
141	Rancakasumba	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
142	Rengasdengklok Baru / Cilamaya	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
143	Salak	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
144	Sawangan	150/20 kV	New	60	2019	Pengadaan
145	Subang Baru / Pamanukan	150/20 kV	New	180	2019	Pengadaan
146	Sukamandi	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
147	Sukamandi	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
148	Sukatani	150 kV	Ext	4 LB	2019	Konstruksi
149	Sukatani New	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
150	Sumedang Baru	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
151	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong	150/20 kV	New	120	2019	Konstruksi
152	Tanggeung / Cianjur Selatan	150/20 kV	New	60	2019	Pengadaan
153	Tasikmalaya New	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
154	Tegal Herang	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
155	Ubrug New / Warung Kiara	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
156	Wayang Windu	150/70 kV	Ext	100	2019	Pengadaan
157	Bogor X	150/20 kV	New	60	2020	Pengadaan

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
158	Bunar Baru	150/20 kV	New	120	2020	Konstruksi
159	Cibatu Baru / Deltamas	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
160	Cikarang Baru Lippo II	150/20 kV	New	240	2020	Rencana
161	Cikumpay	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
162	Fajar Surya Wisesa II / Telaga Murni	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
163	Gandamekar	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
164	Gandamekar II/Cibuntu	150/20 kV	New	100	2020	Rencana
165	Indomulia Cipta Nusantara	150 kV	New	5 LB	2020	Rencana
166	Karangnunggal	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
167	Kosambi Baru	70 kV	Ext	1 LB	2020	Rencana
168	Lagadar II / Bojong	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
169	Muara Tawar	150/20 kV	New	60	2020	Konstruksi
170	Pangandaran Baru / Cikatomas	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
171	Purwakarta	70 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
172	Rancaekek	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
173	Rangkasbitung II	150 kV	Ext	2 LB	2020	Konstruksi
174	Semen Pasific	70 kV	Ext	1 LB	2020	Rencana
175	Sentul City / Cijayanti	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
176	Sentul II	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
177	Sumadra Baru	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
178	Sunyaragi	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
179	Tasikmalaya New	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
180	Teluk Jambe II	150/20 kV	New	1 LB	2020	Rencana
181	Telukjambe II	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
182	Wayang Windu	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
183	Bandung Selatan	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
184	Bandung Selatan	150 kV	Upr	2 LB	2021	Rencana
185	Ciamis	150 kV	Upr	2 LB	2021	Rencana
186	Cibinong	150/20 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
187	Cigereleng	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
188	Cikijing	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
189	Drajat	150 kV	Upr	4 LB	2021	Rencana
190	Garut	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
191	Garut	150 kV	Upr	2 LB	2021	Rencana
192	Jatibarang	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
193	Kamojang	150 kV	Upr	4 LB	2021	Rencana
194	Kanci	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
195	Lagadar	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
196	Patimban	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
197	Rancakasumba New	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
198	Rengasdengklok Baru / Cilamaya	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
199	Semen Singa Merah/Nambo	150/20 kV	New	200	2021	Rencana
200	Tasikmalaya	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
201	Tasikmalaya New	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
202	Cibatu Baru / Deltamas	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
203	Cirata Baru	150/20 kV	Upr	60	2022	Rencana
204	Dawuan II / Cipasanggrahan	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
205	Garut II / Leles	150/20 kV	New	60	2022	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
206	Heksa / AUA / AMI / Taman Mekar	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
207	Jababeka II / Pamahan	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
208	Kosambi Baru II	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
209	Lembursitu Baru II / Sukalarang	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
210	Maligi	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
211	Mandala Pratama / Sukajaya	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
212	Mandirancan	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
213	Mandirancan	150 kV	Ext	-	2022	Rencana
214	Pameungpeuk Baru	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
215	PLTP Cibuni	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
216	Rancakasumba New	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
217	Sukamandi	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
218	Sumadra Baru	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
219	Tambun II / Pasar Kalong	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
220	Tanggeung	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
221	Ujungberung II / Bojong Jati	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
222	Braga	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
223	Cangkring Baru / Kapetakan	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
224	Cibabat III / Gunung Batu	150/20 kV	New	100	2023	Rencana
225	Cileungsi II / Jonggol	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
226	Karangnunggal	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
227	KIIC II / Margakaya	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
228	Padalarang Baru II	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
229	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
230	Pameungpeuk Baru	150/20 kV	New	120	2023	Rencana
231	PLTP Tangkuban Perahu I	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
232	Tambun II / Pasar Kalong	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
233	Tambun III / Mustika Jaya	150/20 kV	New	100	2023	Rencana
234	Tanggeung / Cianjur Selatan	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
235	Telukjambe II	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
236	Bandung Selatan II / Soreang	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
237	Bengkok Baru / Dago II	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
238	Bogor Kota	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
239	Cianjur II / Sindang Barang	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
240	Cibadak Baru II / Cicurug	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
241	Cibinong II	150/20 kV	New	120	2024	Rencana
242	Cikumpay II / Sadang	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
243	Jatirangon II / Cibubur	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
244	Kadipaten Baru II / Kertajati	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
245	Kedung Badak Baru II / Kencana	150/20 kV	New	120	2024	Rencana
246	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
247	PLTU Indramayu / Sumur Adem	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
248	Rancaekek II	150/20 kV	New	120	2024	Rencana
249	Rancakasumba	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
250	Rancakasumba II / Sangian	150/20 kV	New	120	2024	Rencana
251	Subang Baru / Pamanukan	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
252	Sukatani / Gobel	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
253	Sumedang Baru	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
254	Balongan	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
255	Cangkring Baru	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
256	Ciamis	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
257	Ciawi Baru II / Cisarua	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
258	Cikasungka	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
259	Cikasungka II / Nagreg	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
260	Fajar Surya Wisesa II / Telaga Murni	150/20 kV	Ext	100	2025	Rencana
261	Jui Shin Indonesia	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
262	Kiarapayung	150/20 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
263	Kiarapayung II / Mulyasejati	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
264	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
265	Parungmulya	150/20 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
266	Parungmulya II / Kutanegara	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
267	Peruri II	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
268	Rancanumpang / Gedebage	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
269	Sunyaragi II/Danamulya	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
270	Gandamekar II / Cibuntu	150/20 kV	Ext	100	2026	Rencana
271	Gandul II	150/20 kV	Ext	100	2026	Rencana
272	Halim	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
273	Majalaya Baru	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
274	Rengasdengklok Baru / Cilamaya	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
275	Tasikmalaya New	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
276	Tegal Luar	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
277	Babakan Baru	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
278	Bengkok Baru / Dago II	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
279	Cibeureum	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
280	Cibeureum II	150/20 kV	New	120	2027	Rencana
281	Cileungsi III / Pasir Angin	150/20 kV	New	200	2027	Rencana
282	Garut II / Leles	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
283	Heksa / AUA / AMI / Taman Mekar	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
284	Jonggol	150 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
285	KIIC II / Margakaya	150/20 kV	Ext	2 LB	2027	Rencana
286	Lembursitu Baru II / Sukalarang	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
287	Maligi	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
288	Panasia II / Warung Lobak	150/20 kV	New	120	2027	Rencana
289	Patimban	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
290	Pertiwi Lestari	150/20 kV	New	120	2027	Rencana
291	Rancaekek II	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
292	Sumadra Baru	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
293	Tamansari	150/20 kV	New	120	2027	Rencana
294	Ujungberung II / Bojong Jati	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
295	Bekasi	500/150 kV	Spare	167	2018	Konstruksi
296	Cibatu	500/150 kV	Spare	167	2018	Konstruksi
297	Cibatu Baru / Deltamas	500/150 kV	New	1000	2018	Konstruksi
298	Cirata	500/150 kV	Ext	500	2018	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
299	Gandul	500/150 kV	Ext	500	2018	Konstruksi
300	Gandul	500/150 kV	Spare	167	2018	Konstruksi
301	Muara Tawar	500/150 kV	Spare	167	2018	Konstruksi
302	Ujungberung	500/150 kV	Spare	167	2018	Konstruksi
303	Bandung Selatan	500 kV	Ext	2 Dia	2019	Konstruksi
304	Bekasi	500 kV	Ext	2 Dia	2019	Pengadaan
305	Cibatu Baru / Deltamas	500 kV	Ext	2 Dia	2019	Pengadaan
306	Cibatu Baru II / Sukatani	500/150 kV	Ext	1000	2019	Pengadaan
307	Cibatu Baru II / Sukatani	500/150 kV	New	4 Dia	2019	Pengadaan
308	Cikalong	500/150 kV	New	1000	2019	Pengadaan
309	Gandul	500 kV	Upr	2 Dia	2019	Pengadaan
310	Indramayu	500 kV	New	4 Dia	2019	Pengadaan
311	Mandirancan	500 kV	Ext	-	2019	Pengadaan
312	Mandirancan	500 kV	Ext	2 Dia	2019	Pengadaan
313	Tambun	500/150 kV	New	1000	2019	Pengadaan
314	Tambun	500/150 kV	Ext	1000	2019	Pengadaan
315	Ubrug	500/150 kV	New	1000	2019	Pengadaan
316	Bogor X	500/150 kV	New	1000	2020	Pengadaan
317	Depok	500 kV	Upr	2 Dia	2020	Rencana
318	Gandul	500 kV	Upr	2 Dia	2020	Rencana
319	Muara Tawar	500/150 kV	Ext	1000	2020	Konstruksi
320	Switching Bekasi	500 kV	New	4 Dia	2020	Rencana
321	Bandung Selatan	500 kV	Ext	-	2021	Rencana
322	Mandirancan	500 kV	Ext	-	2021	Rencana
323	Gandul	500 kV	Ext	1 Dia	2022	Rencana
324	Mandirancan	500 kV	Ext	2 Dia	2022	Rencana
325	Mandirancan	500/150 kV	Ext	500	2022	Konstruksi
326	PLTGU Jawa-1	500 kV	New	4 Dia	2022	Rencana
327	PLTU Jawa-1	500 kV	Ext	2 Dia	2022	Rencana
328	Jawa-3 PLTU	500 kV	New	2 Dia	2024	Rencana
329	Jawa-3 Switching	500 kV	New	4 Dia	2024	Rencana
330	Upper Cisokan PLTA PS	500 kV	New	4 Dia	2024	Rencana
331	Matenggeng PLTA PS	500 kV	New	4 Dia	2025	Rencana
332	Bogor X (Converter Station)	500 kV	New	3000	2026	Pengadaan
JUMLAH				29275		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2027, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel B3.15.

Tabel B3.15. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	2.758	2.215	657	725.739
2019	4.736	3.887	598	726.409
2020	4.128	4.298	831	732.686
2021	4.390	4.588	905	740.788
2022	4.671	4.831	832	748.675

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2023	4.972	5.127	747	755.658
2024	5.300	5.293	779	761.280
2025	5.656	5.311	794	765.452
2026	6.043	5.352	860	768.391
2027	6.463	5.461	958	770.179
Jumlah	49.117	46.363	7.961	7.495.258

Pengembangan Listrik Perdesaan sudah termasuk dalam bagian Pengembangan Sistem Distribusi, untuk detail Pengembangan Listrik Perdesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik Perdesaan sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel B3.16.

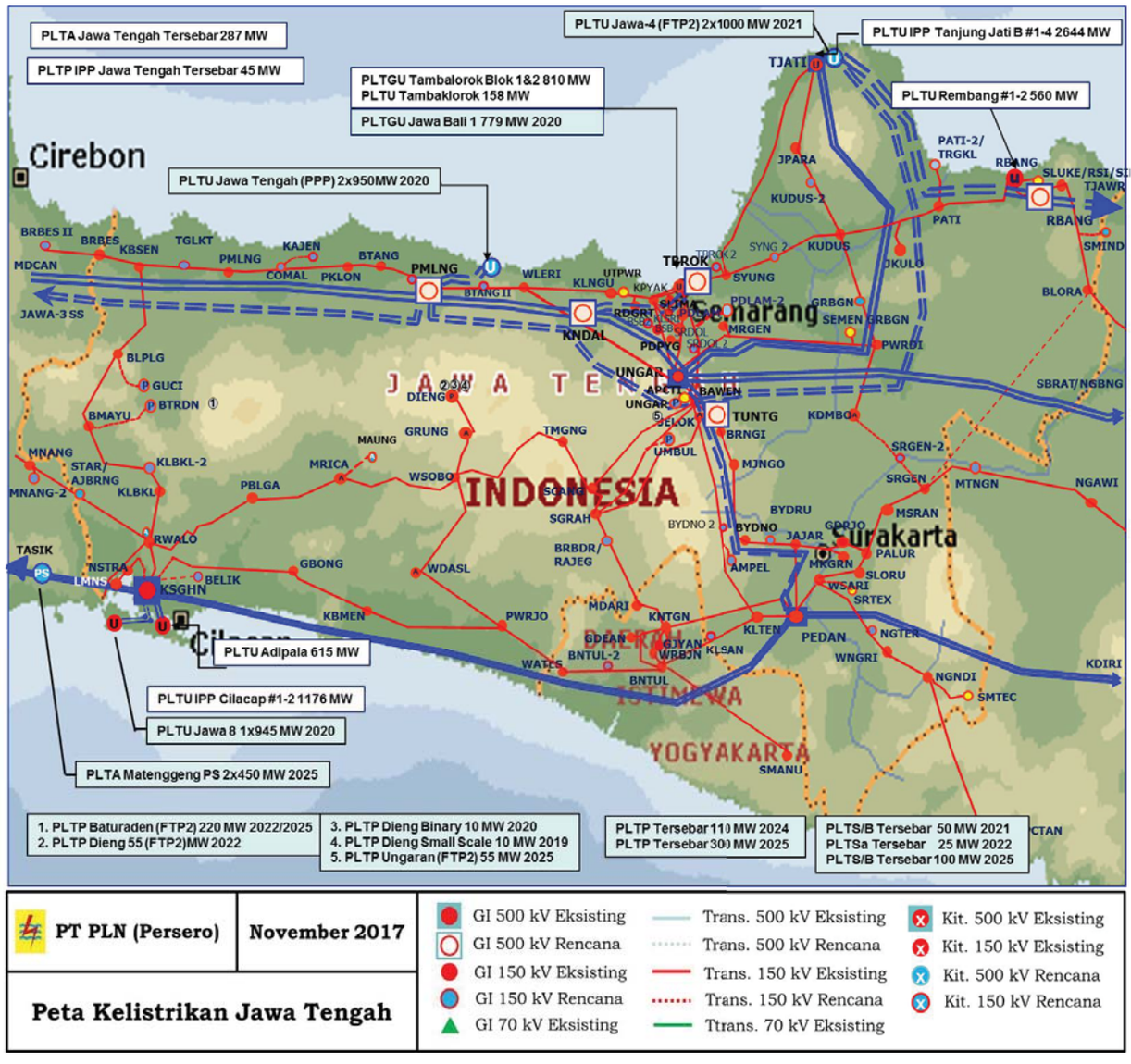
Tabel B3.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2018	145	302	8,30	148	-	12.259
2019	43	24	4,00	160	-	12.259
2020	129	46	8,98	359	-	89.500
2021	110	44	9,13	365	-	6.069
2022	43	24	4,00	160	-	50.500
2023	41	23	3,80	152	-	47.975
2024	39	22	3,60	144	-	45.450
2025	39	22	3,60	144	-	45.450
2026	37	21	3,40	136	-	42.925
2027	33	18	3,00	120	-	37.875

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 2017 sekitar 3.637 MW yang tercapai pada bulan September 2017. Sementara pembangkit yang terkoneksi ke jaringan 500 kV dan 150 kV dengan kapasitas hingga 7.152 MW. Pembangkit listrik di Jawa Tengah yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTU Tanjung Jati B, PLTU Adipala, dan PLTU Cilacap Exp. 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 3.500 MVA. Sistem tenaga listrik Provinsi Jawa Tengah terdiri atas 3 subsistem yaitu:

1. 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.
2. GITET Pedan dan GITET Kesugihan memasok Kota Surakarta, Kab. Wonosobo, Kab. Wonogiri, Kab. Tumenggung, Kab. Magelang, Kab. Klaten, Kab. Wonosobo, Kab. Sragen dan DIY.
3. 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- 2016 serta estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan di Provinsi Jawa Tengah ditunjukkan pada Tabel B4.1 dan Tabel B4.2

Tabel B4.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	7.308	7.898	8.522	9.301	9.807	10.370	10.627
2	Bisnis	1.715	1.834	2.007	2.154	2.339	2.585	2.685
3	Publik	1.057	1.129	1.201	1.278	1.360	1.493	1.571
4	Industri	5.236	5.738	6.476	6.898	6.901	7.228	7.701
Jumlah		15.316	16.600	18.205	19.631	20.408	21.675	22.584
Pertumbuhan (%)		6,41	8,39	9,67	7,84	3,96	6,21	4,19

Tabel B4.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	6.692,7	7.153,4	7.591,6	7.922,1	8.283,6	8.551,0	8.912,1
2	Bisnis	209,3	220,4	235,4	254,0	274,0	306,7	348,7
3	Publik	214,3	227,3	241,4	253,6	268,9	284,3	306,8
4	Industri	5,0	5,4	6,0	6,5	7,1	7,7	8,9
Jumlah		7.121	7.606	8.074	8.436	8.834	9.150	9.576
Pertumbuhan (%)		5,73	6,81	6,15	4,48	4,71	3,58	4,66

Sedangkan rincian (lokasi, kapasitas dan daya mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B4.3.

Tabel B4.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No	Sistem Tenaga Listrik	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Pemilik
1	Jawa Bali	Jelok	PLTA	Air	20,5	20,4	Indonesia Power

No	Sistem Tenaga Listrik	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Pemilik
2	Jawa Bali	Timo	PLTA	Air	12,0	11,9	Indonesia Power
3	Jawa Bali	Ketenger	PLTA	Air	8,0	8,5	Indonesia Power
4	Jawa Bali	Gerung	PLTA	Air	26,4	26,4	Indonesia Power
5	Jawa Bali	Wonogiri	PLTA	Air	12,4	-	Indonesia Power
6	Jawa Bali	Sempor	PLTA	Air	1,0	-	Indonesia Power
7	Jawa Bali	Mrica	PLTA	Air	180,9	179,4	Indonesia Power
8	Jawa Bali	Wadas Lintang	PLTA	Air	18,0	18,0	Indonesia Power
9	Jawa Bali	Kedung Ombo	PLTA	Air	22,5	22,3	Indonesia Power
10	Jawa Bali	Lambu	PLTA	Air	1,2	-	Indonesia Power
11	Jawa Bali	Pengkol	PLTA	Air	1,4	-	Indonesia Power
12	Jawa Bali	Selorejo	PLTA	Air	1,4	-	Indonesia Power
13	Jawa Bali	Tambak Lorok 1-2	PLTU	BBM	100,0	-	Indonesia Power
14	Jawa Bali	Tambak Lorok 3	PLTU	BBM	200,0	158,0	Indonesia Power
15	Jawa Bali	Tambak Lorok Blok 1	PLTGU	BBM	517,0	405,0	Indonesia Power
16	Jawa Bali	Tambak Lorok Blok 2	PLTGU	BBM	517,0	405,0	Indonesia Power
17	Jawa Bali	Cilacap	PLTG	BBM	55,0	-	Indonesia Power
18	Jawa Bali	Dieng	PLTP	Panas Bumi	60,0	45,0	IPP
19	Jawa Bali	Cilacap 1-2	PLTU	Batubara	600,0	562,0	IPP
20	Jawa Bali	Tanjung Jati B 1-2	PLTU	Batubara	1.420,0	1.321,6	PLN
21	Jawa Bali	Tanjung Jati B 3-4	PLTU	Batubara	1.420,0	1.322,2	PLN
22	Jawa Bali	Rembang	PLTU	Batubara	630,0	560,0	PLN
23	Jawa Bali	Adipala	PLTU	Batubara	660,0	615,0	PLN
24	Jawa Bali	Cilacap Exp.	PLTU	Batubara	660,0	614,0	IPP
25	Karimun Jawa	PLTD Indonesia Power	PLTD	BBM	5,0	3,6	Indonesia Power
26	Karimun Jawa	PLTD Pemda	PLTD	BBM	0,8	0,8	Pemda
27	Karimun Jawa	PLTD Sewa	PLTD	BBM	0,8	0,8	Swasta
28	Karimun Jawa	PLTD HSD	PLTD	BBM	0,8	0,8	PLN
JUMLAH					7.152,1	6.300,7	

Untuk gardu induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B4.4, sedangkan aset distribusi ditunjukkan pada Tabel B4.5.

Tabel B4.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk Eksisting (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	150
4	GI Srondol	150/20	2	92
5	GI Weleri	150/20	2	76
6	GI Kaliwungu	150/20	2	120
7	GI Purwodadi	150/20	3	150
8	GI Kedungombo PLTA	150/20	1	16
9	GI Kalisari	150/20	2	120
10	GI Sayung	150/20	3	150
11	GI Simpang Lima	150/20	2	120

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
12	GI Randu Garut (GIS)	150/20	2	120
13	GI Pudak Payung (GIS)	150/20	1	60
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	90
19	GI Blora	150/20	2	90
20	GI Cepu	150/20	2	90
21	GI Jepara	150/20	2	120
22	GI Jekulo	150/20	2	90
23	GI Tanjung Jati	150/20	1	60
24	GI Ungaran	150/20	2	120
25	GI Beringin	150/20	2	120
26	GI Bawen	150/20	2	120
27	GI Palur	150/20	3	180
28	GI Gondang Rejo	150/20	2	120
29	GI Jajar	150/20	3	136
30	GI Sragen	150/20	3	180
31	GI Wonosari	150/20	3	140
32	GI Wonogiri	150/20	2	120
33	GI Nguntoronadi	150/20	1	60
34	GI Mangkunegaran	150/20	2	120
35	GI Solo Baru	150/20	2	120
36	GI Masaran	150/20	2	120
37	GI Sanggrahan	150/20	3	150
38	GI Purworejo	150/20	3	150
39	GI Secang	150/20	2	90
40	GI Temanggung	150/20	2	90
41	GI Klaten	150/20	3	120
42	GI Mojosongo	150/20	2	120
43	GI Banyudono	150/20	3	180
44	GI Pedan	150/20	2	120
45	GI Kalibakal	150/20	5	220
46	GI Purbalingga	150/20	2	120
47	GI Wonosobo	150/20	2	90
48	GI Rawalo	150/20	2	90
49	GI Mrica PLTA	150/20	2	120
50	GI Garung PLTA	150/20	1	30
51	GI Dieng	150/20	1	30
52	GI Kebasen	150/20	4	200
53	GI Pemalang	150/20	3	180
54	GI Bumiayu	150/20	2	90
55	GI Brebes	150/20	3	150
56	GI Balapulang	150/20	1	60

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
57	GI Pekalongan	150/20	3	180
58	GI Batang	150/20	3	150
59	GI Lomanis	150/20	3	110
60	GI Gombong	150/20	3	110
61	GI Majenang	150/20	3	110
62	GI Wadaslintang	150/20	1	16
63	GI Kebumen	150/20	2	90
64	GI Semen Nusantara	150/20	1	60
65	GI Kesugihan	150/20	1	60
Jumlah			146	7516

Tabel B4.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Distribusi (MVA)	JTR (kms)
2011	43.137	4.536	46.965
2012	43.652	4.618	47.557
2013	44.360	4.577	45.523
2014	44.550	5.627	45.312
2015	43.810	4.952	45.657
2016	44.376	5.186	47.333
2017	45.836	5.592	46.545

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 2018 – 2027 diberikan pada Tabel B4.8, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 6,98 %.

Tabel B4.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	11.472,2	11.975,9	12.377,1	12.853,4	13.344,3	13.851,1	14.370,2	14.909,8	15.502,4	16.112,6
2	Bisnis	2.941,4	3.221,9	3.535,6	3.954,0	4.423,6	4.952,3	5.541,2	6.209,8	7.027,6	7.956,0
3	Publik	1.648,6	1.752,7	1.865,3	2.008,8	2.163,6	2.330,7	2.509,5	2.704,0	2.930,8	3.175,8
4	Industri	8.245,0	8.933,0	9.566,5	10.412,6	11.455,5	12.386,6	13.376,3	14.451,4	15.720,4	17.088,8
	Jumlah	24.307,2	25.883,4	27.344,5	29.228,8	31.387,0	33.520,8	35.797,2	38.275,0	41.181,3	44.333,2
	Pertum-buhan (%)	7,63	6,48	5,64	6,89	7,38	6,80	6,79	6,92	7,59	7,65

Tabel B4.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah	9.158,1	9.323,2	9.382,8	9.440,8	9.497,3	9.552,1	9.605,1	9.656,5	9.705,6	9.751,5

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	Tangga										
2	Bisnis	476,0	516,7	561,0	620,1	683,7	752,3	825,4	904,8	998,5	1.099,5
3	Publik	317,6	334,9	353,4	377,0	402,1	429,0	457,4	488,0	523,3	561,1
4	Industri	9,3	9,7	10,1	10,6	11,1	11,6	12,2	12,8	13,4	14,0
	Jumlah	9.960,9	10.184,5	10.307,4	10.448,6	10.594,3	10.745,0	10.900,1	11.062,1	11.240,8	11.426,2
	Pertumbuhan (%)	3,06	2,24	1,21	1,37	1,39	1,42	1,44	1,49	1,62	1,65

Tabel B4.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	6,25	24.307	26.059	3.936	9.960.912
2019	6,93	25.883	27.692	4.150	10.184.479
2020	7,38	27.344	29.184	4.340	10.307.409
2021	7,36	29.229	31.171	4.599	10.448.618
2022	7,34	31.387	33.410	4.891	10.594.278
2023	7,31	33.521	35.606	5.173	10.745.007
2024	7,29	35.797	37.956	5.473	10.900.084
2025	7,27	38.275	40.505	5.796	11.062.133
2026	7,21	41.181	43.497	6.178	11.240.834
2027	7,15	44.333	46.736	6.589	11.426.184
Pertumbuhan	7,15%	6,98%	6,80%	5,98%	1,69%

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 tenaga air yang dapat dikembangkan mencapai 360 MW dan panas bumi yang diperkirakan mencapai 1.981 MW 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 sebesar 0,82 juta ton.

Saat ini pasokan gas untuk PLTGU Tambak Lorok sudah mulai tercukupi, yaitu dari Lapangan Gundih (SPP) dan dari Lapangan Kepodang (Petronas).

Selain itu Pertagas berencana untuk membangun pipa gas Trans-Jawa yang rencananya akan dibangun dengan menghubungkan Gresik, Tambak Lorok, Cirebon hingga ke Bekasi/Jakarta. Pembangunan pipa Trans-Jawa itu 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 terdapat potensi energi angin sebesar 40 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 2027 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B4.10.

Tabel B4.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	55	-	-	55
PLTGU	-	-	779	-	-	-	-	-	-	-	779
Jumlah	**-**	**-**	**779**	**-**	**-**	**-**	**-**	**55**	**-**	**-**	**834**
IPP											
PLTU	-	-	2.845	2.000	-	-	-	-	-	-	4.845
PLTP	-	10	10	-	105	-	110	210	-		445
PLTM	-	16	8	-	-	-	-	-	-	-	24
Jumlah	**-**	**26**	**2.863**	**2.000**	**105**	**-**	**110**	**210**	**-**	**-**	**5.314**
Unallocated											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	260	-	-	260
PS	-	-	-	-	-	-	-	900	-	-	900
PLT Lain	-	-	-	50	25	-	-	100	-	-	175
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**50**	**25**	**-**	**-**	**1.260**	**-**	**-**	**1.335**
Jumlah											
PLTU	-	-	2.845	2.000	-	-	-	-	-	-	4.845
PLTP	-	10	10	-	105	-	110	525	-	-	760
PLTGU	-	-	779	-	-	-	-	-	-	-	779
PLTM	-	16	8	-	-	-	-	-	-	-	24

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PS	-	-	-	-	-	-	-	900	-	-	900
PLT Lain	-	-	-	50	25	-	-	100	-	-	175
Jumlah	**-**	**26**	**3.642**	**2.050**	**130**	**-**	**110**	**1.525**	**-**	**-**	**7.483**

Tabel B4.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTM	Banyubiru	0,17	2019	Konstruksi	IPP
2	Jawa Bali	PLTM	Karekan	8	2019	Pendanaan	IPP
3	Jawa Bali	PLTM	Kunci Putih	0,9	2019	Pendanaan	IPP
4	Jawa Bali	PLTM	Pageruyung (Damar)	2,07	2019	Pendanaan	IPP
5	Jawa Bali	PLTM	Kincang 1	0,35	2020	Pendanaan	IPP
6	Jawa Bali	PLTM	Tanjung Tirta	8	2020	Pendanaan	IPP
7	Jawa Bali	PLTM	Pageruyung-1	4,4	2019	Pendanaan	IPP
8	Jawa Bali	PLTP	Dieng Small Scale	10	2019	Rencana	IPP
9	Jawa Bali	PLTU	Jawa-8	945	2020	Konstruksi	IPP
10	Jawa Bali	PLTU	Jawa Tengah (PPP)	950	2020	Konstruksi	IPP
11	Jawa Bali	PLTU	Jawa Tengah (PPP)	950	2020	Konstruksi	IPP
12	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-Bali 1	779	2020	Pendanaan	PLN
13	Jawa Bali	PLTP	Dieng Binary	10	2020	Rencana	IPP
14	Jawa Bali	PLTU	Jawa-4 (FTP2)	1000	2021	Konstruksi	IPP
15	Jawa Bali	PLTU	Jawa-4 (FTP2)	1000	2021	Konstruksi	IPP
16	Jawa Bali	PLTS/B	Tersebar	50	2021	Rencana	*Unallocated*
17	Jawa Bali	PLTP	Baturaden/Slamet (FTP2)	50	2022	Rencana	IPP
18	Jawa Bali	PLTP	Dieng (FTP2)	55	2022	Pendanaan	IPP
19	Jawa Bali	PLTSa	Tersebar	10	2022	Rencana	*Unallocated*
20	Jawa Bali	PLTSa	Tersebar	15	2022	Rencana	*Unallocated*
21	Jawa Bali	PLTP	Tersebar	110	2024	Rencana	IPP
22	Jawa Bali	PLTP	Tersebar	40	2025	Rencana	IPP
23	Jawa Bali	PLTP	Baturaden/Slamet (FTP2)	85	2025	Rencana	IPP
24	Jawa Bali	PS	Matenggeng PS	225	2025	Rencana	*Unallocated*
25	Jawa Bali	PS	Matenggeng PS	225	2025	Rencana	*Unallocated*
26	Jawa Bali	PS	Matenggeng PS	225	2025	Rencana	*Unallocated*
27	Jawa Bali	PS	Matenggeng PS	225	2025	Rencana	*Unallocated*
28	Jawa Bali	PLTP	Ungaran (FTP2)	55	2025	Rencana	PLN
29	Jawa Bali	PLTP	Baturaden/Slamet (FTP2)	85	2025	Rencana	IPP
30	Jawa Bali	PLTS/B	Tersebar	100	2025	Rencana	*Unallocated*
31	Jawa Bali	PLTP	Tersebar	260	2025	Rencana	*Unallocated*
JUMLAH				7.483			

Di Provinsi Jawa Tengah terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Maung 350 MW

-	PLTA	Rawalo-2	10,3	MW
-	PLTM	Adipasir 1	0,34	MW
-	PLTM	Adipasir 2	0,34	MW
-	PLTM	Ambal	2,1	MW
-	PLTM	Binangun	3,75	MW
-	PLTM	Dadapayam	3	MW
-	PLTM	Gelang	0,3	MW
-	PLTM	Gumiwang	0,4	MW
-	PLTM	Gunung Wugul	3	MW
-	PLTM	Harjosari	9,9	MW
-	PLTM	Jimat	0,5	MW
-	PLTM	Kaliwadas	0,35	MW
-	PLTM	Lambur	8	MW
-	PLTM	Mojoagung	1,6	MW
-	PLTM	Pagarpelah	3,2	MW
-	PLTM	Preng-1	1,8	MW
-	PLTM	Preng-2	4,5	MW
-	PLTM	Prukut Sambirata	1,5	MW
-	PLTM	Serayu 3	3,5	MW
-	PLTM	Tulis (IPP)	9	MW
-	PLTM	Begaluh 1	2,8	MW
-	PLTM	Begaluh 2	3,6	MW
-	PLTM	Banjaran	1,8	MW
-	PLTM	Palumbungan	1,6	MW
-	PLTP	Dieng (FTP2)	55	MW
-	PLTP	Umbul Telumoyo (FTP2)	55	MW
-	PLTP	Dieng (FTP2)	55	MW
-	PLTP	Gunung Lawu	55	MW
-	PLTP	Mangunan-Wanayasa	40	MW
-	PLTS & PLTB (Hybrid)	Tegal	220	MW
-	PLTS	Waduk Gajahmungkur	100	MW
-	PLTS	Kedung Ombo	100	MW
-	PLTSa	Semarang	10	MW
-	PLTSa	Surakarta	15	MW
-	PLTSa	Pekalongan	5-10	MW

Potensi pembangkit tersebut di atas dan potensi setempat lainnya di luar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel B4.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, 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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel pembangunan jaringan transmisi B4.12`

Tabel B4.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV AC		817	40	14				412			1.283
150 kV	493	585	433	100	434		30	64	40	4	2.183
Jumlah	493	1.402	473	114	434	-	30	476	40	4	3.466

Tabel B4.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Batang	Weleri	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	62	2018	Konstruksi
2	Batang New	Inc. (Batang - Weleri)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40	2018	Konstruksi
3	Kebasen	Pemalang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	56	2018	Konstruksi
4	New Rawalo / Kesugihan	Rawalo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	3,6	2018	Konstruksi
5	Pedan	Wonosari	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	44,28	2018	Konstruksi
6	Pekalongan	Batang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	32,8	2018	Konstruksi
7	Pemalang	Pekalongan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	62	2018	Konstruksi
8	Sayung	Tx. (Bawen - Tambak Lorok)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2018	Konstruksi
9	Semen Indonesia	Inc. (Rembang - Blora)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	16	2018	Konstruksi
10	Sinar Tambang Arta Lestari / Ajibarang	Inc. (Rawalo - Majenang)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	36	2018	Energize
11	Tanjung Jati	Sayung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	120	2018	Konstruksi
12	Ampel	Inc. (Bawen - Klaten)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
13	Ampel New / Tuntang New	Inc. (Bawen - Klaten)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2019	Pengadaan
14	Ampel New / Tuntang New	Inc. (Beringin - Jelok)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	10	2019	Pengadaan
15	Banyudono	Inc. (Mojosongo - Jajar)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	0,2	2019	Pengadaan
16	Beringin	Mojosongo	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	60	2019	Pengadaan
17	Beringin	Jelok	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	16	2019	Pengadaan
18	Gondangrejo	Jajar	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	18,88	2019	Pengadaan
19	Jelok	Sanggrahan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	86	2019	Pengadaan
20	Kudus	Jepara	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	53,4	2019	Pengadaan
21	Kudus II / Nalumsari	Inc. (Kudus - Jepara)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
22	Masaran	Inc. (Palur - Sragen)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4	2019	Konstruksi
23	Masaran	Sragen	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	12,3	2019	Pengadaan
24	Medari	Kentungan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	22	2019	Pengadaan
25	Palur	Masaran	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	12,3	2019	Pengadaan
26	Pandean Lamper	Simpang Lima	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6	2019	Pengadaan
27	Pandean Lamper II / Banget Ayu	Inc. (Tambak Lorok - Bawen)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2019	Pengadaan
28	Pati II / Trangkil	Pati	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
29	Pedan	Solo Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
30	Pekalongan II / Comal	Inc. (Pekalongan - Pemalang)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40	2019	Konstruksi
31	Rawalo	Kalibakal	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	32	2019	Pengadaan
32	Sanggrahan	Medari	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	56	2019	Pengadaan
33	Simpang Lima	Kalisari	150 kV	New, 2 cct, SKTT	6	2019	Pengadaan
34	Tambak Lorok II / Gajah	Sayung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2019	Pengadaan
35	Tanjung Jati	Jepara	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	48,2	2019	Pengadaan
36	Batang II / Limpung	Inc. (Batang - Weleri)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	60	2020	Rencana
37	Kalibakal	Bumiayu	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	70,12	2020	Rencana
38	Kebasen II / Tegal Kota / Kemantran	Inc. (Pemalang - Kebasen)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	10	2020	Rencana
39	Majenang II / Sidareja	Majenang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2020	Rencana
40	Medari	Inc. (Sanggrahan - Kentungan)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2020	Rencana
41	Palur	Gondangrejo	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	11,6	2020	Rencana
42	Purbalingga II / Belik	New Rawalo / Kesugihan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2020	Rencana
43	Semen Grobogan	Inc. (Mranggen - Purwodadi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2020	Rencana
44	Semen Indonesia Rembang / Smelter Rembang / Sluke II	PLTU Rembang / Sluke	150 kV	New, 2 cct, SUTT	16	2020	Rencana
45	Tambak Lorok III	Ungaran	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	58,2	2020	Rencana
46	Tambak Lorok III	Pandean Lamper	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	12,6	2020	Rencana
47	Tambak Lorok III	Tambak Lorok	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2020	Rencana
48	Ungaran	Jelok	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	40	2020	Rencana
49	Weleri	Kaliwungu	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	43,9	2020	Rencana
50	Brebes II / Ketanggungan	Inc. (Brebes-CEP)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2021	Rencana
51	Pekalongan III / Kajen	Pekalongan II / Comal	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2021	Rencana
52	Sanggrahan II / Rajeg	Inc. (Sanggrahan - Medari)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2021	Rencana
53	Semen Ultratech	Nguntoronadi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2021	Rencana
54	Tawangsari (Sritex)	Inc. (Wonogiri - Wonosari)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2021	Rencana
55	BSB II / Gunung Pati	BSB (Bukit Semarang Baru)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2022	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
56	Kalibakal II	Inc. (Kalibakal - Bumiayu)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40	2022	Rencana
57	Kesugihan	Purworejo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	190	2022	Rencana
58	Palur II / Karanganyar	Wonogiri	150 kV	New, 2 cct, SUTT	42	2022	Rencana
59	PLTP Baturaden / Slamet	Bumiayu	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2022	Rencana
60	Sragen	Blora	150 kV	New, 2 cct, SUTT	132	2022	Rencana
61	PLTP Guci	Balapulang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2024	Rencana
62	Sragen II	Inc. (Sragen - Blora)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2024	Rencana
63	PLTP Ungaran	Bawen	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2025	Rencana
64	Sayung II / Demak	Inc. (Sayung - Kudus)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2025	Rencana
65	Banyudono II / Tulung	Inc. (Bawen - Klaten)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2026	Rencana
66	Bawen II / Karangjati	Inc. (Bawen - Ungaran)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2026	Rencana
67	Srondol II / Kedungmundu	Inc. (Tambak Lorok - Bawen)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2027	Rencana
68	Ampel / Tuntang	Inc. (Ungaran - Pedan)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	2	2019	Pengadaan
69	Batang	Inc. (Ungaran - Mandirancan)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	80	2019	Konstruksi
70	Batang	Mandirancan	500 kV	New, 2 cct, SUTET	334	2019	Konstruksi
71	Pedan	Ampel / Tuntang	500 kV	New, 1 cct, SUTET	56	2019	Pengadaan
72	Tanjung Jati B	Tx. (Ungaran - Pedan)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	260	2019	Pengadaan
73	Tx. (Ungaran - Pedan)	Batang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	63	2019	Konstruksi
74	Ungaran	Ampel / Tuntang	500 kV	New, 1 cct, SUTET	22	2019	Pengadaan
75	PLTU Jateng	Batang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	40	2020	Konstruksi
76	Tx. Adipala	Rawalo / Kesugihan	500 kV	New, 2 cct, SUTET	14	2021	Rencana
77	Switching Kendal	Inc. Ungaran - Mandirancan	500 kV	New, 4 cct, SUTET	12	2025	Rencana
78	Tambak Lorok	Switching Kendal	500 kV	New, 2 cct, SUTET	60	2025	Rencana
79	Tanjung Jati	Rembang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	340	2025	Rencana
JUMLAH					3466,38		

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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel B4.14.

Tabel B4.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/150 kV	1.500	2.500	500			1.000		2.000			7.500
150/20 kV	1.050	870	660	510	480	60	540	480	600	540	5.790
Jumlah	2.550	3.370	1.160	510	480	1.060	540	2.480	600	540	13.290

Tabel B4.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Batang	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
2	Batang	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
3	Batang	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
4	Batang New	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
5	Grogol / Solo Baru	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
6	Grogol / Solo Baru	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
7	Jajar	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
8	Kebasen	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
9	Kebumen	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
10	Klaten	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
11	Lomanis	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
12	Medari	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
13	Medari	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
14	New Rawalo / Kesugihan	150 kV	Ext	-	2018	Konstruksi
15	Pandean Lamper	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
16	Pedan	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
17	Pedan	150 kV	Upr	2 LB	2018	Energize
18	Pekalongan	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
19	Pekalongan	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
20	Pemalang	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
21	Pemalang	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
22	PLTU Rembang / Sluke	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
23	Pudak Payung	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
24	Purbalingga	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
25	Secang	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
26	Semen Indonesia	150/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
27	Semen Nusantara	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
28	Sinar Tambang Arta Lestari / Ajibarang	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
29	Ungaran	150/20 kV	Ext	-	2018	Konstruksi
30	Weleri	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
31	Wonosari	150 kV	Upr	2 LB	2018	Energize
32	Ampel	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
33	Ampel New / Tuntang New	150 kV	New	8 LB	2019	Pengadaan
34	Balapulang	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
35	Banyudono	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
36	Beringin	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
37	Beringin	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
38	Gondangrejo	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
39	Jajar	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
40	Jelok	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
41	Jelok	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
42	Jepara	150 kV	Upr	2 LB	2019	Konstruksi
43	Jepara	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Konstruksi
44	Kalibakal	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
45	Kalisari	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
46	Kentungan	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
47	Kudus	150 kV	Upr	2 LB	2019	Konstruksi
48	Kudus II / Nalumsari	150/20 kV	New	60	2019	Pengadaan
49	Masaran	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
50	Masaran	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
51	Masaran	150/20 kV	Ext	60	2019	Konstruksi
52	Medari	150 kV	Upr	1 LB	2019	Pengadaan
53	Medari	150 kV	Upr	1 LB	2019	Pengadaan
54	Mojosongo	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
55	New Rawalo / Kesugihan	150/20 kV	Ext	60	2019	Konstruksi
56	Palur	150/20 kV	Upr	1 LB	2019	Pengadaan
57	Pandean Lamper	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
58	Pandean Lamper II / Banget Ayu	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
59	Pati	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
60	Pati II / Trangkil	150/20 kV	New	60	2019	Pengadaan
61	Pedan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
62	Pekalongan II / Comal	150/20 kV	New	60	2019	Konstruksi
63	Purwodadi	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
64	Rawalo	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
65	Sanggrahan	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
66	Sanggrahan	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
67	Semen Jawa	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
68	Simpang Lima	150 kV	Upr	4 LB	2019	Pengadaan
69	Solo Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
70	Sragen	150/20 kV	Upr	1 LB	2019	Pengadaan
71	Tambak Lorok II / Gajah	150/20 kV	New	60	2019	Pengadaan
72	Tambak Lorok II / Gajah	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
73	Tanjung Jati	150 kV	Ext	-	2019	Pengadaan
74	Tanjung Jati	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Konstruksi
75	Wadaslintang	150/20 kV	Upr	30	2019	Pengadaan
76	Wonosari	150/20 kV	Upr	60	2019	Konstruksi
77	Wonosobo	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
78	Batang II / Limpung	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
79	BSB (Bukit Semarang Baru)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
80	Bumiayu	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
81	Gondangrejo	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
82	Jelok	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
83	Kalibakal	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
84	Kaliwungu	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
85	Kebasen II / Tegal Kota / Kemantran	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
86	Majenang	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
87	Majenang II / Sidareja	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
88	Medari	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
89	New Rawalo / Kesugihan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
90	New Rawalo / Kesugihan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
91	Palur	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
92	Pandean Lamper	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
93	PLTU Rembang / Sluke	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
94	Purbalingga II / Belik	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
95	Sayung	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
96	Semen Grobogan	150/20 kV	New	60	2020	Konstruksi
97	Semen Indonesia Rembang / Smelter Rembang / Sluke II	150 kV	New	3 LB	2020	Rencana
98	Srondol	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
99	Tambak Lorok	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
100	Tambak Lorok III	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
101	Ungaran	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
102	Ungaran	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
103	Ungaran	150 kV	Ext	-	2020	Rencana
104	Ungaran	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
105	Weleri	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
106	Brebes II / Ketanggungan	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
107	Dieng	150/20 kV	Ext	30	2021	Rencana
108	Gondangrejo	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
109	Kudus II / Nalumsari	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
110	Nguntoronadi	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
111	Pekalongan II / Comal	150/20 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
112	Pekalongan III / Kajen	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
113	PLTU Rembang / Sluke	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
114	Sanggrahan II / Rajeg	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
115	Semen Ultratech	150 kV	New	3 LB	2021	Rencana
116	Tawangsari (Sritex)	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
117	Tawangsari (Sritex)	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
118	Bawen	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
119	Blora	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
120	Brebes	150/20 kV	Upr	60	2022	Rencana
121	BSB (Bukit Semarang Baru)	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
122	BSB II / Gunung Pati	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
123	Bumiayu	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
124	Jepara	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
125	Kalibakal II	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
126	Kaliwungu	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
127	Kesugihan	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
128	Palur II / Karanganyar	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
129	PLTP Baturaden / Slamet	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
130	Purworejo	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
131	Sragen	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
132	Wonogiri	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
133	Ampel New / Tuntang New	150 kV	New	-	2023	Rencana
134	Pati II / Trangkil	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
135	Ampel	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
136	Balapulang	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
137	Gombong	150/20 kV	Upr	60	2024	Rencana
138	Nguntoronadi	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
139	PLTP Guci	150/20 kV	New	60	2024	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
140	Semanu	150/20 kV	Upr	60	2024	Rencana
141	Sragen	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
142	Sragen II	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
143	Tambak Lorok II / Gajah	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
144	Tambak Lorok III	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
145	Bawen	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
146	Blora	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
147	BSB II / Gunung Pati	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
148	Kalibakal II	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
149	Kudus II / Nalumsari	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
150	Mrica PLTA	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
151	PLTP Ungaran	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
152	Sayung II / Demak	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
153	Tambak Lorok	150 kV	Ext	-	2025	Rencana
154	Wonogiri	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
155	Banyudono II / Tulung	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
156	Bawen II / Karangjati	150/20 kV	New	120	2026	Rencana
157	Brebes	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
158	Kebasen II / Tegal Kota / Kemantran	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
159	Palur II / Karanganyar	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
160	Pandean Lamper II / Banget Ayu	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
161	Srondol	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
162	Tanjung Jati	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
163	Tawangsari (Sritex)	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
164	Balapulang	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
165	Cepu	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
166	Kebumen	150/20 kV	Upr	60	2027	Rencana
167	Majenang	150/20 kV	Upr	60	2027	Rencana
168	Pandean Lamper	150/20 kV	Upr	60	2027	Rencana
169	Sanggrahan	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
170	Sinar Tambang Arta Lestari / Ajibarang	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
171	Srondol II / Kedungmundu	150/20 kV	New	120	2027	Rencana
172	Batang	500/150 kV	Ext	1000	2018	Konstruksi
173	Batang	500 kV	New	4 Dia	2018	Konstruksi
174	Rawalo / Kesugihan	500/150 kV	Ext	500	2018	Energize
175	Ampel / Tuntang	500/150 kV	New	1000	2019	Pengadaan
176	Pedan	500 kV	Ext	-	2019	Pengadaan
177	Rawalo / Kesugihan	500/150 kV	Ext	1000	2019	Konstruksi
178	Tanjung Jati B	500/150 kV	Ext	500	2019	Konstruksi
179	Ungaran	500 kV	Ext	-	2019	Pengadaan
180	PLTU Cilacap Exp	500 kV	Ext	1 Dia	2020	Rencana
181	PLTU Jateng	500 kV	New	3 Dia	2020	Konstruksi
182	Ungaran	500/150 kV	Ext	500	2020	Rencana
183	Ampel / Tuntang	500/150 kV	Ext	1000	2023	Rencana
184	Rembang	500/150 kV	New	1000	2025	Rencana
185	Rembang	500 kV	Ext	2 Dia	2025	Rencana
186	Switching Kendal	500 kV	New	4 Dia	2025	Rencana
187	Tambak Lorok	500/150 kV	New	1000	2025	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
188	Tanjung Jati	500 kV	Ext	2 Dia	2025	Rencana
JUMLAH				13290		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2027, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel B4.15.

Tabel B4.15. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	546	486	204	295.754
2019	1.067	1.131	297	223.566
2020	587	622	283	122.930
2021	674	714	338	141.210
2022	695	737	358	145.660
2023	719	762	381	150.729
2024	740	784	402	155.077
2025	774	820	430	162.049
2026	853	904	487	178.702
2027	885	938	521	185.350
Jumlah	7.540	7.898	3.700	1.761.026

Pengembangan Listrik Perdesaan sudah termasuk dalam bagian Pengembangan Sistem Distribusi, untuk detail pengembangan Listrik Perdesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel B4.16.

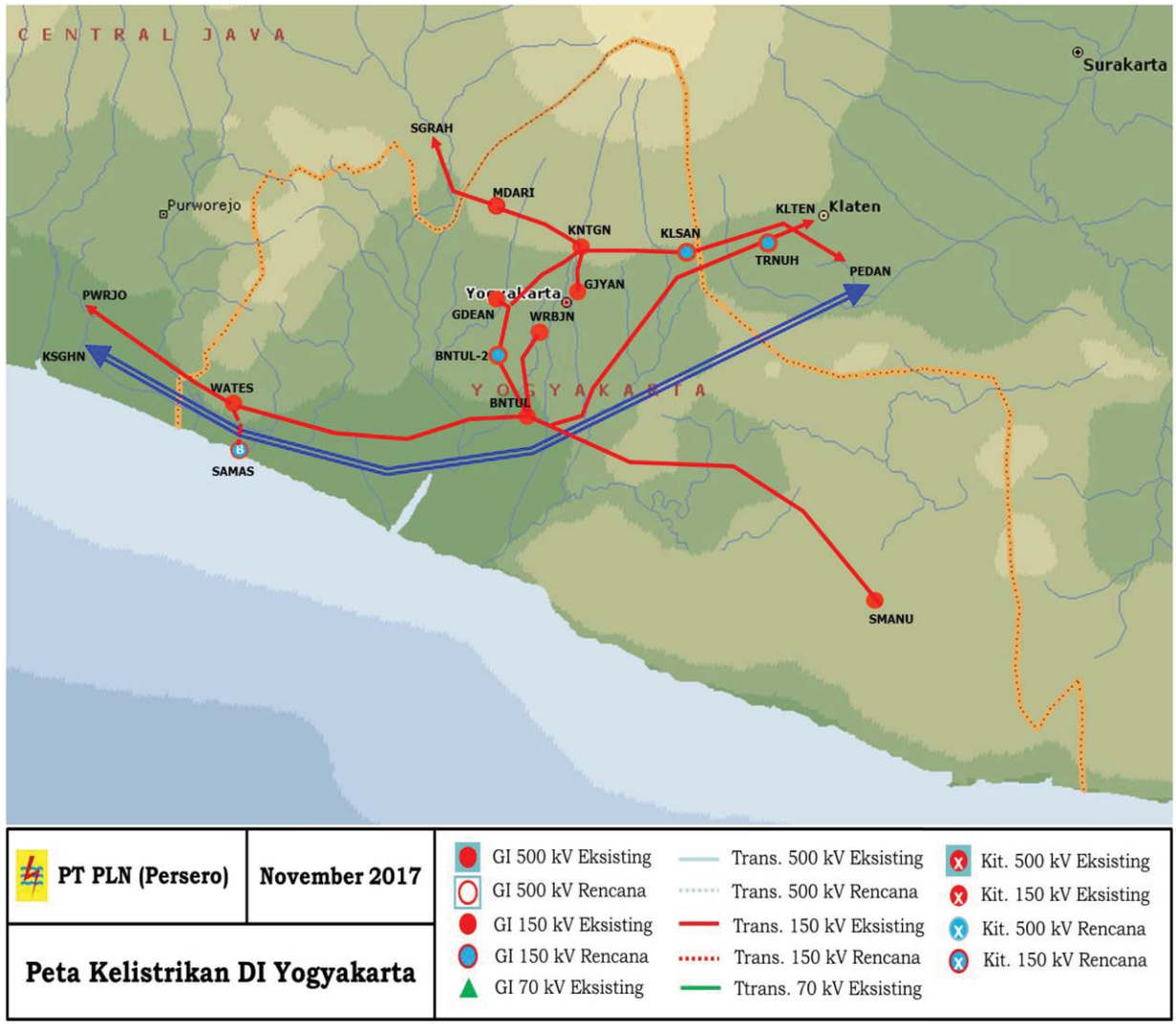
Tabel B4.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	(Ribu)
2018	68	135	7,85	157	-	5.442
2019	32	135	3,88	155	-	5.442
2020	32	135	3,88	155	-	8.385
2021	32	135	3,88	155	-	8.385
2022	32	135	3,88	155	-	84.250
2023	30	129	3,68	147	-	80.038
2024	29	122	3,50	140	-	75.825
2025	29	122	3,50	140	-	75.825
2026	27	115	3,30	132	-	71.613
2027	24	102	2,90	116	-	63.188

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 2017 sekitar 485 MW yang tercapai pada bulan September 2017. Pasokan seluruhnya 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- 2016 serta estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan di Provinsi DIY ditunjukkan pada Tabel B5.1 dan Tabel B5.2.

Tabel B5.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.052	1.144	1.230	1.337	1.376	1.465	1.471

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2	Bisnis	396	442	485	528	570	658	699
3	Publik	229	248	266	282	300	333	338
4	Industri	194	210	225	222	238	242	238
Jumlah		1.870	2.044	2.206	2.370	2.484	2.698	2.745
Pertumbuhan (%)		3,36	9,30	7,93	7,43	4,83	8,62	1,74

Tabel B5.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	789,0	825,0	864,8	897,0	951,6	989,1	1.039,9
2	Komersil	35,1	38,0	40,5	43,3	48,1	57,1	64,2
3	Publik	27,0	28,3	30,0	31,5	33,7	36,2	39,1
4	Industri	0,48	0,50	0,51	0,54	0,59	0,65	0,70
Jumlah		852	892	936	972	1.034	1.083	1.144
Pertumbuhan (%)		3,87	4,73	4,93	3,90	6,34	4,75	5,62

Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B5.3.

Tabel B45.3 Realisasi Kapasitas Gardu Induk Eksisting (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	90
4	GI Wates	150/20	2	90
5	GI Medari	150/20	2	60
6	GI Gejayan (GIS)	150/20	2	120
7	GI Wirobrajan (GIS)	150/20	1	60
8	GI Semanu	150/20	2	90
Jumlah			17	870

Tabel B5.4 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Distribusi (MVA)	JTR (kms)
2011	4.965	1.049	7.723
2012	4.990	700	7.723
2013	5.505	727	7.153
2014	5.505	5.627	7.210
2015	5.426	800	5.522
2016	5.519	833	5.557
2017	5.613	885	5.634

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 2018 – 2027 diberikan pada Tabel B5.7, dengan rata-rata pertumbuhan penjualan energi selama 10 tahun sekitar 3,76 %.

Tabel B5.5. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.559,6	1.652,2	1.725,3	1.748,6	1.771,3	1.793,4	1.814,8	1.835,5	1.855,6	1.875,1
2	Bisnis	738,7	778,2	817,4	856,0	893,9	931,1	967,5	1.003,1	1.038,0	1.072,1
3	Publik	359,2	381,7	404,4	431,6	459,9	488,9	519,1	550,2	585,4	622,1
4	Industri	261,9	274,0	286,2	300,7	315,6	330,8	346,4	362,2	379,7	397,6
	Jumlah	2.919,5	3.086,1	3.233,3	3.336,9	3.440,7	3.544,2	3.647,7	3.751,0	3.858,6	3.966,9
	Pertumbuhan (%)	6,35	5,71	4,77	3,20	3,11	3,01	2,92	2,83	2,87	2,81

Tabel B5.6. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.081,9	1.127,9	1.164,2	1.175,8	1.187,1	1.198,0	1.208,7	1.219,0	1.228,9	1.238,6
2	Bisnis	67,4	70,6	73,7	76,8	79,8	82,7	85,6	88,4	91,1	93,7
3	Publik	41,1	43,0	45,0	47,3	49,7	52,2	54,7	57,3	60,2	63,2
4	Industri	0,72	0,74	0,76	0,79	0,82	0,86	0,89	0,93	0,97	1,01
	Jumlah	1.191,1	1.242,3	1.283,7	1.300,7	1.317,4	1.333,8	1.349,8	1.365,5	1.381,1	1.396,5
	Pertumbuhan (%)	4,13	4,29	3,34	1,32	1,28	1,24	1,20	1,16	1,14	1,11

Tabel B5.7. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,07	2.919	3.131	516	1.191.135
2019	5,10	3.086	3.302	542	1.242.293
2020	5,01	3.233	3.451	564	1.283.735
2021	5,99	3.337	3.559	579	1.300.698
2022	5,98	3.441	3.662	593	1.317.407
2023	5,91	3.544	3.765	607	1.333.775
2024	5,91	3.648	3.868	621	1.349.822
2025	5,85	3.751	3.970	635	1.365.539
2026	6,36	3.859	4.075	649	1.381.133
2027	6,34	3.967	4.182	663	1.396.480
Pertumbuhan	5,75%	3,76%	3,58%	3,14%	2,02%

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 transmisi, gardu induk dan distribusi.

Potensi Sumber Energi

Provinsi D.I.Yogyakarta memiliki potensi panas bumi yang diperkirakan mencapai 10 MWe di lokasi Parangtritis, Gunung Kidul. Selain itu juga terdapat potensi energi angin sebesar 50 MW dan potensi energi angin di lokasi Wates, Bantul sebesar 70 MW.

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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel pembangunan jaringan transmisi B5.9.

Tabel B5.8. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
150 kV	-	8	-	-	88	-	-	-	10	-	106
Jumlah	-	8	-	-	88	-	-	-	10	-	106

Tabel B5.9 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Bantul II / Tuksono	Inc. (Bantul - Wates | Purworejo)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2019	Pengadaan
2	Kentungan II / Kalasan	Inc. (Bantul - Klaten)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2019	Konstruksi
3	Kentungan II / Kalasan	Bantul	150 kV	New, 2 cct, SUTT	44	2022	Rencana
4	Pedan	Kentungan II / Kalasan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	44	2022	Rencana
5	Gejayan II	Kentungan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2026	Rencana
JUMLAH					106		

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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel B5.11.

Tabel B5.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
150/20 kV	60	300	-	60	-	-	120	-	60	60	660
Jumlah	60	300	-	60	-	-	120	-	60	60	660

Tabel B5.11. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Godean	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
2	Bantul II / Tuksono	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
3	Kentungan II / Kalasan	150/20 kV	New	120	2019	Konstruksi
4	Wates	150/20 kV	Ext	60	2019	Konstruksi
5	Bantul	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
6	Bantul	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
7	Pedan	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
8	Kentungan II / Kalasan	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
9	Wates	150/20 kV	Upr	60	2024	Rencana
10	Gejayan II	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
11	Kentungan	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
12	Kentungan II / Kalasan	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
JUMLAH				660		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2027, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel B5.12.

Tabel B5.12. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	68	207	40	47.215
2019	256	257	50	51.158
2020	207	208	44	41.442
2021	85	85	28	16.962
2022	84	84	28	16.709
2023	82	82	27	16.368
2024	80	81	27	16.047

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2025	79	79	27	15.717
2026	78	78	28	15.593
2027	77	77	28	15.347
Jumlah	1.096	1.239	329	252.560

Pengembangan Listrik Perdesaan sudah termasuk dalam bagian Pengembangan Sistem Distribusi, untuk detail Pengembangan Listrik Perdesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel B5.13.

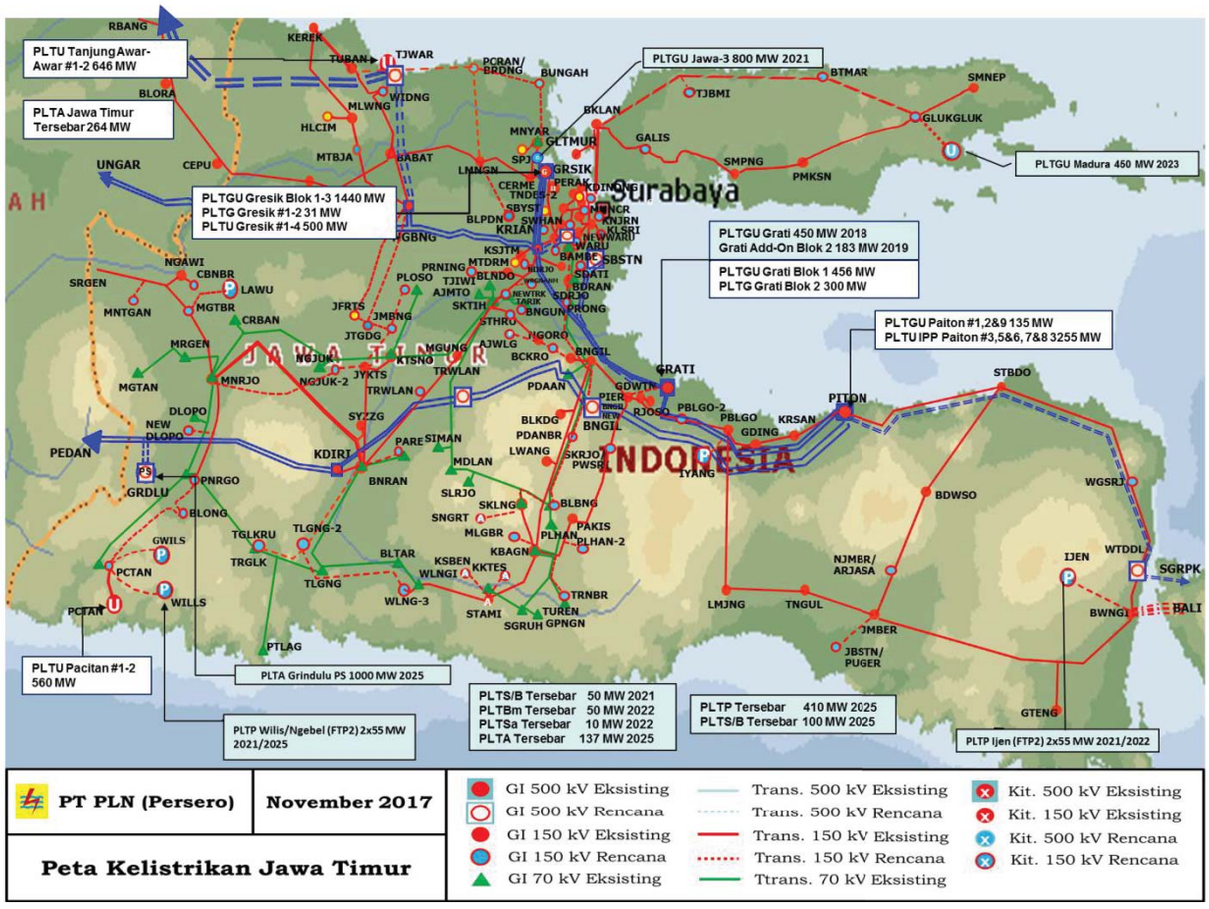
Tabel B5.13. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	(Ribu)
2018	14	17	0,80	16	-	252
2019	4	17	0,48	19	-	252
2020	12	14	0,40	16	-	621
2021	12	15	0,40	16	-	621
2022	12	15	0,40	16	-	621
2023	11	14	0,40	16	-	590
2024	11	13	0,38	15	-	559
2025	11	13	0,38	15	-	559
2026	10	13	0,35	14	-	528
2027	9	11	0,30	12	-	466

LAMPIRAN B.6
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI JAWA TIMUR

B6.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik di provinsi Jawa Timur tahun 2017 sebesar 5.572 MW yang tercapai pada bulan Oktober tahun 2017. Sementara pembangkit yang terkoneksi ke jaringan 500 kV dan 150 kV dengan daya mampu 9.475 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 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 sub-sistem yaitu:

- GITET Krian memasok Kota Surabaya dan Kab. Sidoarjo

- GITET Gresik dan PLTGU/PLTU Gresik memasok Kab. Gresik, Kab. Tuban, Kab. Magetan, 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. Jombang, 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- 2016 serta estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan di Provinsi Jawa Timur ditunjukkan pada Tabel B6.1 dan Tabel B6.2

Tabel B6.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	9.085	9.877	10.589	11.585	12.127	12.968	13.000
2	Bisnis	2.928	3.240	3.796	4.014	3.831	4.147	4.448
3	Publik	1.394	1.498	1.585	1.697	1.786	1.973	2.093
4	Industri	10.611	12.296	12.738	13.227	13.081	13.839	14.809
Jumlah		24.019	26.910	28.708	30.524	30.825	32.927	34.350
Pertumbuhan (%)		7,95	12,04	6,68	6,33	0,99	6,82	4,32

Tabel B6.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	7.303,1	7.857,6	8.434,8	8.927,4	9.317,4	9.638,4	10.006,0
2	Komersil	342,4	358,1	385,7	427,0	482,8	548,7	621,5
3	Publik	217,8	234,4	254,1	274,0	295,3	320,1	342,5
4	Industri	11,66	12,29	12,93	13,63	16,27	19,90	22,31
Jumlah		7.875	8.462	9.087	9.642	10.112	10.527	10.992
Pertumbuhan (%)		7,95	7,46	7,39	6,10	4,87	4,11	4,42

Sedangkan rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B6.3.

Tabel B6.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No	Sistem Tenaga Listrik	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Pemilik
1	Jawa Bali	Karang Kates	PLTA	Air	105,0	103,0	PJB
2	Jawa Bali	Wlingi	PLTA	Air	54,0	53,6	PJB
3	Jawa Bali	Ledoyo	PLTA	Air	4,5	4,5	PJB

No	Sistem Tenaga Listrik	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Pemilik
4	Jawa Bali	Selorejo	PLTA	Air	4,5	4,7	PJB
5	Jawa Bali	Sengguruh	PLTA	Air	29,0	28,5	PJB
6	Jawa Bali	Tulung Agung	PLTA	Air	36,0	35,7	PJB
7	Jawa Bali	Mendalan	PLTA	Air	23,0	20,7	PJB
8	Jawa Bali	Siman	PLTA	Air	10,8	10,2	PJB
9	Jawa Bali	Madiun	PLTA	Air	8,1	8,0	PJB
10	Jawa Bali	Paiton	PLTU	Batubara	800,0	740,0	PJB
11	Jawa Bali	Paiton PEC	PLTU	Batubara	1.230,0	1.220,0	IPP
12	Jawa Bali	Paiton JP	PLTU	Batubara	1.220,0	1.220,0	IPP
13	Jawa Bali	Gresik 1-2	PLTU	Gas	200,0	160,0	PJB
14	Jawa Bali	Gresik 3-4	PLTU	Gas	400,0	340,0	PJB
15	Jawa Bali	Perak	PLTU	BBM	100,0	0	Indonesia Power
16	Jawa Bali	Gresik	PLTG	Gas	61,6	31,0	PJB
17	Jawa Bali	Gilitimur	PLTG	BBM	0	-	PJB
18	Jawa Bali	Grati Blok 1	PLTGU	Gas	461,8	456,0	Indonesia Power
19	Jawa Bali	Grati Blok 2	PLTG	Gas	302,3	300,0	Indonesia Power
20	Jawa Bali	Gresik B-1	PLTGU	Gas	526,3	480,0	PJB
21	Jawa Bali	Gresik B-2	PLTGU	Gas	526,3	480,0	PJB
22	Jawa Bali	Gresik B-3	PLTGU	Gas	526,3	480,0	PJB
23	Jawa Bali	Paiton 3	PLTU	Batubara	830,0	815,0	IPP
24	Jawa Bali	Paiton 9	PLTU	Batubara	660,0	615,0	PLN
25	Jawa Bali	Pacitan 1-2	PLTU	Batubara	630,0	560,0	PLN
26	Jawa Bali	Tanjung Awar-awar 1	PLTU	Batubara	350,0	323,0	PLN
27	Jawa Bali	Tanjung Awar-awar 2	PLTU	Batubara	350,0	323,0	PLN
28	Gili Genting	Gili Genting (PLN)	PLTD	BBM	1,28	0,575	PLN
29	Gili Genting	Gili Genting (Sewa)	PLTD	BBM	0,9	-	Swasta
30	Kangean	Kangean (PLN)	PLTD	BBM	2,0	0,6	PLN
31	Kangean	Kangean (Sewa)	PLTD	BBM	3,2	2,6	Swasta
32	Mandangin	Mandangin (PLN)	PLTD	BBM	1,6	0,1	PLN
33	Mandangin	Mandangin (Sewa)	PLTD	BBM	1,6	0,7	Swasta
34	Sapeken	Sapeken (PLN)	PLTD	BBM	0,5	0,3	PLN
35	Sapeken	Sapeken (Sewa)	PLTD	BBM	1,0	0,8	Swasta
36	Sapudi	Sapudi (PLN)	PLTD	BBM	1,5	0,8	PLN
37	Sapudi	Sapudi (Sewa)	PLTD	BBM	2,7	1,0	Swasta
38	Bawean	Bawean (PLN)	PLTD	BBM	3,5	1,1	PLN
39	Bawean	Bawean (Sewa)	PLTD	BBM	4,4	3,1	Swasta
40	Gili Ketapang	Gili Ketapang (PLN)	PLTD	BBM	0,6	-	PLN
41	Gili Ketapang	Gili Ketapang (Sewa)	PLTD	BBM	0,1	0,3	Swasta
JUMLAH					9.474,4	8.823,8	

Untuk Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B6.4.

Tabel B6.4 Realisasi Kapasitas Gardu Induk Eksisting (MVA)

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapsitas (MVA)
1	Krembangan	150/20	3	160
2	Ujung	150/20	2	60

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapsitas (MVA)
3	Tandes	150/20	5	230
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	1	60
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	2	120
19	Sukolilo	150/20	3	170
20	Rungkut	150/20	5	270
21	Driyorejo	150/20	3	170
22	Bambe	150/20	2	120
23	Babadan	150/20	3	160
24	Krian	150/20	2	120
25	Wonorejo	150/20	1	60
26	Kebon Agung	150/20	3	150
27	Blimbing	70 /20	3	80
28	Polehan	70 /20	3	80
29	Pakis	150/20	2	90
30	Sengkaling	150/20	2	90
31	Lawang	150/20	2	90
32	Karang Kates	70 /20	1	30
33	Turen	70 /20	3	90
34	PLTA Sengguruh	70 /20	1	30
35	PLTA Selorejo	70 /20	1	20
36	Gondang Wetan	150/20	3	150
37	Bangil	150/20	2	80
38	Bulu Kandang	150/20	2	120
39	Bumicokro	150/20	3	170
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	90
45	Paiton	150/20	1	40
46	Sukorejo	70 /20	1	30
47	Purwosari	150/20	2	120

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapsitas (MVA)
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	20
56	Dolopo	70 /20	1	20
57	Banaran	150/20	2	120
58	GITET Kediri	150/20	1	60
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	10
65	PLTA Wlingi	150/20	1	60
66	Jember	150/20	4	200
67	Tanggul	150/20	3	150
68	Lumajang	150/20	2	120
69	Mojokerto	150/20	4	180
70	Mojoagung	150/20	3	120
71	Ploso	70 /20	3	90
72	Ngoro	150/20	4	210
73	Tarik	70 /20	3	50
74	Siman	70 /20	1	30
75	Jaya kertas	150/20	1	60
76	Kertosono	150/20	1	60
77	Nganjuk	70 /20	3	80
78	Ngimbang	150/20	1	60
79	Bangkalan	150/20	2	90
80	Sampang	150/20	2	120
81	Pamekasan	150/20	2	120
82	Sumenep	150/20	2	120
83	Gilitimur	150/20	2	40
84	Situbondo	150/20	3	100
85	Bondowoso	150/20	2	90
86	Banyuwangi	150/20	4	180
87	Genteng	150/20	1	180
88	Bojonegoro	150/20	3	140
89	Babat	150/20	2	90
90	Paciran	150/20	1	60
91	Lamongan	150/20	3	150
92	Tuban	150/20	2	90

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapsitas (MVA)
93	Mliwang	150/20	2	120
94	Segoromadu	150/20	3	180
95	Manyar	150/20	3	180
96	Cerme	150/20	2	90
97	Petro Kimia	150/20	3	140
98	Buduran	150/20	5	230
99	Porong	70 / 20	2	40
100	Sidoarjo	150/20	1	60
101	Balong Bendo	150/20	3	180
102	Kasih Jatim	150/20	2	110
Jumlah			229	10810

Tabel B6.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Distribusi (MVA)	JTR (kms)
2011	31.795	6.034	59.159
2012	32.463	6.034	64.335
2013	33.040	5.953	66.919
2014	33.915	6.996	70.397
2015	34.584	6.660	74.147
2016	35.920	7.036	72.296
2017	37.276	7.475	74.014

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 2018-2027 dapat dilihat pada Tabel B6.8, dengan rata-rata pertumbuhan penjualan energi selama 10 tahun sekitar 5,29 %.

Tabel B6.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	13.764,9	14.554,0	15.323,6	16.190,5	17.086,5	18.027,4	19.019,2	20.053,4	21.224,5	22.458,1
2	Bisnis	4.884,3	5.136,4	5.425,9	5.810,1	6.227,1	6.678,0	7.165,3	7.685,3	8.287,2	8.935,1
3	Publik	2.281,3	2.469,7	2.659,3	2.857,5	3.065,0	3.282,5	3.511,1	3.751,3	4.008,3	4.282,8
4	Industri	15.532,9	16.554,5	17.479,2	18.916,5	19.404,4	19.892,2	20.380,0	20.867,9	21.355,7	21.843,6
	Jumlah	36.463,4	38.714,5	40.887,9	43.774,6	45.783,0	47.880,0	50.075,6	52.358,0	54.875,8	57.519,6
	Pertum-buhan (%)	6,15	6,17	5,61	7,06	4,59	4,58	4,59	4,56	4,81	4,82

Tabel B6.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	10.401,8	10.752,7	10.977,8	11.049,4	11.095,5	11.138,4	11.177,7	11.212,8	11.244,4	11.272,2

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2	Bisnis	649,2	678,5	709,3	741,7	775,9	812,0	849,9	889,9	932,0	976,3
3	Publik	397,3	416,9	437,4	462,7	489,2	517,2	546,9	578,0	613,5	651,0
4	Industri	22,9	23,6	24,2	24,9	25,6	26,4	27,1	27,9	28,8	29,6
	Jumlah	11.471,2	11.871,7	12.148,7	12.278,7	12.386,3	12.493,9	12.601,6	12.708,6	12.818,5	12.929,1
	Pertum-buhan (%)	4,36	3,49	2,33	1,07	0,88	0,87	0,86	0,85	0,87	0,86

Tabel B6.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,26	36.463	39.040	5.666	11.471.206
2019	5,29	38.715	41.310	5.985	11.871.721
2020	5,25	40.888	43.528	6.294	12.148.715
2021	6,14	43.775	46.565	6.720	12.278.714
2022	6,09	45.783	48.613	7.003	12.386.304
2023	6,07	47.880	50.737	7.295	12.493.891
2024	6,08	50.076	52.973	7.602	12.601.587
2025	6,02	52.358	55.284	7.918	12.708.592
2026	6,46	54.876	57.835	8.268	12.818.535
2027	6,44	57.520	60.509	8.634	12.929.109
Pertumbuhan	5,91%	5,29%	5,10%	4,90%	1,64%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan Kawasan Industri dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Jawa Timur. Untuk melayani kebutuhan potensi KI dan pelaggan 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 pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Jawa Timur memiliki potensi sumber energi yang terdiri dari potensi gas bumi yang dapat dikembangkan sebesar 5,89 TSCF, minyak bumi 1.312,03 MMSTB, batubara 0,08 juta ton dan tenaga air 2.162,0 MW pada 4 lokasi yaitu Grindulu-PS-3, K.Konto-PS, Karangkates Ext. dan Kalikonto-2. Serta panas bumi yang diperkirakan mencapai 1.314 MWe yang tersebar di 11 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 dan Blawan - Ijen Bondowoso[2].

Pasokan gas untuk pembangkit PLN di Jawa Timur (Gresik dan Grati) cukup besar, 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 di sekitar Kepulauan Madura, sehingga diharapkan kekurangan tersebut dapat terpenuhi. Selain itu juga diperkirakan ada potensi gas pipa Tiung Biru dari Lapangan Cepu, yang rencananya akan memasok rencana tambahan PLTGU di Gresik sebesar 800 MW.

Pertagas berencana untuk membangun pipa gas Trans-Jawa, yaitu gas akan dialirkan melalui pipa yang rencananya akan dibangun dengan menghubungkan Grati, Gresik, Tambak Lorok hingga Cirebon. Pembangunan pipa Trans-Jawa itu 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.

Di Jawa Timur juga terdapat potensi pemanfaatan mulut sumur (*wellhead*) sebesar 20-40 mmscfd, atau setara dengan kapasitas pembangkit 450 MW. Dalam RUPTL ini direncanakan pengembangan pembangkit gas mulut sumur di Madura sebesar 450 MW. Namun masih perlu dipastikan kembali ketersediaan gasnya dalam jangka panjang untuk menjamin kebutuhan gas sampai akhir masa operasi pembangkit.

Selain itu juga terdapat potensi energi angin sebesar 100 MW di Provinsi Jawa Timur.

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.

---

[2] Sumber: Draft RUKN 2015-2034

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2027 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B6.10.

Tabel B6.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTGU	450	183	-	-	-	450	-	-	-	-	1.083
Jumlah	**450**	**183**	**-**	**-**	**-**	**450**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1.083**
IPP											
PLTP	-	-	-	110	55	-	-	55	-	-	220
PLTGU	-	-	-	800	-	-	-	-	-	-	800
PLTM	1	-	4	-	-	-	-	-	-	-	5
Jumlah	**1**	**-**	**4**	**910**	**55**	**-**	**-**	**55**	**-**	**-**	**1.025**
Unallocated											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	410	-	-	410
PLTG/MG	-	-	1	3	-	1	-	-	-	-	5
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	137	-	-	137
PS	-	-	-	-	-	-	-	1.000	-	-	1.000
PLT Lain	-	-	-	58	60	-	-	100	-	-	218
Jumlah	**-**	**-**	**1**	**61**	**60**	**1**	**-**	**1.647**	**-**	**-**	**1.770**
Jumlah											
PLTP	-	-	-	110	55	-	-	465	-	-	630
PLTGU	450	183	-	800	-	450	-	-	-	-	1.883
PLTG/MG	-	-	1	3	-	1	-	-	-	-	5
PLTM	1	-	4	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	137	-	-	137
PS	-	-	-	-	-	-	-	1.000	-	-	1.000
PLT Lain	-	-	-	58	60	-	-	100		-	218
Jumlah	**451**	**183**	**5**	**971**	**115**	**451**	**-**	**1.702**	**-**	**-**	**3.878**

Tabel B6.10. Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Asumsi Pengembang
1	Jawa Bali	PLTM	Lodagung	1,3	2018	Konstruksi	IPP
2	Jawa Bali	PLTGU	Grati	450	2018	Konstruksi	PLN
3	Jawa Bali	PLTGU	Grati Add-on Blok 2	183	2019	Konstruksi	PLN
4	Kangean	PLTMG	Kangean	1	2020	Rencana	*Unallocated*
5	Jawa Bali	PLTM	Taman Asri	1,17	2020	Pendanaan	IPP
6	Jawa Bali	PLTM	Kanzy-1	2,36	2020	Pendanaan	IPP
7	Jawa Bali	PLTP	Ijen (FTP2)	55	2021	Rencana	IPP
8	Jawa Bali	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2021	Rencana	IPP
9	Jawa Bali	PLTS/B	Tersebar	50	2021	Rencana	*Unallocated*
10	Ra'as	PLTHybrid	Ra'as	1	2021	Rencana	*Unallocated*
11	Sepanjang	PLTHybrid	Sepanjang	2	2021	Rencana	*Unallocated*

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Asumsi Pengembang
12	Gili Iyang	PLTHybrid	Gili Iyang	1	2021	Rencana	*Unallocated*
13	Sapudi	PLTHybrid	Sapudi	2	2021	Rencana	*Unallocated*
14	Kangean	PLTHybrid	Kangean	2	2021	Rencana	*Unallocated*
15	Bawean	PLTMG	Bawean	3	2021	Rencana	*Unallocated*
16	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-3	600	2021	Rencana	IPP
17	Jawa Bali	PLTGU	Jawa-3	200	2021	Rencana	IPP
18	Jawa Bali	PLTP	Ijen (FTP2)	55	2022	Rencana	IPP
19	Jawa Bali	PLTBm	Tersebar	50	2022	Rencana	*Unallocated*
20	Jawa Bali	PLTSa	Tersebar	10	2022	Pengadaan	*Unallocated*
21	Jawa Bali	PLTGU	Madura	450	2023	Rencana	PLN
22	Sapudi	PLTMG	Sapudi	1	2023	Rencana	*Unallocated*
23	Jawa Bali	PLTA	Tersebar	137	2025	Rencana	*Unallocated*
24	Jawa Bali	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2025	Rencana	*IPP*
25	Jawa Bali	PLTP	Tersebar	410	2025	Rencana	*Unallocated*
26	Jawa Bali	PLTS/B	Tersebar	100	2025	Rencana	*Unallocated*
27	Jawa Bali	PS	Grindulu	250	2025	Rencana	*Unallocated*
28	Jawa Bali	PS	Grindulu	250	2025	Rencana	*Unallocated*
29	Jawa Bali	PS	Grindulu	250	2025	Rencana	*Unallocated*
30	Jawa Bali	PS	Grindulu	250	2025	Rencana	*Unallocated*
JUMLAH				3.878			

Di Provinsi Jawa Timur terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Karangkates #4-5 100 MW
- PLTA Kesamben 37 MW
- PLTM Jompo 1 (Jompo Atas) 2,1 MW
- PLTM Jompo 2 (Jompo Bawah) 3,2 MW
- PLTM Kali Tengah (Sungai Tengah) 1,4 MW
- PLTM Ketajek 3,3 MW
- PLTM Sumberarum 2 3 MW
- PLTM Bayu 3,6 MW
- PLTM Lodoyo II 10 MW
- PLTM Pacet 1,5 MW
- PLTP Arjuno Welirang 185 MW
- PLTP Gunung Pandan 60 MW
- PLTP Gunung Wilis 20 MW
- PLTP Iyang Argopuro (FTP2) 55 MW
- PLTP Songgoriti 35 MW
- PLTP Wilis/Ngebel (FTP2) 55 MW
- PLTS & PLTB (Hybrid) Tuban 140 MW
- PLTS Waduk Karangkates 100 MW
- PLTSa Jatim 10 MW

Potensi pembangkit tersebut di atas dan potensi setempat lainnya di luar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel B6.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Sistem Isolated Jawa Timur

Di Jawa Timur terdapat 7 subsistem *isolated*, yaitu Bawean, Kangean, Sapudi, Sepeken, Mandangin, Gili Genting dan Gili Ketapang. Subsistem Bawean dengan beban puncak saat ini sekitar 3,27 MW dan diperkirakan akan meningkat menjadi 7,8 MW pada 2025. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut sudah dibangun PLTMG Bawean 3 MW pada tahun 2015 dan 2 MW tahun 2017 serta direncanakan tambahan 3 MW di 2021. Pasokan tambahan pada tahun 2017 di sistem *isolated* Madura kepulauan melalui PLTD tersebar di lokasi pulau Mandangin, Sapudi, Sapeken, Kangean, Gili Genting, Gili Ketapang, dan Giliyang dengan jumlah daya 16,7 MW. Selain itu terdapat 10 pulau kecil di sekitar Kepulauan Madura (P. Sepanjang, P. Raas, P. Tonduk, P. Gua – Gua, P. Saubi, P. Sakala, P. Sabunten, P. Paleyat, P. Masa Kambing dan P. Pagerungan Kecil) yang belum dilistriki oleh PLN, untuk itu direncanakan tambahan pembangkit tersebar pada tahun 2018 – 2019 sebesar 9,5 MW, seperti ditunjukkan pada Gambar B6.2.

NO	NAMA PULAU	RENC. JENIS PEMBANGKIT	RENC. KEBUTUHAN DAYA	RENC TAHUN NYALA
1	GILI IYANG	PLTD	3 X 500 = 1500	2017
2	SEPANJANG	PLT GAS	3 X 500 = 1500	2018
3	RAAS	PLT GAS	3 X 500 = 1500	2018
4	TONDUK	PLT GAS	2 X 500 = 1000	2019
5	GUA-GUA	PLT GAS	2 X 500 = 1000	2019
6	SAUBI	PLT GAS	2 X 500 = 1000	2019
7	SAKALA	PLTD HYBRID	1 X 500 = 500	2019
8	SABUNTEN	PLTD HYBRID	1 X 500 = 500	2019
9	PALEYAT	PLT GAS	1 X 500 = 500	2019
10	MASA KAMBING	PLTD HYBRID	2 X 500 = 1000	2019
11	PAGERUNGAN KECIL	PLTD HYBRID	2 X 500 = 1000	2019

Gambar B6.2. Rencana Melistriki Pulau yang Belum Berlistrik di 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 diperlukan pembangunan pembangkit PLTGU dengan kapasitas sebesar 450 MW di Madura. PLTGU ini direncanakan menggunakan gas mulut sumur (*wellhead*), namun masih perlu dipastikan kembali ketersediaan gasnya dalam jangka panjang untuk menjamin kebutuhan gas sampai akhir masa operasi pembangkit.

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 2018-2027 ditunjukkan pada pembangunan jaringan transmisi Tabel B6.12

Tabel B6.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV AC	-	51	262	208	180	-	8	400	-	-	1.109
150 kV	317	878	1.075	400	148	37	184	184	115		3.337
Jumlah	317	928	1,337	608	328	37	192	584	115	-	4.446

Tabel B6.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Cheil Jedang	Ngimbang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	22	2018	Konstruksi
2	Guluk Guluk	Inc. (Pamekasan - Sumenep)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2018	Konstruksi
3	Kediri Baru	Jayakertas / Kertosono	150 kV	New, 2 cct, SUTT	64	2018	Konstruksi
4	Krian	Karang Pilang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	14	2018	Konstruksi
5	Pandaan Baru	Bumi Cokro	150 kV	New, 2 cct, SKTT	11	2018	Konstruksi
6	PLTU Gresik	Tx. Wilmar	150 kV	New, 1 cct, SKTT	0,3	2018	Konstruksi
7	Sedati	Buduran	150 kV	New, 2 cct, SKTT	18	2018	Konstruksi
8	Sekarputih	Kertosono	150 kV	New, 2 cct, SUTT	88,2	2018	Konstruksi
9	Sukolilo	Kalisari	150 kV	New, 2 cct, SKTT	2,4	2018	Konstruksi
10	Tx. Wilmar	Wilmar	150 kV	New, 1 cct, SUTT	0,7	2018	Konstruksi
11	Waru	Rungkut	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2018	Konstruksi
12	Wlingi II	Tulungagung II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	68	2018	Konstruksi

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
13	Banaran	Mojoagung	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	49	2019	Pengadaan
14	Bangil New	Inc. (Blimbing Baru - Gempol / New Porong)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
15	Bangil New	Inc. (Bangil - Lawang | Bulu Kandang)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
16	Bangkalan	Tx. Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24	2019	Pengadaan
17	Bangkalan	Tx. Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	24	2019	Pengadaan
18	Blimbing Baru	Tx. Kebon Agung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2019	Pengadaan
19	Bungah	Paciran	150 kV	New, 2 cct, SUTT	50	2019	Pengadaan
20	Caruban Baru	Manisrejo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
21	Caruban Baru	Tx. Nganjuk	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
22	Driyorejo II / Wringinanom	Inc. (Krian - Balongbendo | Sekarputih)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
23	Gempol / New Porong	Inc. (Buduran - Bangil)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	8	2019	Pengadaan
24	Grati	Pier	150 kV	New, 2 cct, SUTT	64	2019	Pengadaan
25	Gresik Baru	Sawahan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
26	Jember II / Arjasa	Inc. (Bondowoso - Jember)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
27	Jember Selatan / Puger	Tanggul	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2019	Rencana
28	Kedinding	Tx. Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	22	2019	Pengadaan
29	Kraksaan	Probolinggo	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	58,8	2019	Pengadaan
30	Manyar	Cerme	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	15,28	2019	Pengadaan
31	Mojoagung	Sekarputih	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	22	2019	Pengadaan
32	Nganjuk Baru	Manisrejo - Surya ZigZag | Banaran	150 kV	New, 4 cct, SUTT	10	2019	Pengadaan
33	Ngoro	New Porong	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
34	Paiton	Kraksaan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	39,6	2019	Pengadaan
35	Perning	Kasih Jatim	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2019	Pengadaan
36	Sengkaling	Tx. Lawang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	18	2019	Pengadaan
37	Simogunung / Gunung Sari	Inc. (Sawahan - Waru)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40	2019	Pengadaan
38	Tulungagung II	Kediri	150 kV	New, 4 cct, SUTT	80	2019	Pengadaan
39	Tx. Bangil	Gempol / New Porong	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
40	Tx. Buduran	Sidoarjo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
41	Tx. Maspion	Tx. Buduran	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2019	Pengadaan
42	Tx. Nganjuk	Kertosono	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
43	Waru New	Tx. Maspion	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2019	Pengadaan
44	Waru New	Waru	150 kV	New, 2 cct, SKTT	3	2019	Pengadaan
45	Wlingi II	Wlingi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	28	2019	Pengadaan
46	Babat / Baureno	Lamongan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	63,2	2020	Rencana
47	Bangkalan	Sampang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	110,64	2020	Rencana
48	Batu Marmar	Inc. (Bangkalan - Guluk Guluk)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2020	Rencana
49	Bungah	Manyar	150 kV	New, 2 cct, SUTT	50	2020	Rencana
50	Cerme	Inc. (Lamongan - Segoromadu)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2020	Rencana
51	Dolopo Baru	Inc. (Manisrejo - Ponorogo)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2020	Rencana
52	Galis	Inc. (Bangkalan - Sampang)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	32	2020	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
53	Guluk Guluk	Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	240	2020	Rencana
54	Kedinding	Kalisari	150 kV	New, 2 cct, SKTT	2,4	2020	Rencana
55	KIS	Inc. (Bangil - Waru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2020	Rencana
56	Lamongan	Segoromadu	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	56,4	2020	Rencana
57	Magetan Baru	Dolopo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	50	2020	Rencana
58	Pamekasan	Inc. (Sampang - Sumenep)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	4	2020	Rencana
59	Pamekasan	Sumenep	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	47,17	2020	Rencana
60	Pare Baru	Banaran	150 kV	New, 2 cct, SUTT	10	2020	Rencana
61	Probolinggo II / Tongas	Inc. (Probolinggo - Gondangwetan)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	12	2020	Rencana
62	Sampang	Pamekasan	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	47,17	2020	Rencana
63	Sungkono / Menganti	Inc. (Krian - Altaprima)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2020	Rencana
64	Tarik Baru	Sekarputih	150 kV	New, 2 cct, SUTT	16	2020	Rencana
65	Trenggalek Baru	Tx. PLTA Tulungagung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2020	Rencana
66	Tuban	Paciran	150 kV	New, 2 cct, SUTT	90	2020	Rencana
67	Tx. Bangil	Blimbing Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	90	2020	Rencana
68	Tx. PLTA Tulungagung	Tulungagung II	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2020	Rencana
69	Undaan	Kenjeran	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2020	Rencana
70	Undaan	Simpang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2020	Rencana
71	Wongsorejo	Inc. (Situbondo - Banyuwangi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2020	Rencana
72	Wonokromo	Kupang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	16	2020	Rencana
73	Mantingan	Inc. (Sragen - Ngawi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2021	Rencana
74	Pembangkit Madura	Guluk Guluk	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2021	Rencana
75	PLTP Ijen	Banyuwangi	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2021	Rencana
76	PLTP Wilis / Ngebel	Pacitan Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	60	2021	Rencana
77	Ponorogo	Trenggalek Baru	150 kV	New, 2 cct, SUTT	100	2021	Rencana
78	Ponorogo II / Balong	Inc. (Ponorogo Baru - Pacitan)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2021	Rencana
79	Tarik Baru	Driyorejo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2021	Rencana
80	Turen Baru	Kebonagung	150 kV	New, 2 cct, SUTT	80	2021	Rencana
81	Ngoro	New Porong	150 kV	New, 2 cct, SKTT	40	2022	Rencana
82	Sekarputih II / Gondang	Inc. (Sekarputih - Kertosono)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2022	Rencana
83	Tanjung Bumi	Inc. (Bangkalan - Guluk Guluk)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2022	Rencana
84	Wlingi	Sutami	150 kV	New, 2 cct, SUTT	48	2022	Rencana
85	Wonoayu	Balongbendo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2022	Rencana
86	Kedinding	Tx. Ujung	150 kV	New, 1 cct, SKTT	1,2	2023	Rencana
87	Kedinding	Tx. Kenjeran	150 kV	New, 1 cct, SKTT	1,2	2023	Rencana
88	Kedinding	Tx. Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	2,4	2023	Rencana
89	Ngoro II	Inc. (Ngoro - New Porong)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	12	2023	Rencana
90	Widang	Inc. (Tuban - Paciran)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2023	Rencana
91	Gunung Anyar	Wonorejo	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2024	Rencana
92	Siman Baru	Sekarputih	150 kV	New, 2 cct, SUTT	97,2	2024	Rencana
93	Siman Baru	Sengkaling	150 kV	New, 2 cct, SUTT	59,18	2024	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
94	Trowulan New	Inc. (Mojoagung - Sekarputih)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	8	2024	Rencana
95	Asembagus	Inc. (Situbondo - Banyuwangi)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	4	2025	Rencana
96	Balong Pandan	Lamongan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	48	2025	Rencana
97	Muncar	Genteng	150 kV	New, 2 cct, SUTT	32	2025	Rencana
98	Ngawi	Cepu	150 kV	New, 2 cct, SUTT	64	2025	Rencana
99	Polehan II	Inc. (Pakis - Kebon Agung)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	16	2025	Rencana
100	Watudodol New	Inc. (Situbondo - Banyuwangi	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2025	Rencana
101	Bangil	Lawang | Bulukandang	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	70	2026	Rencana
102	Sukorejo III	Sukorejo II / Purwosari	150 kV	New, 2 cct, SUTT	5	2026	Rencana
103	Tunjungan	Undaan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2026	Rencana
104	Tunjungan	Simpang	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2026	Rencana
105	Bangil	Inc. (Paiton - Kediri)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	4	2019	Pengadaan
106	Ngimbang	Inc. (Ungaran - Krian)	500 kV	New, 2 cct, SUTET	2	2019	Pengadaan
107	Waru	Krian	500 kV	New, 2 cct, SUTET	44,8	2019	Pengadaan
108	Paiton	Watudodol	500 kV	New, 2 cct, SUTET	262	2020	Pengadaan
109	Tanjung Awar-Awar	Ngimbang	500 kV	New, 2 cct, SUTET	200	2021	Rencana
110	Watudodol	Segararupek	500 kV	New, 2 cct, SUTET	8,24	2021	Pengadaan
111	Surabaya Selatan	Tx. Gunung Anyar	500 kV	New, 2 cct, SUTET	60	2022	Rencana
112	Tx. Gunung Anyar	Tx. Kalang Anyar	500 kV	New, 2 cct, SKTET	20	2022	Rencana
113	Tx. Kalang Anyar	Grati	500 kV	New, 2 cct, SUTET	100	2022	Rencana
114	Trowulan / Mojokerto	Inc. (Paiton - Kediri)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	8	2024	Rencana
115	Rembang	Tanjung Awar-Awar	500 kV	New, 2 cct, SUTET	340	2025	Rencana
116	Watudodol	Inc. (Paiton - Tx. Watudodol)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	20	2025	Rencana
117	Grindulu PLTA PS	Inc. (Pedan - Kediri)	500 kV	New, 4 cct, SUTET	40	2025	Rencana
JUMLAH					4446,48		

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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel B6.14.

Tabel B6.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/150 kV	167	4.168	500	1.000			1.000	1.500			8.335
150/70 kV	100	100									200
150/20 kV	1.770	1.560	1.320	960	660	360	660	720	480	240	8.730
70/20 kV	60	30	30					30			150
Jumlah	2.097	5.858	1.850	1.960	660	360	1.660	2.250	480	240	17.415

Tabel B6.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Balongbendo	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
2	Banaran	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
3	Bangil	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
4	Bojonegoro	150/20 kV	Upr	60	2018	Pengadaan
5	Buduran	150 kV	New	2 LB	2018	Konstruksi
6	Cerme	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
7	Cheil Jedang	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
8	Driyorejo	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
9	Gembong	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
10	Gempol / New Porong	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
11	Guluk Guluk	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
12	Jaya Kertas	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
13	Karang Pilang	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
14	Kediri	150 kV	Ext	-	2018	Konstruksi
15	Kediri	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
16	Kediri Baru	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
17	Kertosono	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
18	Kertosono	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
19	Kertosono	150/70 kV	Ext	100	2018	Konstruksi
20	Krian	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
21	Krian	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
22	Manyar	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
23	New Jombang	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
24	Ngimbang	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
25	Ngoro	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
26	Pakis / Malang Timur	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
27	Pamekasan	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
28	Pandaan Baru	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
29	PLTA Sengguruh	70/20 kV	Ext	30	2018	Konstruksi
30	PLTU Gresik	150 kV	Ext	-	2018	Konstruksi
31	PLTU Pacitan / Sudimoro	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
32	Rungkut	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
33	Rungkut	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
34	Sedati	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
35	Sekarputih / Mojokerto	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
36	Sekarputih / Mojokerto	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
37	Sekarputih / Mojokerto	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
38	Sengkaling	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
39	Sidoarjo	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
40	Sukolilo	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
41	Tarik	70/20 kV	Upr	30	2018	Konstruksi
42	Tuban	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
43	Tulungagung II	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
44	Undaan	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
45	Wlingi II	150/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
46	Banaran	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
47	Bangil New	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
48	Bangkalan	150/20 kV	Upr	60	2019	Pengadaan
49	Bangkalan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
50	Bangkalan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
51	Blimbing Baru	150/20 kV	New	180	2019	Pengadaan
52	Bungah	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
53	Caruban Baru	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
54	Caruban Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
55	Cerme	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
56	Driyorejo II / Wringinanom	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
57	Gempol / New Porong	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
58	Grati	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
59	Gresik Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
60	Gresik Baru	150 kV	Ext	-	2019	Pengadaan
61	Jember II / Arjasa	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
62	Jember Selatan / Puger	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
63	Karangkates	70/20 kV	Ext	30	2019	Pengadaan
64	Kasih Jatim	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
65	Kedinding	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
66	Kertosono	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
67	Kraksaan	150 kV	Upr	4 LB	2019	Pengadaan
68	Manisrejo	150 kV	New	2 LB	2019	Pengadaan
69	Manyar	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
70	Manyar	150 kV	Ext	4 LB	2019	Pengadaan
71	Manyar	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
72	Mojoagung	150/20 kV	Upr	4 LB	2019	Pengadaan
73	New Porong	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
74	Nganjuk Baru	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
75	Ngoro	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
76	Paiton	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
77	Perning	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
78	Pier	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
79	Probolinggo	150 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
80	Sawahan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
81	Segoromadu	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
82	Sekarputih / Mojokerto	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Pengadaan
83	Sekarputih / Mojokerto	150/70 kV	Upr	100	2019	Pengadaan
84	Sengkaling	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
85	Sidoarjo	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
86	Simogunung / Gunung Sari	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
87	Tanggul	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
88	Tulungagung II	150/20 kV	New	60	2019	Pengadaan
89	Waru New	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
90	Wlingi	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
91	Wlingi II	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
92	Wonokromo	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
93	Babat / Baureno	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
94	Banaran	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
95	Bangkalan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
96	Batu Marmar	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
97	Cerme	150 kV	Ext	4 LB	2020	Rencana
98	Dolopo Baru	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
99	Galis	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
100	Gondang Wetan	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
101	Kalisari	150/20 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
102	Kebonagung	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
103	Kedinding	150/20 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
104	Kenjeran	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
105	KIS	150/20 kV	New	5 LB	2020	Rencana
106	Kupang	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
107	Lamongan	150 kV	Upr	4 LB	2020	Rencana
108	Lawang	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
109	Magetan Baru	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
110	Ngagel	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
111	Paiton	150 kV	Ext	-	2020	Pengadaan
112	Pare Baru	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
113	Polehan	70/20 kV	Upr	30	2020	Rencana
114	Probolinggo II / Tongas	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
115	Segoromadu	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
116	Simpang	150/20 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
117	Situbondo	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
118	Sungkono / Menganti	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
119	Tarik Baru	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
120	Trenggalek Baru	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
121	Tuban	150/20 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
122	Tulungagung II	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
123	Undaan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
124	Undaan	150/20 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
125	Wlingi II	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
126	Wongsorejo	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
127	Wonokromo	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
128	Banyuwangi	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
129	Driyorejo	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
130	Genteng	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
131	Guluk Guluk	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
132	Jatigedong / Cheil Jedang	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
133	Kebonagung	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
134	Kedinding	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
135	Mantingan	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
136	Mojoagung	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
137	New Jombang	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
138	Nganjuk Baru	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
139	Pacitan Baru	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
140	Paiton	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
141	Pembangkit Madura	150 kV	New	2 Dia	2021	Rencana
142	PLTP Ijen	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
143	PLTP Wilis / Ngebel	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
144	Ponorogo II / Balong	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
145	Sedati	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
146	Tanjung Awar-Awar	150 kV	New	1 LB	2021	Rencana
147	Turen Baru	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
148	Balongbendo	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
149	Bambe	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
150	Kalisari	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
151	Kasih Jatim	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
152	Manisrejo	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
153	New Porong	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
154	Ngoro	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
155	Pandaan Baru	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
156	Sekarputih II / Gondang	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
157	Sutami	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
158	Tanjung Bumi	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
159	Tulungagung II	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
160	Wlingi	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
161	Wonoayu	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
162	Kedinding	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
163	Ngoro II	150/20 kV	New	120	2023	Rencana
164	Pakis / Malang Timur	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
165	Petrokimia	150/20 kV	Upr	60	2023	Rencana
166	Widang	150/20 kV	New	120	2023	Rencana
167	Driyorejo II / Wringinanom	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
168	Gempol / New Porong	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
169	Gunung Anyar	150/20 kV	New	120	2024	Rencana
170	Krian	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
171	Lumajang	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
172	Petrokimia	150/20 kV	Upr	60	2024	Rencana
173	Rungkut	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
174	Sidoarjo	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
175	Siman Baru	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
176	Situbondo	150/20 kV	Upr	60	2024	Rencana
177	Trowulan	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
178	Wonorejo	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
179	Asembagus	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
180	Balong Pandan	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
181	Bondowoso	150/20 kV	Upr	60	2025	Rencana
182	Cepu	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
183	Lamongan	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
184	Muncar	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
185	New Jombang	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
186	Ngawi	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
187	Polehan II	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
188	Siman	70/20 kV	Ext	30	2025	Rencana
189	Watudodol New	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
190	Wlingi II	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
191	Babadan	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
192	Bangil	150 kV	Upr	2 LB	2026	Rencana
193	Bulukandang	150 kV	Upr	1 LB	2026	Rencana
194	Jember Selatan / Puger	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
195	Kertosono	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
196	Lamongan	150/20 kV	Upr	60	2026	Rencana
197	Lawang	150 kV	Upr	1 LB	2026	Rencana
198	Sidoarjo	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
199	Simpang	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
200	Sukorejo II / Purwosari	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
201	Sukorejo III	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
202	Tulungagung II	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
203	Tunjungan	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
204	Undaan	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
205	Bojonegoro	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
206	Grati	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
207	Tarik Baru	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
208	Wongsorejo	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
209	Kediri	500/150 kV	Spare	167	2018	Pengadaan
210	Bangil	500/150 kV	New	1000	2019	Pengadaan
211	Grati	500/150 kV	Spare	167	2019	Pengadaan
212	Gresik	500/150 kV	Ext	500	2019	Rencana
213	Gresik	500/150 kV	Spare	500	2019	Pengadaan
214	Kediri	500/150 kV	Ext	500	2019	Pengadaan
215	Kediri	500/150 kV	Spare	167	2019	Pengadaan
216	Krian	500/150 kV	Spare	167	2019	Pengadaan
217	Krian	500/150 kV	Ext	1 Dia	2019	Pengadaan
218	Ngimbang	500 kV	Ext	2 Dia	2019	Pengadaan
219	Ngimbang	500/150 kV	Spare	167	2019	Pengadaan
220	Waru	500/150 kV	New	1000	2019	Pengadaan
221	Paiton	500/150 kV	Ext	500	2020	Rencana
222	Paiton	500 kV	Ext	2 Dia	2020	Pengadaan
223	Ngimbang	500 kV	Ext	2 Dia	2021	Rencana
224	Tanjung Awar-Awar	500/150 kV	New	1000	2021	Rencana
225	Trowulan / Mojokerto	500/150 kV	New	1000	2024	Rencana
226	Surabaya Selatan	500/150 kV	Ext	500	2025	Rencana
227	Tanjung Awar-Awar	500 kV	Ext	2 Dia	2025	Rencana
228	Watudodol	500/150 kV	New	1000	2025	Rencana
229	Grindulu PLTA PS	500 kV	New	4 Dia	2025	Rencana
JUMLAH				17.415		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. diproyeksikan akan terjadi penambahan pelanggan baru sekitar 1.937 ribu pelanggan sampai dengan tahun 2027, atau rata-rata 193,7 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan pembangunan JTM 29.952 kms,

JTR sekitar 26.936 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 3.103 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B6.15.

Tabel B6.15 Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	2.363	2.084	473	478.906
2019	2.479	2.166	403	400.514
2020	2.604	2.199	472	276.995
2021	2.756	2.520	269	129.999
2022	2.903	2.591	271	107.589
2023	3.048	2.692	248	107.587
2024	3.201	2.810	243	107.696
2025	3.362	3.005	237	107.005
2026	3.529	3.351	244	109.943
2027	3.707	3.517	242	110.574
Jumlah	29.952	26.936	3.103	1.936.809

Pengembangan Listrik Perdesaan sudah termasuk dalam bagian Pengembangan Sistem Distribusi, untuk detail Pengembangan Listrik Perdesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2027 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	(Ribu)
2018	307	271	13.650	139	11,500	15,860
2019	85	100	0.006	65	-	15,860
2020	115	96	0.014	101	-	7,600
2021	117	98	0.015	102	-	7,600
2022	117	98	0.015	103	-	7,600
2023	112	93	0.014	97	-	7,220
2024	107	89	0.013	93	-	6,840
2025	107	90	0.013	94	-	6,840
2026	101	85	0.013	88	-	6,460
2027	89	75	0.011	78	-	5,700

LAMPIRAN B.7
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI BALI

B7.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem tenaga listrik provinsi Bali tertinggi tahun 2017 sebesar 852 MW yang tercapai pada bulan November 2017. Daya dipasok dari pasokan dari kabel laut Jawa-Bali 400 MW dan pembangkit 150 kV sebesar 1.042 MW yang terdiri atas pembangkit BBM 408 MW, pembangkit LNG/BBM 208 MW, PLTU Celukan Bawang 426 MW. Saat ini sedang dilaksanakan pembangunan mini LNG terminal di Bali, 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- 2016 serta estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan di Provinsi Bali ditunjukkan pada Tabel B7.1 dan Tabel B7.2

Tabel B7.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.420	1.548	1.661	1.847	1.918	2.105	2.129
2	Bisnis	1.482	1.645	1.860	2.059	2.226	2.510	2.556
3	Publik	206	228	245	269	282	305	310
4	Industri	116	126	148	160	168	179	176
Jumlah		3.224	3.547	3.914	4.335	4.594	5.099	5.170
Pertumbuhan (%)		4,30	10,01	10,37	10,75	5,98	10,99	1,39

Tabel B7.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	729,2	791,3	856,5	920,2	975,1	1.019,9	1.091,4
2	Komersil	80,4	93,2	109,2	133,1	168,2	193,2	192,6
3	Publik	28,5	30,3	32,3	35,1	37,6	40,6	43,9
4	Industri	0,65	0,67	0,71	0,76	0,80	0,97	1,17
Jumlah		839	916	999	1.089	1.182	1.255	1.329
Pertumbuhan (%)		7,00	9,16	9,09	9,06	8,49	6,17	5,93

Pasokan dari Jawa melalui kabel laut Jawa-Bali (4 sirkit) dengan daya mampu 340 MW, sehingga jumlah daya mampu sistem Bali sebesar 1.284 MW. Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B7.3.

Tabel B7.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No	Sistem Tenaga Listrik	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Pemilik
1	Jawa Bali	Pesanggaran	PLTG	BBM	125,5	111,6	Indonesia Power
2	Jawa Bali	Gilimanuk	PLTG	BBM	133,8	130,4	Indonesia Power
3	Jawa Bali	Pemaron	PLTG	BBM	97,6	80,0	Indonesia Power
6	Jawa Bali	Pesanggaran BOT	PLTD	BBM	51,0	50,0	Indonesia Power
7	Jawa Bali	Pesanggaran	PLTDG	BBM	208,0	192,4	Indonesia Power
8	Jawa Bali	Celukan Bawang	PLTU	Batubara	426,0	380,0	IPP
9	Tiga Nusa Bali	Kutampi (Nusa Penida)	PLTD	BBM	3,7	1,9	PLN
10	Tiga Nusa Bali	PLT Bayu	PLTB	Angin	0,75	0,16	PLN
11	Tiga Nusa Bali	PLT Surya	PLTS	Surya	0,03	0,03	PLN
JUMLAH					1.046,4	946,5	

Sedangkan Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B7.4.

Tabel B7.4 Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
1	Gilimanuk	150 / 20	2	40
2	Antosari	150 / 20	2	50
3	Baturiti	150 / 20	2	31
4	Gianyar	150 / 20	2	120
5	Padang Sambian	150 / 20	2	120
6	Kapal	150 / 20	4	240
7	Nusa Dua	150 / 20	3	180
8	Pesanggaran	150 / 20	3	180
9	Kuta/Pemecutan	150 / 20	3	180
10	GIS Bandara	150 / 20	2	120
11	Sanur	150 / 20	4	240
12	Amlapura	150 / 20	2	50
13	Negara	150 / 20	2	60
14	Pemaron	150 / 20	2	120
15	Payangan	150 / 20	2	120
16	Celukan Bawang	150 / 20	1	60
Jumlah			38	1911

Tabel B7.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Distribusi (MVA)	JTR (kms)
2011	5.359	1.265	7.403
2012	5.924	1.258	8.425
2013	5.990	1.271	8.498
2014	6.387	1.621	9.467
2015	6.677	1.515	9.948
2016	7.097	1.634	10.741
2017	7.566	1.773	11.872

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 2018–2027 dapat dilihat pada Tabel B7.8, dengan rata-rata pertumbuhan penjualan energi selama 10 tahun sekitar 6,83 %.

Tabel B7.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	2.264,7	2.413,6	2.567,5	2.758,3	2.958,2	3.166,9	3.387,3	3.616,2	3.877,5	4.152,5
2	Bisnis	2.743,7	2.930,7	3.151,0	3.384,6	3.625,9	3.874,4	4.133,4	4.442,9	4.746,2	5.061,8

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
3	Publik	326,3	343,5	361,3	382,3	404,2	427,0	451,1	476,2	504,2	533,6
4	Industri	183,0	190,1	196,8	206,4	215,9	225,3	234,9	244,1	255,1	266,1
	Jumlah	5.518	5.878	6.277	6.732	7.204	7.694	8.207	8.779	9.383	10.014
	Pertumbuhan (%)	6,72	6,53	6,79	7,25	7,02	6,79	6,67	6,98	6,87	6,73

Tabel B7.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.130,8	1.146,1	1.157,7	1.169,0	1.180,1	1.191,0	1.201,6	1.211,9	1.221,9	1.231,7
2	Bisnis	210,0	229,2	249,6	275,7	304,1	334,9	368,8	405,3	448,5	495,9
3	Publik	44,0	46,0	48,2	50,8	53,6	56,5	59,6	62,8	66,4	70,3
4	Industri	1,2	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8
	Jumlah	1.386	1.423	1.457	1.497	1.539	1.584	1.631	1.682	1.739	1.800
	Pertumbuhan (%)	4,29	2,64	2,41	2,75	2,83	2,90	3,00	3,07	3,39	3,52

Tabel B7.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,27	5.518	5.866	941	1.385.986
2019	5,29	5.878	6.221	997	1.422.543
2020	5,17	6.277	6.630	1.062	1.456.778
2021	6,08	6.732	7.105	1.137	1.496.879
2022	6,00	7.204	7.595	1.215	1.539.221
2023	5,91	7.694	8.101	1.295	1.583.867
2024	5,89	8.207	8.632	1.379	1.631.447
2025	5,77	8.779	9.235	1.474	1.681.584
2026	6,23	9.383	9.870	1.574	1.738.556
2027	6,17	10.014	10.533	1.679	1.799.669
Pertumbuhan	5,78%	6,83%	6,72%	6,65%	3,08%

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 visi menjadikan Bali sebagai *Eco Green* Wisata yang sejalan dengan rencana implementasi *Smart Grid.* Untuk memenuhi kebutuhan

tenaga listrik Bali diperlukan pembangunan tambahan transmisi dan distribusi yang didukung dengan *Smart Grid* yang disebut Bali *EcoSmart.*

Potensi Sumber Energi

Provinsi Bali sebagai tujuan wisata memiliki potensi energi baru dan terbarukan yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik terdiri dari potensi panas bumi yang dapat dikembangkan sebesar 354 MWe terdapat di 6 lokasi yaitu Banyuwedang Buleleng, Seririt Buleleng, Batukao Tabanan, Penebel Tabanan dan Buyan-Bratan Buleleng dan Kintamani-Batu[3]. Selain itu juga terdapat potensi tenaga air sebesar 30 MW, 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*. Selain itu terdapat potensi energi angin sebesar 30 MW serta potensi arus laut yaitu di Badung dan Nusa Penida (12 MW) di Provinsi Bali.

Saat ini pasokan kebutuhan energi primer dan bahan bakar untuk pembangkit di Bali harus dikirim dari provinsi lain, seperti BBM, batubara yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan energi primer pada PLTU Celukan Bawang dan mini LNG ke Pesanggaran.

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 Energi Baru dan Terbarukan Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2027 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B7.10.

Tabel B7.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
IPP											
PLT Lain	-	-	50	-	-	50	-	-	-	-	100

[3] Sumber: Draft RUKN 2015-2034

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
Jumlah	**-**	**-**	**50**	**-**	**-**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**100**
Unallocated											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	65	-	-	65
PLTU/GU/MG	-	-	-	-	135	-	-	-	-	-	135
PLT Lain	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-	16
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**151**	**-**	**-**	**65**	**-**	**-**	**216**
Jumlah											
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	65	-	-	65
PLTU/GU/MG	-	-	-	-	135	-	-	-	-	-	135
PLT Lain	-	-	50	-	16	50	-	-	-	-	116
Jumlah	**-**	**-**	**50**	**-**	**151**	**50**	**-**	**65**	**-**	**-**	**316**

Tabel B7.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Jawa Bali	PLTS/B	Tersebar	25	2020	Pengadaan	IPP
2	Jawa Bali	PLTS/B	Tersebar	25	2020	Pengadaan	IPP
3	Jawa Bali	PLTBm	Tersebar	0,9	2022	Rencana	*Unallocated*
4	Jawa Bali	PLTSa	Tersebar	15	2022	Rencana	*Unallocated*
5	Jawa Bali	PLTU/GU/MG	Bali	135	2022	Rencana	*Unallocated*
6	Jawa Bali	PLTS/B	Tersebar	25	2023	Rencana	IPP
7	Jawa Bali	PLTS/B	Tersebar	25	2023	Rencana	IPP
8	Jawa Bali	PLTP	Tersebar	10	2025	Rencana	*Unallocated*
9	Jawa Bali	PLTP	Tersebar	55	2025	Rencana	*Unallocated*
JUMLAH				316			

Di Provinsi Bali terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTM Telagawaja 4,0 MW
- PLTM Ayung 2,3 MW
- PLTM Tukad Daya 8,2 MW
- PLTM Sunduwati 2,2 MW
- PLTM Telagawaja Ayu 1,0 MW
- PLTM Sambangan 1,9 MW
- PLTM Tukad Balian 2,5 MW
- PLTS Negara 100 MW
- PLTS Amlapura 100 MW
- PLTS Kubu 100 MW
- PLTB P. Nusa Penida/Nusa Lembongan/Nusa Ceningan 20 MW
- PLTP Bedugul 65 MW

Potensi pembangkit tersebut di atas dan potensi setempat lainnya di luar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel B7.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Transmisi

Sejalan dengan visi pemerintah provinsi Bali yaitu *clean and green* maka pembangunan 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 berkapasitas besar dari Jawa ke pulau Bali. Teknologi yang sesuai untuk tujuan ini adalah transmisi bertegangan 500 kV. Transmisi ini berkapasitas sekitar 2.450 MW dengan panjang sekitar 185 kms dan akan menyeberangi selat Bali dengan kawat udara atau kabel laut dengan jarak ±4 km. Transmisi ini dikenal dengan nama proyek *Jawa-Bali Crossing*. Pembangunan transmisi ini juga bermanfaat untuk menurunkan biaya produksi listrik di Bali yang selama ini dilayani dengan pembangkit skala kecil dengan BBM dan batubara yang tingkat efisiensinya belum maksimal dibandingkan listrik murah dari PLTU batubara dengan teknologi *ultrasupercritical* dengan kapasitas besar dan tingkat efisiensi yang tinggi di Jawa dapat disalurkan melalui transmisi tersebut. 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 2019, namun berpotensi mundur ke tahun 2021, atau sebagai alternatif transmisi 500 kV ini dapat dikembangkan dengan kabel laut untuk meminimalkan dampak sosial yang mungkin timbul.
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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel pembangunan jaringan transmisi B7.12

Tabel B7.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV AC				205							205
150 kV	155	337	96	60	149						797
Jumlah	155	337	96	265	149	-	-	-	-	-	1.001

Tabel B7.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Celukan Bawang II / Tinga - Tinga	Inc. (PLTU Celukan Bawang - Gilimanuk | Pemaron)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	1	2018	Konstruksi
2	Celukan Bawang II / Tinga - Tinga	Inc. (PLTU Celukan Bawang - Kapal)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2018	Konstruksi
3	Negara	Gilimanuk	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	76,08	2018	Konstruksi
4	New Sanur	Inc. (Gianyar - Sanur)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	2	2018	Konstruksi
5	Nusa Dua II / Pecatu	Bandara	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2018	Konstruksi
6	Pemaron	Tx. PLTU Celukan Bawang & Tx. Gilimanuk	150 kV	Rec, 4 cct, SUTT	2	2018	Konstruksi
7	Pesanggaran	Sanur	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	15,5	2018	Konstruksi
8	Sanur	Gianyar	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	36,76	2018	Konstruksi
9	Antosari	Negara	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	44	2019	Pengadaan
10	Antosari	Kapal	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	46,62	2019	Pengadaan
11	Antosari (Ekstension)	Inc. (Celukan Bawang PLTU - Kapal)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	64	2019	Pengadaan
12	Gianyar II / Lod Tunduh	Inc. (Gianyar - Kapal)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2019	Pengadaan
13	Kapal	Gianyar	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	38,42	2019	Pengadaan
14	Kapal II / Tanah Lot / Batu Gelig	Inc. (Antosari - Kapal)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	40	2019	Pengadaan
15	Nusa Dua II / Pecatu	Nusa Dua	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2019	Pengadaan
16	Padangsambian II	Padangsambian	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2019	Pengadaan
17	Pemecutan Kelod	Nusa Dua	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	33,64	2019	Pengadaan
18	Pesanggaran	Tx. Nusa Dua	150 kV	New, 2 cct, SKTT	10	2019	Pengadaan
19	Kapal	Pemecutan Kelod	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	14,09	2020	Rencana
20	Kubu	Amlapura	150 kV	New, 2 cct, SUTT	80	2020	Rencana
21	Pesanggaran III / Bali Turtle	Inc. (Pesanggaran - Sanur)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	2	2020	Rencana
22	Kubu	Pemaron	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2021	Rencana
23	Pemecutan Kelod II	Pemecutan Kelod	150 kV	New, 2 cct, SKTT	20	2021	Rencana
24	Baturiti	Payangan	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	28,01	2023	Rencana
25	Kapal	Baturiti	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	38,17	2023	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
26	Payangan	Kapal	150 kV	Rec, 1 cct, SUTT	21,48	2023	Rencana
27	Pemaron	Baturiti	150 kV	Rec, 2 cct, SUTT	40,86	2023	Rencana
28	Pesanggaran II	Inc. (Pesanggaran - Pemecutan Kelod | Padang Sambian)	150 kV	New, 4 cct, SUTT	20	2023	Rencana
29	Gilimanuk	Antosari	500 kV	New, 2 cct, SUTET	184.8	2021	Pengadaan
30	Segararupek	Gilimanuk	500 kV	New, 2 cct, SUTET	20	2021	Pengadaan
JUMLAH					1001,43		

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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel B7.14.

Tabel B7.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/150 kV				1.000							1.000
150/20 kV	420	360	240	120		120	60	60	120		1.500
Jumlah	420	360	240	1.120	-	120	60	60	120	-	2.500

Tabel B6.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Amlapura	150/20 kV	Upr	60	2018	Konstruksi
2	Bandara	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
3	Celukan Bawang II / Tinga - Tinga	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
4	Gianyar	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
5	Gilimanuk	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
6	Gilimanuk	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
7	Negara	150 kV	Upr	4 LB	2018	Konstruksi
8	New Sanur	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
9	Nusa Dua	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
10	Nusa Dua II / Pecatu	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
11	Padangsambian	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
12	Pemecutan Kelod	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
13	Sanur	150 kV	Upr	4 LB	2018	Konstruksi
14	Antosari	150 kV	Upr	4 LB	2019	Pengadaan
15	Antosari (Ekstension)	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
16	Kapal II / Tanah Lot / Batu Gelig	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
17	Negara	150/20 kV	Ext	60	2019	Pengadaan
18	Padangsambian	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
19	Padangsambian II	150/20 kV	New	120	2019	Pengadaan
20	Amlapura	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
21	Gianyar II / Lod Tunduh	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
22	Kubu	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
23	Pemaron	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
24	Pesanggaran III / Bali Turtle	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
25	Pemecutan Kelod	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
26	Pemecutan Kelod II	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
27	Pesanggaran II	150/20 kV	New	120	2023	Rencana
28	Kapal II / Tanah Lot / Batu Gelig	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
29	Pesanggaran III / Bali Turtle	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
30	Baturiti	150/20 kV	Upr	60	2026	Rencana
31	New Sanur	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
32	Antosari	500/150 kV	New	1000	2021	Pengadaan
JUMLAH				2500		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik akan dilakukan penambahan pelanggan baru sebanyak 470 ribu sambungan sampai dengan tahun 2027 atau rata-rata 47 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut diperlukan pembangunan JTM 3.264 kms. JTR sekitar 2.753 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 1.565 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B7.15.

Tabel B7.15. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	412	340	159	57.001
2019	359	303	121	36.557
2020	291	270	117	34.235
2021	259	254	136	40.101
2022	273	236	143	42.341
2023	287	231	151	44.647
2024	306	280	162	47.579
2025	321	258	171	50.137
2026	365	292	195	56.972
2027	391	290	210	61.114
Jumlah	3.264	2.753	1.565	470.684

Pengembangan listrik perdesaan sudah termasuk dalam bagian pengembangan sistem distribusi, untuk detail pengembangan listrik perdesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel B7.16.

Tabel B7.16. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

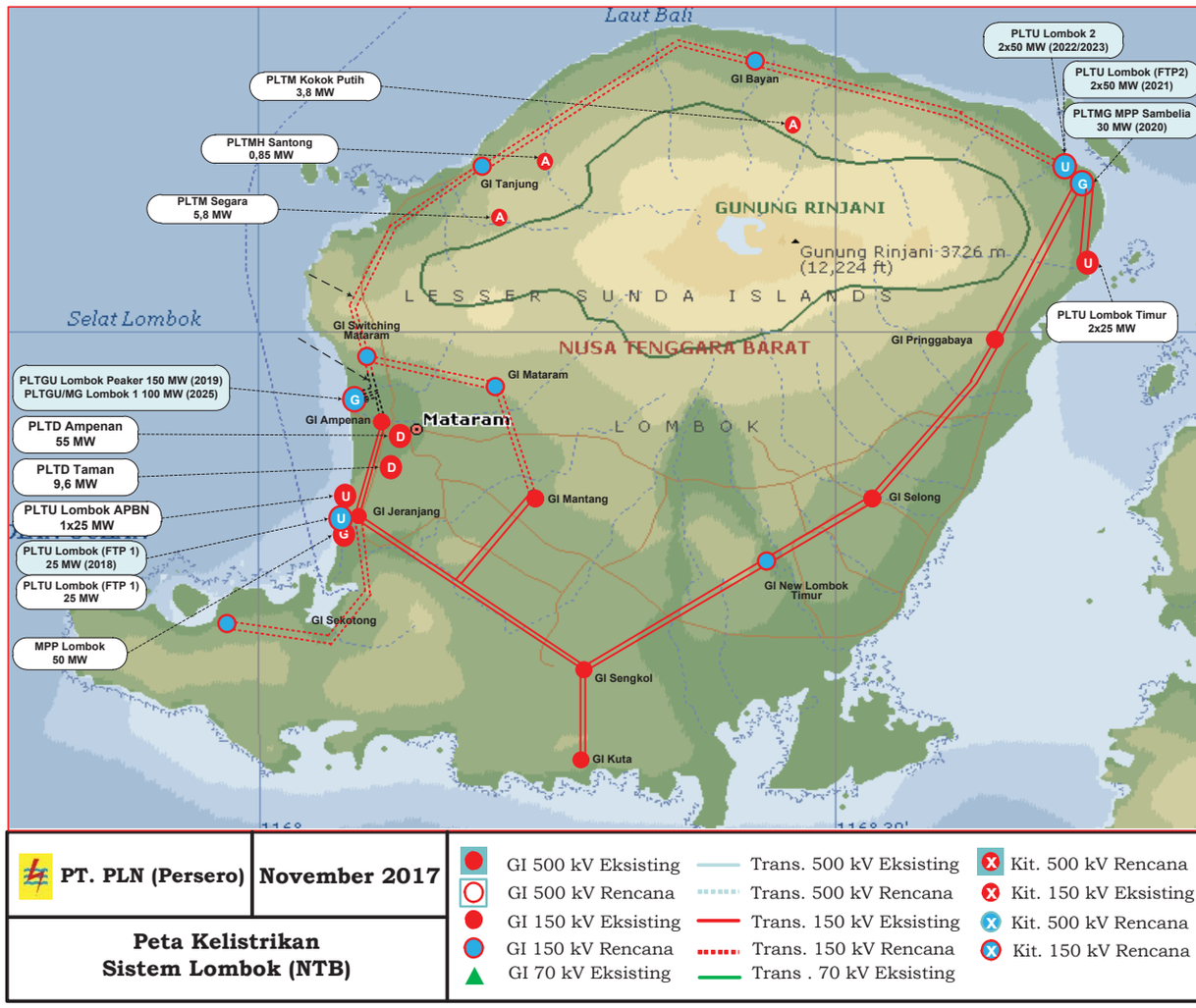
Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	(Ribu)
2018	48	131	3,00	38	-	1.761
2019	47	99	0,70	28	-	1.761
2020	47	99	0,70	28	-	1.800
2021	47	99	0,70	28	-	1.800
2022	47	99	0,70	28	-	1.800
2023	45	94	0,68	27	-	1.710
2024	42	89	0,63	25	-	1.620
2025	42	89	0,63	25	-	1.620
2026	40	84	0,60	24	-	1.530
2027	35	74	0,53	21	-	1.350

LAMPIRAN B.8
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT

B8.1. KONDISI SAAT INI

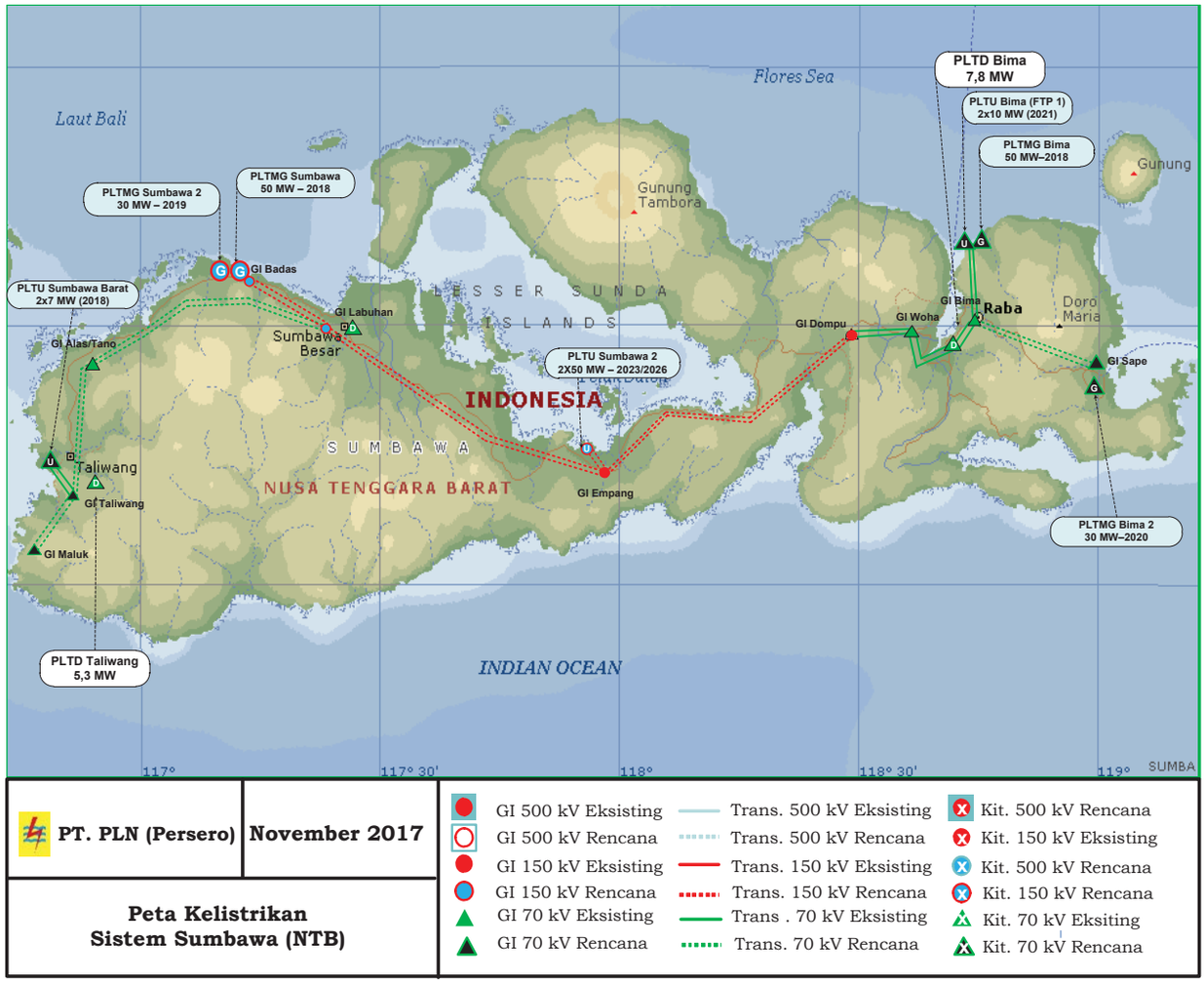
Sistem tenaga listrik di Provinsi NTB terdiri atas satu sistem besar 150 kV dan dua sistem skala menengah 20 kV, serta beberapa sistem kecil terisolasi. Untuk sistem besar dipasok dari PLTU, PLTD dan PLTM/PLTMH. Sedangkan sistem menengah dan sistem kecil dipasok dari PLTD dan sebagian kecil PLMH. Sistem-sistem tersebut adalah:

- Sistem 150 kV Lombok membentang dari Mataram sampai Lombok Timur melayani kota Mataram, kabupaten Lombok Barat, kabupaten Lombok Tengah, kabupaten Lombok Timur dan kabupaten Lombok Utara.
- Sistem Sumbawa meliputi kota Sumbawa Besar dan kabupaten Sumbawa Barat.
- Sistem Bima meliputi kota Bima, kabupaten Bima dan kabupaten Dompu.



Gambar B8.1 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 220 Volt. Peta sistem tenaga listrik di provinsi NTB untuk ketiga sistem tersebut ditunjukkan pada Gambar B8.1. Sistem tenaga listrik di tiga pulau yaitu Gili Trawangan, Gili Meno dan Gili Air sudah tersambung dengan kabel laut ke sistem Lombok daratan dan telah beroperasi sejak 2012.



Gambar B8.2 Peta Sistem tenaga listrik Pulau Sumbawa

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011- 2016 serta estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan di Provinsi Nusa Tenggara Barat ditunjukkan pada Tabel B8.1 dan Tabel B8.2

Tabel B7.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.420	1.548	1.661	1.847	1.918	2.105	2.129
2	Bisnis	1.482	1.645	1.860	2.059	2.226	2.510	2.556
3	Publik	206	228	245	269	282	305	310
4	Industri	116	126	148	160	168	179	176
Jumlah		3.224	3.547	3.914	4.335	4.594	5.099	5.170
Pertumbuhan (%)		4,30	10,01	10,37	10,75	5,98	10,99	1,39

Tabel B7.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	569,0	680,1	824,7	889,9	965,0	1.032,9	1.132,2
2	Komersil	20,7	23,3	27,2	29,5	32,8	36,2	39,3
3	Publik	19,1	20,5	22,6	23,7	25,1	27,1	29,6
4	Industri	0,16	0,18	0,21	0,22	0,24	0,26	0,29
Jumlah		609	724	875	943	1.023	1.096	1.201
Pertumbuhan (%)		56,23	18,91	20,78	7,85	8,47	7,15	9,57

Sebagian besar produksi tenaga listrik di Provinsi NTB adalah dari PLTD sehingga mengakibatkan biaya pokok produksi menjadi sangat tinggi. Rincian komposisi kapasitas pembangkit per sistem ditunjukkan dalam Tabel B8.3.

Tabel B8.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik
1	Sistem Interkoneksi						
	1. Lombok	PLTU/D/M	Batubara/BBM/Air	360,5	310,0	248,5	PLN/IPP
	2. Sumbawa	PLTD/M	BBM/Air	57,6	44,2	45,7	PLN
	3. Bima	PLTD	BBM	46,7	43,9	49,3	PLN
2	Sistem Terisolasi						
	Sektor Lombok						
	Cabang Sumbawa						
	1. Sebotok	PLTD	BBM	0,1	0,1	0,1	PLN
	2. Labuhan Haji	PLTD	BBM	0,2	0,1	0,1	PLN
	3. Lebin	PLTD	BBM	0,3	0,3	0,2	PLN
	4. Bugis Medang	PLTD	BBM	0,4	0,2	0,1	PLN
	5. Klawis	PLTD	BBM	0,3	0,1	0,1	PLN
	6. Lunyuk	PLTD	BBM	2,3	1,3	1,3	PLN
	7. Lantung	PLTD	BBM	0,4	0,2	0,2	PLN
	Cabang Bima						
	1. Bajo Pulau	PLTD	BBM	0,2	0,2	0,1	PLN
	2. Nggelu	PLTD	BBM	0,1	0,1	0,0	PLN
	3. Pekat	PLTD	BBM	1,6	1,5	1,3	PLN
	Jumlah			470,9	402,3	347,0	

Sedangkan gardu induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B8.4.

Tabel B8.4 Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
1	Ampenan	150 / 20	3	120
2	Jeranjang	150 / 20	2	60
3	Sengkol	150 / 20	1	30

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
4	Mantang	150 / 20	1	30
5	Selong	150 / 20	1	30
6	Kuta	150 / 20	1	30
7	Pringgabaya	150 / 20	1	30
8	Sambelia	150 / 20	1	20
9	Bonto	70/20	1	10
10	Bima	70/20	1	20
11	Woha	70/20	1	30
12	Dompu	70/20	1	10
Jumlah			15	420

Tabel B8.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Distribusi (MVA)	JTR (kms)
2011	4.066	314	3.888
2012	4.436	407	4.385
2013	4.560	462	4.708
2014	4.902	490	5.015
2015	5.273	490	5.144
2016	5.382	591	5.435
2017	7.365	348	7.405

B8.2. 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 jumlah provinsi NTB. Sesuai dengan potensi alamnya yang sangat bagus, Lombok akan kembangkan menjadi salah satu pusat tujuan wisata internasional selain Bali. Di Lombok Selatan akan dibentuk kawasan ekonomi khusus (KEK) untuk daerah wisata antara lain KEK Mandalika *Resort*. Dengan demikian, ekonomi NTB ke depan diharapkan akan tumbuh lebih baik lagi dan kebutuhan listrik juga akan tumbuh pesat.

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2018–2027 dapat dilihat pada Tabel B8.8, dengan rata-rata pertumbuhan penjualan energi selama 10 tahun sekitar 8,63 %.

Tabel B8.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.261,1	1.355,0	1.440,5	1.521,4	1.608,8	1.702,8	1.805,1	1.913,5	2.037,9	2.172,7
2	Bisnis	395,5	435,9	479,6	532,9	592,5	659,0	733,9	816,6	913,6	1.022,8
3	Publik	187,8	208,1	231,1	258,3	289,8	325,9	367,3	414,2	468,5	531,0
4	Industri	95,1	106,1	118,4	132,0	147,3	164,4	183,6	205,3	229,3	256,4
Jumlah		1.940	2.105	2.270	2.445	2.638	2.852	3.090	3.350	3.649	3.983
Pertumbuhan (%)		11,43	8,54	7,81	7,71	7,93	8,10	8,34	8,40	8,95	9,14

Tabel B8.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.286,1	1.357,6	1.408,6	1.424,0	1.439,0	1.453,4	1.467,3	1.480,7	1.493,2	1.505,1
2	Bisnis	42,0	45,0	48,1	51,8	55,9	60,3	65,1	70,2	76,2	82,6
3	Publik	32.434,5	35.591,5	39.005,6	43.306,3	48.166,4	53.648,8	59.900,7	66.878,5	75.231,3	84.756,1
4	Industri	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Jumlah	33.763	36.994	40.463	44.782	49.662	55.163	61.433	68.430	76.801	86.344
	Pertumbuhan (%)	9,72	9,57	9,37	10,68	10,90	11,08	11,37	11,39	12,23	12,43

Tabel B8.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	4,23	1.940	2.241	365	1.360.803
2019	4,29	2.105	2.437	397	1.438.501
2020	4,20	2.270	2.628	428	1.496.053
2021	4,86	2.445	2.827	461	1.519.503
2022	4,93	2.638	3.071	501	1.543.370
2023	4,98	2.852	3.319	541	1.567.679
2024	5,08	3.090	3.583	584	1.592.676
2025	5,05	3.350	3.889	634	1.618.231
2026	5,43	3.649	4.227	689	1.644.950
2027	5,49	3.983	4.602	750	1.672.946
Pertumbuhan	4,85%	8,63%	8,63%	8,01%	3,42%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan potensi KEK Mandalika dan pelanggan besar lainnya di Provinsi Nusa Tenggara Barat. Untuk melayani kebutuhan potensi KEK dan pelaggan besar lainnya tersebut, PLN sudah menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

B8.3. 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

Sumber energi primer yang banyak tersedia di Provinsi Nusa Tenggara Barat adalah potensi panas bumi dan tenaga air, sebagaimana ditunjukkan pada Tabel B8.9. Selain itu juga dikembangkan pembangkit energi surya, biomassa, dan lain-lain.

Tabel B8.9 Daftar Potensi Energi Primer

No.	Energi Primer	Lokasi	Potensi (MW)	Tahapan yang Sudah Dicapai
I	Air			
	PLTM tersebar	Tersebar	17,48	Kajian
II	Panas Bumi			
	Sembalun	Lombok	20	Hasil Studi Geo Sains & Pengeboran *Thermal Gradient*
	Hu'u (FTP2)	Sumbawa	20	IPB berakhir/persiapan PSPE
	Maronge	Sumbawa	6	Identifikasi Lokasi
III	Biomassa			
	Sumbawa Besar	Sumbawa	1,6	Studi Kelayakan (IPP)

Terdapat potensi energi arus laut (Alas, Lombok dan Pulau Sape) sebesar 14 MW serta energi surya (Lombok Utara) sebesar 20 MW di Nusa Tenggara Barat yang memerlukan kajian lebih lanjut.

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

Sebagian besar pembangkit yang akan dibangun adalah PLTU batubara. Untuk meminimalkan penggunaan BBM terutama waktu beban puncak, direncanakan akan dibangun PLTGU/MGU dengan bahan bakar gas alam yang disimpan dalam bentuk CNG (*compressed 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 itu diusulkan pembangkit *Mobile Power Plant* (MPP) dengan sistem bahan bakar *Dual Fuel* (HSD dan Gas). Guna

mengantisipasi kebutuhan pertumbuhan listrik di Provinsi NTB maka sampai dengan tahun 2027 direncanakan tambahan pembangkit yang terdapat pada Tabel B8.11.

Tabel B8.10. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	39	-	-	120	50	50	-	-	-	-	259
PLTGU	-	150	-	-	-	-	-	-	-	-	150
PLTG/MG	100	30	60	-	-	-	-	-	-	-	190
PLT Lain	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Jumlah	**141**	**180**	**60**	**120**	**50**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**601**
IPP											
PLTM	1,3	1,9	2,3	-	-	-	-	-	-	-	5,5
PLT Lain	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Jumlah	**1**	**22**	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**25,5**
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	-	50	-	-	50	-	100
PLTGU/MG	-	-	-	-	-	-	-	100	-	-	100
PLT Lain	-	-	-	15	-	-	-	-	-	-	15
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**15**	**-**	**50**	**-**	**100**	**50**	**-**	**215**
Jumlah											
PLTU	39	-	-	120	50	100	-	-	50	-	359
PLTGU	-	150	-	-	-	-	-	-	-	-	150
PLTG/MG	100	30	60	-	-	-	-	-	-	-	190
PLTGU/MG	-	-	-	-	-	-	-	100	-	-	100
PLTM	1	2	2	-	-	-	-	-	-	-	6
PLT Lain	2	20	-	15	-	-	-	-	-	-	37
Jumlah	**142**	**202**	**62**	**135**	**50**	**100**	**-**	**100**	**50**	**-**	**841**

Tabel B8.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
1	Sumbawa Bima	PLTU	Sumbawa Barat	14	2018	Konstruksi	PLN
2	Lombok	PLTU	Lombok (FTP 1)	25	2018	Konstruksi	PLN
3	Sumbawa Bima	PLTMG	Sumbawa	50	2018	Pengadaan	PLN
4	Sumbawa Bima	PLTMG	Bima	50	2018	Pengadaan	PLN
5	Tersebar	PLTD	Tersebar	1,5	2018	Rencana	PLN
6	Lombok	PLTM	Sedau Kumbi	1,3	2018	Konstruksi	IPP
7	Lombok	PLTS	Pringgabaya	5	2019	Pengadaan	IPP
8	Lombok	PLTS	Selong	5	2019	Pengadaan	IPP
9	Lombok	PLTS	Sengkol	5	2019	Pengadaan	IPP
10	Lombok	PLTS	Kuta	5	2019	Pengadaan	IPP
11	Lombok	PLTGU	Lombok Peaker	150	2019	Pengadaan	PLN
12	Sumbawa Bima	PLTMG	Sumbawa 2	30	2019	Rencana	PLN
13	Lombok	PLTM	Karang Bayan	1,3	2019	Konstruksi	IPP

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
14	Lombok	PLTM	Batu Bedil	0,6	2019	Konstruksi	IPP
15	Lombok	PLTM	Koko Babak	2,3	2020	Pendanaan	IPP
16	Lombok	PLTMG	MPP Sambelia	30	2020	Rencana	PLN
17	Sumbawa Bima	PLTMG	Bima 2	30	2020	Rencana	PLN
18	Sumbawa Bima	PLTU	Bima (FTP1)	20	2021	Konstruksi	PLN
19	Lombok	PLTU	Lombok (FTP 2)	100	2021	Pengadaan	PLN
20	Tersebar	PLTS	Tersebar	15	2021	Rencana	*Unallocated*
21	Lombok	PLTU	Lombok 2	50	2022	Rencana	PLN
22	Lombok	PLTU	Lombok 2	50	2023	Rencana	PLN
23	Sumbawa Bima	PLTU	Sumbawa 2	50	2023	Rencana	*Unallocated*
24	Lombok	PLTGU/MG	Lombok 1	100	2025	Rencana	*Unallocated*
25	Sumbawa Bima	PLTU	Sumbawa 2	50	2026	Rencana	*Unallocated*
JUMLAH				841			

Di Provinsi Nusa Tenggara Barat terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

- PLTA Brang Beh 1-2 18 MW
- PLTP Sembalun 20 MW
- PLTP Hu'u 20 MW
- PLTB Lombok 15 MW

Potensi pembangkit tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar potensi diatas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel B8.11 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel B8.13.

Tabel B8.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
150 kV	347	211	133	9						30	730
70 kV	272		40								312
Jumlah	619	211	173	9	-	-	-	-	-	30	1.042

Tabel B8.13. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Alas/Tano	Labuhan/Sumbawa	70 kV	New, 2 cct,SUTT	138	2018	Konstruksi
2	Dompu	Empang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	155	2018	Konstruksi
3	Labuhan/Sumbawa	Empang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	160	2018	Konstruksi
4	PLTMG Sumbawa	Labuhan/Sumbawa	150 kV	New, 2 cct, SUTT	32	2018	Pengadaan
5	Sape	Bima	70 kV	New, 2 cct, SUTT	70	2018	Konstruksi
6	Taliwang	Alas/Tano	70 kV	New, 2 cct, SUTT	64	2018	Konstruksi
7	Jeranjang	Sekotong	150 kV	New, 2 cct, SUTT	57	2019	Rencana
8	Mataram	Switching Mataram	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Rencana
9	PLTGU Lombok Peaker	Switching Mataram	150 kV	New, 2 cct, SKTT	2.5	2019	Pengadaan
10	PLTGU Lombok Peaker	Ampenan	150 kV	New, 2 cct, SKTT	2.5	2019	Rencana
11	Tanjung	Switching Mataram	150 kV	New, 2 cct, SUTT	54	2019	Rencana
12	Tanjung	Bayan	150 kV	New, 2 cct, SUTT	75,06	2019	Konstruksi
13	Bayan	PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	92,7	2020	Konstruksi
14	Maluk	Taliwang	70 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2020	Rencana
15	Mataram	Mantang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	40	2020	Rencana
16	PLTU Sumbawa 2	Incomer 2 phi (Labuhan - Empang)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	9	2021	Rencana
17	PLTP Sembalun	Incomer 1 phi (Bayan-PLTU Lombok (FTP 2))	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2027	Rencana
JUMLAH					1041,76		

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 2018-2027 ditunjukkan pada Tabel B8.15.

Tabel B8.14. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
150/70 kV	120										120
150/20 kV	300	270	120		90		120		30	60	990
70/20 kV	110	60	20					30	60		280
Jumlah	530	330	140	-	90	-	120	30	90	60	1.390

Tabel B8.15. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Alas / Tano	70/20 kV	New	20	2018	Konstruksi
2	Labuhan/Sumbawa	150 kV	Ext	2 LB	2018	Pengadaan
3	Badas/PLTMG Sumbawa (Town Feeder)	150/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
4	Labuhan/Sumbawa	150/20 kV	New	60	2018	Pengadaan
5	Mantang	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
6	Mataram	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
7	Sengkol	150/20 kV	Ext	30	2018	Konstruksi
8	Sengkol	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
9	Tanjung	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
10	Dompu (IBT)	150/70 kV	New	60	2018	Konstruksi
11	Labuhan/Sumbawa (IBT)	150/70 kV	New	60	2018	Konstruksi
12	Taliwang	70 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
13	Bima	70/20 kV	Ext	30	2018	Konstruksi
14	Labuhan/Sumbawa	70/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
15	Taliwang	70/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
16	Switching Mataram	150/20 kV	New	6 LB	2019	Rencana
17	Ampenan	150/20 kV	Upr	60	2019	Rencana
18	Dompu	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
19	Pringgabaya	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
20	Sekotong	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
21	Selong	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
22	Bonto	70/20 kV	Ext	30	2019	Rencana
23	Woha	70/20 kV	Ext	30	2019	Rencana
24	Bayan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Pengadaan
25	Kuta	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
26	Tanjung	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
27	Taliwang	70 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
28	Maluk	70/20 kV	New	20	2020	Rencana
29	Mataram	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
30	Sambelia (Pembangkit)	150/20 kV	Ext	30	2022	Rencana
31	Labuhan/Sumbawa	70 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
32	New Lombok Timur	150/20 kV	New	120	2024	Rencana
33	Woha	70/20 kV	Ext	30	2025	Rencana
34	Bayan	150/20 kV	Ext	30	2026	Rencana
35	Sape	70/20 kV	Ext	30	2026	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
36	Taliwang	70/20 kV	Ext	30	2026	Rencana
37	Labuhan/Sumbawa	150/20 kV	Ext	60	2027	Rencana
	TOTAL			1390		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik di provinsi ini, direncanakan tambahan sambungan baru sampai dengan tahun 2027 sekitar 471 ribu pelanggan. Tambahan sambungan ini juga untuk meningkatkan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, direncanakan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi jaringan tegangan menengah, jaringan tegangan rendah dan tambahan kapasitas trafo distribusi seperti dalam Tabel B8.16.

Tabel B8.16 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	741	737	90	159.416
2019	361	359	55	77.698
2020	268	266	47	57.552
2021	109	108	37	23.450
2022	111	110	40	23.867
2023	113	112	44	24.309
2024	116	116	48	24.998
2025	119	118	53	25.555
2026	124	124	60	26.719
2027	130	129	67	27.996
Jumlah	2.192	2.181	540	471.559

Pengembangan Listrik Perdesaan sudah termasuk dalam bagian Pengembangan Sistem Distribusi, untuk detail Pengembangan Listrik Perdesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik Perdesaan sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel B8.17. Desa-desa tersebut akan dilistriki oleh PLN dengan perluasan jaringan, pembangunan pembangkit baru yang 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 (LTSHE). Program LTSHE ini

merupakan program Pra Elektrifikasi (sebelum jaringan atau pembangkit PLN masuk). PLN juga sedang mengkaji metode-metode lain untuk melistriki desa, khususnya desa yang sangat terpencil dan tidak memungkinkan untuk dibangun jaringan ataupun pembangkit.

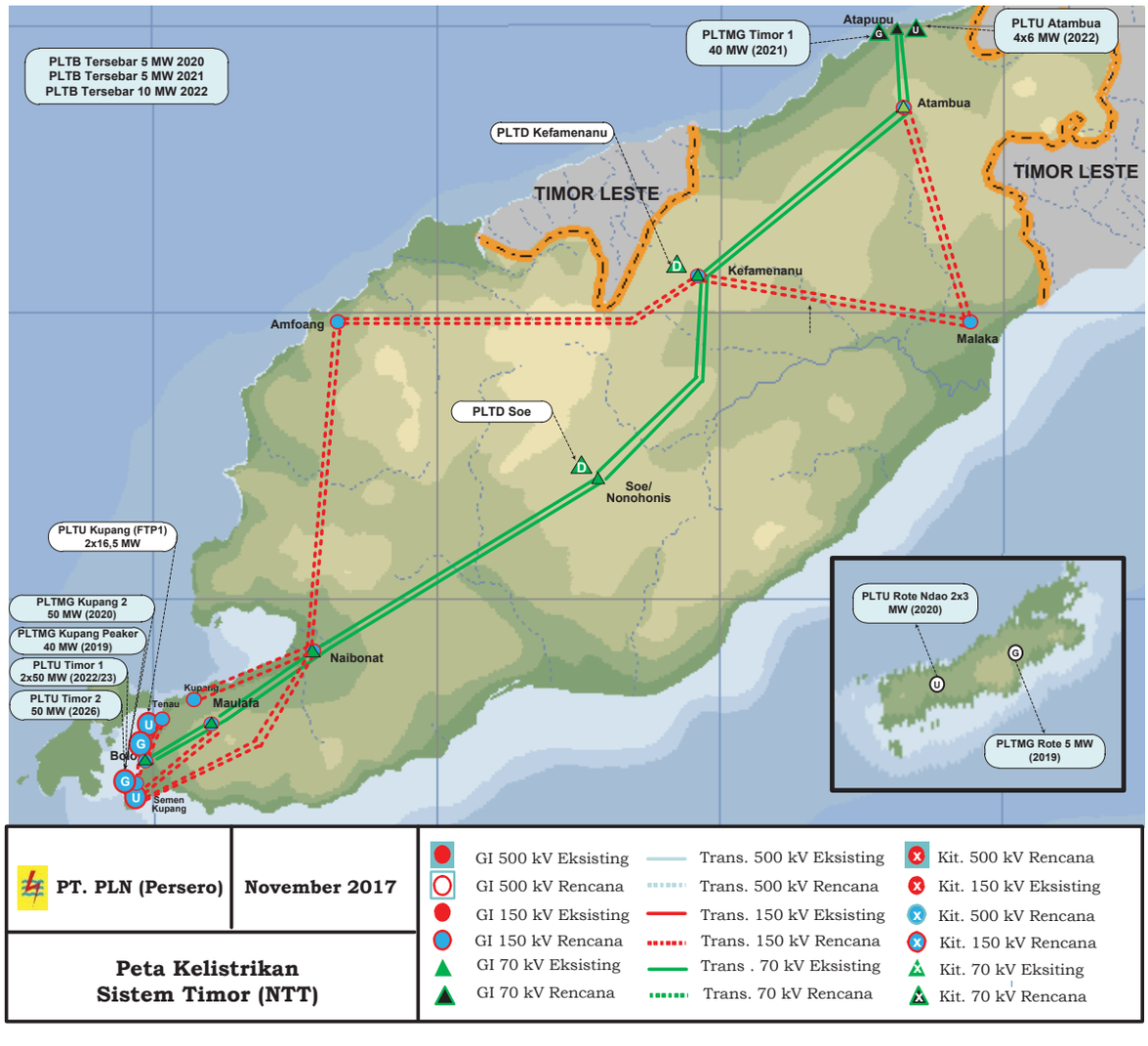
Tabel B8.17 Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	189	123	10,63	111	-	8.426
2019	150	57	1,00	40	-	8.426
2020	97	35	1,43	57	-	6.133
2021	65	14	0,30	12	-	2.135
2022	228	129	1,98	79	-	8.038
2023	228	129	1,98	79	-	8.038
2024	205	117	1,78	71	-	7.234
2025	205	117	1,78	71	-	7.234
2026	194	110	1,68	67	-	6.832
2027	171	97	1,48	59	-	6.029

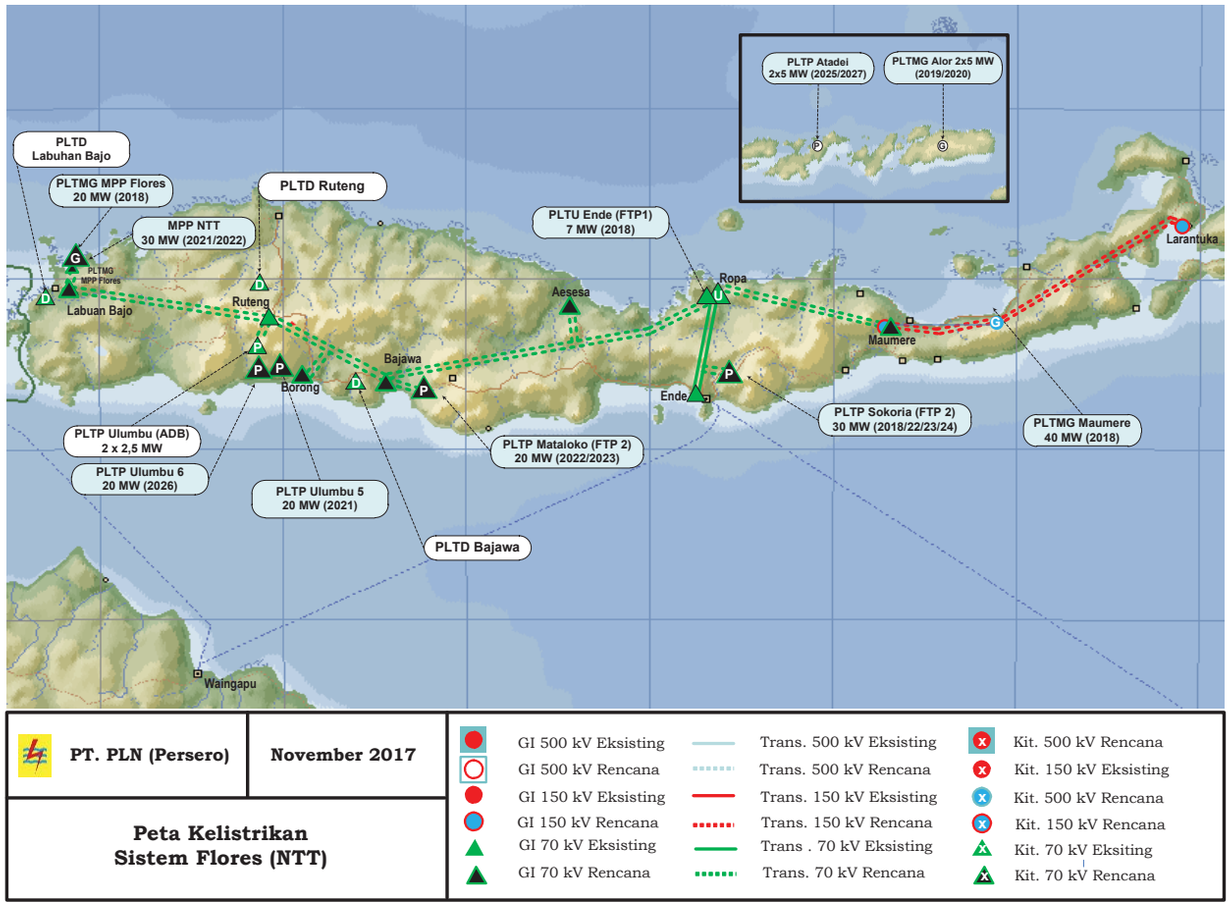
LAMPIRAN B.9
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

B9.1. 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 di daerah yang berbatasan dengan negara tetangga Timor Leste. Pada tahun 2017 Pulau Timor telah terinterkoneksi dari Bolok sampai ke Atambua dengan Transmisi 70 kV Sistem Timor, selain itu sistem Ende juga sudah terinterkoneksi dengan Transmisi 70 kV. Kedua sistem tersebut mendapatkan pasokan daya dari PLTU, PLTM dan beberapa PLTD. Sedangkan sistem-sistem yang lainnya beroperasi secara terpisah, dipasok dari PLTD dan sebagian dari PLTP serta PLTM, menggunakan tegangan menengah 20 kV. Bahkan ada beberapa sistem kecil dipasok dari PLTD langsung melayani beban pada tegangan 220 Volt.



Gambar B9.1 Peta rencana jaringan 150 dan 70 kV pulau Timor



Gambar B9.2 Peta rencana jaringan 70 kV pulau Flores

Gambar B9.3 Peta rencana jaringan 70 kV Pulau Sumba

Untuk realisasi penjualan tenaga listrik dan realisasi jumlah pelanggan pada tahun 2011- 2016 serta estimasi tahun 2017 per sektor pelanggan di Provinsi Nusa Tenggara Timur ditunjukkan pada Tabel B9.1 dan Tabel B9.2.

Tabel B9.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	291	343	373	425	452	493	512
2	Bisnis	130	155	191	179	174	202	212
3	Publik	61	64	68	73	81	93	99
4	Industri	5	6	7	25	42	42	36
Jumlah		487	567	640	702	750	830	860
Pertumbuhan (%)		13,40	16,51	12,74	9,80	6,76	10,65	3,62

Tabel B9.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	343,1	487,9	522,2	572,3	580,0	591,0	608,8
2	Komersil	20,4	22,5	26,7	30,1	31,5	32,6	33,7
3	Publik	12,3	13,5	14,8	15,8	16,8	19,6	20,7
4	Industri	0,12	0,12	0,11	0,14	0,15	0,16	0,17
Jumlah		376	524	564	618	628	643	663
Pertumbuhan (%)		37,01	39,36	7,60	9,66	1,63	2,38	3,11

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 B9.3.

Tabel B9.3 Kapasitas Pembangkit Terpasang di NTT

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik
1	Sistem Kupang	PLTD/PLTU	BBM/Batubara	205,0	87,8	77,7	PLN
2	Sistem Seba, Oesao	PLTD	BBM	4,1	3,3	2,3	PLN
3	Sistem Soe	PLTD	BBM	2,2	1,6	0,7	PLN
4	Sistem Kefamananu	PLTD	BBM	6,6	5,1	6,2	PLN
5	Sistem Atambua	PLTD	BBM	16,5	13,6	9,2	PLN
6	Sistem Betun	PLTD	BBM	2,7	2,5	3,0	PLN
7	Sistem Kalabahi	PLTD	BBM	4,1	3,5	4,8	PLN
8	Sistem Rote Ndao	PLTD	BBM	6,0	4,3	3,8	PLN
9	Sistem Ende	PLTD/PLTM/PLTU	BBM/Batubara/Air	19,8	14,8	11,6	PLN
10	Sistem Wolowaru	PLTD	BBM	2,4	1,4	1,2	PLN
11	Sistem Aesesa	PLTD	BBM	4,0	3,2	3,0	PLN

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik
12	Sistem Bajawa	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	17,4	6,7	5,6	PLN
13	Sistem Ruteng	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	26,0	16,3	10,9	PLN
14	Sistem Labuhan Bajo	PLTD	BBM	16,2	8,3	7,0	PLN
15	Sistem Maumere	PLTD	BBM	16,5	12,7	12,6	PLN
16	Sistem Larantuka	PLTD	BBM	10,6	5,9	4,7	PLN
17	Sistem Adonara	PLTD	BBM	6,6	4,7	3,9	PLN
18	Sistem Lembata	PLTD/PLTS	BBM/Surya	7,6	4,8	3,5	PLN
19	Sistem Waingapu	PLTD	BBM	8,7	8,0	6,6	PLN
20	Sistem Waikabubak-Waitabula	PLTD/PLTM/PLTS	BBM/Surya/Air	16,3	14,4	10,8	PLN
21	Gab. *Isolated* Area Kupang	PLTD/PLTS	BBM/Surya	8,7	5,7	2,4	PLN
22	Gab. *Isolated* Area FBB	PLTD	BBM	8,8	6,1	4,1	PLN
23	Gab. *Isolated* Area FBT	PLTD/PLTS	BBM/Surya	4,6	3,0	2,0	PLN
23	Gab. *Isolated* Area Sumba	PLTD/PLTMH	BBM/Air	0,2	0,2	0,0	PLN/IPP
Jumlah				421,8	237,6	197,6	

Sedangkan Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B9.4.

Tabel B9.4 Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
1	Bolok	70/20	1	30
2	Maulafa	70/20	2	60
3	Nonohonis	70/20	1	20
4	Atambua	70/20	1	20
5	Kefemenahu	70/20	1	20
6	Ropa	70/20	1	5
7	Ende	70/20	1	20
Jumlah			8	175

Tabel B9.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	Gardu Distribusi (MVA)	JTR (kms)
2011	4.402	188	4.474
2012	5.005	210	5.006
2013	5.749	240	5.710
2014	6.024	282	7.097
2015	6.325	277	6.709
2016	6.821	313	7.119
2017	5.501	684	5.474

B9.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kondisi perekonomian Provinsi NTT cukup baik di sektor industri pengolahan, perdagangan dan pertanian yang berkontribusi besar mencapai 56%, sedangan 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. Ke depan, tambang *mangan* ini 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 *diving spot* 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 178 puskesmas di 134 Kecamatan yang tersebar di 15 kabupaten di Provinsi Nusa Tenggara Timur.

Dari data historis pengusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi. pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang. maka proyeksi kebutuhan listrik 2018–2027 dapat dilihat pada Tabel B9.8, dengan rata-rata pertumbuhan penjualan energi selama 10 tahun sekitar 8,07 %.

Tabel B9.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	576,5	633,5	692,3	753,6	818,1	878,4	929,3	981,5	1.040,7	1.103,1
2	Bisnis	229,4	247,4	265,0	287,0	310,0	333,6	358,5	384,0	413,6	444,7
3	Publik	106,3	114,6	122,9	133,4	144,7	156,6	169,4	182,9	198,7	215,7
4	Industri	49,7	55,6	76,4	89,7	91,8	93,9	96,0	98,1	100,2	102,3
Jumlah		962	1.051	1.157	1.264	1.365	1.463	1.553	1.646	1.753	1.866
Pertumbuhan (%)		11,91	9,25	10,05	9,27	7,97	7,18	6,20	6,00	6,49	6,42

Tabel B9.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	742,1	838,2	940,2	1.027,1	1.117,4	1.184,8	1.205,3	1.224,0	1.242,6	1.261,3
2	Bisnis	36,2	38,8	41,5	44,6	47,8	51,2	54,8	58,4	62,6	66,9

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
3	Publik	22,1	23,6	25,2	27,0	29,0	31,1	33,3	35,7	38,4	41,2
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5
	Jumlah	801	901	1.007	1.099	1.195	1.267	1.294	1.319	1.344	1.370
	Pertumbuhan (%)	20,67	12,54	11,80	9,11	8,69	6,10	2,08	1,91	1,93	1,93

Tabel B9.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,62	962	1.119	205	800.538
2019	5,69	1.051	1.224	224	900.889
2020	5,44	1.157	1.335	244	1.007.199
2021	6,21	1.264	1.447	265	1.098.974
2022	6,18	1.365	1.564	286	1.194.504
2023	6,08	1.463	1.678	307	1.267.422
2024	6,10	1.553	1.769	323	1.293.754
2025	5,97	1.646	1.871	342	1.318.527
2026	6,48	1.753	1.982	362	1.343.980
2027	6,44	1.866	2.098	383	1.369.882
Pertumbuhan	6,02%	8,07%	7,78%	7,75%	7,68%

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).

B9.3. 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 NTT mempunyai potensi energi terbarukan yang tersebar di beberapa pulau. Untuk mendukung penerapan EBT, Pemerintah mencanangkan program untuk menjadikan Pulau Sumba sebagai *iconic island.* Program Sumba *Iconic Island* (SII) merupakan suatu program yang diinisiasi 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 panas bumi di Provinsi Nusa Tenggara Timur sebesar sekitar 30 MW. Potensi energi angin di Pulau Timor sebesar 10 – 20 MW dan akan dilakukan kajian studi untuk memanfaatkan potensi energi angin terhadap sistem tenaga listrik Timor.

Terdapat potensi energi biomassa (Kupang dan Kayu Kaliandra) di Nusa Tenggara Timur sebesar 30 MW serta potensi energi arus laut (Adonara) sebesar 30 MW.

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.

Rencana Pengembangan Pembangkit

Sampai dengan tahun 2027 kebutuhan tenaga listrik Provinsi NTT direncanakan akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTP, PLTU, PLTA, PLTM, PLTS dan PLTMG, tersebar di beberapa lokasi. 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 bahkan defisit. Untuk mengantisipasi hal tersebut direncanakan membangun pembangkit PLTMG Kupang kapasitas 40 MW dengan bahan bakar *dual fuel* (HSD dan gas) dengan pola operasi *peaker*.

Pulau Flores sebagai pulau dengan potensi panas bumi yang besar, maka pembangunan pembangkit diprioritaskan jenis PLTP. Diharapkan, di masa depan 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), akan 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, jaringan distribusi PLN yang berada didaerah perbatasan akan disambung dengan jaringan distribusi EDTL.

Tabel B9.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	7	3	9	-	74	50	-	-	-	-	143
PLTP	-	-	-	20	10	10	-	-	20	-	60
PLTG/MG	60	60	60	25	25	-	-	-	-	-	230
PLTD	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25
PLT Lain	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	**92**	**63**	**69**	**46**	**109**	**60**	**-**	**-**	**20**	**-**	**459**
IPP											
PLTP	5	-	-	-	5	10	10	5	-	5	40
PLTM	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
PLT Lain	4	-	5	5	10	-	-	-	-	-	24
Jumlah	**10**	**-**	**5**	**5**	**15**	**10**	**10**	**5**	**-**	**5**	**65**
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
PLTG/MG	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	40
PLT Lain	-	-	8	7	-	-	-	-	-	-	15
Jumlah	**-**	**-**	**8**	**47**	**-**	**-**	**-**	**-**	**50**	**-**	**105**
Jumlah											
PLTU	7	3	9	-	74	50	-	-	50	-	193
PLTP	5	-	-	20	15	20	10	5	20	5	100
PLTG/MG	60	60	60	65	25	-	-	-	-	-	270
PLTD	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25
PLTM	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
PLT Lain	4	-	13	13	10	-	-	-	-	-	40
Jumlah	**102**	**63**	**82**	**98**	**124**	**70**	**10**	**5**	**70**	**5**	**629**

Tabel 9.10. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Bajawa	PLTM	Wae Roa – Ngada	0,4	2018	Konstruksi	IPP
2	Timor	PLTS	Atambua	1	2018	Konstruksi	IPP
3	Flores	PLTU	Ende (FTP1)	7	2018	Konstruksi	PLN
3	Flores	PLTS	Maumere, Ropa Ende	2	2018	Konstruksi	IPP
4	Flores	PLTM	Sita – Borong	1	2018	Konstruksi	IPP
5	Flores	PLTD	Tersebar	24,5	2018	Rencana	PLN
6	Flores	PLTMG	MPP Flores	20	2018	Konstruksi	PLN
7	Sumba	PLTBm	Sumba Barat	1	2018	Konstruksi	IPP
8	Flores	PLTMG	Maumere	40	2018	Pengadaan	PLN
9	Timor	PLTMG	Kupang Peaker	40	2019	Pengadaan	PLN

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
10	Sumba	PLTMG	Waingapu	5	2019	Pengadaan	PLN
11	Rote	PLTMG	Rote	5	2019	Pengadaan	PLN
12	Lembata	PLTMG	Lembata	5	2019	Rencana	PLN
13	Kalabahi	PLTMG	Alor	5	2019	Pengadaan	PLN
14	Kalabahi	PLTU	Alor	3	2019	Pengadaan	PLN
15	Kalabahi	PLTMG	Alor	5	2020	Pengadaan	PLN
16	Kalabahi	PLTU	Alor	3	2020	Pengadaan	PLN
17	Rote	PLTU	Rote Ndao	6	2020	Konstruksi	PLN
18	Sumba	PLTMG	Waingapu	5	2020	Pengadaan	PLN
19	Kalabahi	PLTHybrid	Alor (Kalabahi)	1,2	2020	Rencana	*Unallocated*
20	Rote	PLTHybrid	Rote Ndao	1,2	2020	Rencana	*Unallocated*
21	Sabu	PLTHybrid	Sabu Raijua	0,9	2020	Rencana	*Unallocated*
22	Lembata	PLTHybrid	Lembata	1	2020	Rencana	*Unallocated*
23	Adonara	PLTHybrid	Adonara	0,9	2020	Rencana	*Unallocated*
24	Aesesa	PLTHybrid	Aesesa	0,7	2020	Rencana	*Unallocated*
25	Betun	PLTHybrid	Betun	0,6	2020	Rencana	*Unallocated*
26	Bajawa	PLTHybrid	Bajawa	1,3	2020	Rencana	*Unallocated*
27	Timor	PLTMG	Kupang 2	50	2020	Rencana	PLN
28	Timor	PLTB	Tersebar	5	2020	Rencana	IPP
29	Flores	PLTP	Sokoria (FTP 2)	5	2018	Konstruksi	IPP
30	Timor	PLTMG	Timor 1	40	2021	Rencana	*Unallocated*
31	Sumba	PLTMG	Waitabula	10	2021	Rencana	PLN
32	Timor	PLTB	Tersebar	5	2021	Rencana	IPP
33	Rote	PLTHybrid	Maubesi	1	2021	Rencana	PLN
34	Tersebar	PLTS	Tersebar	7	2021	Rencana	*Unallocated*
35	Flores	PLTP	Ulumbu 5	20	2021	Rencana	PLN
36	Flores	PLTMG	MPP NTT	15	2021	Rencana	PLN
37	Flores	PLTMG	MPP NTT	15	2022	Rencana	PLN
38	Flores	PLTP	Mataloko (FTP 2)	10	2022	Rencana	PLN
39	Sumba	PLTMG	Waitabula	10	2022	Rencana	PLN
40	Flores	PLTP	Sokoria (FTP 2)	5	2022	Pengadaan	IPP
41	Timor	PLTU	Timor 1	50	2022	Rencana	PLN
42	Timor	PLTB	Tersebar	10	2022	Rencana	IPP
43	Timor	PLTU	Atambua	24	2022	Konstruksi	PLN
44	Timor	PLTU	Timor 1	50	2023	Rencana	PLN
45	Flores	PLTP	Mataloko (FTP 2)	10	2023	Rencana	PLN
46	Flores	PLTP	Sokoria (FTP 2)	10	2023	Pengadaan	IPP
47	Flores	PLTP	Sokoria (FTP 2)	10	2024	Pengadaan	IPP
48	Atadei	PLTP	Atadei (FTP 2)	5	2025	Rencana	IPP
49	Timor	PLTU	Timor 2	50	2026	Rencana	*Unallocated*
50	Flores	PLTP	Ulumbu 6	20	2026	Rencana	PLN
51	Atadei	PLTP	Atadei (FTP 2)	5	2027	Rencana	IPP
JUMLAH				629			

Di Provinsi Nusa Tenggara Timur terdapat potensi pembangkit yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem yaitu sebagai berikut:

-	PLTP	Oka Ile Ange	10 MW
-	PLTP	Waisano	20 MW
-	PLTP	Lesugolo	5 MW
-	PLTP	Gunung Sirung	5 MW
-	PLTB	Oelbubuk – Soe	20 MW
-	PLTA	Wae Rancang I dan II - Manggarai	16,5 MW

-	PLTA	Riam Kiwa	42	MW
-	PLTA	Watupanggantung	15	MW
-	PLTS	Sumba Barat	10	MW
-	PLTS	Sumba Timur	10,1	MW
-	PLTM	Wae Lega	1,75	MW
-	PLTS-Hybrid	Sumba Barat	2	MW
-	PLTB	Sumba Timur	3	MW
-	PLTB	Kupang	30	MW

Potensi pembangkit tersebut di atas dan potensi setempat lainnya di luar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel B9.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Potensi pengembangan PLTP Waisano sebesar 10-20 MW merupakan proyek PLTP pertama *Government Drilling* dengan menggunakan *Geothermal Fund*. Pengeboran tersebut direncanakan dimulai pada pertengahan tahun 2018.
Di NTT terdapat potensi PLTB di Oelbubuk-Soe sebesar 20 MW (kapasitas rata-rata) dengan kapasitas terpasang sebesar 36 MWp, dimana terdapat potensi untuk dapat dikembangkan hingga total 30 MW (54 MWp). Sementara itu, potensi PLTM tersebar di Provinsi Nusa Teggara Timur sebesar 10,35 MW.

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 prospek beban setempat, sebagaimana terdapat dalam Gambar B9.1 dan B9.2. 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 B9.12.

Tabel B9.11. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
150 kV	5	126		308	158				352		949
70 kV	480	210	96	25	220						1.031
Jumlah	485	336	96	333	378	-	-	-	352	-	1.980

Tabel B9.12. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi (kms)

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
1	Ropa	Bajawa	70 kV	New, 2 cct, SUTT	190	2018	Konstruksi

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Panjang (kms)	COD	Status
2	Ruteng	Labuan Bajo	70 kV	New, 2 cct, SUTT	170	2018	Konstruksi
3	Maumere	Ropa	70 kV	New, 2 cct, SUTT	120	2018	Konstruksi
4	Semen Kupang	Incomer double phi (Panaf - Bolok)	150 kV	New, 2 cct, SUTT	5	2018	Konstruksi
5	Aesesa	Incomer single phi (Bajawa - Ropa)	70 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Rencana
6	Bajawa	Ruteng	70 kV	New, 2 cct, SUTT	120	2019	Konstruksi
7	Bolok	Tenau / Kuanino	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Rencana
8	Borong	Incomer single (Ruteng - Bajawa)	70 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2019	Rencana
9	Kupang / Maulafa Baru	Naibonat	150 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Rencana
10	Maumere	PLTMG Maumere Peaker	150 kV	New, 2 cct, SUTT	56	2019	Pengadaan
11	PLTMG Flores	Labuan Bajo	70 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Rencana
12	PLTMG Kupang Peaker / Panaf	Bolok	150 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2019	Rencana
13	PLTP Sokoria	Incomer double phi (Ropa-Ende)	70 kV	New, 2 cct, SUTT	20	2019	Rencana
14	PLTA Wae Racang	Ruteng	70 kV	New, 2 cct, SUTT	66	2020	Rencana
15	Waingapu	PLTMG Waingapu	70 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2020	Rencana
16	Malaka	Atambua	150 kV	New, 2 cct, SUTT	96	2021	Rencana
17	MPP NTT	Labuan Bajo	70 kV	New, 2 cct, SUTT	25	2021	Rencana
18	PLTMG Maumere Peaker	Larantuka	150 kV	New, 2 cct, SUTT	212	2021	Rencana
19	Naibonat	Amfoang	150 kV	New, 2 cct, SUTT	108	2022	Rencana
20	PLTMG Kupang Peaker / Panaf	Naibonat	150 kV	New, 2 cct, SUTT	50	2022	Rencana
21	PLTMG Waingapu	PLTMG Waitabula / Tambolaka	70 kV	New, 2 cct, SUTT	190	2022	Rencana
22	PLTP Mataloko	Incomer double phi (Bajawa-Ropa)	70 kV	New, 2 cct, SUTT	30	2022	Rencana
23	Amfoang	Kefamenanu	150 kV	New, 2 cct, SUTT	252	2026	Rencana
24	Kefamenanu	Malaka	150 kV	New, 2 cct, SUTT	100	2026	Rencana
JUMLAH					1980		

Peta rencana pengembangan sistem transmisi 70 kV dan 150 kV di pulau Timor, Flores dan pulau Sumba sebagaimana Gambar B9.1, B9.2 dan B9.3.

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 2027 direncanakan pembangunan GI dan IBT dengan kapasitas Jumlah trafo GI sebagaimana dalam Tabel B9.14.

Tabel B9.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Gardu Induk	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
150/70 kV	60	180			120						360
150/20 kV		170	20	30	90	30		60			400
70/20 kV	80	80	50	50			20		50		330
Jumlah	140	430	70	80	210	30	20	60	50	-	1.090

Tabel B9.14. Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Atapupu	70/20 kV	Baru	10	2018	Rencana
2	Bajawa	70/20 kV	Baru	20	2018	Konstruksi
3	Bolok	70/20 kV	Ekstension	30	2018	Konstruksi
4	Bolok (IBT)	150/70 kV	Baru	60	2018	Konstruksi
5	Labuan Bajo	70/20 kV	Baru	20	2018	Konstruksi
6	Aesesa	70/20 kV	Baru	20	2019	Rencana
7	Borong	70/20 kV	Baru	20	2019	Rencana
8	PLTMG Flores	70/20 kV	Baru	20	2019	Rencana
9	PLTMG Kupang Peaker / Panaf	150/20 kV	Baru	30	2019	Rencana
10	Maulafa (IBT)	150/70 kV	Baru	60	2019	Rencana
11	Kupang / Maulafa Baru	150/20 kV	Baru	60	2019	Rencana
12	Maumere	70/20 kV	Baru	20	2019	Konstruksi
13	Maumere Baru (Town Feeder)	150/20 kV	Baru	20	2019	Rencana
14	Naibonat (IBT)	150/70 kV	Baru	60	2019	Rencana
15	Tenau / Kuanino	150/20 kV	Baru	60	2019	Rencana
16	Larantuka	150/20 kV	Baru	20	2020	Rencana
17	Ruteng	70/20 kV	Ekstension	20	2020	Rencana
18	Waingapu	70/20 kV	Baru	30	2020	Rencana
19	Labuan Bajo	70/20 kV	Ekstension	2 LB	2021	Rencana
20	Malaka	150/20 kV	Baru	30	2021	Rencana
21	Maumere	70/20 kV	Ekstension	20	2021	Rencana
22	Maumere (IBT)	150/70 kV	Baru	60	2019	Rencana
23	Waitabula/ Tambolaka	70/20 kV	Baru	30	2021	Rencana
24	Amfoang	150/20 kV	Baru	30	2022	Rencana
25	Atambua (IBT)	150/70 kV	Baru	60	2022	Konstruksi
26	Kefamenanu (IBT)	150/70 kV	Baru	60	2022	Rencana
27	Tenau / Kuanino	150/20 kV	Ekstension	60	2022	Rencana
28	Maulafa	150/20 kV	Ekstension	30	2023	Rencana
29	Ropa	70/20 kV	Ekstension	20	2024	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan (kV)	Pekerjaan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
30	Kupang / Maulafa Baru	150/20 kV	Ekstension	60	2025	Rencana
31	Kefamenanu	70/20 kV	Ekstension	30	2026	Rencana
32	Naibonat	70/20 kV	Ekstension	20	2026	Rencana
JUMLAH				1030		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2027, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel B9.15.

Tabel B9.15 Pengembangan Sistem Distribusi di NTT

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	3.101	2.468	42	137.151
2019	1.198	1.193	84	100.351
2020	1.083	1.145	94	106.310
2021	626	661	71	91.775
2022	641	678	78	95.530
2023	154	163	48	72.919
2024	154	163	51	26.332
2025	149	158	54	24.773
2026	149	158	57	25.453
2027	149	158	61	25.902
Jumlah	7.405	6.944	640	706.495

Pengembangan Listrik Perdesaan sudah termasuk dalam bagian Pengembangan Sistem Distribusi, untuk detail Pengembangan Listrik Perdesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik perdesaan sampai tahun 2027 diperlihatkan seperti pada tabel B9.16. Desa-desa tersebut akan dilistriki oleh PLN dengan perluasan jaringan, pembangunan pembangkit baru yang 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 (LTSHE). Program LTSHE ini merupakan program Pra Elektrifikasi (sebelum jaringan atau pembangkit PLN masuk). PLN juga sedang mengkaji metode-metode lain untuk melistriki desa, khususnya desa yang sangat terpencil dan tidak memungkinkan untuk dibangun jaringan ataupun pembangkit.

Tabel B9.16 Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan Pelanggan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	
2018	3101	2.468	23,88	885	1,100	60.970
2019	262	136	1,90	76	-	60.970
2020	202	108	1,25	50	-	8.016
2021	198	106	1,23	49	-	7.867
2022	193	104	1,20	48	-	7.677
2023	183	98	1,13	45	-	7.293
2024	174	93	1,08	43	-	6.909
2025	174	93	1,08	43	-	6.909
2026	164	88	1,03	41	-	6.526
2027	145	78	0,90	36	-	5.758

B9.4. 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* di 61 (enam puluh satu) lokasi tersebar di Provinsi NTT sebagai implementasi penerapan energi baru terbarukan. Namun untuk merealisasikannya akan diawali dengan studi kelayakan.

Terkait potensi Energi Baru Terbarukan di pulau Sumba serta Program Sumba *Iconic* dengan beberapa potensi energi terbarukan di pulau sumba diusulkan dengan pembangkit *hybrid* dan rencana pengembangan Mikrogrid di Pulau Sumba.

Selain itu dibeberapa pulau kecil direncanakan akan dibangun PLTB, PLTS dan PLTM yang akan dioperasikan secara *hybrid* dengan PLTD yang ada.

LAMPIRAN C

RENCANA PENGEMBANGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI REGIONAL KALIMANTAN

LAMPIRAN C1. PROVINSI KALIMANTAN BARAT
LAMPIRAN C2. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN
LAMPIRAN C3. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH
LAMPIRAN C4. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR
LAMPIRAN C5. PROVINSI KALIMANTAN UTARA

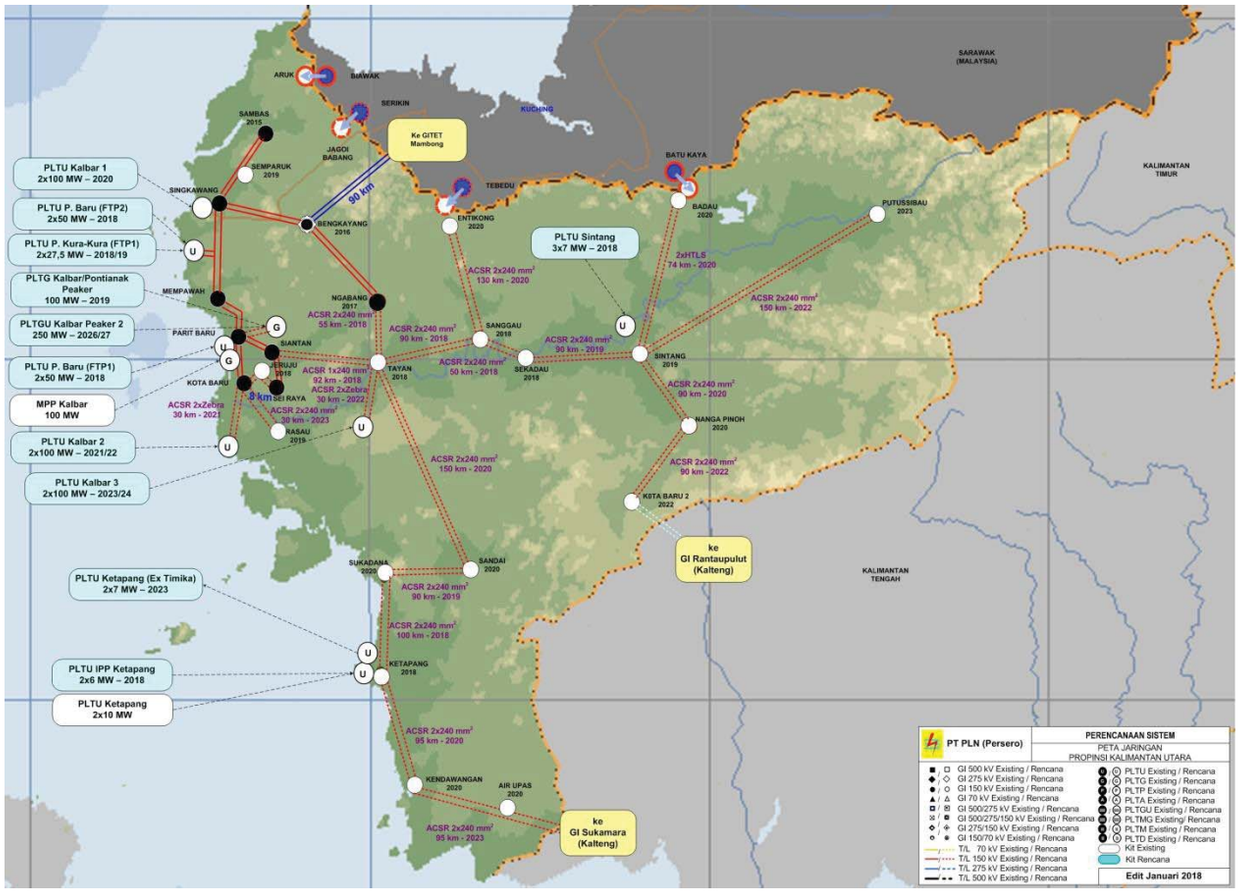
LAMPIRAN C.1
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN BARAT

C1.1 Kondisi Sistem Tenaga Listrik Saat Ini

Sistem tenaga listrik di Kalimantan Barat terdiri atas satu sistem interkoneksi 150 kV dan beberapa sistem *isolated*. Sistem interkoneksi yang juga dikenal dengan Sistem Khatulistiwa meliputi kota Pontianak, Singkawang, Sambas, Bengkayang hingga Ngabang. Sistem *isolated* terdiri atas Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Putussibau, Ketapang, dan sistem tersebar lainnya. Sistem-sistem ini kedepannya akan terinterkoneksi dengan Sistem Khatulistiwa.

Pertumbuhan penjualan 5 tahun terakhir (2012-2016) di Kalimantan Barat rata-rata 8,55% per tahun. Rasio pelanggan rumah tangga berlistrik PLN di Kalimantan Barat sampai dengan 2016 adalah sebesar 78,20%. Hingga saat ini, sebagian besar pasokan listrik di Kalimantan Barat masih bersumber dari pembangkit berbahan bakar minyak. Kecukupan dan keandalan pasokan masih relatif rendah karena umur beberapa mesin diesel sudah tua dan cadangan pembangkitan tidak memadai. Pada akhir Tahun 2015, interkoneksi antara Kalbar dan Serawak melalui transmisi 275 kV beroperasi. Tujuan dari interkoneksi Kalbar-Sarawak adalah untuk menurunkan biaya pokok produksi dengan menggantikan pembangkit BBM, meningkatkan keandalan sistem Kalbar dan mengantisipasi keterlambatan pembangunan proyek PLTU. Suplai daya sebesar 230 MW dari Serawak akan beroperasi 100 MW pada saat beban dasar dan tambahan 130 MW pada saat beban puncak. Selain itu sebagai antisipasi kekurangan daya jangka pendek, dibangun *Mobile Power Plant* (MPP) 100 MW Pontianak. MPP dapat dimobilisasi jika daya dari pembangkit pada sistem tenaga listrik sudah mencukupi.

Pengembangan transmisi di Kalimantan Barat akan diarahkan ke Selatan dan ke Timur Sistem Khatulistiwa dengan jaringan 150 kV. Sistem Khatulistiwa juga direncanakan akan terinterkoneksi dengan Sistem di Kalimantan Tengah. Pengembangan sistem tenaga listrik Kalimantan Barat dapat dilihat pada Gambar C1.1.



Gambar C1.1. Pengembangan Sistem Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Barat

Penjualan sejak Tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 8,7 %. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel C1.1 dan Tabel C1.2.

Tabel C1.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	869	1.009	1.115	1.213	1.297	1.398	1.496
2	Bisnis	367	371	377	392	423	471	505
3	Publik	121	138	157	165	173	184	189
4	Industri	78	86	91	93	97	107	123
Jumlah		1.435	1.604	1.740	1.862	1.990	2.161	2.313
Pertumbuhan %		11,3	11,8	8,5	7,0	6,8	8,6	7,0

Tabel C1.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017
1	Rumah Tangga	589,3	667,5	730,0	790,0	832,7	884,8	940,2	940,2
2	Bisnis	45,3	49,8	54,3	57,3	60,4	64,7	68,6	68,6
3	Publik	18,5	19,8	21,4	23,1	24,4	26,5	27,9	27,9
4	Industri	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017
Jumlah		653,4	737,4	806,0	870,7	918,0	976,5	1037,2	1037,2
Pertumbuhan %		13,1	12,9	9,3	8,0	5,4	6,4	6,2	6,2

Komposisi pembangkit eksisting di sistem tenaga listrik Kalimantan Barat sampai Desember 2017 diperlihatkan pada Tabel C1.3.

Tabel C1.3 Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Interkoneksi	PLTD/G/A	BBM	PLN/Sewa/Beli	530,3	454,1	327,7
2	Sanggau	PLTD/U	BBM/BB	PLN/Sewa	34,0	24,5	24,2
3	Sekadau	PLTD	BBM	PLN/Sewa	8,5	7,4	7,3
4	Sintang	PLTD	BBM	PLN/Sewa	26,4	24,0	26,0
5	Putussibau	PLTD	BBM	PLN/Sewa	7,5	7,1	7,0
6	Nangapinoh	PLTD	BBM	PLN/Sewa	8,1	7,5	7,4
7	Ketapang	PLTD/U	BBM	PLN/Sewa	52,5	47,8	34,2
8	*Isolated*	PLTD	BBM	PLN/Sewa	75,0	50,0	31,0
Jumlah					742	622	465

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Kalimantan Barat ditunjukkan pada Tabel C1.4 dan Tabel C1.5 berikut.

Tabel C1.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

NO	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
1	Siantan	150/20	3	150
2	Seiraya	150/20	3	150
3	Parit Baru	150/20	2	60
4	Mempawah	150/20	2	60
5	Singkawang	150/20	2	60
6	Kota Baru	150/20	1	30
7	Sambas	150/20	2	60
8	Bengkayang	150/20	1	30
9	Ngabang	150/20	1	30
10	Tayan	150/20	1	30
	Jumlah		18	660

Tabel C1.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
JTM (kms)	8.730	9.036	9.709	9.836	10.412	10.639	11.228
JTR (kms)	8.582	8.801	10.686	10.878	12.314	12.337	12.943
Gardu Distribusi (MVA)	459	495	549	641	671	721	813

C1.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Berdasarkan realisasi penjualan lima tahun terakhir, mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional dan peningkatan rasio elektrifikasi termasuk proyeksi pertumbuhan pelanggan seperti pada Tabel C1.7. Maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik 2018–2027 provinsi Kalimantan Barat diberikan pada. Tabel C1.6 dan Tabel C1.8.

Tabel C1.6 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.612	1.736	1.866	2.029	2.203	2.389	2.588	2.800	3.046	3.310
2	Bisnis	559	603	650	711	777	847	922	1.002	1.095	1.195
3	Publik	209	229	250	272	295	319	344	370	399	429
4	Industri	160	191	206	222	238	255	273	282	292	303
Jumlah		2.539	2.759	2.972	3.234	3.513	3.810	4.126	4.453	4.832	5.238
Pertumbuhan %		9,8	8,7	7,7	8,8	8,6	8,4	8,3	7,9	8,5	8,4

Tabel C1.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.022	1.086	1.153	1.196	1.227	1.259	1.289	1.320	1.350	1.380
2	Bisnis	73	78	83	89	96	104	113	122	133	145
3	Publik	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
4	Industri	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6
Jumlah		1.124	1.194	1.267	1.318	1.357	1.397	1.438	1.479	1.521	1.565
Pertumbuhan %		8,4	6,2	6,1	4,0	3,0	2,9	2,9	2,8	2,9	2,9

Tabel C1.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Prov. Kalbar

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,5	2.539	3.103	541	1.124.274
2019	6,1	2.759	3.375	587	1.194.412
2020	6,5	2.972	3.639	632	1.267.227
2021	6,5	3.234	3.951	685	1.317.851
2022	6,5	3.513	4.284	742	1.357.404
2023	6,5	3.810	4.640	802	1.397.353
2024	6,4	4.126	5.020	866	1.437.779
2025	6,4	4.453	5.397	930	1.478.667
2026	6,4	4.832	5.832	1.004	1.521.104
2027	6,3	5.238	6.297	1.082	1.564.570
Pertumbuhan	6,3	8,4%	8,2%	8,0%	3,7%

Proyeksi kebutuhan energi listrik diatas 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, Pelabuhan Kijing, KI

Tayan, KI Semparuk dan lain-lainnya. Untuk melayani kebutuhan KI dan pelanggan industri tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

C1.3 Pengembangan Sarana Sistem Tenaga Listrik

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi di Provinsi Kalimantan Barat berupa tenaga air, biomassa, batubara, dan uranium. 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 PLTU Biomassa. Pemanfaatan potensi ini sangat didukung oleh banyaknya pabrik pengolahan sawit yang ada di Kalimantan Barat.

Potensi batubara sebesar 160,6 juta ton tersebar di Kabupaten Sintang, Melawi, dan Kapuas Hulu, berupa batubara dengan kandungan kalori yang tinggi (4.795-7.880 kcal/kg). Namun demikian, hingga saat ini belum dilakukan eksploitasi karena terkendala infrastruktur transportasi. Sumber batubara ini dapat digunakan sebagai bahan bakar untuk PLTU di Sanggau dan Sintang.

Selain batubara, terdapat pula potensi uranium di Kabupaten Melawi 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. Beberapa potensi EBT lain yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik ditampilkan pada Tabel C1.9 dan Tabel C1.10 berikut.

Tabel C1.9 Potensi Bioenergi di Kalimantan Barat

No	Nama Proyek	Lokasi	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Landak	Kab. Landak	PLTBg	2	Potensi
2	Tersebar	Kalbar	PLTBm	87	Potensi
3	Siantan/Pontianak	Siantan	PLTSa	10	Potensi
	Jumlah			99	

Tabel C1.10. Potensi Energi Nuklir di Kalimantan Barat

No	Nama Proyek	Lokasi	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Kalbar	Kalbar	PLTN	100	Potensi
	Jumlah			100	

Potensi pembangkitan tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel C1.9 dan Tabel C1.10. apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Selain potensi energi di atas, terdapat potensi pengembangan PLTS komunal untuk daerah perbatasan dan transmigrasi yang telah dikaji oleh DIRJEN EBTKE seperti yang ditunjukan Tabel C1.11.

Tabel C1.11. Potensi Energi Surya di Kalimantan Barat

No	Nama Proyek	Provinsi	Lokasi	Jenis	Kapasitas (kW)	Status
1	Nanga Nyabau	Kalbar	Kapuas Hulu	PLTS	50	Potensi
	Jumlah				50	

Pengembangan Pembangkit

Pembangkit di Kalimantan Barat didominasi oleh pembangkit-pembangkit berbahan bakar minyak. Komposisi pembangkit ini menyebabkan tingginya biaya pokok produksi (BPP) di Provinsi tersebut. Untuk penurunan BPP dan sekaligus meningkatkan keandalan sistem sistem tenaga listrik di Kalimantan Barat, dilakukan pembangunan pembangkit non-BBM seperti PLTU Parit Baru (FTP1 & FTP2) dan PLTU Pantai Kura-Kura (FTP1). Pembangkit-pembangkit ini terinterkoneksi ke Sistem Khatulistiwa. Sedangkan untuk menekan BPP di subsistem lainnya dilakukan pembangunan PLTU skala kecil (Sintang dan Ketapang).

Pengembangan pembangkit di Provinsi Kalimantan Barat ditampilkan pada Tabel C1.12 dan Tabel C1.13.

Tabel C1.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	248,5	27,5	_	_	_	14	_	_	_	_	290
PLTG/MG		100	_	_	_	-	-	-	-	_	100
PLTM		10,2	_	_	_	_	_	_	_	_	10,2
Jumlah	248,5	137,7	-	-	-	14,0	-	-	-	-	400,2
IPP	_	_	_	_	_	_	_	_	_	_	_
PLTU	12		200	100	100	_	_	_	_	_	412
PLT Lain	10	10	8	_	_	_	_	_	_	_	28
Jumlah	22	10	208	100	100	-	-	-	-	-	440
Unallocated											

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLTU	-	-	-	-	-	100	100	-	-	-	200
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	150	100	250
Jumlah	-	-	-	-	-	100	100	-	150	100	450
Jumlah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTU	260,5	27,5	200	100	100	114	100	-	-	-	902
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	150	100	250
PLTG/MG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTM	-	10,2	-	-	-	-	-	-	-	-	10,2
PLT Lain	10	10	8	-	-	-	-	-	-	-	28
Jumlah	270,5	147,7	208	100	100	114	100	-	150	100	1.290

Tabel C1.13 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Proyek	KAP (MW)	COD	Status	Pengembang
1	Khatulistiwa	PLTU	Parit Baru (FTP1)	2x50	2018	Konstruksi	PLN
2	Ketapang	PLTU	Ketapang	12	2018	Konstruksi	Swasta
3	Sintang	PLTU	Sintang	21	2018	Konstruksi	PLN
4	Khatulistiwa	PLTU	Parit Baru (FTP2)	2x50	2018	Konstruksi	PLN
5	Khatulistiwa	PLTBm	Mempawah	10	2018	Konstruksi	Swasta
6	Khatulistiwa	PLTU	Pantai Kura-Kura (FTP1)	2x27,5	2018/19	Konstruksi	PLN
7	Khatulistiwa	PLTM	Melanggar	2,5	2019	Rencana	PLN
8	Sekadau	PLTM	Mahap	1,3	2019	Rencana	PLN
9	Putusibau	PLTM	Jitan	3,4	2019	Rencana	PLN
10	Putusibau	PLTM	Kalis	3	2019	Rencana	PLN
11	Khatulistiwa	PLTG	Kalbar/ Pontianak *Peaker*	100	2019	Rencana	PLN
12	Ketapang	PLTBm	PLTBm Ketapang	10	2019	*Committed*	Swasta
13	Khatulistiwa	PLTBm	PLTBm Balai Karangan	6	2020	*Committed*	Swasta
14	Khatulistiwa	PLTBg	PLTBg Meliau	2	2020	*Committed*	Swasta
15	Khatulistiwa	PLTU	Kalbar 1	2x100	2020	Konstruksi	Swasta
16	Khatulistiwa	PLTU	Kalbar 2	2x100	2021/22	Rencana	Swasta
17	Khatulistiwa	PLTU	Ketapang (Ex Timika)	2x7	2023	Rencana	PLN
18	Khatulistiwa	PLTU	Kalbar 3	2x100	2023/24	Rencana	*Unallocated*
19	Khatulistiwa	PLTGU	Kalbar *Peaker* 2	250	2026/27	Rencana	*Unallocated*
			Jumlah	1.290			

Pembelian Tenaga Listrik dari 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. PLN

mengimpor tenaga listrik untuk memenuhi kebutuhan beban dasar sebesar 100 MW dan kebutuhan beban puncak hingga 230 MW dalam kurun waktu 5 tahun (2016-2021). Kontrak ini dapat diperpanjang berdasarkan kesepakatan kedua belah pihak. Rencana impor adalah untuk mengantisipasi ketidakpastian penyediaan pembangkit *baseload* di Sistem Kalimantan Barat. Sedangkan impor beban puncak sebesar hingga 230 MW adalah untuk menggantikan pemakaian BBM saat beban puncak di Sistem Kalimantan Barat. Kedepannya, untuk mengurangi ketergantungan yang sangat besar terhadap pasokan/impor dari Sarawak, maka direncanakan pula pembangunan pembangkit dengan kapasitas 100 MW yang menggunakan bahan bakar LNG serta PLTU batubara yang meliputi PLTU Kalbar-1, PLTU Kalbar-2, dan PLTU Kalbar-3.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Transmisi

Pengembangan jaringan transmisi di Provinsi Kalimantan Barat selama periode 2018-2027 ditampilkan pada Tabel C1.14 dan Tabel C1.15 berikut:

Tabel C1.14. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	1034	480	1078	60	540	250	-		-	-	3.442
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	1034	480	1078	60	540	250	-	-	-	-	3.442

Tabel C1.15 Rencana Pengembangan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG	Konduktor	kms	COD	Status
1	PLTU Pantai Kura-Kura	*Incomer* 2 phi (Singkawang-Mempawah) PLTU Pantai Kura-Kura	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	40	2018	Konstruksi
2	Singkawang	Bengkayang	150 kV	*Uprating* 2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	120	2018	Rencana
3	Kotabaru	Jeruju (Ex Cemara)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2018	Rencana
4	Sei Raya	Jeruju (Ex Cemara)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk+UGC, XLPE, 800 mm	20	2018	Rencana

No	Dari	Ke	TEG	Konduktor	kms	COD	Status
5	Ketapang	Sukadana	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	200	2018	Rencana
6	Ngabang	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	110	2018	Konstruksi
7	Tayan	Siantan	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	184	2018	Konstruksi
8	Singkawang	*Incomer* 2 phi (Singkawang-Mempawah) PLTU Pantai Kura-Kura	150 kV	*Uprating* 2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	60	2018	Rencana
9	Tayan	Sanggau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2018	Pengadaan
10	Mempawah	*Incomer* PLTU Pantai Kura-kura	150 kV	*Uprating* 2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	60	2019	Rencana
11	Mempawah	Parit Baru	150 kV	*Uprating* 2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	60	2019	Rencana
12	Sanggau	Sekadau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	100	2018	Konstruksi
13	Sintang	Sekadau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2019	Pengadaan
14	Sukadana	Sandai	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2019	Rencana
15	Sandai	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	300	2020	Rencana
16	Badau	Sintang	150 kV	2 cct, HTLS	148	2020	Rencana
17	Entikong	Sanggau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	260	2020	Rencana
18	Sintang	Nanga Pinoh	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2020	Rencana
19	Kendawangan	Ketapang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	190	2020	Rencana
20	PLTU Kalbar-2	Kotabaru	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2021	Rencana
21	Sintang	Putussibau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	300	2022	Rencana
22	PLTU Kalbar-3	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2022	Rencana
23	Nanga Pinoh	Kota Baru 2	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2022	Rencana
24	Sukamara (Kalteng)	Kendawangan (Kalbar)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	190	2023	Rencana
25	Kotabaru	Rasau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	60	2023	Rencana
	Jumlah				3.442		

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. Rencana pengembangan Gardu

Induk selama periode 2018-2027 ditampilkan pada Tabel C1.16 dan Tabel C1.17 berikut.

Tabel C1.16 Rekapitulasi Rencana Pengembangan GI 150 kV

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	270	480	210	60	30	210	60	60	180	240	1.800
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	270	480	210	60	30	210	60	60	180	240	1.800

Tabel C1.17 Rencana Pengembangan GI 150 kV

No	Nama GI	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	Tahun COD	Status
1	Jeruju (Ex Cemara)	150/20 kV	*New*	60	2018	Rencana
2	Kota Baru	150 kV	*Ext*	2LB	2018	Rencana
3	Mempawah	150/20 kV	*Upr*	60	2018	Rencana
4	PLTU Singkawang/ Kura-kura	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
5	Sei Raya (arah Jeruju (Ex Cemara))	150 kV	*Ext*	2LB	2018	Rencana
6	Siantan	150 kV	*Ext*	2LB	2018	Rencana
7	Singkawang	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
8	Tayan (arah Sanggau)	150 kV	*Ext*	2LB	2018	Konstruksi
9	Sekadau	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
10	Ketapang	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
11	Kota Baru	150/20 kV	*Upr*	60	2019	Rencana
12	Kota Baru	150 kV	*Ext*	2LB	2019	Rencana
13	Parit Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
14	Rasau	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
15	Sambas	150/20 kV	*Upr*	60	2019	Rencana
16	Sanggau	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
17	Sanggau	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
18	Sei Raya	150/20 kV	*Upr*	60	2019	Rencana
19	Semparuk (Sisipan)	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
20	Sintang	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
21	Air Upas	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
22	Entikong	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
23	Badau	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
24	Kendawangan	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
25	Nanga Pinoh	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
26	Sandai	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
27	Sukadana	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
28	Tayan (arah Sandai)	150 kV	*Ext*	2LB	2020	Rencana

No	Nama GI	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	Tahun COD	Status
29	Siantan	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
30	Kota Baru 2	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
31	Mempawah	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
32	Putussibau	150/20 kV	*New*	30	2023	Rencana
33	Sei Raya	150/20 kV	*Upr*	60	2023	Rencana
34	Singkawang	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
35	Parit Baru	150/20 kV	*Upr*	60	2024	Rencana
36	Tayan	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
37	Ngabang	150/20 kV	*Ext*	60	2026	Rencana
38	Sei Raya	150/20 kV	*Upr*	120	2026	Rencana
39	Bengkayang	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
40	Sanggau	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
41	Siantan	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
42	Singkawang	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
	Jumlah			1.800		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik tahun 2018-2027 dan meningkatkan rasio elektrifikasi maka akan direncanakan pengembangan distribusi. Pengembangan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi. Tabel C1.18 memperlihatkan rencana pengembangan sistem distribusi di Kalimantan Barat tahun 2018-2027.

Tabel C1.18 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	424	223	51,3	87.086
2019	614	316	73,7	70.138
2020	571	286	59,6	72.814
2021	534	261	62,1	50.624
2022	635	303	43,3	39.553
2023	654	304	33,9	39.949
2024	669	304	34,3	40.426
2025	688	305	34,8	40.888
2026	688	298	35,2	42.436
2027	769	325	36,6	43.466
2018-2027	6.246	2.925	465	527.382

Pengembangan distribusi tersebut sudah termasuk pengembangan listrik perdesaan. Rincian pengembangan fisik dan kebutuhan investasi untuk pengembangan listrik perdesaan dapat dilihat pada Tabel C1.19.

Tabel C1.19 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	5.335	1.840	76,13	1.098	-	83.236
2019	286	109	1,95	78	-	83.236
2020	307	137	2,30	92	-	9.034
2021	340	109	2,05	82	-	6.984
2022	183	109	2,03	81	-	6.734
2023	174	104	1,93	77	-	6.397
2024	165	98	1,83	73	-	6.061
2025	165	98	1,83	73	-	6.061
2026	155	93	1,73	69	-	5.724
2027	137	82	1,53	61	-	5.050

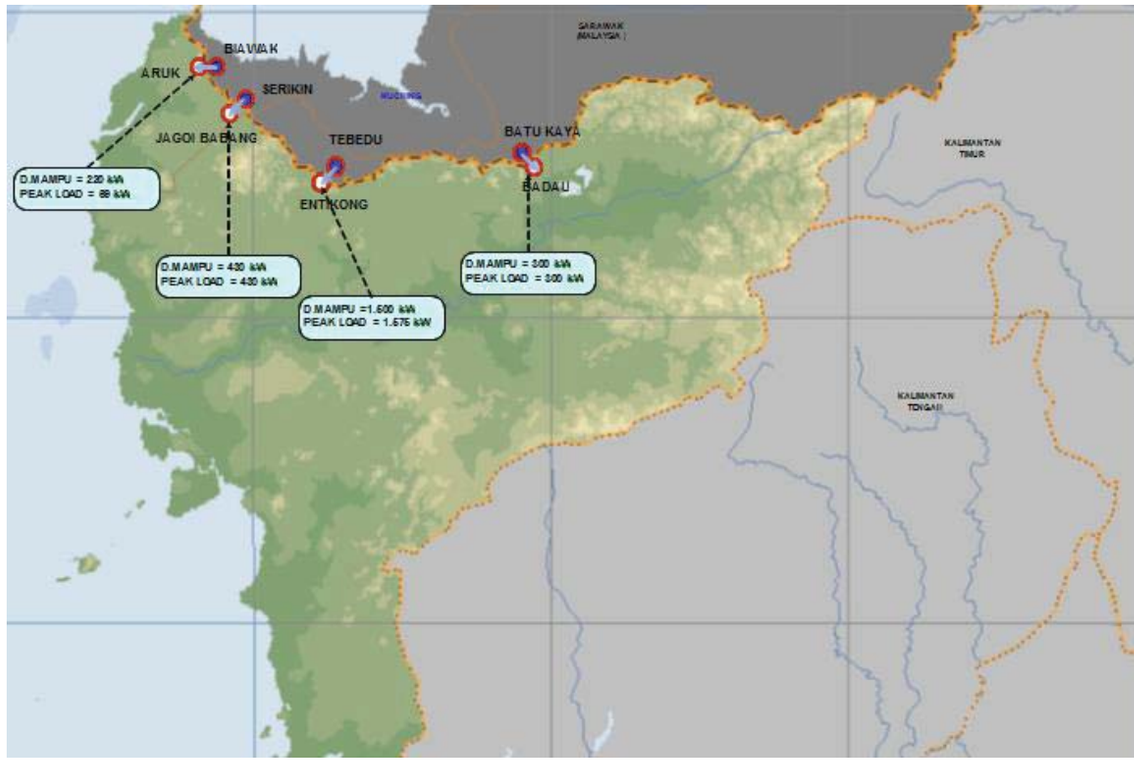
Program Listrik Perdesaan Kalimantan Barat

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Barat adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Kalimantan Barat. 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 dilakukan saat ini adalah dengan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

C1.4 Elektrifikasi Daerah Perbatasan Antar Negara

Kebutuhan energi listrik untuk daerah terpencil di perbatasan antara Kalimantan Barat dan Sarawak masih belum tercukupi. Sementara kondisi sistem tenaga listrik di wilayah Sarawak jauh lebih baik. Hal ini menimbulkan terjadinya kesenjangan yang cukup signifikan. Untuk mengurangi kesenjangan tersebut, PLN melakukan pembelian tenaga listrik skala kecil untuk dua sistem *isolated* di daerah perbatasan yaitu Sistem Aruk sebesar 340 kVA, Sistem Badau sebesar 800 kVA, Sistem Jagoi Babang sebesar 800 kVA dan Sistem Entikong sebesar 1200 kVA. Sistem Jagoi Babang kedepannya akan disuplai dari GI Bengkayang dan untuk Sistem Entikong akan disuplai dari GI Entikong. Peta sistem tenaga listrik di daerah perbatasan diberikan pada Gambar C1.2.



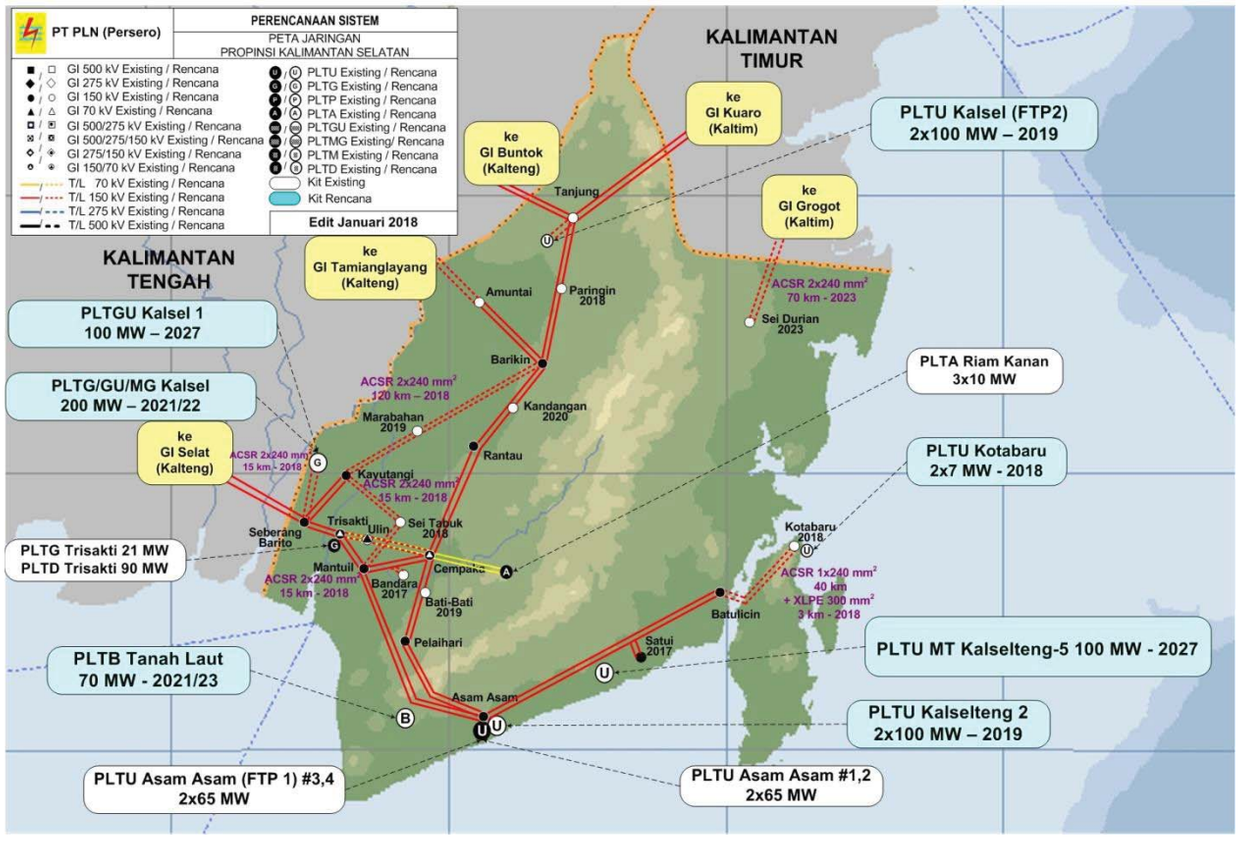
Gambar C1.2. Peta Sistem Tenaga Listrik di Daerah Perbatasan

LAMPIRAN C.2
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN SELATAN

C2.1 Kondisi Sistem Lenaga 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 Barito merupakan sistem interkoneksi sistem tenaga listrik terbesar di Kalimantan Selatan, membentang dari Batu Licin hingga ke Sampit di Kalimantan Tengah. Konfigurasi sistem tenaga listrik interkoneksi di Kalimantan Selatan saat ini dan rencana kedepan dapat dilihat pada Gambar C2.1.



Gambar C2.1 Peta Pengembangan Sistem Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Selatan

Penjualan energi listrik periode 2011-2017 di Kalimantan Selatan tumbuh rata-rata sebesar 9,2 %. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada pada Tabel C2.1 dan Tabel C2.2.

Tabel C2.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	RumahTangga	940,1	1.088,7	1.223,1	1.354,2	1.420,1	1.490,4	1.535,5
2	Bisnis	260,0	301,6	333,7	380,2	387,8	412,9	450,5
3	Publik	129,3	142,2	154,8	171,2	185,3	201,7	212,9
4	Industri	137,9	156,0	169,1	187,4	194,5	210,8	261,4
Jumlah		1.467	1.688,4	1.880,7	2.093,0	2.187,6	2.315,8	2.460,3
Pertumbuhan %		10,21	15,08	11,38	11,29	4,52	5,86	6,24

Tabel C2.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	711,0	770,5	838,9	875,6	923,1	963,4	1.016,3
2	Bisnis	30,8	34,4	38,8	41,3	44,4	48,5	52,8
3	Publik	23,2	25,0	27,0	28,7	30,7	34,0	36,1
4	Industri	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6
Jumlah		765,5	830,4	905,2	946,1	998,7	1.046,4	1.105,8
Pertumbuhan %		7,8	8,5	9,0	4,5	5,6	4,8	5,7

Sistem Barito

Sistem Barito merupakan sistem interkoneksi dengan jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV, dipasok dari beberapa jenis pembangkit meliputi PLTA, PLTU, PLTD minyak dan PLTG minyak termasuk *excess power*. Sistem Barito merupakan pemasok utama kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah. Pada tahun 2013, Sistem Barito telah mendapatkan pasokan pembangkit baru sebesar 2x65 MW dengan selesainya pembangunan PLTU Asam-asam unit 3 dan unit 4. Sewa PLTD masih dipertahankan sampai dengan beroperasinya PLTMG Bangkanai Tahap 2 karena potensi penambahan pelanggan di sistem Barito yang cukup besar, baik pelanggan dari sektor rumah tangga, sektor bisnis maupun sektor industri.

Sistem *Isolated*

Di Kalimantan Selatan masih terdapat sistem-sistem kecil *isolated* tersebar, dan beberapa diantaranya relatif besar yaitu:

- Sistem Kotabaru merupakan sistem *isolated*, terletak di Kabupaten Kotabaru. Sistem ini melayani kebutuhan listrik di Pulau Laut, yang terpisah dari daratan pulau Kalimantan dengan pasokan listrik dari PLTD setempat, terhubung ke beban melalui jaringan distribusi 20 kV. Sistem Kotabaru direncanakan akan diinterkoneksikan dengan sistem Barito melalui jaringan transmisi SUTT 150 kV dan kabel laut yang menghubungkan Batulicin dengan Kotabaru (Pulau Laut).

- ULD merupakan sistem tenaga listrik kecil yang tersebar di daerah terpencil untuk memenuhi kebutuhan masyarakat desa setempat dan bebannya masih rendah. Jumlah ULD adalah sebanyak 19 unit dengan daya terpasang 9,6 MW.

Daya terpasang dan beban puncak sistem sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Selatan dapat dilihat pada Tabel C2.3.

Tabel C2.3 Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Barito	- PLTU - PLTA - PLTG - PLTD	- Batubara - Air - BBM - BBM	PLN	535,2	448,8	462,3
2	Sistem Kotabaru	- PLTD	- BBM	PLN	20,5	11,9	10,9
3	ULD (19 Lokasi Tersebar)	- PLTD	- BBM	PLN	9,6	8,0	7,2
JUMLAH					565,3	468,7	480,4

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Kalimantan Barat ditunjukan pada Tabel C2.4 dan Tabel C2.5.

Tabel C2.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

NO	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
1	Cempaka	150/20	2	90
2	Cempaka	70/20	2	20
3	Riam Kanan/Aranio	70/20	1	6
4	Banjarmasin	70/20	4	90
5	Trisakti	70/20	5	47
6	Trisakti	150/20	1	60
7	Mantuil	150/20	3	110
8	Seberang Barito	150/20	2	40
9	Selat	150/20	2	50
10	Barikin	150/20	2	60
11	Tanjung	150/20	1	60
12	Amuntai	150/20	1	30
13	Asam-Asam	150/20	2	40
14	Pelaihari	150/20	2	60
15	Rantau/Binuang	150/20	2	60
16	Batulicin	150/20	2	60
17	Kayu Tangi	150/20	1	30
18	Bandara	150/20	2	120
19	Satui	150/20	1	30
	Jumlah		38	1.063

Tabel C2.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
JTM (kms)	7.060	7.245	7.495	7.654	7.645	8.264	8.607
JTR (kms)	6.791	7.026	7.504	8.758	9.263	9.691	9.953
Gardu Distribusi (MVA)	431	512	550	622	662	718	769

C2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

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.

Berdasarkan realisasi penjualan lima tahun terakhir, mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional dan peningkatan rasio elektrifikasi termasuk proyeksi pertumbuhan pelanggan seperti pada Tabel C2.7. Maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik 2018–2027 diberikan pada Tabel C2.6 dan Tabel C2.8.

Tabel C2.6 Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.665	1.802	1.945	2.087	2.238	2.401	2.578	2.765	2.975	3.200
2	Bisnis	551	581	612	648	686	725	766	808	855	904
3	Publik	241	263	282	305	329	354	379	406	438	472
4	Industri	411	461	495	539	582	624	666	707	747	788
Jumlah		2.867	3.107	3.335	3.579	3.835	4.104	4.389	4.687	5.015	5.364
Pertumbuhan %		16,5	8,3	7,4	7,3	7,1	7,0	6,9	6,8	7,0	7,0

Tabel C2.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.060	1.102	1.145	1.164	1.182	1.198	1.215	1.230	1.244	1.258
2	Bisnis	57,2	62,0	67,3	74,2	81,7	89,8	98,6	107,9	118,8	130,6
3	Publik	39,0	42,4	45,7	49,6	53,9	58,3	62,8	67,8	73,7	80,0
4	Industri	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
Jumlah		1.157	1.207	1.258	1.289	1.318	1.347	1.377	1.407	1.438	1.469
Pertumbuhan %		4,6	4,3	4,3	2,4	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2

Tabel C2.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,3	2.867	3.415	541	1,156,848
2019	5,4	3.107	3.761	595	1,206,698
2020	5,3	3.335	4.029	637	1,258,093
2021	5,8	3.579	4.283	677	1,288,827
2022	5,8	3.835	4.557	719	1,317,830
2023	5,9	4.104	4.841	763	1,347,091
2024	5,9	4.389	5.143	810	1,376,773
2025	5,9	4.687	5.447	857	1,406,898
2026	6,2	5.015	5.784	909	1,437,802
2027	6,3	5.364	6.140	964	1,468,927
Pertumbuhan	5,8	7,2%	6,7%	6,6%	2,7%

Proyeksi kebutuhan energi listrik diatas 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 tersebut PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

C2.3 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 sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Provinsi Kalimantan Selatan merupakan salah satu daerah di Indonesia yang memiliki sumber energi primer sangat besar, meliputi batubara, gas methan batubara (*coal bed methana*/CBM) dan tenaga air. Potensi batubaranya sangat besar dengan berbagai tingkat kalori sebagaimana dapat dilihat pada Tabel C2.9. 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 seperti ditunjukan pada Tabel C2.10 berikut.

Tabel C2.9 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

Tabel C2.10 Potensi Gasifikasi Batubara Kalimantan Selatan

No	Nama Proyek	Provinsi	Lokasi	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Adanora	Kalsel	Adanora	PLTGB	15	Potensi
	Jumlah				15	

Selain batubara Provinsi Kalimantan Selatan juga mempunyai potensi bioenergi dan tenaga air yang cukup besar. Beberapa diantaranya adalah DAS Barito, Riam Kanan, Riam Kiwa, Balangan, Batang Alai, Amandit, Tapin, Kintap, Batulicin, 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. Secara rinci potensi EBT di Kalimantan Selatan dapat dilihat pada Tabel C2.11 dan Tabel C2.12.

Tabel C2.11 Potensi Bioenergi di Kalimantan Selatan

No	Nama Proyek	Provinsi	Lokasi	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Tanah Laut	Kalsel	Tanah Laut	PLTBg	2	Potensi
	Jumlah				2	

Tabel C2.12 Potensi Energi Air di Kalimantan Selatan

No	Nama Proyek	Provinsi	Lokasi	Tipe	Kapasitas (MW)	Status
1	Muara Jambi	Kalsel	Muara Jambi	RES	284	Potensi
2	Kusan	Kalsel	Tanah Bumbu	RES	65	Potensi
3	Riam Kiwa	Kalsel	Banjar	PLTM	10	Potensi
4	Muara Kendihin	Kalsel	Hulu Sungai Selatan	PLTM	0,6	Potensi
5	Kiram Atas	Kalsel	Banjar	PLTM	0,9	Potensi
6	Sampanahan	Kalsel	Kotabaru	PLTM	0,6	Potensi
7	Gendang Timburu	Kalsel	Kotabaru	PLTM	0,6	Potensi
	Jumlah				564	

Sumber: Dinas Pertambangan dan Energi, Provinsi Kalimantan Selatan

Potensi pembangkit tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel C2.12 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan sistem yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik periode 2018-2027, direncanakan penambahan proyek pembangkit listrik yang meliputi PLTU batubara, PLTA dan PLTG/MG/GU serta beberapa pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTBg dan PLTB. Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2027 di Kalimantan Selatan dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit di Provinsi Kalimantan Selatan ditampilkan pada Tabel C2.13 dan Tabel C2.14.

Tabel C2.13 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	14	200									214
PLTG/MG				65	135						200
Jumlah	14	200	-	65	135	-	-	-	-	-	414
IPP											
PLTU		200									200
PLTU MT										100	100
PLT Lain	2		10	30		40					82
Jumlah	2	200	10	30	-	40	-	-	-	100	382
Unallocated											
PLTGU										100	100
Jumlah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	100
Jumlah											
PLTU	14	400	-	-	-	-	-	-	-	-	414
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	100
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	100
PLTG/MG	-	-	-	65	135	-	-	-	-	-	200
PLT Lain	2	-	10	30	-	40	-	-	-	-	82
Jumlah	16	400	10	95	135	40	-	-	-	200	896

Tabel C2.14 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Proyek	KAP (MW)	COD	Status	Pengembang
1	Kotabaru	PLTU	Kotabaru	2x7	2018	Konstruksi	PLN
2	Barito	PLTBg	Sukadamai	2,4	2018	Konstruksi	Swasta
3	Barito	PLTU	Kalsel (FTP2)	2x100	2019	Konstruksi	Swasta
4	Barito	PLTU	Kalselteng 2	2x100	2019	Konstruksi	PLN

No	Sistem	Jenis	Proyek	KAP (MW)	COD	Status	Pengembang
5	Mantuil	PLTBm	PLTBm Mantuil	10	2020	*Committed*	Swasta
6	Barito	PLTG/MG /GU/MGU	Kalsel	200	2021/22	Rencana	PLN
7	Barito	PLTB	PLTB Tanah Laut	70	2021/23	Proses PPA	IPP
8	Barito	PLTGU	Kalsel 1	100	2027	Rencana	*Unallocated*
9	Barito	PLTU MT	Kalselteng 5	100	2027	Rencana	Swasta
			Jumlah	896			

Rencana pengembangan PLTB Tanah Laut adalah untuk pemanfaatan EBT khususnya potensi energi angin yang ada di Kalimantan Selatan. Namun terkait titik koneksi PLTB Tanah Laut akan dikaji lebih lanjut.

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, juga dimaksudkan untuk mengatasi *bottleneck* melalui kegiatan *uprating*. Pembangunan transmisi ini juga dimaksudkan untuk membangun interkoneksi ke Pulau Laut sehingga dalam jangka panjang Pulau Laut akan dipasok dari Sistem Barito di daratan yang lebih efisien.

Selama periode 2018-2027 direncanakan akan dibangun saluran transmisi 150 kV sesuai Tabel C2.15 dan Tabel C2.16.

Tabel C2.15 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	526	28	66	-	-	-	-	-	-	-	620
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	524	28	66	-	-	-	-	-	-	-	620

Tabel C2.16 Rencana Pengembangan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Barikin	Kayutangi	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	240	2018	Konstruksi
2	Batu Licin	*Landing point* Batulicin	150 kV	2 cct, ACSR	6	2018	Konstruksi

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
				1xHawk			
3	*Landing point* P. Laut	Kotabaru	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	74	2018	Konstruksi
4	Seberang Barito	Trisakti	150 kV	*Uprating*,2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	12	2018	Konstruksi
5	PLTU Kalsel 1 (FTP 2)	Tanjung	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	100	2018	Konstruksi
6	Landing point Batulicin	*Landing point* P. Laut	150 kV	2 cct, kabel laut	6	2018	Pengadaan
7	Kayutangi	Sei Tabuk	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2018	Pengadaan
8	Sei Tabuk	Mantuil	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2018	Pengadaan
9	Trisakti	Ulin (GIS)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	24	2018	Pengadaan
10	Paringin	*Incomer* 1 phi (Barikin-Tanjung)	150 kV	1 cct, ACSR 2xHawk	2	2018	Rencana
11	Bandara	*Incomer* 2 phi (Cempaka-Mantuil)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	2	2018	Rencana
12	PLTGU Kalsel *Peaker*	Seberang Barito	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	6	2019	Rencana
13	Bati-Bati	*Incomer* 1 phi (Asam Asam-Cempaka)	150 kV	1 cct, ACSR 1xZebra	12	2019	Rencana
14	Marabahan	*Incomer* 1 phi (Kayutangi-Barikin)	150 kV	1 cct, ACSR 2xHawk	10	2019	Rencana
15	Cempaka	Ulin (GIS)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	64	2020	Rencana
16	Kandangan	*Incomer* 1 phi (Rantau-Barikin)	150 kV	1 cct, ACSR 2xHawk	2	2020	Rencana
	Jumlah				620		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Dalam pengembangan gardu induk direncanakan pembangunan GI baru dan penambahan kapasitas GI eksisting.

Rencana pembangunan GI baru tersebut dapat dibuat dengan konfigurasi dan fasilitas minimal namun tetap memenuhi standar teknis dan keselamatan. Hal ini dimaksudkan untuk mengakomodasi beban yang masih rendah dan relatif kurang berkembang untuk dapat dibangun gardu induk minimalis, guna mempercepat perluasan pembangunan, menekan biaya investasi dan meningkatkan efisiensi serta pelayanan. Untuk lokasi yang lahannya sangat

terbatas seperti di GI Ulin, dapat dipertimbangkan dibangun dengan konstruksi *gas insulated switch gear* (GIS). Rencana pengembangan Gardu Induk dalam periode 2018-2027 ditunjukan pada Tabel C2.17 dan Tabel C2.18.

Tabel C2.17 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
150/20 kV	300	300	90	240	150	90	30	60	60	-	1.320
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Jumlah	300	300	90	240	150	90	30	60	60	-	1.320

Tabel C2.18 Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Tanjung	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Konstruksi
2	Amuntai	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Konstruksi
3	Barikin	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Konstruksi
4	Paringin	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
5	Batulicin (Arah Kotabaru)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2018	Konstruksi
6	Kotabaru	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
7	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
8	Tanjung *Ext* LB (PLTU Kalsel (FTP2))	150 kV	*Ext* LB	2LB	2018	Konstruksi
9	Sei Tabuk	150/20 kV	*New*	60	2018	Pengadaan
10	Kayutangi (arah Sei Tabuk)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2018	Pengadaan
11	Trisakti (arah Ulin (GIS))	150 kV	*Ext* LB	2LB	2018	Pengadaan
12	Sei Tabuk (arah Mantuil)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2018	Pengadaan
13	Mantuil (arah Sei Tabuk)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2018	Pengadaan
14	Seberang Barito (arah Kalsel *Peaker*)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2018	Pengadaan
15	Marabahan	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
16	Bati-Bati	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
17	Satui	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
18	Rantau	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
19	Kayutangi	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
20	Asam-Asam	150/20 kV	*Upr*	60	2019	Rencana
21	Kandangan	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
22	Trisakti	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
23	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
24	Amuntai (arah Tamiang Layang)	150 kV	*Ext* LB	2LB	2020	Rencana
25	Kotabaru	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
26	Cempaka	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
27	Paringin	150/20 kV	*Ext*	30	2022	Rencana
28	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
29	Bati-Bati	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
30	Asam-Asam	150/20 kV	*Upr*	60	2023	Rencana
31	Sei Durian	150/20 kV	*New*	30	2023	Rencana
32	Trisakti	150/20 kV	*Ext*	60	2026	Rencana
33	Kandangan	150/20 kV	*Ext*	30	2024	Rencana
34	Cempaka	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
	Total			1.320		

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, direncanakan juga pembangunan jaringan distribusi 20 kV. Proyeksi kebutuhan jaringan distribusi sampai tahun 2027 Tabel C2.19.

Tabel C2.19 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	1.523	1.289	31,5	51.011
2019	623	601	31,2	49.850
2020	976	813	38,7	51.395
2021	1.054	878	23,6	30.734
2022	1.116	930	22,7	29.003
2023	1.185	987	23,4	29.261
2024	1.266	1.055	24,2	29.682
2025	1.340	1.116	25,0	30.125
2026	1.492	1.243	26,2	30.904
2027	1.599	1.331,8	26,2	31.125
2018-2027	12.173,2	10.242,8	272,8	363.090

Seiring dengan rencana pengembangan distribusi diatas, juga direncanakan pengembangan listrik perdesaan selama kurun waktu 2018-2027 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C4.20 .

Tabel C2.20 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	720	455	14,75	361	2.200	22.870
2019	76	36	0,50	20	-	22.870
2020	66	30	0,50	20	-	2.029
2021	76	36	0,30	12	-	1.555
2022	76	36	0,50	20	-	1.555
2023	72	34	0,48	19	-	1.477
2024	68	32	0,45	18	-	1.400

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2025	68	32	0,45	18	-	1.400
2026	64	30	0,43	17	-	1.322
2027	57	27	0,38	15	-	1.166

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Selatan

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Selatan adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi 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 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 dilakukan saat ini adalah dengan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan proses pra elektrifikasi sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

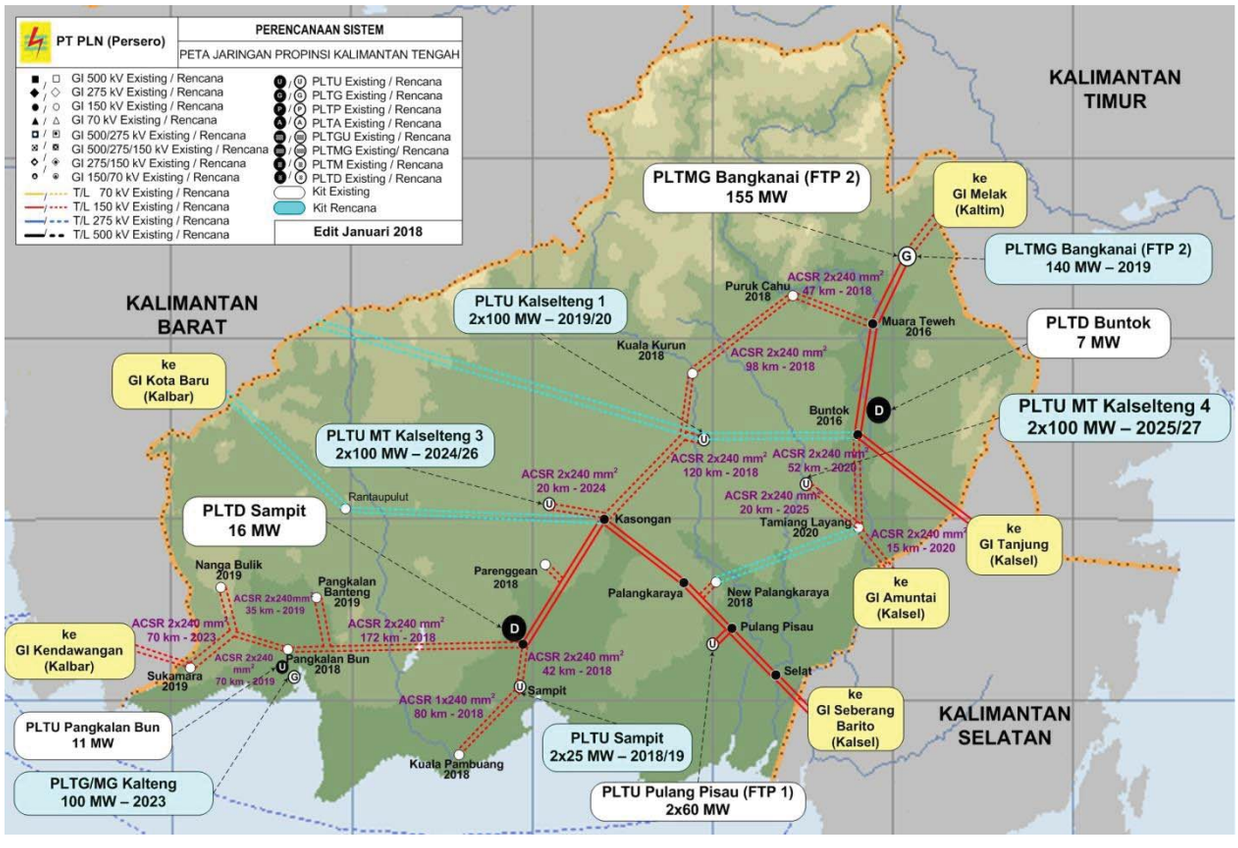
C2.4 Sistem Sistem Tenaga Listrik *Isolated*

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 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 C.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN TENGAH

C3.1 Kondisi Saat Ini

Sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Tengah dipasok dari sistem interkoneksi 150 kV Barito melalui beberapa GI di Kalteng yaitu GI Selat, GI Pulang Pisau, GIS Mintin, GI Palangkaraya, GI Kasongan dan GI Sampit. GI Selat memasok beban di Kabupaten Kuala Kapuas dan sekitarnya, GI Pulang Pisau dan GIS Mintin memasok beban di Kabupaten Pulang Pisau, GI Palangkaraya memasok beban Kota Palangkaraya, GI Kasongan memasok Kabupaten Katingan dan GI Sampit memasok sebagian daerah Kabupaten Kotawaringin Timur dan Kabupaten Seruyan. Sistem tenaga listrik lainnya merupakan sistem *isolated* dengan daya mampu pembangkitan rata-rata dalam kondisi cukup namun tanpa cadangan yang memadahi. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Kalimantan Tengah dan rencana pengembangannya sebagaimana diperlihatkan pada Gambar B. 3.1



Gambar C3.1. Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Tengah

Penjualan energi listrik sejak tahun 2011-2017 di Kalimantan Tengah tumbuh rata-rata sebesar 10,75%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan

tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel C3.1 dan Tabel C3.2.

Tabel C3.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelangga	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	439,6	514,2	582,2	662,5	701,3	730,4	760,3
2	Komersil	129,6	148,3	174,6	196,3	221,7	236,7	250,9
3	Publik	61,6	69,0	76,2	85,1	96,2	103,5	107,6
4	Industri	19,2	20,8	21,8	26,2	29,4	28,3	41,6
Jumlah		650,0	752,3	854,8	970,2	1.048,6	1.098,9	1.160,5
Pertumbuhan %		13,87	15,75	13,62	13,50	8,09	4,79	5,60

Tabel C3.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	286,2	317,4	356,2	378,8	403,4	434,3	476,4
2	Bisnis	27,6	32,2	38,1	43,7	51,7	56,5	59,8
3	Publik	11,8	12,8	13,9	14,9	15,9	17,1	18,3
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Jumlah		326	362	408	438	471	508	555
Pertumbuhan %		14,9	11,3	12,7	7,2	7,7	7,8	9,2

Sebagian beban Kalimantan Tengah dipasok dari Sistem Barito dan selebihnya tersebar di berbagai tempat terisolasi dipasok dari pembangkit setempat.
Rincian data pembangkitan, kemampuan mesin dan beban puncak tertingggi sistem tenaga listrik Provinsi Kalimantan Tengah dapat dilihat pada Tabel C3.3.

Tabel C3.3 Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Barito	PLTD PLTG	BBM Gas	PLN PLN	314,6	245,7	110,6
2	Sistem Pangkalan Bun	PLTU PLTD	Batubara BBM	IPP PLN	55,7	32,7	31,0
3	Sistem Kuala Pambuang	PLTD	BBM	PLN	5,4	4,1	3,2
4	Sistem Nanga Bulik	PLTD	BBM	PLN	7,5	5,0	4,0
5	Sistem Kuala Kurun	PLTD	BBM	PLN	4,4	4,3	3,7
6	Sistem Puruk Cahu	PLTD	BBM	PLN	6,6	5,7	4,4
7	Sistem Sukamara	PLTD	BBM	PLN	5,9	3,4	2,9
8	ULD (56 Lokasi tersebar)	PLTD	BBM	PLN	27,7	23,9	16,1
Jumlah					427,7	324,8	175,9

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Kalimantan Tengah ditunjukan pada Tabel C3.4 dan Tabel C3.5.

Tabel C3.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

NO	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
1	Palangkaraya	150/20	2	90
2	Tapping Pulang Pisau	150/20	1	10
3	Sampit	150/20	2	60
4	Kasongan	150/20	1	30
5	Buntok/Ampah	150/20	1	30
6	Muara Teweh	150/20	1	30
	Jumlah		8	250

Tabel C3.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
JTM (kms)	3.839	4.172	4.408	4.801	5.081	5.587	5.837
JTR (kms)	3.146	3.198	3.366	3.596	3.923	4.135	4.309
Gardu Distribusi (MVA)	193	244	248	289	319	350	379

C3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kalimantan Tengah dalam lima tahun terakhir tumbuh cukup tinggi yaitu rata-rata sebesar 6,4% 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.

Porsi terbesar penjualan di Provinsi Kalimantan Tengah adalah pada sektor pelanggan rumah tangga. Porsi penjualan di sektor pelanggan bisnis dan Indistri 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 C3.7. Maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik 2018–2027 diberikan pada Tabel C3.6 dan Tabel C3.8.

Tabel C3.6. Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	832	908	990	1.082	1.149	1.214	1.282	1.352	1.417	1.486
2	Bisnis	282	305	331	369	413	461	515	576	652	738
3	Publik	117	129	141	156	172	189	207	226	249	274
4	Industri	116	359	377	422	423	424	425	426	427	428
Jumlah		1.347	1.702	1.839	2.029	2.157	2.288	2.428	2.580	2.745	2.926
Pertumbuhan %		16,1	26,3	8,1	10,3	6,3	6,1	6,2	6,2	6,4	6,6

Tabel C3.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	521,9	571,0	624,0	681,1	711,0	735,8	760,4	784,8	797,8	810,6
2	Bisnis	63,3	67,2	71,7	77,8	84,6	92,0	100,1	108,7	118,8	129,7
3	Publik	19,8	21,4	23,0	24,9	26,9	29,1	31,3	33,7	36,5	39,6
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Jumlah		605,2	659,9	718,9	784,1	822,8	857,2	892,0	927,5	953,4	980,1
Pertumbuhan %		9,1	9,0	8,9	9,1	4,9	4,2	4,1	4,0	2,8	2,8

Tabel C3.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,1	1.347	1.642	265	605.195
2019	5,1	1.702	2.060	332	659.890
2020	5,1	1.839	2.215	357	718.933
2021	5,9	2.029	2.428	391	784.062
2022	6,0	2.157	2.562	412	822.843
2023	6,0	2.288	2.708	435	857.154
2024	6,1	2.428	2.865	460	892.044
2025	6,1	2.580	3.026	485	927.460
2026	6,6	2.745	3.203	513	953.374
2027	6,6	2.926	3.398	544	980.129
Pertumbuhan %	5,9	9,2%	8,6%	8,5%	5,5%

Proyeksi kebutuhan energi listrik diatas telah memperhitungkan rencana pengembangan kawasan industri dan beberapa potensi pelanggan besar di Kalimantan Tengah. Untuk melayani kebutuhan KI dan pelanggan industri tersebut PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

C3.3 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 sebagai berikut.

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 C3.9.

Tabel C3.9 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

Gas Alam

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.

Sumber Tenaga Air

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. Beberapa potensi tenaga air yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik ditampilkan pada Tabel C3.10 berikut.

Tabel C3.10 Potensi Tenaga Air di Kalimantan Tengah

No	Nama Bendungan	Kabupaten	Kapasitas
1	Riam Jerawi	Katingan	72 MW
2	Muara Juloi	Murung Raya	284 MW
Jumlah			356 MW

Potensi pembangkit tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel C3.10 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan sistem yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

EBT Lain

Kalimantan Tengah memiliki beberapa sumber energi alternatif lain yang masih dalam tahap kajian. Diantaranya adalah biomassa dan biogas yang diperkirakan mampu menghasilkan energi hingga 95 MW. Beberapa potensi EBT lain yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik ditampilkan pada Tabel C3.11 berikut.

Tabel C3.11 Potensi Bioenergi di Kalimantan Tengah

No	Nama Proyek	Lokasi	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Kotawaringin Barat	Kotawaringin Barat	PLTBg	8	Potensi
2	Bukit Makmur	Bukit Makmur	PLTBg	1	Potensi
3	Lamandau	Lamandau	PLTBg	1	Potensi
4	Sukamara	Sukamara	PLTBg	2	Potensi
5	Tamiyang Layang	Tamiyang Layang	PLTBg	2	Potensi
6	Tersebar	Kalimantan Tengah	PLTBm	80	Potensi
	Jumlah			95	

Selain potensi energi di atas, terdapat potensi pengembangan PLTS komunal untuk daerah perbatasandan transmigrasi yang telah dikaji oleh DIRJEN EBTKE seperti yang ditunjukan Tabel C3.12

Tabel C3.12 Potensi Energi Surya di Kalimantan Tengah

No	Nama Proyek	Lokasi	Jenis	Kapasitas (kW)	Status
1	Sei Pinang	Kapuas	PLTS	200	Potensi
2	Jangkang	Kapuas	PLTS	150	Potensi
3	Bajuh	Kapuas	PLTS	150	Potensi
4	Kalanis	Barito Selatan	PLTS	250	Potensi
5	Tabatan	Barito Selatan	PLTS	75	Potensi
6	Lehai	Barito Selatan	PLTS	100	Potensi
	Jumlah			925	

Dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, pemanfaatan potensi energi sebagaimana tercantum dalam tabel diatas akan diprioritaskan jika memenuhi empat syarat, yaitu studi kelayakan (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memungkinkan.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan beban sampai dengan Tahun 2027 termasuk memenuhi daftar tunggu, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit PLTU batubara di beberapa lokasi dan PLTG/MG gas alam di Bangkanai sebagai pembangkit *peaker* dengan menggunakan *compressed natural gas (*CNG*)* sebagai *storage* serta beberapa pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTBg. Rerincian pengembangan pembangkit di Kalimantan Tengah ditampilkan pada Tabel C3.13 dan Tabel C3.14.

Tabel C3.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	25	25									50
PLTG/MG		140				100					240
Jumlah	25	165	-	-	-	100	-	-	-	-	290
IPP											
PLTU		100	100								200
PLTU MT							100	100	100	100	400
PLT Lain	1										1
Jumlah	1	100	100	-	-	-	100	100	100	100	601

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
Jumlah											
PLTU	25	125	100	-	-	-	-	-	-	-	250
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	100	100	100	100	400
PLTG/MG	-	140	-	-	-	100	-	-	-	-	240
PLT Lain	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	26	265	100	-	-	100	100	100	100	100	891

Tabel C3.14 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Proyek	KAP (MW)	COD	Status	Pengembang
1	Barito	PLTBg	PLTBg Bukit Makmur	1	2018	Konstruksi	Swasta
2	Barito	PLTG/MG	Bangkanai (FTP2)	140	2019	Pengadaan	PLN
3	Barito	PLTU	Sampit	2x25	2018/19	Konstruksi	PLN
4	Barito	PLTU	Kalselteng 1	2x100	2019/20	Konstruksi	Swasta
5	Barito	PLTG/MG	Kalteng	100	2023	Rencana	PLN
6	Barito	PLTU MT	Kalselteng 3	2x100	2024/26	*Committed*	Swasta
7	Barito	PLTU MT	Kalselteng 4	2x100	2025/27	*Committed*	Swasta
			Jumlah	891			

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Kedepannya direncanakan interkoneksi dengan Sistem Barito dengan sistem Khatulistiwa di Kalbar melalui jaringan transmisi 150 kV Sukamara-Kendawangan. Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2027 untuk sistem di Kalimantan Tengah ditunjukkan pada Tabel C3.15 dan Tabel C3.16.

Tabel C3.15 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
150 kV	1.482	378	134	0	0	140	40	40	0	0	2.214
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Jumlah	1.482	378	134	0	0	140	40	40	0	0	2.214

Tabel C3.16 Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG	Konduktor	kms	COD	Status
1	PLTU Sampit	Sampit	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	84	2018	Konstruksi
2	Sampit	Pangkalan Bun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	344	2018	Konstruksi
3	Muara Teweh	Puruk Cahu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	94	2018	Konstruksi

No	Dari	Ke	TEG	Konduktor	kms	COD	Status
4	*New* Palangkaraya	*Incomer* 1 phi (Selat-Palangkaraya)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	2	2018	Konstruksi
5	Parenggean	*Incomer* 1 phi (Kasongan - Sampit)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2018	Konstruksi
6	Puruk Cahu	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	196	2018	Konstruksi
7	Kasongan	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	240	2018	Konstruksi
8	Palangkaraya	Selat	150 kV	2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	248	2018	Konstruksi
9	Selat	Seberang Barito	150 kV	2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	84	2018	Konstruksi
10	PLTU Sampit	Kuala Pambuang	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	160	2018	Rencana
11	Pangkalan Banteng	*Incomer* 1 phi (Pangkalan Bun-Sampit)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	48	2019	Rencana
12	PLTU Kalselteng 1	*Incomer* 2 phi (Kasongan - Kuala Kurun)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	120	2019	Rencana
13	Pangkalan Bun	Sukamara	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	140	2019	Rencana
14	Nanga Bulik	*Incomer* 1 phi (Pangkalan Bun-Sukamara)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	70	2019	Rencana
15	Sukamara	Kendawangan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	140	2023	Rencana
16	Amuntai	Tamiang Layang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2020	Rencana
17	Buntok	Tamiang Layang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	104	2020	Rencana
18	PLTU MT Kalselteng 3	Kasongan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	40	2024	Rencana
19	PLTU MT Kalselteng 4	Tamiang Layang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	40	2025	Rencana
Jumlah					2.214		

Pengembangan Gardu Induk

Selama periode 2018-2027, akan dibangun gardu induk baru dan dilakukan perluasan untuk beberapa gardu induk. Rencana pengembangan gardu induk ditunjukkan pada Tabel C3.17 dan C3.18.

Tabel C3.17 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	450	100	120	60	30	60	-	-	60	-	880
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	450	100	120	60	30	60	-	-	60	-	880

Tabel C3.18 Rencana Pengembangan GI 2018-2027

No	Nama Gardu Induk	TEG	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Sampit *Ext* LB	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2018	Konstruksi
2	Pangkalan Bun	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
3	Parenggean	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
4	*New* Palangkaraya	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
5	Puruk Cahu	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
6	Muara Teweh (arah Purukcahu)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2018	Konstruksi
7	Kuala Kurun (arah Kasongan; P.Cahu)	150 kV	*Ext* LB	4 LB	2018	Konstruksi
8	Kasongan (Arah Kuala Kurun)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2018	Konstruksi
9	Kasongan	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Konstruksi
10	Pangkalan Bun	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Konstruksi
11	PLTU Sampit	150/20 kV	*Ext*	30	2018	Konstruksi
12	Kuala Kurun	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
13	Sampit (arah PLTU Sampit)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2018	Konstruksi
14	Sampit	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Pengadaan
15	PLTU Sampit (arah K.Pembuang)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2018	Konstruksi
16	Kuala Pambuang	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
17	Pangkalan Banteng	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
18	Sukamara	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
19	Nangabulik	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
20	TF PLTU Kalselteng I	150/20 kV	*Ext*	10	2019	Rencana
21	Buntok (arah Tamiang)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2019	Rencana
22	Mintin (PLTU Pulang Pisau)	150/20 kV	Upr	30	2020	Rencana
23	Selat	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
24	Tamiang Layang	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
25	*New* Palangkaraya	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
26	Buntok	150/20 kV	*Ext*	30	2022	Rencana
27	Sukamara (arah Pangkalan Bun)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2023	Rencana
28	Palangkaraya	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
29	Pangkalan Bun	150/20 kV	*Ext*	60	2026	Rencana
30	Tamiang Layang (arah PLTU Kalselteng 4)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2025	Rencana
	Jumlah			880		

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, dilakukan juga rencana pengembangan jaringan distribusi. Jaringan

distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2017-2026 secara rinci ditampilkan pada Tabel C3.19.

Tabel C3.19 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2018	481,7	388,5	25,4	50.530
2019	930,0	479,0	24,8	54.695
2020	1.045,8	323,5	44,2	59.043
2021	1.458,4	447,1	49,2	65.129
2022	993,3	301,8	29,6	38.781
2023	1.029,4	310,0	26,4	34.312
2024	1.115,4	332,9	27,2	34.890
2025	1.210,5	358,0	27,8	35.415
2026	1.337,8	392,2	20,6	25.914
2027	1.478,3	429,5	21,5	26.755
2018-2027	11.080,5	3.762,4	296,7	425.463

Selain pengembangan distribusi juga direncanakan pengembangan listrik desa untuk meningkatkan rasio elektrifikasi di Kalimantan Tengah. Secara rinci rencana pengembangan listrik perdesaan pada periode 2018-2027 ditampilkan pada Tabel C3.20.

Tabel C3.20. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan 2018-2027

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	1.018	502	29,55	591	14.928	42.103
2019	614	170	4,00	160	-	42.103
2020	449	202	3,68	147	-	9.817
2021	414	170	2,95	118	-	7.536
2022	126	64	1,03	41	-	3.232
2023	120	60	0,98	39	-	3.070
2024	113	57	0,93	37	-	2.909
2025	113	57	0,93	37	-	2.909
2026	107	54	0,88	35	-	2.747
2027	95	48	0,78	31	-	2.424

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Tengah

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Tengah adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Kalimantan Tengah. 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 dilakukan saat ini adalah dengan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan proses pra elektrifikasi sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

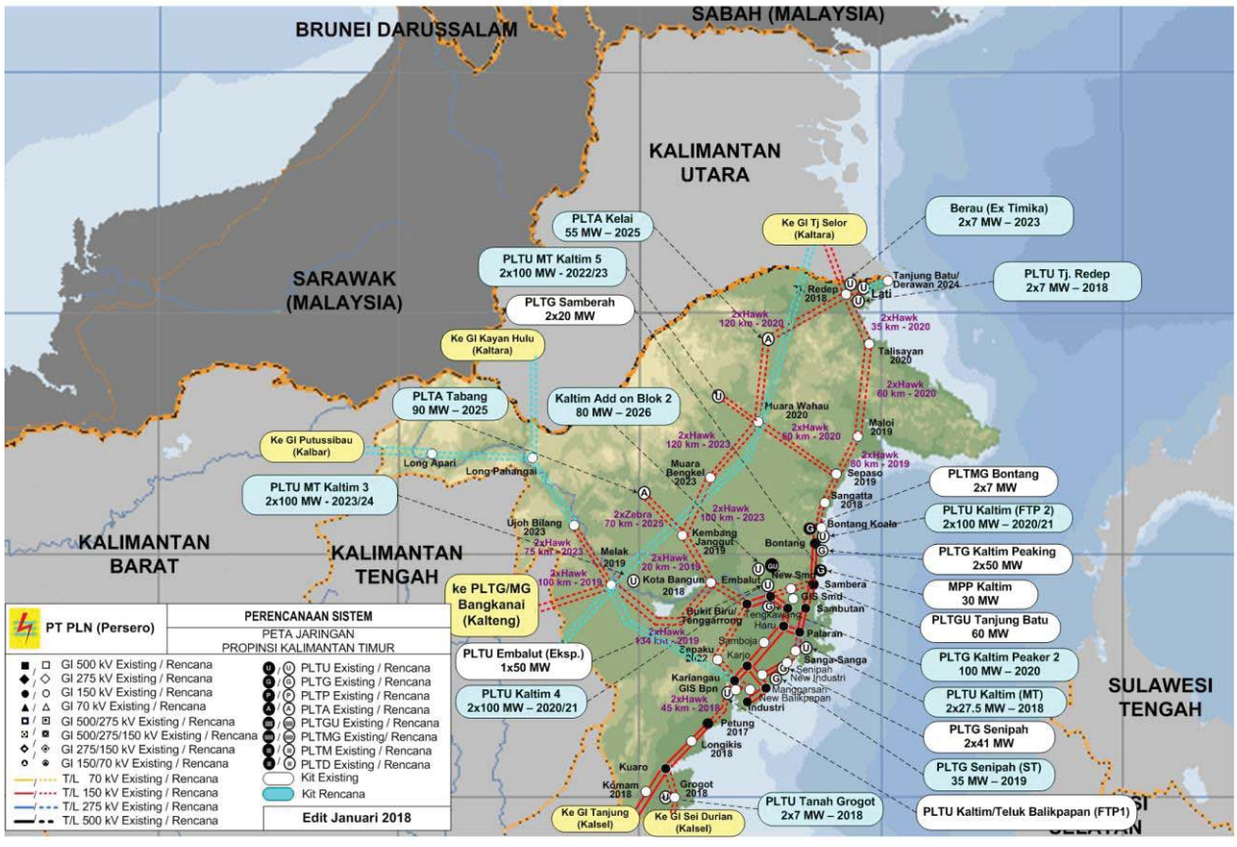
C3.4 Sistem-Sistem *Isolated*

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 Barito. Sedangkan untuk daerah *isolated* yang bebannya masih rendah, direncanakan akan dibangun beberapa PLTS komunal *hybrid* dengan PLTD.

LAMPIRAN C.4
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

C4.1 Kondisi Sistem Tenaga Listrik Saat Ini

Sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Timur terdiri atas sistem interkoneksi 150 kV dan sistem *isolated* 20 kV. Pada sistem interkoneksi 150 kV, peran pembangkit berbahan bakar minyak mulai berkurang dengan beroperasinya PLTU IPP CFK ekspansi 50 MW, PLTG IPP Senipah 82 MW dan PLTU Teluk Balikpapan 220 MW. Hal ini juga berdampak pada menurunnya biaya pokok produksi. Sistem tenaga listrik yang paling berkembang di Kalimantan Timur adalah sistem Mahakam, yaitu sebuah sistem interkoneksi tegangan tinggi 150 kV yang melayani kota Balikpapan, Samarinda, Tenggarong dan Bontang. Peta sistem tenaga listrik Provinsi Kalimantan Timur ditunjukkan pada Gambar C4.1.



Gambar C4.1 Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Kalimantan Timur

Penjualan energi listrik sejak tahun 2011-2017 di Kalimantan Timur tumbuh rata-rata sebesar 7,7% per tahun. Komposisi penjualan energi serta jumlah

pelanggan tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada pada Tabel C4.1 dan Tabel C4.2.

Tabel C4.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.161,3	1.324,2	1.431,5	1.625,2	1.707,5	1.801,7	1.818,5
2	Bisnis	494,9	539,6	578,2	633,3	698,2	757,9	775,7
3	Publik	187,6	204,3	222,5	242,5	260,8	281,6	283,6
4	Industri	140,5	142,6	144,0	152,3	165,8	170,2	192,5
Jumlah		1.984,3	2.210,8	2.376,2	2.653,2	2.832,2	3.011,4	3.070,3
Pertumbuhan %		8,1	11,4	7,5	11,7	6,7	6,3	2,0

Tabel C4.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	465,0	529,8	606,5	676,3	727,3	775,0	836,1
2	Bisnis	30,8	33,8	38,4	41,0	43,9	46,7	50,8
3	Publik	13,7	14,9	18,4	19,0	20,1	20,0	21,6
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Jumlah		509,7	578,8	663,6	736,6	791,6	842,0	908,8
Pertumbuhan %		12,7	13,6	14,7	11,0	7,5	6,4	7,9

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 yaitu ±150 MW 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), Kutai Timur (Sangatta) dan Kabupaten Mahakam Ulu (Long Bangun). Sistem-sistem tersebut masih dilayani melalui jaringan tegangan menengah 20 kV dan dipasok dari PLTD berbahan bakar minyak. Khusus untuk Kabupaten Paser (Tanah Grogot) dan Kabupaten Penajam Paser Utara (Petung), pasokan listrik sudah dilakukan melalui jaringan tegangan tinggi 150 kV Sistem Barito (Sistem 150 kV Kalselteng) melalui GI Tanjung di Kalimantan Selatan ke GI Kuaro dan GI Petung.

Hampir seluruh sistem tenaga listrik 20 kV 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 dan dilayani jaringan tegangan rendah 220 volt yang tersambung langsung dengan PLTD setempat. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2016 untuk Provinsi Kalimantan Timur adalah sebesar 87,5%. Kondisi sistem tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Timur diberikan pada Tabel C4.3.

Tabel C4.3 Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Mahakam	PLTU/GU/G/D	Batubara/Gas/BBM/BBM	Swasta/PLN	811,40	536,23	417,23
2	Petung	PLTD/MG	BBM/Gas	PLN	21,81	18,70	16
3	Tanah Grogot	PLTD	BBM	PLN	21,19	19,09	13,78
4	Melak	PLTD	BBM	PLN	17,20	14,30	9,55
5	Sangatta	PLTD	BBM	PLN	18,50	18,10	15,97
6	Berau	PLTU/D	Batubara/BBM	PLN	27,51	21	18,66
Jumlah					917,61	627,42	491,18

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Kalimantan Timur ditunjukan pada Tabel C4.4 dan Tabel C4.5.

Tabel C4.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

NO	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Jumlah Kapasitas (MVA)
1	Gn Malang / Industri	150/20	3	110
2	Batakan/Manggar Sari	150/20	4	170
3	Karang Joang/Giri Rejo	150/20	3	120
4	Sei Keledang/Harapan Baru	150/20	3	10
5	Tengkawang	150/20	4	180
6	Embalut	150/20	2	60
7	Bukuan	150/20	2	90
8	Tenggarong / Bukit Biru	150/20	2	60
9	Sambutan	150/20	1	30
10	Sambera	150/20	2	60
11	Bontang	150/20	1	30
12	Kuaro / Tanah Grogot	150/20	1	20
13	Petung	150/20	1	30
14	Kariangau	150/20	1	60
15	Senipah	150/20	1	30
16	Sangatta	150/20	2	60
	Jumlah		33	1.230

Tabel C4.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
JTM (kms)	4.602	4.859	5.507	6.426	6.615	6.910	209
JTR (kms)	4.607	5.738	6.194	11.942	6.341	7.133	284
Gardu Distribusi (MVA)	632	753	817	315	961	1.022	90

C4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Berdasarkan realisasi penjualan lima tahun terakhir dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 7,7% pertahun, mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional dan peningkatan rasio elektrifikasi termasuk proyeksi pertumbuhan pelanggan seperti pada Tabel C4.7. Maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik di Kalimantan Timur periode 2018–2027 diberikan pada Tabel C4.6 dan Tabel C4.8.

Tabel C4.6 Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.955	2.096	2.242	2.415	2.597	2.789	2.991	3.204	3.442	3.695
2	Bisnis	844	942	1.006	1.063	1.124	1.189	1.258	1.332	1.403	1.479
3	Publik	299	315	331	349	369	388	408	429	454	480
4	Industri	209	236	249	263	277	293	309	326	345	364
Jumlah		3.306	3.589	3.828	4.090	4.367	4.659	4.966	5.291	5.644	6.018
Pertumbuhan %		7,7	8,6	6,6	6,9	6,8	6,7	6,6	6,5	6,7	6,6

Tabel C4.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	880	939	982	1.040	1.081	1.124	1.169	1.215	1.263	1.313
2	Bisnis	55	60	65	71	77	83	91	98	107	116
3	Publik	23,2	25,0	26,9	28,9	31,1	33,5	36,0	38,7	41,6	44,8
4	Industri	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Jumlah		959	1.024	1.074	1.140	1.190	1.242	1.296	1.353	1.412	1.475
Pertumbuhan %		5,5	6,8	4,9	6,1	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4

Tabel C4.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	4,4	3.306	3.802	654	959.082
2019	4,4	3.589	4.124	708	1.024.076
2020	4,4	3.828	4.428	759	1.074.317
2021	5,2	4.090	4.726	809	1.140.149
2022	5,2	4.367	5.040	862	1.189.689
2023	5,2	4.659	5.373	917	1.241.548
2024	5,2	4.966	5.723	976	1.295.872

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2025	5,2	5.291	6.083	1.035	1.352.823
2026	5,6	5.644	6.475	1.100	1.412.438
2027	5,6	6.018	6.887	1.169	1.474.883
Pertumbuhan	5,1	6,9%	6,8%	6,7%	4,9%

Proyeksi kebutuhan energi listrik diatas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus Maloy Batuta Trans Kalimantan (KEK-MBTK) dan beberapa rencana pengembangan Kawasan Industri (KI) di Kalimantan Timur. Untuk melayani kebutuhan KEK dan KI tersebut PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

C4.3 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 Kalimanatan Utara):

- Cadangan batubara mencapai 25 milyar ton dengan tingkat produksi mencapai 120 juta ton per tahun
- Selain batubara, terdapat pula potensi uranium di Kabupaten Kutai 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 metan 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.
- Potensi bioenergi yang memiliki potensi hingga 30 MW
- Potensi tenaga air di Kalimantan Timur cukup besar terutama di Kabupaten Mahakam Hulu yang masih perlu dilakukan studi lebih lanjut. Selain itu juga terdapat sumber energi alternatif lain yang masih dalam tahap kajian, yaitu Biomassa. Potensi EBT lain yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik ditampilkan pada Tabel C4.9 dan Tabel C4.10.

Tabel C4.9 Potensi Energi Hidro di Kalimantan Timur

No	Nama Proyek	Lokasi	Tipe	Kapasitas (MW)	Status
1	Boh	Malinau	RES	270	Potensi
2	Long Bangun	Mahakam	ROR	20	Potensi
3	Mentarang 1	Malinau	RES	300	Potensi
4	Tabang	Kutai	RES	270	Potensi
	Jumlah			860	

Potensi pembangkit tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel C4.9 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan sistem yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Tabel C4.10 Potensi Bioenergi di Kalimantan Timur

No	Nama Proyek	Lokasi	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Berau	Berau	PLTBg	3	Potensi
2	Tersebar	Kaltim	PLTBm	31,5	Potensi
3	Paser	Grogot	PLTBg	1	Potensi
	Jumlah			35,5	

Terdapat pula potensi uranium yang dapat digunakan sebagai energi primer PLTN seperti yang ditampilkan pada Tabel C4.11. Namun pemanfaatan uranium sebagai energi primer masih menunggu adanya kebijakan dari Pemerintah yang didukung studi kelayakan pembangunan PLTN.

Tabel C4.11 Potensi Energi Nuklir di Kalimantan Timur

No	Nama Proyek	Lokasi	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	PLTN Kaltim	Kaltim	PLTN	100	Potensi
	Jumlah			100	

Selain potensi energi di atas, terdapat potensi pengembangan PLTS komunal untuk daerah perbatasandan transmigrasi yang telah dikaji oleh DIRJEN EBTKE seperti yang ditunjukan Tabel C4.12

Tabel C4.12 Potensi Energi Surya di Kalimantan Timur

No	Nama Proyek	Lokasi	Jenis	Kapasitas (kW)	Status
1	PLTS Teluk Alulu	Maratua	PLTS	68	
	Total			68	

Dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, pemanfaatan potensi energi sebagaimana tercantum dalam tabel diatas akan diprioritaskan jika memenuhi empat syarat, yaitu studi kelayakan (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memungkinkan.

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. Selama periode 2018-2027, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C4.12 dan Tabel C4.13.

Tabel C4.12. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	14	_	_	_	_	14	_	_	_	_	28
PLTGU	_	_	_	_	_	_	_	_	80	-	80
PLTG	_	_	100	_	_	_	_	_	_	_	100
PLTA	_	_	-	_	_	_	_	145	-	-	145
Jumlah	14	-	100	_	_	14	_	145	80	-	353
IPP											
PLTU	14		200	200	_	_	_	_	_	_	414
PLTU MT	55	_	_	_	100	200	100	_	_	_	455
PLTGU	-	35	_	_	_	_	_	_	_	_	35
PLT Lain	10	4	_	_	_	_	_	_	_	_	14
Jumlah	79	39	200	200	100	200	100	_	_	_	918
Jumlah											
PLTU	28	-	200	200	-	14	_	_	_	_	442
PLTU MT	55	_	_	_	100	200	100	_	_	_	455
PLTGU	_	35	_	_	_	_	_	_	80	_	115

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLTG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	145	-	-	145
PLT Lain	10	4	-	-	-	-	-	-	-	-	14
Jumlah	93	39	300	200	100	214	100	145	80	-	1271

Tabel C4.13 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Proyek	KAP (MW)	COD	Status	Pengembang
1	Berau	PLTU	Tanjung Redep	2x7	2018	Konstruksi	PLN
2	Petung	PLTBm	Penajam Paser Utara	9,5	2018	Rencana	Swasta
3	Grogot	PLTU	Tanah Grogot	2x7	2018	Konstruksi	Swasta
4	Mahakam	PLTU MT	Kaltim (MT)	2x27.5	2018	Konstruksi	Swasta
5	Mahakam	PLTGU	Senipah (ST)	35	2019	Rencana	Swasta
6	Mahakam	PLTBg	PLTBg Pasir Damai	1	2019	Rencana	Swasta
7	Berau	PLTBm	PLTBm Berau	3	2019	*Committed*	Swasta
8	Mahakam	PLTG	Kaltim *Peaker* 2	100	2020	Rencana	PLN
9	Mahakam	PLTU	Kaltim 4	2x100	2020/ 21	Konstruksi	Swasta
10	Mahakam	PLTU	Kaltim (FTP2)	2x100	2020/ 21	Konstruksi	Swasta
11	Mahakam	PLTU MT	Kaltim 5	200	2022/ 23	*Committed*	Swasta
12	Berau	PLTU	Berau (Ex Timika)	2x7	2023	Rencana	PLN
13	Mahakam	PLTU MT	Kaltim 3	2x100	2023/ 24	*Committed*	Swasta
14	Mahakam	PLTGU	Kaltim Add on Blok 2	80	2026	Rencana	PLN
15	Mahakam	PLTA	Kelai	55	2025	Rencana	PLN
16	Mahakam	PLTA	Tabang	90	2025	Rencana	PLN
			Jumlah	1.271			

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 interkoneksi 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 Mahakam.

Untuk mempercepat pengembangan sistem tenaga listrik di Kabupaten Kutai Barat (Melak) akan dibangun Jaringan Transmisi 150 kV dari PLTMG Bangkanai ke Melak, jalur tersebut nantinya akan menjadi interkoneksi 150 kV dari Kalimantan Tengah ke Kalimantan Timur melalui daerah Tanjung Issuy dan Muara Muntai.

Untuk menginterkoneksikan sistem *isolated* 20 kV dengan sistem Mahakam dan sekaligus menghubungkan ke sistem di Kalimantan Utara, akan dibangun jaringan transmisi 150 kV, membentang dari Bontang sampai dengan Tanjung Redeb, Taliyasan, Maloi, Sepaso dan Muara Wahau. Selama periode 2018-2027, direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV seperti ditampilkan dalam Tabel C4.14 dan Tabel C4.15.

Tabel C4.14 Rekapitulasi Rencana Pengembangan Transmisi

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
150 kV	556	698	700	60	-	790	100	140	-	-	3.044
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Jumlah	556	698	700	60	-	790	100	140	-	-	3.044

Tabel C4.15 Rincian Rencana Pengembangan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG	Konduktor	kms	COD	Status
1	PLTG Senipah	Palaran	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	110	2018	Konstruksi
2	PLTU Teluk Balikpapan	Petung	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	90	2018	Konstruksi
3	Tenggarong/ Bukit Biru	Kota Bangun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	120	2018	Konstruksi
4	Bontang	Sangatta	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	90	2018	Konstruksi
5	*New* Balikpapan	*Incomer* 2 phi (Manggarsari-Industri)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	2	2018	Rencana
6	*New* Samarinda	Sambera	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	40	2018	Rencana
7	*New* Balikpapan	Kariangau	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	40	2018	Rencana
8	*New* Samarinda	Embalut	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	32	2018	Pengadaan
9	Kuaro	Tanah Grogot	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	32	2018	Konstruksi
10	PLTG Bangkanai	Melak	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	200	2019	Konstruksi
11	Melak	Kotabangun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	268	2019	Rencana
12	Sangatta	Maloi	150 kV	2 cct, ACSR	160	2019	Rencana

No	Dari	Ke	TEG	Konduktor	kms	COD	Status
				2xHawk			
13	Muara Wahau	Sepaso	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	100	2020	Rencana
14	Muara Wahau	Tanjung Redep	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	240	2020	Rencana
15	Kembang Janggut	Kotabangun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	40	2019	Rencana
16	PLTU Kaltim 2 (FTP-2)	Bontang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2019	Rencana
17	Tenggarong/Bukit Biru	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	70	2020	Rencana
18	Kariangau	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	50	2020	Rencana
19	Tanjung Redep	Talisayan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	70	2020	Rencana
20	*New* Balikpapan	GIS Balikpapan	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 800 mm	20	2020	Rencana
21	Talisayan	Maloy	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	120	2020	Rencana
22	GIS Samarinda	*New* Samarinda	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 800 mm	30	2020	Rencana
23	PLTU Kaltim 5	Muara Wahau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	60	2021	Rencana
24	PLTU Kaltim 3	Melak	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	60	2023	Rencana
25	Tanah Grogot	Sei Durian	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	140	2023	Rencana
26	Melak	Ujoh Bilang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	150	2023	Rencana
27	Kembang Janggut	Muara Bengkal	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	200	2023	Rencana
28	Muara Bengkal	Muara Wahau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	240	2023	Rencana
29	Tanjung Redeb	Tanjung Batu (Derawan)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	100	2024	Rencana
30	PLTA Tabang	Kembang Janggut	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	140	2025	Rencana
Jumlah					3.044		

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.

Rincian pengembangan gardu induk dalam periode 2018-2027 di Provinsi Kalimantan Timur diperlihatkan pada Tabel C4.16 dan C4.17.

Tabel C4.16 Rekapitulasi Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	510	180	240	90	60	150	120	60	60	60	1.530
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Jumlah	510	180	240	90	60	150	120	60	60	60	1.530

Tabel C4.17 Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Bontang	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Konstruksi
2	New Samarinda	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
3	Bontang Ext LB	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2018	Pengadaan
4	Sangatta	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
5	New Balikpapan	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
6	PLTU Teluk Balikpapan (arah New Balikpapan)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2018	Rencana
7	Berau/Tj Redep	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
8	Embalut	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2018	Konstruksi
9	Sambera (arah New Samarinda)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2018	Konstruksi
10	Tana Paser (Grogot)	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
11	Komam (Batu Sopang)	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
12	Longikis	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
13	Kuaro (arah Grogot)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2018	Konstruksi
14	Petung	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Konstruksi
15	Sanga-Sanga	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
16	Kotabangun	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2019	Konstruksi
17	Melak	150/20 kV	*New*	60	2019	Konstruksi
18	Sepaso	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
19	Maloy	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
20	Samboja	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
21	Sangatta (arah Muara Wahau)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2019	Rencana
22	Tanjung Redeb (arah Muara Wahau)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2019	Rencana
23	Kembang Janggut	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
24	Muara Wahau	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
25	Bontang Koala	150/20 kV	*New*	60	2020	Rencana
26	Kariangau (arah Sepaku)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2020	Rencana
27	Tenggarong (arah Sepaku)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2020	Rencana
28	GIS Balikpapan	150/20 kV	*New*	60	2020	Rencana
29	GIS Samarinda	150/20 kV	*New*	60	2020	Rencana
30	Talisayan	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
31	Tanjung Redeb (arah Talisayan)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2021	Rencana
32	Semoi-Sepaku	150/20 kV	*New*	30	2021	Rencana

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
33	New Balikpapan	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
34	Batakan/Manggarsari	150/20 kV	*Upr*	60	2022	Rencana
35	Tenggarong/BukitBiru	150/20 kV	*Upr*	60	2023	Rencana
36	Muara Bengkal	150/20 kV	*New*	30	2023	Rencana
37	Berau/Tj Redep	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
38	Karang Joang/ GiriRejo	150/20 kV	*Upr*	60	2024	Rencana
39	Tanjung Batu/ Derawan	150/20 kV	*New*	30	2024	Rencana
40	Mahakam Ulu/ Ujoh Bilang	150/20 kV	*New*	30	2024	Rencana
41	Industri/Gunung Malang	150/20 kV	*Upr*	60	2025	Rencana
42	GIS Balikpapan	150 kV/20kV	*Ext*	60	2026	Rencana
43	GIS Samarinda	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
44	Kotabangun	150/20 kV	*New*	30*	2018*	Konstruksi
	Total			1530		

** GI telah selesai dan menunggu kesiapan transmisi*

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, direncanakan juga pembangunan jaringan distribusi 20 kV. Proyeksi kebutuhan jaringan distribusi sampai tahun 2027 ditunjukkan pada Tabel C4.18.

Tabel C4.18 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2018	468,1	483	96,5	50.280
2019	520,2	536	81,7	64.994
2020	413,0	426	84,7	50.241
2021	517,1	534	91,4	65.832
2022	361,4	373	96,9	49.540
2023	378,2	390	101,1	51.859
2024	395,8	408	106,4	54.324
2025	414,8	427	111,6	56.951
2026	430,7	444	119,5	59.615
2027	449,8	465,4	126,7	62.445
2018-2027	4.349	4.484,2	1.016,5	566.081

Seiring dengan rencana pengembangan distribusi diatas, juga direncanakan pengembangan listrik perdesaan selama kurun waktu 2018-2027 sebagaimana ditunjukkan Tabel C4.19 dan Tabel.

Tabel C4.19 Rencana Pengembangan Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	Unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	224	179	4,80	96	5.400	6.105

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Tambahan Pelanggan
			MVA	Unit		
2019	1	467	0,93	37	-	6.105
2020	-	59	-	-	1.179	502
2021	81	181	0,25	10	1.329	561
2022	36	29	0,75	30	-	7.076
2023	34	28	0,70	28	-	6.722
2024	32	26	0,68	27	-	6.368
2025	32	26	0,68	27	-	6.368
2026	30	25	0,63	25	-	6.015
2027	27	22	0,55	22	-	5.307

C4.4 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 swasta 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. Saat ini telah dilakukan kerjasama *excess power* di Kembang Janggut (Pembangkit Biogas), Talisayan (Pembangkit Biomassa) dan Karangan Dalam (Pembangkit Biomassa).

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 layak dikembangkan sebagai PLTMH dan perlu dilakukan studi lebih lanjut. Selain itu PLN akan melakukan kerjasama dengan Pemerintah Daerah dan Satuan Kerja Listrik Perdesaan untuk mambangun PLTMH dan PLTS.

PLN juga tengah berupaya untuk mendapatkan pasokan gas alam, termasuk gas skala kecil, untuk kebutuhan pembangkit listrik setempat guna menggantikan penggunaan BBM dan penambahan pelanggan.

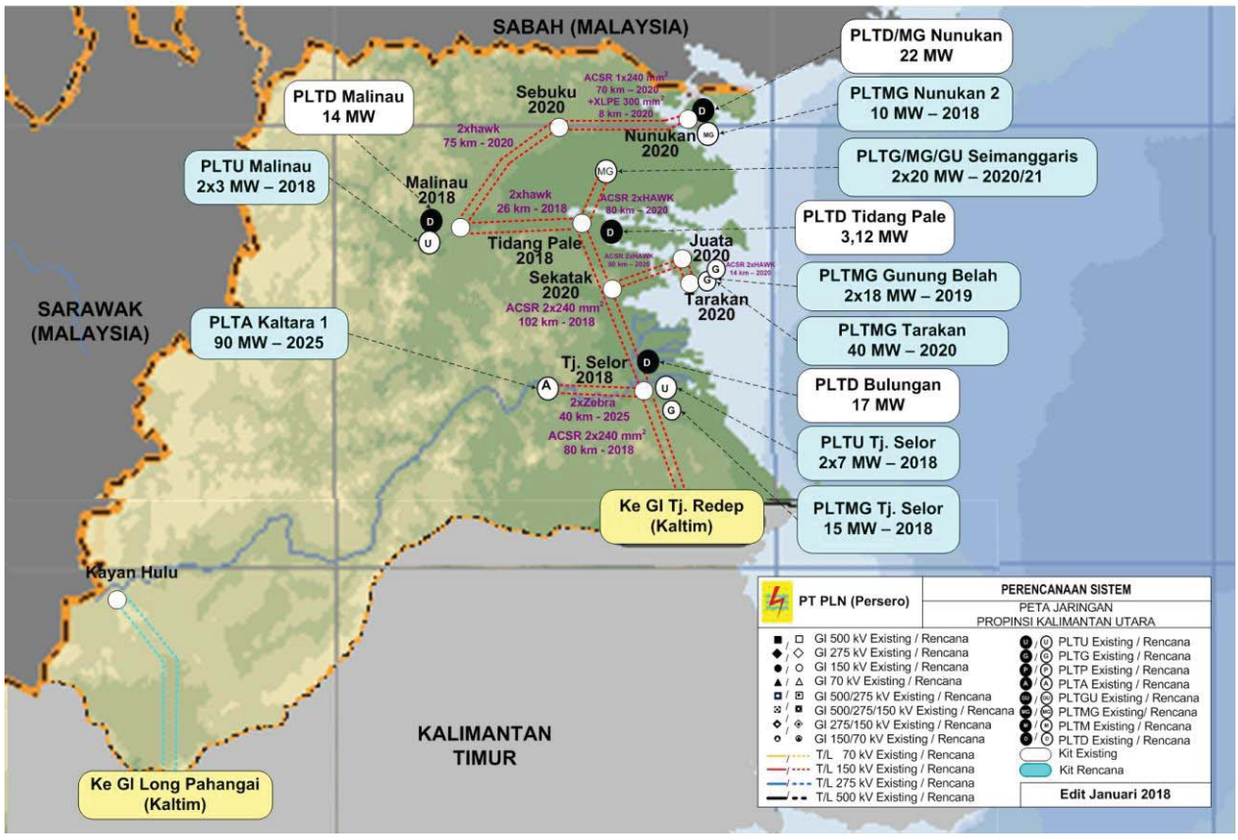
LAMPIRAN C.5
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN UTARA

C5.1 Kondisi Sistem Tenaga Listrik Saat Ini

Sesuai Undang-Undang No. 20 tahun 2012 tanggal 16 November 2012, Provinsi Kalimantan Utara secara resmi terbentuk, terdiri dari 4 Kabupaten yaitu Bulungan, Malinau, Nunukan, Tana Tidung dan 1 Kota Tarakan, yang sebelumnya masuk wilayah Provinsi Kalimantan Timur.

Sejalan dengan terbentuknya Provinsi Kalimantan Utara, maka kebutuhan tenaga listrik dalam beberapa tahun kedepan diperkirakan akan tumbuh tinggi, terutama di kota-kota besar yaitu Tanjung Selor sebagai ibukota provinsi dan ibukota Kabupaten yaitu Tana Tidung, Malinau dan Nunukan.

Sesuai kondisi geografis, sistem tenaga listrik di Kalimantan Utara masih merupakan sistem *isolated* tersebar di setiap Kabupaten/Kota dan dipasok dari PLTD minyak melalui jaringan 20 kV, sehingga biaya pokok produksi masih tinggi. Peta sistem tenaga listrik Kalimantan Utara ditunjukan Gambar C5.1.



Gambar C5.1 Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Kalimantan Utara

Penjualan energi listrik selama 2011-2017 di Kalimantan Utara tumbuh rata-rata sebesar 8,4% per tahun. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel C5.1 dan Tabel C5.2.

Tabel C5.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	146	160	170	205	218	236	239
2	Bisnis	69	60	62	73	76	82	84
3	Publik	33	40	41	48	53	58	58
4	Industri	30	31	34	34	37	37	42
Jumlah		278,0	291,5	307,5	358,8	384,5	413,2	424,2
Pertumbuhan %		14,21	4,86	5,47	16,70	7,15	7,48	2,65

Tabel C5.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	62,2	71,8	81,3	89,5	97,7	106,7	112,1
2	Bisnis	6,3	7,1	7,6	8,0	8,5	8,9	9,1
3	Publik	2,9	3,6	5,3	4,7	4,6	5,1	3,9
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Jumlah		71	83	94	102	111	121	125
Pertumbuhan %		27,3	15,6	14,1	8,5	8,3	8,9	3,7

Pada umumnya sistem tenaga listrik di Kalimantan Utara dalam kondisi terbatas kecuali Nunukan karena sudah ada tambahan PLTMG gas 8 MW. Untuk beberapa daerah yang berpenduduk relatif sedikit dan terpencil, sistem tenaga listriknya masih sangat kecil dan dilayani jaringan tegangan rendah 220 volt yang tersambung langsung dari PLTD. Pertumbuhan beban di Kalimantan Utara cukup tinggi dan diperkirakan pada akhir tahun 2017 beban puncak (*non-coincident*) diperkirakan akan mencapai sekitar 87,9 MW. Kondisi sistem tenaga listrik Kalimantan Utara ditunjukan Tabel C5.3.

Tabel C5.3 Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Bulungan	PLTD	BBM	PLN/ Swasta	20.4	13.9	10.8
2	Nunukan & Sebatik	PLTD/MG	BBM/Gas	PLN/ Swasta	21.5	15.5	13.3
3	Malinau	PLTD	BBM	PLN/ Swasta	18.2	10.1	7.0
4	Tidung Pale	PLTD	BBM	PLN	6.3	3.0	1.7
5	Bunyu	PLTMG/D	Gas/BBM	PLN/ Swasta	3.0	1.9	1.4

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
6	Tarakan	PLTMG/D	Gas/BBM	PLN/ Swasta	48.6	42.9	37.5
Jumlah					118.0	87.2	71.6

Sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Kalimantan Utara ditunjukkan pada Tabel C5.4

Tabel C5.4 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
JTM (kms)	153	154	158	155	174	203	7.235
JTR (kms)	256	257	262	263	263	280	7.381
Gardu Distribusi (MVA)	64	65	66	76	76	84	1.060

C5.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Kalimantan Utara

Pertumbuhan ekonomi di Provinsi Kalimantan Utara (Kaltara) dalam lima tahun terakhir cukup tinggi yaitu mencapai rata-rata 6,25% per tahun. Kondisi ini sejalan dengan kebutuhan tenaga listrik yang tumbuh tinggi, yaitu mencapai rata-rata 8,3% per tahun. Pertumbuhan tertinggi adalah pada sektor rumah tangga, sedangkan terendah adalah pada sektor industri.

Dalam beberapa tahun terakhir, kondisi sistem tenaga listrik di Kaltara tidak mampu mengimbangi pertumbuhan beban listrik yang begitu tinggi karena keterbatasan daya pembangkit. Diperkirakan beban akan naik sangat tinggi setelah pembangkit non-BBM yaitu PLTU batubara dan PLTMG beroperasi.

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 tanggan berlistrik PLN dimasa yang akan datang. Sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan mendukung program pemerintah untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 30 puskesmas di 25 Kecamatan yang tersebar di 3 kabupaten di Propinsi Kalimantan Utara.

Dengan proyeksi pertumbuhan pelanggan seperti pada Tabel C5.6, maka proyeksi penjualan dan proyeksi kebutuhan listrik 2018–2027 di Kalimantan Utara ditunjukan pada Tabel C5.5 dan Tabel C5.7

Tabel C5.5 Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	255,9	273,2	290,9	311,6	332,7	354,9	378,1	402,6	429,9	458,7
2	Bisnis	87,9	92,9	96,5	100,1	104,4	108,8	113,4	118,1	122,8	128,1
3	Publik	60,5	63,8	67,3	70,8	74,7	78,8	83,0	87,1	91,5	96,5
4	Industri	44,1	52,5	60,9	63,3	404,2	748,4	1.096	1.103	1.110	1.119
Jumlah		448	482	516	546	916	1.291	1.670	1.711	1.754	1.803
Pertumbuhan %		5,7	7,6	6,9	5,8	67,9	40,9	29,4	2,4	2,5	2,8

Tabel C5.6 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	121,0	132,6	142,9	153,1	156,2	159,4	162,6	165,9	168,8	171,7
2	Bisnis	9,8	10,5	11,2	12,0	12,9	13,9	15,0	16,1	17,3	18,6
3	Publik	4,1	4,4	4,6	4,9	5,1	5,4	5,7	5,9	6,2	6,4
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Jumlah		135,0	147,6	158,8	170,1	174,4	178,8	183,3	188,0	192,3	196,9
Pertumbuhan %		7,9	9,3	7,6	7,1	2,5	2,5	2,5	2,5	2,3	2,4

Tabel C5.7 Proyeksi KebutuhanTenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	4,0	448	488	93	135.018
2019	4,0	482	529	101	147.553
2020	4,0	516	566	108	158.818
2021	4,8	546	599	114	170.073
2022	4,8	916	1.008	191	174.373
2023	4,8	1.291	1.419	269	178.787
2024	4,8	1.670	1.833	347	183.321
2025	4,8	1.711	1.876	355	187.992
2026	5,1	1.754	1.923	363	192.329
2027	5,1	1.803	1.971	371	196.894
Pertumbuhan	4,6	18,5%	18,5%	18,4%	4,3%

Proyeksi kebutuhan energi listrik diatas telah memperhitungkan rencana pengembangan Kawasan Industri (KI) dan beberapa potensi pelanggan industri besar di Kalimantan Timur. Untuk melayani kebutuhan KI dan potensi pelanggan industri tersebut PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

C5.3 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 :

- Potensi batubara mencapai 1.607,3 juta ton.
- 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 mencapai sekitar 3000 MW yang berlokasi sekitar 300 km dari rencana kawasan industri Maloi/Sangkulirang, Kalimantan Timur. Potensi tenaga air ini perlu dilakukan studi kelayakan untuk dapat dikembangkan lebih lanjut. Potensi energi air yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik ditampilkan pada Tabel C5.8 berikut.

Tabel C5.8 Potensi Energi *Hydro* di Kalimantan Utara

No	Nama Proyek	Lokasi	Tipe	Kapasitas (MW)	Status
1	Kayan 1	Bulungan	RES	660	Potensi
2	Kayan 2	Bulungan	RES	500	Potensi
3	Kayan 3	Bulungan	RES	1200	Potensi
4	Kaltara 2	Bulungan	RES	300	Potensi
	Jumlah			2660	

Potensi pembangkit tersebut di atas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi di atas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel C5.8 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan sistem yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

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) sebesar 300 MW. 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 DAS Kayan yang sangat besar untuk PLTA, perlu kajian yang lebih mendalam dan komprehensip serta mempertimbangkan rencana jangka panjang interkoneksi antara 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 Kawasan Industri dan Pelabuhan International (KIPI) Tanah Kuning, maka direncanakan pengembangan potensi DAS Kayan menjadi PLTA Kayan *Cascade*. Potensi ini akan dikembangkan sesuai pertumbuhan *demand*.

Selama periode 2018-2027, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C5.9 dan Tabel C5.10 berikut.

Tabel C5.9. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20
PLTG/MG	25	36	60	20	-	-	-	-	-	-	141
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	90	-	-	90
Jumlah	45	36	60	20	-	-	-	90	-	-	251

Tabel C5.10 Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Proyek	KAP (MW)	COD	Status	Asumsi Pengembang
1	Malinau	PLTU	Malinau	2x3	2018	Konstruksi	PLN
2	Selor	PLTMG	Tanjung Selor	15	2018	Konstruksi	PLN
3	Selor	PLTU	Tanjung Selor	14	2018	Konstruksi	PLN
4	Nunukan	PLTMG	Nunukan 2	10	2018	Pengadaan	PLN

No	Sistem	Jenis	Proyek	KAP (MW)	COD	Status	Asumsi Pengembang
5	Tarakan	PLTMG	Gunung Belah	2x18	2019	Rencana	PLN
6	Tarakan	PLTMG	Tarakan	40	2020	Rencana	PLN
7	Kayan	PLTG/MG /GU	Sei Menggaris	2x20	2020/21	Rencana	PLN
8	Kayan	PLTA	Kaltara 1	90	2025	Rencana	PLN
			JUMLAH	251			

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 Mahakam, dan jika masih dibutuhkan akan ditambah dengan pengembangan potensi pembangkit hydro PLTA Kaltara 2 sebesar 300 MW.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan sistem tenaga listrik interkoneksi transmisi 150 kV di Kaltara dimaksudkan untuk mendukung peningkatan pelayanan dan efisiensi serta pemenuhan kebutuhan daya yang cukup dan andal. Dengan adanya interkoneksi, maka akan dapat dibangun pembangkit dengan kapasitas yang lebih besar dan 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 Redep, 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 2018-2027, direncanakan pengembangan jaringan transmisi seperti ditampilkan dalam Tabel C5.11 dan Tabel C5.12.

Tabel C5.11 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	416	-	614	-	-	-	-	80	-	-	1.110
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Jumlah	416	0	614	0	0	0	0	80	0	80	1.110

Tabel C5.12. Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Tanjung Redep	Tanjung Selor	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	160	2018	Pengadaan
2	Tanjung Selor	Tidang Pale	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	204	2018	Rencana
3	Tidang Pale	Malinau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	52	2018	Rencana
4	Sekatak	Juata	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	120	2020	Rencana
5	Juata	Tarakan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	28	2020	Rencana
6	Malinau	Sebuku	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	150	2020	Rencana
7	Sebuku	Nunukan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	156	2020	Rencana
8	PLTA Kaltara 1	Malinau	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	80	2025	Rencana
9	Sei Menggaris	Tidang Pale	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	160	2020	Rencana
	Jumlah				1.110		

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 2018-2027, seperti diperlihatkan pada Tabel C5.13 dan C5.14

Tabel C5.13 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	110	-	170	-	-	-	-	-	-	-	280
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	110	-	170	-	-	-	-	-	-	-	280

Tabel C5.14 Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Bulungan / Tj Selor	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
2	Tidang Pale/Tana Tidung	150/20 kV	*New*	20	2018	Konstruksi
3	Malinau	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
4	Juata	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
5	Tarakan	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
6	Sekatak	150/20 kV	*New*	20	2020	Rencana
7	Nunukan	150/20 kV	*New*	60	2020	Rencana
8	Tidang Pale/Tana Tidung	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2020	Rencana
9	Sebuku	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
	Jumlah			280		

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, direncanakan juga pembangunan jaringan distribusi 20 kV. Proyeksi kebutuhan jaringan distribusi sampai tahun 2027 ditunjukkan pada Tabel C5.15.

Tabel C5.15. Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2018	32,8	34,5	6,6	9.851
2019	36,3	38,3	6,1	12.535
2020	28,5	30,1	5,8	11.265
2021	36,2	37,4	6,8	11.255
2022	25,0	26,2	6,6	4.300
2023	25,7	27,2	7,4	4.414
2024	26,6	28,1	7,3	4.534
2025	27,5	29,2	7,9	4.671
2026	28,3	30,0	8,5	4.337
2027	31,2	31,0	8,4	4.565
2018-2027	298,1	312,0	71,6	71.727,0

Seiring dengan rencana pengembangan distribusi diatas, juga direncanakan pengembangan listrik perdesaan selama kurun waktu 2018-2027 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C4.16.

Tabel C5.16 Rencana PengembanganListrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	Unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	708	206	5,60	94	3.900	5.956
2019	187	111	0,20	8	-	5.956
2020	131	191	0,15	6	1.293	1.100
2021	196	107	0,23	9	550	1.100
2022	86	12	0,30	12	-	1.116
2023	82	11	0,28	11	-	1.061
2024	78	10	0,28	11	-	1.005
2025	78	10	0,28	11	-	1.005
2026	73	10	0,25	10	-	949
2027	65	9	0,23	9	-	837

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Utara

Program Listrik Perdesaan Kalimantan Utara adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Kalimantan Utara. 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 dilakukan saat ini adalah dengan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan proses pra elektrifikasi sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

C5.4 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 swasta untuk pembangunannya.

Sistem Tenaga Listrik Daerah Perbatasan

Ada dua kabupaten di Kalimantan Utara yang berbatasan langsung dengan Sabah, Malaysia yaitu Kabupaten Nunukan dan Kabupaten Tana Tidung. 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. Sedangkan untuk daerah disekitar perbatasan yang umumnya berbeban rendah, akan ditambah PLTD skala kecil sesuai dengan kebutuhan.

LAMPIRAN D

RENCANA PENGEMBANGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI
WILAYAH OPERASI SULAWESI

D1. PROVINSI SULAWESI UTARA

D2. PROVINSI SULAWESI TENGAH

D3. PROVINSI GORONTALO

D4. PROVINSI SULAWESI SELATAN

D5. PROVINSI SULAWESI TENGGARA

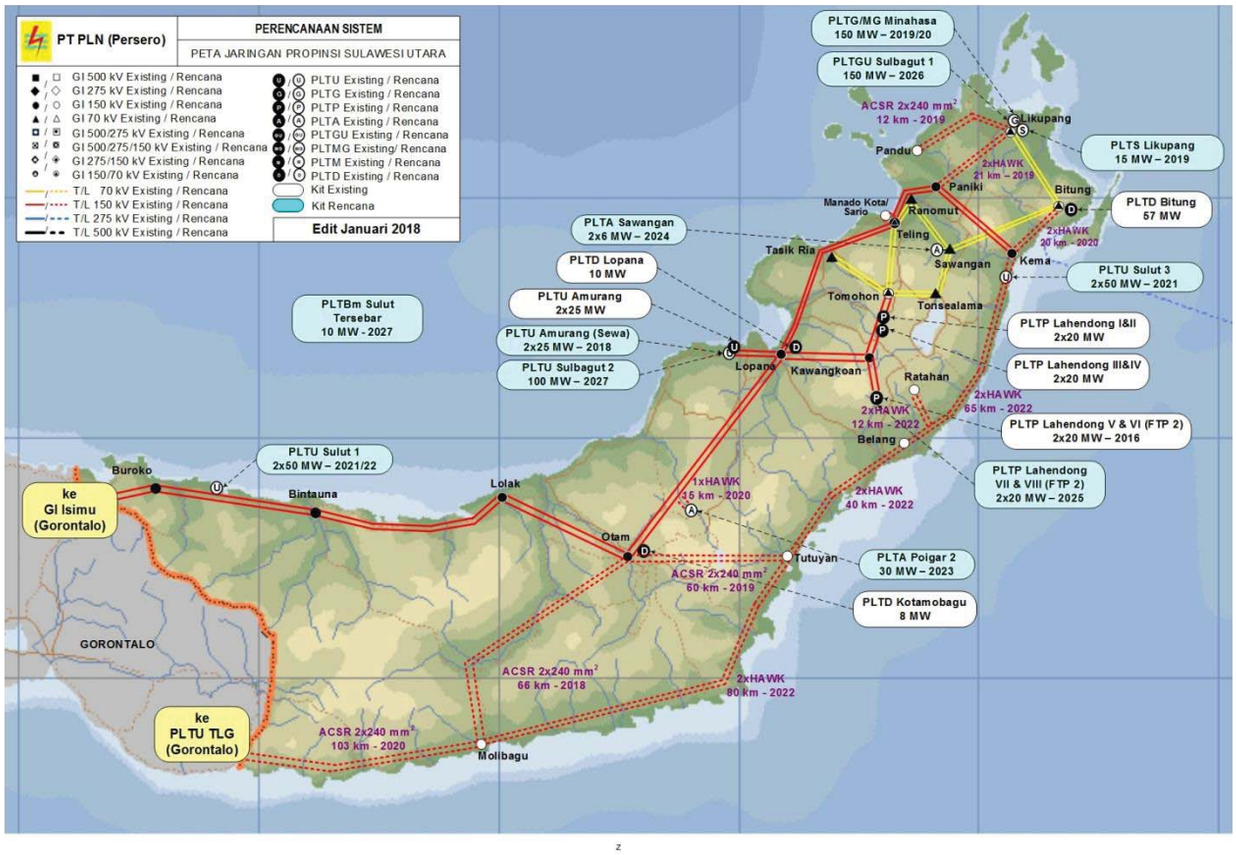
D6. PROVINSI SULAWESI BARAT

LAMPIRAN D.1
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI UTARA

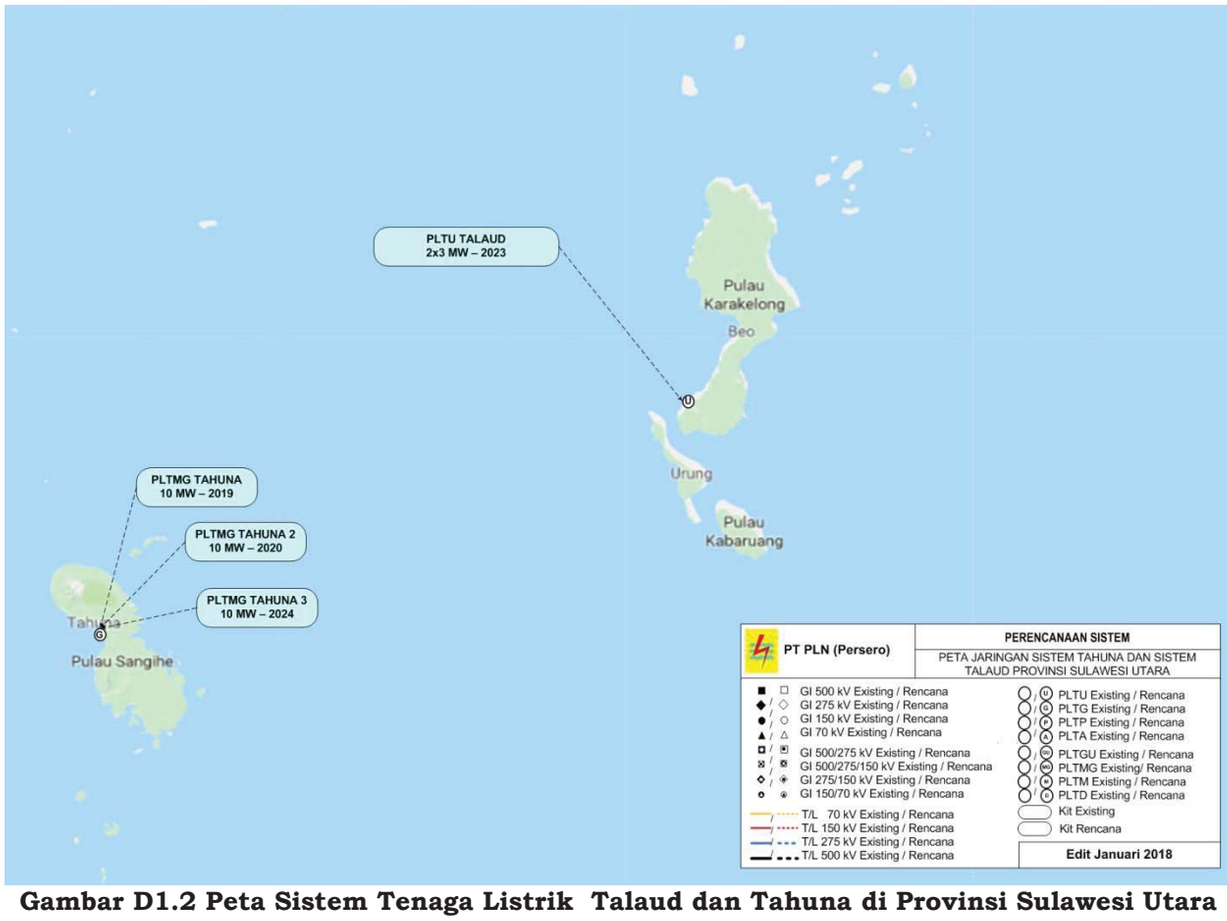
D1.1 Kondisi Saat Ini

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 se 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 D1.1. Untuk pengembangan dua sistem *isolated* Talaud dan Tahuna diperlihatkan pada Gambar D1.2.



Gambar D1.1 Peta Sistem Tenaga Listrik di Provinsi Sulawesi Utara



Gambar D1.2 Peta Sistem Tenaga Listrik Talaud dan Tahuna di Provinsi Sulawesi Utara

Penjualan Tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 7,82%. Komposisi penjualan energi Tahun 2011-2016 dan estimasi Tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel D1.1.

Tabel D1.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	566,6	599,9	668,2	700,8	733,5	749,4	789,7
2	Bisnis	253,5	301,6	309,4	309,9	314,9	353,5	384,5
3	Publik	93,3	100,6	111,5	121,8	135,6	141,6	152,7
4	Industri	73,2	85,0	103,5	107,8	118,5	156,1	220,4
Total		986,6	1.087,1	1.192,5	1.240,3	1.302,6	1.400,5	1.547,3
Pertumbuhan (%)		12,3	10,2	9,7	4,0	5,0	7,5	10,5

Penambahan jumlah pelanggan Tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 6,0%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan Tahun 2011-2016 dan estimasi Tahun 2017 ditunjukkan pada Tabel D1.2.

Tabel D1.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	424,3	447,7	483,8	510,5	535,3	561,4	595,9
2	Bisnis	14,4	15,6	17,9	19,7	21,6	23,3	26,6
3	Publik	12,9	13,6	14,5	15,1	15,8	17,0	18,2

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
4	Industri	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Total		452,0	477,3	516,5	545,7	573,1	602,2	641,1
Pertumbuhan (%)		10,5	5,6	8,2	5,7	5,0	5,1	6,5

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 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* dari sifat pembangkit listrik tenaga EBT variabel dalam hal ini PLTS ataupun PLTB. 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 D1.3 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Utara.

Tabel D1.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik
1	**Sistem Interkoneksi 150/70 kV**						
	1 Sistem Minahasa-Kotamobagu	PLTD	BBM	170,7	155,3	268,3	PLN/Sewa
		PLTP	Panas bumi	120,0	113,0		PLN
		PLTA/M	Air	58,4	54,8		PLN/IPP
		PLTU	Batubara	50,0	40,0		PLN
2	**Sistem Grid 20 kV**						
	1 Tahuna	PLTD	BBM	11,6	10,6	7,9	PLN/Sewa
		PLTA/M	Air	1,0	1,0		PLN

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik
		PLTS	Surya	0,1	0,1		PLN
	2 Talaud	PLTD	BBM	7,4	5,5	3,4	PLN/Sewa
	3 Siau/Ondong	PLTD	BBM	6,2	3,9	3,3	PLN/Sewa
	4 Lirung	PLTD	BBM	3,1	2,1	2,0	PLN
	5 Tagulandang	PLTD	BBM	3,0	1,8	1,1	PLN
	6 Molibagu	PLTD	BBM				PLN/Sewa
	7 *Isolated* tersebar daerah Tahuna	PLTD	BBM	4,4	3,2	1,1	PLN/Sewa
		PLTS	Surya	0,6	0,2		PLN
	8 *Isolated* tersebar daerah Manado	PLTD	BBM	3,7	3,2	2,6	PLN/Sewa
		PLTS	Surya	0,3	0,1		PLN
	Total			441	395	290	

Gardu Induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Utara ditunjukkan pada Tabel D1.4 dan Tabel D1.5.

Tabel D1.4 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	2	50
4	Tonsealama	70/20	1	10
5	Teling	70/20	3	50
6	Tasik Ria	70/20	1	20
7	Tomohon	70/20	2	20
8	Likupang	70/20	2	40
9	Kawangkoan	150/20	1	30
10	Lopana	150/20	2	40
11	Otam	150/20	1	30
12	Lolak	150/20	1	30
13	Buroko	150/20	1	20
14	Teling	150/20	1	30
15	Paniki	150/20	1	30
16	Kema	150/20	1	30
Total			22	460

Tabel D1.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	JTM (kms)	3.895	4.115	4.121	12.895	5.225	6.422	5.297
2	JTR (kms)	3.930	3.906	4.024	4.178	4.030	4.564	5.174
3	Gardu Distribusi (MVA)	314	338	366	507	514	509	587

D1.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Utara dalam 5 tahun terakhir (2012-2016) rata-rata 6,37% 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 (2012-2016) rata-rata mencapai 6,62% per tahun. Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor rumah tangga. Sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 100 puskesmas di 76 Kecamatan yang tersebar di 8 kabupaten di Provinsi Sulawesi Utara.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik 2018-2027 diperlihatkan pada Tabel D1.6. Tabel D1.7 dan Tabel D1.8.

Tabel D1.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	842	898	957	1.034	1.116	1.206	1.305	1.410	1.535	1.671
2	Bisnis	424	470	535	616	698	782	876	978	1.098	1.230
3	Publik	161	170	179	189	200	210	221	232	245	259
4	Industri	231	243	255	279	304	331	361	388	418	457
Total		1.658	1.781	1.926	2.118	2.318	2.530	2.762	3.008	3.295	3.617
Pertumbuhan (%)		7,1	7,4	8,1	9,9	9,4	9,1	9,1	8,9	9,5	9,7

Tabel D1.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	613,0	629,4	640,6	647,3	653,2	658,8	664,2	668,7	672,8	676,8
2	Bisnis	28,1	29,7	31,4	33,6	35,9	38,4	41,2	44,1	47,4	51,0
3	Publik	18,7	19,3	19,8	20,4	20,9	21,5	22,1	22,6	23,3	24,0
4	Industri	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
	Jumlah	660	679	692	702	710	719	728	736	744	752
	Pertumbuhan (%)	3,0	2,8	2,0	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1

Tabel D1.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,7	1.658	2.025	340	660.205
2019	5,7	1.781	2.179	366	678.724
2020	5,6	1.926	2.342	392	692.204
2021	6,5	2.118	2.555	427	701.662
2022	6,5	2.318	2.783	465	710.452
2023	6,5	2.530	3.030	505	719.179
2024	6,5	2.762	3.304	550	727.867
2025	6,4	3.008	3.578	595	735.824
2026	6,9	3.295	3.895	647	743.998
2027	6,9	3.617	4.246	704	752.201
Pertumbuhan	6,3	9,1%	8,6%	8,4%	1,5%

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).

D1.3 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 530 MW yang tersebar di Lahendong dan Kotamobagu (Gunung Ambang). Dari potensi panas bumi tersebut, yang sudah dieksploitasi sebesar 120 MW yaitu PLTP Lahendong unit 1, 2, 3, 4, 5 dan 6 sedangkan yang berpeluang untuk dikembangkan adalah potensi sebagaimana terdapat pada Tabel D1.9. Selain panas bumi, juga terdapat potensi tenaga air yang rinciannya terdapat pada Tabel D1.10.

Tabel D1.9. Potensi Energi Primer (Panas Bumi) di Sulawesi Utara

NO	Nama Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Potensi (MW)	Status
1	Kotamobagu I (FTP 2)	PLN	PLTP	20	Potensi
2	Kotamobagu II (FTP 2)	PLN	PLTP	20	Potensi
3	Kotamobagu III (FTP 2)	PLN	PLTP	20	Potensi

NO	Nama Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Potensi (MW)	Status
4	Kotamobagu IV (FTP 2)	PLN	PLTP	20	Potensi
5	Lahendong *Small Scale* 1	Swasta	PLTP	5	Potensi
6	Lahendong *Small Scale* 2	Swasta	PLTP	5	Potensi
7	Gunung Ambang	Swasta	PLTP	400	Potensi
	Total Potensi Panas Bumi			490	

Pemanfaatan potensi energi yang ditunjukan pada Tabel D1.9 dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi 4 syarat yaitu *Feasibility Study* sudah tersedia, harga sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memungkinkan.

Tabel D1.10. Potensi Energi Primer (Tenaga Air) di Sulawesi Utara

No	Nama Proyek	Tipe	Jenis	Potensi (MW)	Status
1	Poigar III	ROR	PLTA	20	Potensi
2	Minut 1	ROR	PLTA	14	Potensi
3	Minut 2	ROR	PLTA	27	Potensi
4	Minut 3	ROR	PLTA	12	Potensi
5	Mongondow	ROR	PLTA	37	Potensi
6	Ranoyapo 1	ROR	PLTA	81	Potensi
7	Ranoyapo 2	ROR	PLTA	27	Potensi
8	Woran	ROR	PLTM	0,6	Potensi
9	Morea	ROR	PLTM	0,6	Potensi
10	Molobog	ROR	PLTM	0,6	Potensi
11	Lobong II	ROR	PLTM	0,5	Potensi
12	Apado	ROR	PLTM	0,3	Potensi
13	Kinali	ROR	PLTM	1,2	Potensi
14	Bilalang	ROR	PLTM	0,3	Potensi
15	Salongo	ROR	PLTM	0,9	Potensi
16	Tangangah	ROR	PLTM	1,2	Potensi
17	Milangodaa I	ROR	PLTM	0,7	Potensi
18	Milangodaa II	ROR	PLTM	0,7	Potensi
19	Pilolahunga	ROR	PLTM	0,8	Potensi
20	Ulupeliang II	ROR	PLTM	0,3	Potensi
21	Belengan	ROR	PLTM	1,2	Potensi
22	Kilotiga	ROR	PLTM	0,6	Potensi
23	Tincep 1	ROR	PLTM	0,4	Potensi
24	Tincep 4	ROR	PLTM	0,4	Potensi
25	Tincep 2	ROR	PLTM	1,1	Potensi
26	Tincep 3	ROR	PLTM	2,2	Potensi
27	Ranowangko	ROR	PLTM	2,2	Potensi
28	Totabuan 1	ROR	PLTM	5	Potensi
	Total Potensi Air			239,8	

Potensi pembangkit tersebut diatas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi diatas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam tabel tersebut diatas, apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

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). 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 tersebut di atas, terdapat juga potensi Pembangkit Listrik Tenaga Biomass (PLTBm) di Kabupaten Minahasa Selatan tepatnya di Desa Lelema-Tumpaan sebesar 10 MW yang saat ini sedang dalam kajian untuk pengembangan.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2027 direncanakan tambahan pembangkit baru termasuk pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTM dan PLTS. Jenis pembangkit yang akan dibangun meliputi PLTU, PLTG/MG, PLTA serta PLTP. 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 serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Tabel D1.11 dan Tabel D1.12 berikut menampilkan rincian rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Utara.

Tabel D1.11 Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	56			50	50						156
PLTG/MG		110	60				10				180
PLTA							12				12
Jumlah	56	110	60	50	50	-	22	-	-	-	348
IPP											
PLTU				100							100
PLTP								40			40
PLTM		4			2						6
PLTA						30					30
PLT Lain		15								10	25
Jumlah	-	19	-	100	2	30	-	-	-	10	201
Unallocated											
PLTU										100	100
PLTGU									150		150
Jumlah	-	-	-	-	-	-	-	-	150	100	250
Total											
PLTU	56	-	-	150	50	-	-	-	-	100	356
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	40	-	-	40
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	150	-	150
PLTG/MG	-	110	60	-	-	-	10	-	-	-	180
PLTM	-	4	-	-	2	-	-	-	-	-	6
PLTA	-	-	-	-	-	30	12	-	-	-	42
PLT Lain	-	15	-	-	-	-	-	-	-	10	25
Jumlah	56	129	60	150	52	30	22	40	150	110	798,5

Tabel D1.12 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/ Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Talaud	PLTU	Talaud	2x3	2018	Konstruksi	PLN
2	Sulbagut	PLTU	Amurang	2x25	2018	Konstruksi	Sewa
3	Sulbagut	PLTS	Likupang	15	2019	Konstruksi	Swasta
4	Tahuna	PLTMG	Tahuna	10	2019	Pengadaan	PLN
5	Molibagu	PLTM	Dominanga	3,5	2019	Pendanaan	Swasta
6	Sulbagut	PLTG/MG	Minahasa	150	2019/20	Rencana	PLN
7	Tahuna	PLTMG	Tahuna 2	10	2020	Rencana	PLN
8	Sulbagut	PLTU	Sulut 3	2x50	2021	PPA	Swasta
9	Sulbagut	PLTU	Sulut 1	2x50	2021/22	Pengadaan	PLN
10	Molibagu	PLTM	Pidung	2	2022	Pengadaan	Swasta
11	Sulbagut	PLTA	Poigar 2	30	2023	Rencana	Swasta
12	Sulbagut	PLTA	Sawangan	2x6	2024	Rencana	PLN
13	Tahuna	PLTMG	Tahuna 3	10	2024	Rencana	PLN
14	Sulbagut	PLTGU	Sulbagut 1	150	2026	Rencana	*Unallocated*
15	Sulbagut	PLTU	Sulbagut 2	100	2027	Rencana	*Unallocated*
16	Sulbagut	PLTBm	Sulut Tersebar	10	2027	Rencana	*Unallocated*
17	Sulbagut	PLTP	Lahendong VII & VIII	2x20	2025	Rencana	Swasta
	Total			798,5			

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 2027 jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV yang akan dibangun seperti ditampilkan pada Tabel D1.13 dan Tabel D1.14.

Tabel D1.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	142	187	308	30	394	-	-	-	-	-	1.061
70 kV	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Total	142	187	309	30	394	-	-	-	-	-	1.062

Tabel D1.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	Otam	Molibagu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	132	2018	Pengadaan
2	Likupang	Paniki	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	42	2019	Rencana
3	PLTG/MG Minahasa	Likupang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	1	2019	Rencana
4	PLTU Sulut 1	*Incomer* 2 phi (Lolak - Buroko)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	10	2021	Rencana
5	Sario (GIS)/Manado Kota	Teling	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 800 mm	10	2018	Rencana
6	PLTU Sulut 3	Tanjung Merah (Kema)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2021	Rencana
7	Likupang	Pandu	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	24	2019	Rencana
8	Otam	Tutuyan	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	120	2019	Rencana
9	PLTA Sawangan	Sawangan	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	1	2020	Rencana
10	Molibagu	PLTU TLG (Molotabu)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	206	2020	Rencana
11	PLTA Poigar 2	*Incomer* 1 phi (Otam-Lopana)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	30	2020	Rencana
12	Kema	Bitung	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	40	2020	Rencana
13	Likupang	Bitung	150 kV	Uprating tegangan 150 kV	32	2020	Rencana
14	Kema	Belang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	130	2022	Rencana
15	Belang	Tutuyan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	80	2022	Rencana

No	Dari	Ke	TEG (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
16	Tutuyan	Molibagu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	160	2022	Rencana
17	Ratahan	*Incomer* 1 phi (Kema-Belang)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	24	2022	Rencana
	Total				1.062		

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 2027 ditunjukkan pada Tabel D1.15 dan Tabel D1.16 berikut:

Tabel D1.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	60	-	60	-	-	-	-	-	-	-	120
150/20 kV	420	90	60	20	120	-	-	-	-	60	770
70/20 kV	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
Total	540	90	120	20	120	-	-	-	-	60	950

Tabel D1.16. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Otam	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Konstruksi
2	Otam	150/20 kV	*Ext LB*	2 LB	2018	Konstruksi
3	Teling (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Konstruksi
4	Likupang (IBT)	150/70 kV	*New*	60	2018	Rencana
5	Tonsealama	70/20 kV	*Upr*	30	2018	Rencana
6	Kawangkoan	150/20 kV	*Ext*	30	2018	Pengadaan
7	Tomohon	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Pengadaan
8	Molibagu	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
9	Paniki	150/20 kV	*Ext LB*	2 LB	2018	Rencana
10	Paniki	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
11	Kema/Tanjung Merah	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
12	Tasik Ria	70/20 kV	*Ext*	30	2018	Rencana
13	Sario (GIS)/Manado Kota	150/20 kV	*New*	60	2018	Rencana
14	Likupang	150/20 kV	*Ext LB*	2 LB	2019	Rencana
15	Pandu	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
16	Tutuyan	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
17	Kema/Tanjung Merah	150/20 kV	*Ext LB*	2 LB	2020	Rencana

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
18	Bitung (IBT)	150/70 kV	*New*	60	2020	Rencana
19	Bitung Baru	150/20 kV	*New*	60	2020	Rencana
20	Bintauna (Town Feeder)	150/20 kV	*New*	20	2021	Rencana
21	Molibagu	150/20 kV	*Ext LB*	2 LB	2022	Rencana
22	Kema/Tanjung Merah	150/20 kV	*Ext LB*	2 LB	2022	Rencana
23	Belang	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
24	Belang	150/20 kV	*Ext LB*	2 LB	2022	Rencana
25	Lopana	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
26	Ratahan	150/20 kV	*New*	30	2022	Rencana
27	Tutuyan	150/20 kV	*Ext LB*	2 LB	2022	Rencana
28	Teling (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
	Total			950		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Sulawesi Utara dimaksudkan untuk mendukungrencana 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.

Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2018-2027 secara rinci ditunjukkan pada Tabel D1.17.

Tabel D1.17 Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2018	191	134	57,9	19.092
2019	185	130	130,5	18.519
2020	135	94	155,8	13.479
2021	95	66	203,5	9.458
2022	88	62	198,7	8.791
2023	87	61	201,9	8.727
2024	87	61	214,1	8.688
2025	80	56	224,9	7.957
2026	82	57	253,9	8.174
2027	82	57	269,6	8.203
2018-2027	1.111	778	1.911	111.088

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan sampai dengan Tahun 2027 diperlihatkan seperti pada Tabel D1.18.

Tabel D1.18 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	95	70	3,51	58	3.050	11.787
2019	11	45	1,53	61	-	11.787
2020	111	78	2,28	91	-	1.559
2021	112	79	2,30	92	-	1.577
2022	113	79	2,33	93	-	1.588
2023	107	75	2,20	88	-	1.508
2024	102	71	2,08	83	-	1.429
2025	102	71	2,08	83	-	1.429
2026	96	67	1,98	79	-	1.350
2027	85	60	1,75	70	-	1.191

D1.4 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.

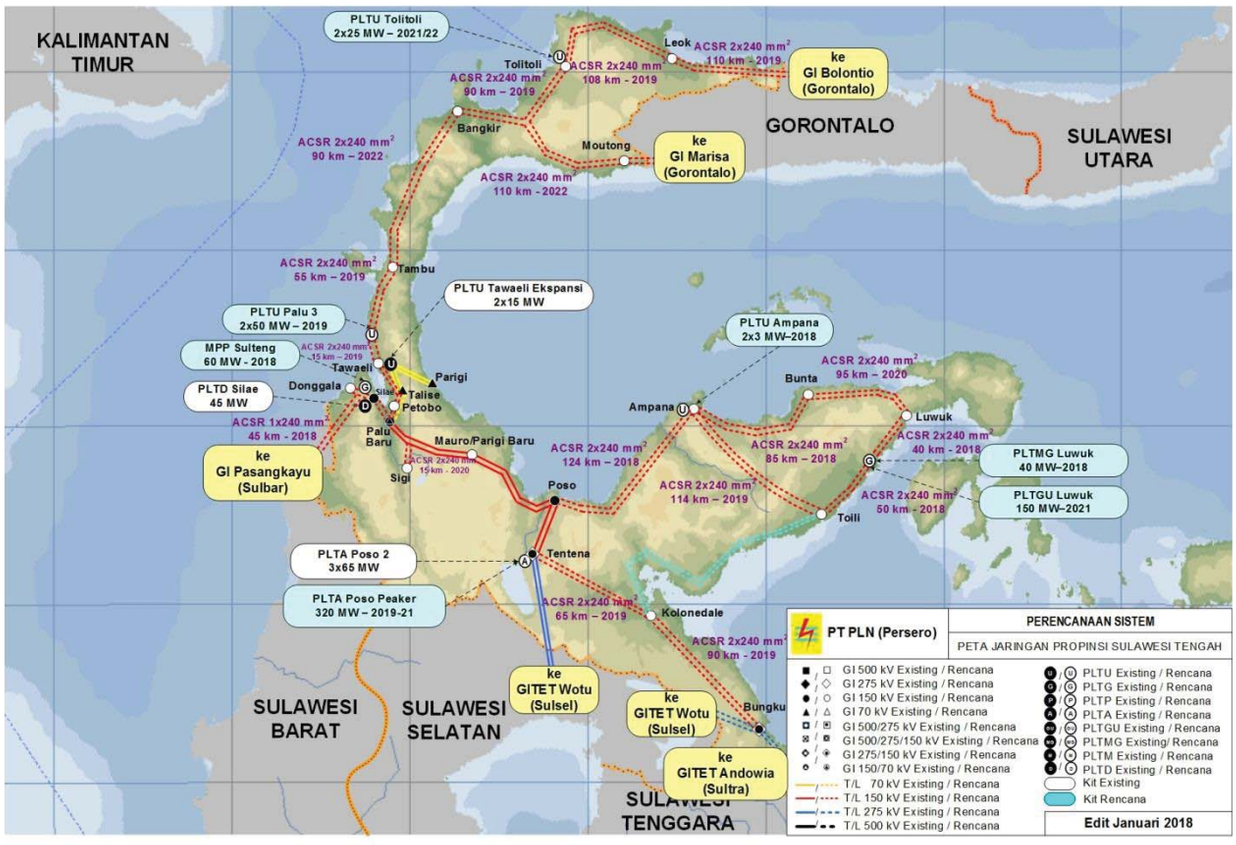
Di Kabupaten Kepulauan Talaud terdapat empat pulau terdepan dari wilayah NKRI, yakni Pulau Miangas, Marore, Marampit dan Pulau Karatung.Mengingat letaknya yang sangat strategis bagi NKRI, kecukupan dan keandalan pasokan listrik PLN yang ada sangat penting. Oleh karena itu, beberapa diantaranya telah ditingkatkan kemampuannya dengan menambah PLTD baru.

LAMPIRAN D.2
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI TENGAH

D2.1 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 tenaga listrik interkoneksi Sulawesi Tengah ini 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 Tambarana perbatasan Poso – Parigi. Untuk pengembangan sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tengah diperlihatkan pada Gambar D2.1.



Gambar D2.1. Sistem Tenaga listrik Sulawesi Tengah

Penjualan sejak Tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 11,10%. Komposisi penjualan energi Tahun 2011-2016 dan estimasi Tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel D2.1.

Tabel D2.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	385,6	459,5	509,0	578,0	627,8	685,8	705,8
2	Bisnis	92,1	111,9	123,1	140,8	152,8	169,1	172,0
3	Publik	80,2	94,8	104,9	122,2	140,3	158,1	167,2
4	Industri	16,8	19,9	21,7	24,8	27,9	25,7	29,9
Jumlah		574,7	686,1	758,7	865,8	948,8	1.038,6	1.074,9
Pertumbuhan (%)		19,9	19,4	10,6	14,1	9,6	9,5	3,5

Penambahan jumlah pelanggan sejak Tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 8,8%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan Tahun 2011-2016 dan estimasi Tahun 2017 ditunjukkan pada Tabel D2.2.

Tabel D2.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	335,4	372,5	418,9	454,5	489,6	517,9	555,0
2	Bisnis	12,8	14,1	15,0	16,7	18,1	19,6	21,6
3	Publik	11,7	12,9	14,2	15,3	16,4	18,0	19,9
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Jumlah		360	400	448	487	524	556	597
Pertumbuhan (%)		11,8	11,0	12,2	8,6	7,7	6,0	7,4

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.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada Tahun 2016 untuk Provinsi Sulawesi Tengah adalah sebesar 75,29 %. Sistem tenaga listrik Provinsi Sulawesi Tengah dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTU, PLTD dan PLTA/M. Tabel D2.3 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Tengah.

Tabel D2.3. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik
1	Sistem Interkoneksi 150/70 kV						
	Sistem Palu-Parigi-Poso-Tentena	PLTD	BBM	55,2	40,7	136,3	PLN/Sewa
		PLTU	Batubara	60,0	59,0		IPP
		PLTA/M	Air	198,0	180,4		

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik PLN/Swasta
2	Sistem Grid 20 kV						
	1. Luwuk-Toili	PLTD PLTA/M	BBM Air	27,2 8,4	23,3 4,2	23,5	PLN/Sewa PLN/IPP
	2. Ampana-Bunta	PLTD PLTA/M	BBM Air	10,8 2,5	8,5 2,4	7,8	PLN/Sewa PLN
	3. Toli-toli	PLTD PLTA/M	BBM Air	16,6 1,6	14,7 0,8	12,7	PLN/Sewa PLN
	4. Moutong - Kotaraya	PLTD PLTA/M	BBM Air	12,2 2,0	10,1 1,9	8,5	PLN/Sewa PLN
	5. Kolonedale	PLTD PLTA/M	BBM Air	4,2 6,5	2,8 6,0	7,9	PLN/Sewa PLN/IPP
	6. Bungku	PLTD PLTA/M PLTU	BBM Air Batubara	5,0 2,0 5,0	3,4 1,8 5,0	4,5	PLN/Sewa PLN/IPP *Excess power*
	7. Banggai	PLTD	BBM	4,2	3,7	5,9	PLN/Sewa
	8. Leok	PLTD	BBM	11,6	8,5	6,3	PLN/Sewa
	9. Bangkir	PLTD	BBM	3,5	3,8	3,0	PLN/Sewa
	10. *Isolated* tersebar Area Palu	PLTD	BBM	9,8	7,2	5,7	PLN/Sewa
	11. *Isolated* tersebar Area Luwuk	PLTD	BBM	13,1	9,9	6,5	PLN/Sewa
	12. *Isolated* tersebar Area Toli-Toli	PLTD	BBM	3,2	1,9	0,7	PLN/Sewa
Total				462,3	399,8	229,2	

Gardu induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Tengah ditunjukkan pada Tabel D2.4.

Tabel D2.4 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	50
3	Palu Baru	150/20	1	30
4	Silae	150/20	2	90
5	Tentena	150/20	1	10
6	Poso	150/20	1	30
	Total		10	280

Tabel D2.5 Realisasi Fisik Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	JTM (kms)	5.304	5.433	5.693	5.979	6.249	6.431	6.882
2	JTR (kms)	4.240	7.021	2.017	6.250	5.309	5.431	5.953
3	Gardu Distribusi (kVA)	199	227	267	308	322	367	440

D2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulawesi Tengah

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 akan 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 kedepan 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 ke depan.

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.

Memperhatikan data historis penjualan tenaga listrik dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional termasuk adanya kawasan industri, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2018-2027 diberikan pada Tabel D2.6, Tabel D2.7, dan Tabel D2.8.

Tabel D2.6 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	772,20	829,48	889,28	961,48	1.039,50	1.123,50	1.214,95	1.312,21	1.423,17	1.543,38
2	Bisnis	185,46	199,44	214,61	234,76	256,42	279,47	304,11	330,41	360,88	393,59
3	Publik	181,16	196,34	211,69	229,13	247,82	267,21	287,52	309,16	334,50	361,42
4	Industri	31,27	32,69	34,17	40,71	50,32	61,49	74,74	85,07	95,48	112,97
Jumlah		1.170,10	1.257,96	1.349,75	1.466,08	1.594,06	1.731,68	1.881,33	2.036,85	2.214,03	2.411,37
Pertumbuhan (%)		8,9	7,5	7,3	8,6	8,7	8,6	8,6	8,3	8,7	8,9

Tabel D2.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	606,8	644,9	684,2	709,2	723,3	737,0	750,4	763,5	776,5	785,2
2	Bisnis	22,8	24,1	25,5	27,4	29,4	31,6	33,9	36,4	39,4	42,5
3	Publik	21,6	23,6	25,6	28,0	30,6	33,3	36,3	39,5	43,4	47,6
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Jumlah	651	693	735	765	783	802	821	840	860	876
	Pertumbuhan (%)	9,2	6,4	6,1	4,0	2,4	2,4	2,3	2,3	2,4	1,9

Tabel D2.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	6,79	1.170	1.359	247	651.468
2019	6,77	1.258	1.490	269	692.838
2020	6,62	1.350	1.612	290	735.441
2021	7,49	1.466	1.734	311	764.760
2022	7,53	1.594	1.871	334	783.491
2023	7,54	1.732	2.027	360	802.130
2024	7,64	1.881	2.204	389	820.833
2025	7,54	2.037	2.370	417	839.708
2026	8,00	2.214	2.556	447	859.506
2027	8,03	2.411	2.768	482	875.643
Pertumbuhan	7,40	8,4%	8,2%	7,7%	3,4%

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).

D2.3 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 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.

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.

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. Daftar potensi tenaga air yang rinciannya terdapat pada Tabel D2.9 dan potensi tenaga panas bumi rinciannya terdapat pada Tabel D2.10.

Tabel D2.9. Potensi Energi Primer (Tenaga Air) di Sulawesi Tengah

No	Proyek	Tipe	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Bambalo 2	ROR	PLTM	1,8	Potensi
2	Dako	ROR	PLTM	1,4	Potensi
3	Sampaga	ROR	PLTM	1,2	Potensi
4	Lobu	ROR	PLTM	5	Potensi
5	Banasu	ROR	PLTM	9	Potensi
6	Batu Nobota	ROR	PLTM	5	Potensi
7	Kilo	ROR	PLTM	10	Potensi
8	Paddumpu	ROR	PLTM	5	Potensi
9	Yaentu	ROR	PLTM	10	Potensi
10	Ponju	ROR	PLTM	3	Potensi
11	Bengkoli	ROR	PLTM	2,5	Potensi
12	Bongkasoa	ROR	PLTM	1,4	Potensi
13	Pono	ROR	PLTM	6	Potensi
14	Koro Yaentu	ROR	PLTA	17	Potensi
15	Salo Karangana	RES	PLTA	103	Potensi
16	Salo Pebatua	RES	PLTA	426	Potensi
17	Lariang-7	RES	PLTA	257,6	Potensi
18	Kulawi	ROR	PLTA	150	Potensi
19	La'a	ROR	PLTA	160	Potensi
20	Lalindu	ROR	PLTA	50	Potensi
21	Palu 3	RES	PLTA	75	Potensi
22	SR-1 (Bada)	RES	PLTA	420	Potensi
23	SR-2 (Tuare)	RES	PLTA	720	Potensi
24	Tinauka	RES	PLTA	300	Potensi

No	Proyek	Tipe	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
25	Lariang-4	ROR	PLTA	200	Potensi
26	Gumbasa	ROR	PLTA	156	Potensi
	Total Potensi Air			3.095,9	

Potensi pembangkit tersebut diatas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi diatas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam tabel tersebut diatas, apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Tabel D2.10. Potensi Energi Primer (Panas Bumi) di Sulawesi Tengah

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Potensi (MW)	COD	Status
1	Marana/Masaingi (FTP 2)	PLTP	*Unallocated*	20	2025	Potensi
2	Bora Pulu (FTP 2)	PLTP	*Unallocated*	40	2025	Potensi
	Total Potensi Panas Bumi			60		

Pemanfaatan potensi energi yang ditunjukan pada Tabel D2.10 dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi 4 syarat yaitu *Feasibility Study* sudah tersedia, harga sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memungkinkan.

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).

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 serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan Tahun 2027, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit dengan rincian seperti ditampilkan pada Tabel D2.11 dan Tabel D2.12.

Tabel D2.11 Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	6	100		25	25						156
PLTGU				150							150
PLTG/MG	100										100
Jumlah	106	100	-	150	50	-	-	-	-	-	406
IPP											
PLTM	1	1	32								34
PLTA		60	60	200							320
Jumlah	1	61	92	200	-	-	-	-	-	-	354,2
Unallocated											
Jumlah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total											
PLTU	6	100	-	25	25	-	-	-	-	-	156
PLTGU	-	-	-	150	-	-	-	-	-	-	150
PLTG/MG	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTM	1	1	32	-	-	-	-	-	-	-	34
PLTA	-	60	60	200	-	-	-	-	-	-	320
Jumlah	107	161	92	375	25	-	-	-	-	-	760,2

Tabel D2.12. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Ampana-Bunta	PLTU	Ampana	2x3	2018	Konstruksi	PLN
2	Luwuk-Toili	PLTMG	Luwuk	40	2018	Konstruksi	PLN
3	Palu-Poso	PLTG/MG	MPP Sulteng	60	2018	PPA	PLN
4	Bungku	PLTM	Buleleng	1,2	2018	Konstruksi	Swasta
5	Palu-Poso	PLTU	Palu 3	2x50	2019	Rencana	PLN
6	*Isolated* Palu-Poso	PLTM	Halulai	1,2	2019	*Committed*	Swasta
7	Palu-Poso	PLTA	Poso *Peaker*	320	2019-21	PPA	Swasta
8	*Isolated* Palu-Poso	PLTM	Tomasa	10	2020	Konstruksi	Swasta
9	Banggai	PLTM	Alani	5,6	2020	PPA	Swasta
10	Luwuk-Toili	PLTM	Biak (I, II, III)	4	2020	PPA	Swasta
11	*Isolated* Palu-Poso	PLTM	Tomata	10	2020	*Committed*	Swasta
12	Palu-Poso	PLTGU	Luwuk	150	2021	Rencana	PLN
13	Sulbagut	PLTU	Tolitoli	2x25	2021/22	Rencana	PLN
14	Sulbagsel	PLTM	Koro Kabalo	2,2	2020	*Committed*	Swasta
		Total		760,2			

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. Untuk daerah yang mempunyai potensi gas dan mini hidro, akan dikembangkan juga PLTMG dan PLTM untuk memenuhi kebutuhan beban setempat namun tetap berdasarkan dengan prinsip *least cost* dimana dibangunnya pembangkit tersebut mendukung dalam target menurunkan biaya pokok produksi sistem setempat.

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.

Panjang saluran transmisi baru yang akan dibangun untuk kedua sistem tersebut selama periode 2018-2027 seperti ditampilkan dalam Tabel D2.13 dan Tabel D2.14.

D2.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	698	1277	220	-	400	-	-	-	-	-	2.595
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	698	1.277	220	-	400	-	-	-	-	-	2.595

Tabel D2.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	PLTMG Luwuk	Luwuk	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	80	2018	Rencana
2	PLTMG Luwuk	Toili	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	100	2018	Rencana
3	PLTU Palu 3	Tawaeli	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2018	Rencana
4	Tawaeli	Talise Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	70	2018	Rencana
5	Poso	Ampana	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	248	2018	Rencana
6	Ampana	Bunta	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	170	2018	Rencana
7	Tolitoli	Leok	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	216	2019	Rencana
8	Tolitoli	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2019	Rencana
9	Kolonedale	Tentena	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	130	2019	Rencana
10	Kolonedale	Bungku	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2019	Rencana
11	Donggala	*Incomer* 2 phi (Silae-Pasangkayu)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	3	2019	Rencana
12	Leok	Bolontio	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	220	2019	Rencana
13	PLTU Palu 3	Tambu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	110	2019	Rencana
14	Toili	Ampana	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	228	2019	Rencana
15	Petobo/Talise Baru	*Incomer* 1 phi (Talise-Palu Baru)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	10	2019	Rencana
16	Bunta	Luwuk	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	190	2020	Rencana
17	Sigi	*Incomer* 1 phi (Palu Baru - Mauro/Parigi)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2020	Rencana
18	Moutong	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	220	2022	Rencana
19	Tambu	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2022	Rencana
	Total				2.595		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Penambahan gardu induk baru termasuk perluasan untuk menyalurkan daya listrik ke pusat beban selama periode 2018-2027 sebagaimana diperlihatkan pada Tabel D2.15 dan Tabel D2.16.

D2.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	90	-	-	-	90

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
150/20 kV	420	330	30	-	-	30	-	-	60	-	870
70/20 kV	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Total	480	330	30	-	-	30	90	-	60	-	1.020

Tabel D2.16. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Palu Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Pengadaan
2	Silae	150/20 kV	*Ext* LB	2 LB	2018	Konstruksi
3	Poso	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
4	Moilong/Toili	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
5	Talise (IBT)	150/70 kV	*Ext*	30	2018	Rencana
6	Talise	70/20 kV	*Ext*	30	2018	Rencana
7	Talise	150/20 kV	*Ext*	30	2018	Rencana
8	Tentena	150/20 kV	*Ext*	30	2019	Rencana
9	Moutong	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
10	Luwuk	150/20 kV	*New*	60	2018	Rencana
11	Ampana + 6 LB	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
12	Tawaeli	150/20 kV	*New*	60	2018	Rencana
13	Bunta	150/20 Kv	*New*	30	2018	Rencana
14	Toli-Toli	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
15	Leok/Buol	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
16	Bangkir	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
17	Kolonedale	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
18	Bungku	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
19	Donggala	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
20	Silae	150/20 kV	*Ext* LB	2 LB	2019	Rencana
21	Tambu	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
22	Petobo	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
23	Mauro/Parigi *New*	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
24	Sigi	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
25	Toli-Toli	150/20 kV	*Ext*	30	2023	Rencana
26	Tambu	150/20 kV	*Ext* LB	2 LB	2024	Rencana
27	GITET Bungku	275/150 kV	*New*	90	2024	Rencana
28	Leok/Buol	150/20 kV	*Ext*	30	2026	Rencana
29	Tambu	150/20 kV	*Ext*	30	2026	Rencana
	Total			1.020		

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk dan penambahan jumlah pelanggan, maka juga akan dikembangkan jaringan

distribusi. Sampai dengan Tahun 2027, jaringan distribusi yang akan dibangun ditunjukkan dalam Tabel D2.17.

Tabel D2.17. Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2018	548	384	143	54.796
2019	414	290	124	41.370
2020	426	298	130	42.602
2021	293	205	130	29.319
2022	187	131	115	18.731
2023	186	130	119	18.639
2024	187	131	124	18.703
2025	189	132	129	18.875
2026	198	139	143	19.798
2027	161	113	142	16.138
2018-2027	2.790	1.953	1.300	278.971

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program Listrik Perdesaan Sulawesi Tengah adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100 % pada Tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Tengah. 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.

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 yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa. Dengan metode-metode tersebut, diharapkan percepatan rasio desa berlistrik 100% selesai Tahun 2018. Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan dan kebutuhan investasi sampai dengan Tahun 2027 diperlihatkan seperti pada Tabel D2.18.

Tabel D2.18 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	(Ribu)
2018	709	215	6,45	115	2.530	23.855
2019	374	181	4,25	170	-	23.855
2020	156	79	3,33	133	-	5.638

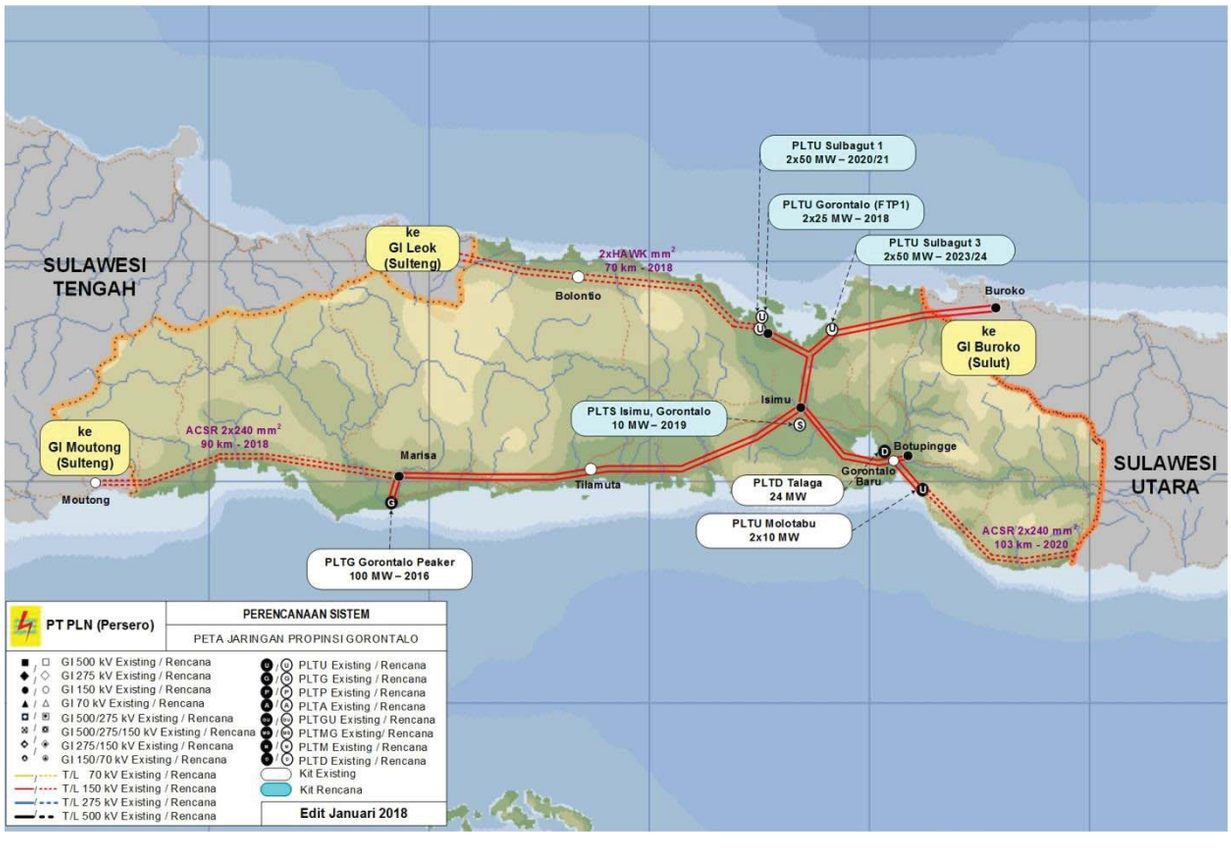
Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Pelanggan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	(Ribu)
2021	157	79	3,33	133	-	5.659
2022	156	79	3,33	133	-	5.629
2023	148	75	3,15	126	-	5.348
2024	140	71	2,98	119	-	5.066
2025	140	71	2,98	119	-	5.066
2026	133	67	2,83	113	-	4.785
2027	117	59	2,50	100	-	4.222

LAMPIRAN D.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI GORONTALO

D3.1 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*. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada Tahun 2016 untuk Provinsi Gorontalo adalah sebesar 82,48%

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 D3.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Gorontalo. sedangkan Gambar D3.1 adalah peta sistem tenaga listrik eksisting Gorontalo dan rencana pengembangannya.



Gambar D3.1 Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Gorontalo

Penjualan sejak Tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 12,03%. Komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 dan estimasi Tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel D3.1.

Tabel D3.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	153	190	215	246	270	300	310
2	Bisnis	36	49	57	60	62	66	71
3	Publik	32	36	39	43	50	59	61
4	Industri	16	18	18	17	18	19	22
Jumlah		237	293	328	367	399	445	464
Pertumbuhan (%)		10,8	23,9	12,0	11,6	8,8	11,5	4,3

Penambahan jumlah pelanggan sejak Tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 6,0%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan Tahun 2011-2016 dan estimasi Tahun 2017 ditunjukkan pada Tabel D3.2.

Tabel D3.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	119,9	139,6	167,5	185,8	204,2	222,6	250,7
2	Bisnis	4,5	4,8	5,2	5,7	6,1	6,7	7,0
3	Publik	4,8	5,3	6,1	6,5	7,1	7,4	7,7
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Jumlah		129	150	179	198	218	237	266
Pertumbuhan (%)		13,7	15,9	19,5	10,7	9,8	8,9	12,1

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 D3.3.

Tabel D3.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik
1	Sistem Interkoneksi 150/70 kV						
	1. Gorontalo	PLTD	BBM	23,2	15,2	90,0	PLN/Sewa

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik
		PLTM	Air	6,2	4,0		PLN/IPP
		PLTU	Batubara	21,0	20,0		IPP
		PLTS	Surya	2,0	1,8		PLN/IPP
		PLTG	BBM	100,0	100,0		PLN
Total				152,5	141,0	90,0	

Gardu induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Gorontalo ditunjukkan pada Tabel D3.4.

Tabel D3.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Isimu	150/20	1	30
2	Botupingge	150/20	1	30
3	Marisa	150/20	1	30
	Total		3	90

Tabel D3.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	JTM (kms)	1.700	1.714	2.339	2.339	2.005	2.225	2.146
2	JTR (kms)	2.017	2.017	7.533	7.533	1.361	1.792	1.758
3	Gardu Distribusi (kVA)	126	126	126	144	172	182	188

D3.2 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 Sulawesi Utara dalam 5 tahun terakhir (2012-2016) rata-rata 7,01% per tahun, dan hal ini mendorong kebutuhan pasokan listrik meningkat signifikan. Memperhatikan perkembangan penjualan tenaga listrik PLN dan dengan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setempat, pertambahan jumlah penduduk serta target peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, kebutuhan listrik 2018-2027 diperkirakan akan tumbuh seperti ditunjukkan pada Tabel D3.6, Tabel D3.7, dan Tabel D3.8.

Tabel D3.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	102.697	109.335	116.074	123.970	132.293	141.122	150.513	160.421	171.681	183.605
2	Bisnis	44.318	47.509	51.633	55.703	60.076	64.762	69.825	75.304	81.579	88.378
3	Publik	15.685	16.781	17.899	19.177	20.541	21.973	23.485	25.099	26.950	28.931
4	Industri	76.565	82.307	90.339	97.665	103.884	109.377	115.568	120.874	126.631	132.937
Jumlah		239.265	255.932	275.945	296.515	316.793	337.234	359.390	381.698	406.841	433.852
Pertumbuhan (%)		7,0	7,0	7,8	7,5	6,8	6,5	6,6	6,2	6,6	6,6

Tabel D3.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	259,1	266,9	273,7	281,6	286,6	291,4	296,2	299,8	303,3	306,7
2	Bisnis	7,2	7,4	7,6	7,8	8,0	8,2	8,4	8,6	8,7	8,9
3	Publik	8,4	9,1	9,9	10,8	11,8	12,9	14,0	15,3	16,8	18,4
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Jumlah		275	284	291	300	307	313	319	324	329	334
Pertumbuhan (%)		3,5	3,2	2,7	3,1	2,1	2,0	2,0	1,6	1,6	1,6

Tabel D3.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	7,1	501	583	106	274.906
2019	7,1	543	627	113	283.626
2020	6,8	585	674	121	291.385
2021	7,8	637	731	130	300.398
2022	7,8	693	792	139	306.566
2023	7,7	752	857	150	312.692
2024	7,8	816	926	161	318.813
2025	7,6	883	997	172	323.815
2026	8,2	960	1.080	184	328.995
2027	8,2	1.044	1.168	198	334.203
Pertumbuhan	7,6	8,5%	8,0%	7,2%	2,2%

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.

D3.3 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. Sedangkan potensi panas bumi terdapat di Suwawa dengan cadangan terduga sebesar 20 MW dapat dilihat pada Tabel D3.9.

Tabel D3.9. Potensi Energi Primer (Panas Bumi) di Gorontalo

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Suwawa	IPP	PLTP	20	Rencana
Total Potensi Panas Bumi				20	

Potensi pembangkit tersebut diatas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi diatas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam tabel tersebut diatas, apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

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.

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 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 tenaga listrik di daerah-daerah tersebut. Sampai dengan Tahun 2027, tambahan kapasitas seperti ditampilkan pada Tabel D3.10 dan Tabel D3.11.

Tabel D3.10 Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	50										50
Jumlah	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50
IPP											
PLTU			50	50		50	50				200
PLTM			2	10							12
PLT Lain		10									10
Jumlah	-	10	52	60	-	50	50	-	-	-	221,9
Unallocated											
Jumlah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total											
PLTU	50	-	50	50	-	50	50	-	-	-	250
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	2	10	-	-	-	-	-	-	12
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-	10
Jumlah	50	10	52	60	-	50	50	-	-	-	271,9

Tabel D3.11. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sulbagut	PLTU	Gorontalo (FTP1)	2x25	2018	Konstruksi	PLN
2	Sulbagut	PLTS	Isimu, Gorontalo	10	2019	PPA	Swasta
3	Sulbagut	PLTU	Sulbagut 1	2x50	2020/21	Konstruksi	Swasta
4	Sulbagut	PLTM	Iya	2	2020	Pengadaan	Swasta
5	Gorontalo	PLTM	Bone Bolango	9,9	2021	PPA	Swasta
6	Sulbagut	PLTU	Sulbagut 3	2x50	2023/24	Rencana	Swasta
		Total		271,9			

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, direncanakan pengembangan saluran transmisi sebagaimana ditampilkan pada Tabel D3.12 dan Tabel D3.13.

Tabel D3.12 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	250
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	250

Tabel D3.13. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	Bolontio	PLTU Gorontalo	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	70	2018	Rencana
2	Marisa	Moutong	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2018	Rencana
	Total				250		

Pengembangan Gardu Induk

Sampai dengan Tahun 2027, pengembangan gardu induk di Provinsi Gorontalo dapat dilihat pada Tabel D3.14 dan Tabel D3.15.

Tabel D3.14. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	200	30	-	-	-	90	-	-	-	-	320
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	200	30	-	-	-	90	-	-	-	-	320

Tabel D3.15. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	PLTU Gorontalo (Anggrek)	150/20 kV	*Upr*	20	2018	Konstruksi
2	Botupingge	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Konstruksi
3	Isimu	150/20 kV	*Ext*	30	2018	Konstruksi
4	Gorontalo Baru	150/20 kV	*New*	60	2018	Rencana
5	Tilamuta	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
6	Bolontio	150/20 kV	*Ext* LB	2 LB	2018	Rencana
7	Bolontio	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
8	Marisa	150/20 kV	*Ext* LB	2 LB	2018	Rencana
9	Botupingge	150/20 kV	*Ext* LB	2 LB	2024	Rencana
10	Marisa	150/20 kV	*Ext*	30	2023	Rencana
11	Gorontalo Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
	Total			320		

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan Tahun 2027 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 68 ribu sambungan. Untuk mendukung rencana tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi seperti ditunjukkan dalam Tabel D3.16.

Tabel D3.16 Rencana Pengembangan Kebutuhan Fisik Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2018	93	65	44	9.343
2019	87	61	47	8.720
2020	78	54	48	7.759
2021	90	63	58	9.013
2022	62	43	62	6.168
2023	61	43	65	6.126
2024	61	43	70	6.121
2025	50	35	74	5.002
2026	52	36	86	5.180
2027	52	36	93	5.208
2018-2027	686	480	648	68.640

Pengembangan Listrik Perdesaan

Jaringan distribusi untuk pengembangan listrik perdesaan secara rinci ditunjukkan pada Tabel D3.17

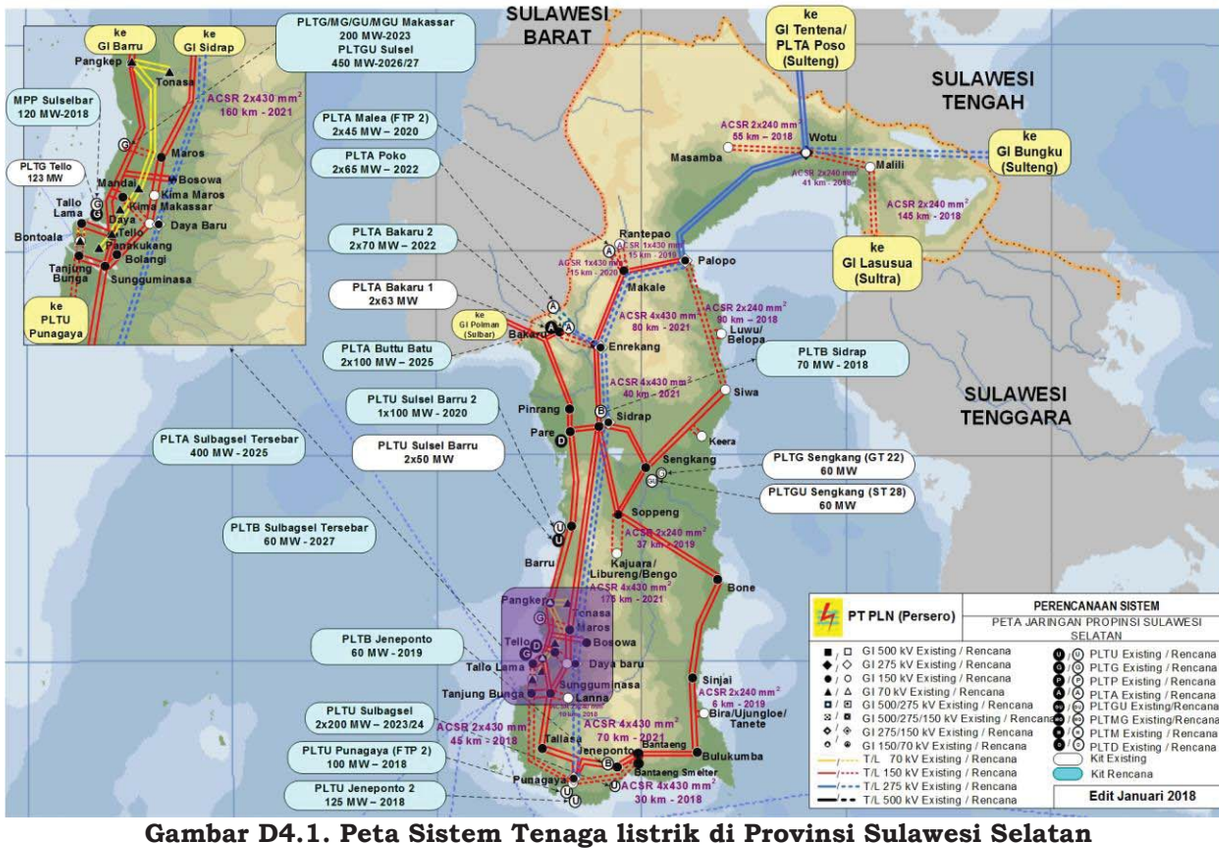
Tabel D3.17 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	108	64	2,25	41	400	3.370
2019	14	80	0,90	36	-	3.370
2020	14	80	0,90	36	-	26.563
2021	14	80	0,90	36	-	26.563
2022	14	80	0,90	36	-	26.563
2023	13	76	0,85	34	-	25.235
2024	13	72	0,80	32	-	23.907
2025	13	72	0,80	32	-	23.907
2026	12	68	0,78	31	-	22.579
2027	11	60	0,68	27	-	19.923

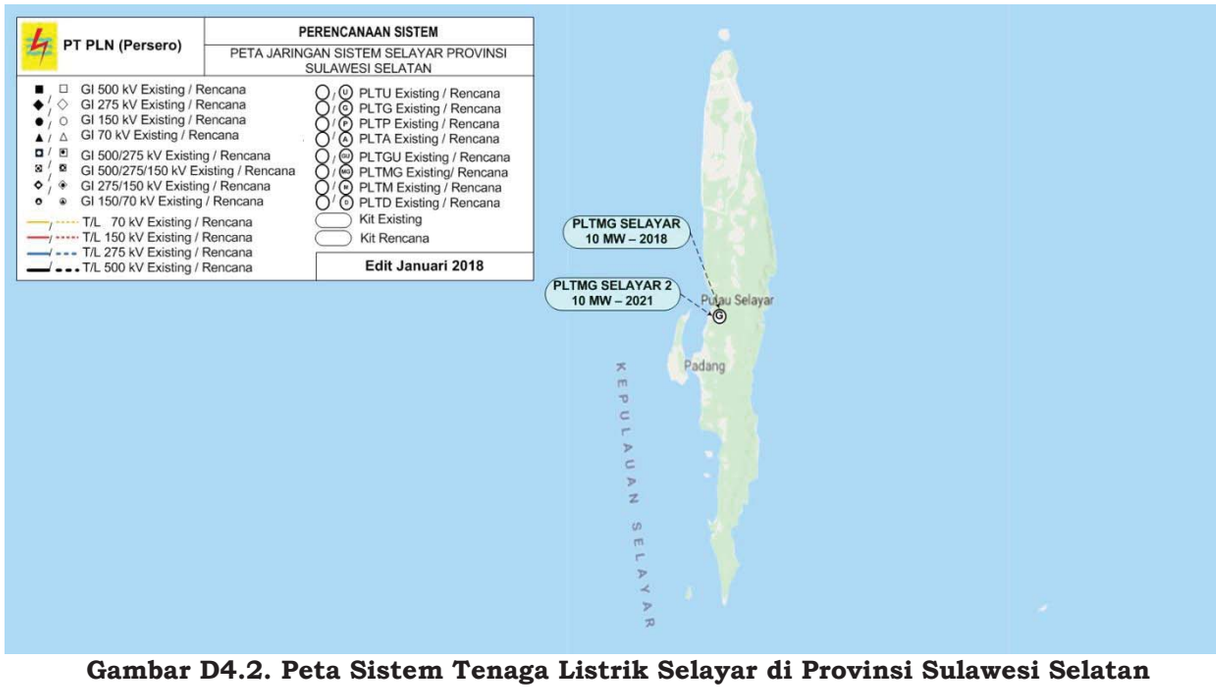
LAMPIRAN D.4
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI SELATAN

D4.1 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 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, Kabaten Pangkep, dipasok dari PLTD setempat. Sistem tenaga listrik di Kabupaten Selayar dan pulau-pulau di Kabupaten Pangkep, dilayani PLTD BBM dan sebagian dilayani oleh PLTM. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada Tahun 2016 untuk Provinsi Sulawesi Selatan adalah sebesar 88,09%. 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 PLTB 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 ataupun PLTB. Tabel D4.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Selatan sedangkan untuk pengembangan sistem isolated Pulau Selayar, diberikan pada Gambar D4.2



Gambar D4.1. Peta Sistem Tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Selatan



Gambar D4.2. Peta Sistem Tenaga Listrik Selayar di Provinsi Sulawesi Selatan

Penjualan sejak Tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 8,28%. Komposisi penjualan energi Tahun 2011-2016 dan estimasi Tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel D4.1.

Tabel D4.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.588,4	1.779,9	1.985,8	2.190,1	2.315,3	2.568,0	2.692,7
2	Bisnis	663,5	781,0	1.075,6	983,2	927,8	1.011,7	1.073,4

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
3	Publik	307,8	323,9	353,8	383,4	411,5	453,9	489,4
4	Industri	686,8	754,9	741,3	782,5	824,9	904,3	954,0
Jumlah		3.246,4	3.639,6	4.156,5	4.339,2	4.479,5	4.938,0	5.209,5
Pertumbuhan (%)		12,3	10,2	9,7	4,0	5,0	7,5	10,5

Penambahan jumlah pelanggan Tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 6,1%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan Tahun 2011-2016 dan estimasi Tahun 2017 ditunjukkan pada Tabel D4.2.

Tabel D4.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.289,3	1.367,1	1.480,3	1.574,1	1.655,0	1.743,5	1.819,8
2	Bisnis	58,5	63,2	68,5	75,7	82,4	88,7	96,8
3	Publik	30,5	33,0	35,5	37,6	39,8	42,6	44,8
4	Industri	1,1	1,1	1,2	1,4	1,5	1,7	1,7
Jumlah		1.379	1.464	1.586	1.689	1.779	1.876	1.963
Pertumbuhan (%)		8,0	6,2	8,3	6,5	5,3	5,5	4,6

Sistem tenaga listrik Provinsi Sulawesi Utara saat ini dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTP, PLTU, PLTA/M, PLTD HSD, PLTS dan PLTMG. Tabel D4.3 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Selatan.

Tabel D4.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

No	Sistem/Pembangkit		Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik
1	Sulbagsel	Bakaru #1	PLTA	Air	63,0	63,0	63,0	PLN
		Bakaru #2	PLTA	Air	63,0	63,0	63,0	PLN
		Sawitto #1	PLTM	Air	0,5	0,5	0,4	PLN
		Sawitto #2	PLTM	Air	0,5	0,5	0,4	PLN
		Sawitto #3	PLTM	Air	0,5	0,5	0,4	PLN
		Bilibili #1	PLTA	Air	6,0	6,0	5,6	PLN
		Bilibili #2	PLTA	Air	14,1	14,1	13,5	PLN
		Tangka Manipi	PLTM	Air	10,0	10,0	8,7	IPP
		Malea II	PLTM	Air	6,7	6,7	6,7	IPP
		Ranteballa	PLTM	Air	2,4	2,4	2,4	IPP
		Bungin	PLTM	Air	3,0	3,0	3,0	IPP
		Poso 2 #1	PLTA	Air	65,0	55,0	55,0	IPP
		Poso 2 #2	PLTA	Air	65,0	55,0	55,0	IPP
		Poso 2 #3	PLTA	Air	65,0	55,0	55,0	IPP

No	Sistem/Pembangkit		Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik
		Simbuang	PLTM	Air	3,0	2,8	2,8	IPP
		Siteba	PLTM	Air	7,5	7,5	7,5	IPP
		Vale	PLTA	Air	7,7	7,7	7,7	IPP
		Saluanoa	PLTM	Air	2,0	2,0	2,0	IPP
		Tombolo Energi	PLTM	Air	2,0	2,0	2,0	IPP
		Bantaeng	PLTM	Air	4,7	4,7	4,7	IPP
		Pongbatik	PLTM	Air	3,0	3,0	3,0	IPP
		Tello #01 (Jugo Turbina)	PLTU	Batubara	12,5	ATTB[1]		PLN
		Tello #02 (Jugo Turbina)	PLTU	Batubara	12,5	ATTB		PLN
		Barru #1	PLTU	Batubara	55,0	45,0	45,0	PLN
		Barru #2	PLTU	Batubara	55,0	45,0	45,0	PLN
		Jeneponto 1	PLTU	Batubara	100,0	100,0	100,0	IPP
		Jeneponto 2	PLTU	Batubara	100,0	100,0	100,0	IPP
		Tello #01 (Wesrcan)	PLTG	BBM	14,5	ATTB		PLN
		Tello #02 (Alsthom)	PLTG	BBM	21,4	ATTB		PLN
		Tello #03 (Alsthom)	PLTG	BBM	20,1	ATTB		PLN
		TELLO #04 (General Electric)	PLTG	BBM	33,4	26,0		PLN
		Tello #05 (General Electric)	PLTG	BBM	33,4	28,0	25,0	PLN
		Tello #01 (Mitsubishi 1)	PLTD	BBM	12,6	ATTB		PLN
		Tello #02 (Mitsubishi 2)	PLTD	BBM	12,6	6,0	6,0	PLN
		Tello #03 (SWD 1)	PLTD	BBM	12,4	8,0	8,0	PLN
		Tello #04 (SWD 2)	PLTD	BBM	12,4	8,0	8,0	PLN
		Palopo Daihatsu#1	PLTD	BBM	3,0	ATTB		PLN
		Palopo Daihatsu #3	PLTD	BBM	3,0	2,0		PLN
		Palopo Daihatsu #4	PLTD	BBM	3,0	ATTB		PLN
		Palopo Daihatsu #5	PLTD	BBM	3,0	ATTB		PLN
		Suppa	PLTD	BBM	20,0	20,0	20,0	IPP
		Tallasa 1	PLTD	BBM	15,0	15,0	15,0	Sewa
		Tallasa 2	PLTD	BBM	20,0	20,0	20,0	Sewa
		Tallasa 5	PLTD	BBM	20,0	20,0	20,0	Sewa
		Solo	PLTD	BBM	5,0	5,0	5,0	Sewa
		Tallasa 4	PLTD	BBM	30,0	30,0	30,0	Sewa

[1] Aktiva tetap tidak beroperasi (ATTB) merupakan aset tetap yang dalam hal ini pembangkit yang dalam kondisi *standby*

No	Sistem/Pembangkit		Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik
		Tallo Lama	PLTD	BBM	15,0	15,0	15,0	Sewa
		Sungguminasa	PLTD	BBM	20,0	20,0	20,0	Sewa
		Aggreko Massamba	PLTD	BBM	3,0	3,0	3,0	Sewa
		GT 11	PLTG	Gas	42,5	40,0	40,0	IPP
		GT 12	PLTG	Gas	42,5	40,0	40,0	IPP
		ST 18	PLTGU	CC Gas	50,0	45,0	45,0	IPP
		GT 21	PLTG	Gas	60,0	50,0	50,0	IPP
		GT 22	PLTG	Gas	60,0	50,0	50,0	IPP
		ST 28	PLTGU	CC Gas	60,0	50,0	50,0	IPP
		Punagaya	PLTU	Batubara	100,0	100,0	100,0	PLN
		Total Sistem Sulbagsel			1.377,4	1.155,3	1.121,8	
2	*Isolated* Sulsel	Selayar	PLTD	BBM	6,8	6,0	5,9	PLN
		Malili (PT Vale *excess power*)	PLTA	Air	14,0	14,0	13,9	Sewa
		Total Sistem *Isolated*			20,8	20,0	19,8	
	Total				1.398,10	1.175,3	1.141,6	

Gardu Induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Utara ditunjukkan pada Tabel D4.4 dan Tabel D4.5.

Tabel D4.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

NO	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (UNIT)	Total Kapasitas (MVA)
1	Pangkep	70/20	1	20
		150/20	2	50
2	Mandai	70/20	2	40
3	Daya	70/20	2	40
4	Maros	70/20	1	20
		150/20	1	30
5	Kima Makassar	150/20	1	30
6	Tallo Lama	150/20	3	180
7	Bontoala	70/20	3	70
		150/20	1	60
8	Tello	150/20	2	90
9	Panakkukang	70/20	3	60
		150/20	2	60
10	Tanjung Bunga	150/20	2	90
11	Borongloe	70/20	1	20
12	Tallasa	150/20	1	20
13	Sungguminasa	150/20	1	30
14	Pare-pare	150/20	1	30
15	Barru	150/20	1	30
16	Bakaru	150/20	1	20

NO	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (UNIT)	Total Kapasitas (MVA)
17	Pinrang	150/20	1	30
18	Soppeng	150/20	1	30
19	Bone/Watampone	150/20	2	40
20	Sidrap	150/20	1	20
21	Sengkang	150/20	1	20
22	Bulukumba	150/20	1	20
23	Sinjai	150/20	1	20
24	Jeneponto	150/20	1	20
25	Bantaeng	150/20	1	30
26	Palopo	150/20	3	70
27	Makale	150/20	1	20
28	Punagaya	150/20	1	30
29	Bolangi/Panakkukang Baru	150/20	1	60
30	Wotu	150/20	1	30
31	GITET Wotu	275/150	1	90
32	Enrekang	150/20	1	30
	Total		51	1.550

Tabel D4.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	JTM (kms)	10.119	10.853	11.343	12.018	12.302	13.106	14.325
2	JTR (kms)	12.145	13.147	12.881	13.783	13.688	14.477	15.706
3	Gardu Distribusi (kVA)	702	883	938	1.046	1.106	1.228	1.553

D4.2 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 (2012-2016) rata-rata 7,55% 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 22. PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 25 puskesmas di 21 Kecamatan yang tersebar di satu kabupaten di Provinsi Sulawesi Selatan.

Penjualan listrik di Provinsi Sulawesi Selatan dalam 5 tahun terakhir (2012-2016) tumbuh sekitar 8,8% per tahun. Berdasarkan kondisi tersebut diatas dan adanya calon pelanggan besar smelter, memperhatikan pertumbuhan ekonomi regional serta target pencapaian rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik 2018-2027 diperlihatkan pada Tabel D4.6. Tabel D4.7 dan Tabel D4.8.

Tabel D4.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	2.894,72	3.142,82	3.412,29	3.661,00	3.924,85	4.213,52	4.506,03	4.819,80	5.155,86	5.516,31
2	Bisnis	1.173,10	1.298,12	1.415,58	1.541,77	1.676,44	1.819,68	1.973,35	2.136,03	2.322,52	2.524,35
3	Publik	535,99	587,55	638,76	689,82	744,22	799,59	856,65	916,91	989,39	1.065,27
4	Industri	1.058,84	1.248,10	1.486,08	1.634,41	1.832,92	1.965,52	2.117,35	2.476,78	2.712,78	2.998,11
Jumlah		5.662,66	6.276,59	6.952,71	7.527,01	8.178,43	8.798,31	9.453,38	10.349,53	11.180,55	12.104,04
Pertumbuhan (%)		8,7	10,8	10,8	8,3	8,7	7,6	7,4	9,5	8,0	8,3

Tabel D4.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	1.857,7	1.927,7	1.999,1	2.029,5	2.056,2	2.086,6	2.101,8	2.116,2	2.129,5	2.142,0
2	Bisnis	105,0	114,2	124,2	135,2	147,1	160,0	174,0	189,1	206,7	225,8
3	Publik	48,5	52,7	56,9	61,0	65,5	70,1	74,9	79,9	86,2	92,8
4	Industri	1,8	1,9	2,1	2,3	2,4	2,7	2,9	3,1	3,4	3,8
		2.013	2.097	2.182	2.228	2.271	2.319	2.354	2.388	2.426	2.464
	Pertumbuhan (%)	2,5	4,1	4,1	2,1	1,9	2,1	1,5	1,5	1,6	1,6

Tabel D4.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	6,7	5.663	6.397	1.064	2.013.077
2019	6,7	6.277	7.092	1.175	2.096.510
2020	6,7	6.953	7.864	1.297	2.182.226
2021	6,7	7.527	8.602	1.413	2.228.005
2022	6,7	8.178	9.482	1.551	2.271.304
2023	6,7	8.798	10.354	1.686	2.319.357
2024	6,7	9.453	11.056	1.793	2.353.563
2025	6,7	10.350	12.010	1.939	2.388.378
2026	6,7	11.181	12.940	2.081	2.425.759
2027	6,7	12.104	14.035	2.247	2.464.311
Pertumbuhan	6,7	8,8%	9,1%	8,7%	2,3%

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).

D4.3 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.

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. Di beberapa kabupaten di Sulawesi Selatan terdapat potensi batubara, namun jumlah cadangan terukur hanya 37,3 juta ton [2]. Potensi energi primer tenaga air, tenaga bayu, *hybrid*, dan sampah dapat dilihat rinciannya dalam Tabel D4.9, Tabel D4.10, Tabel D4.11, Tabel D4.12, Tabel D4.13 dan Tabel D4.14.

Tabel D4.9. Potensi Energi Primer (Tenaga Air) di Sulawesi Selatan

No	Nama Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Bonto Batu	Swasta	PLTA	2x50	Potensi
2	Salu Uro	Swasta	PLTA	2x47,5	Potensi
3	Kalaena 1	Swasta	PLTA	2x37,5	Potensi
4	Pongkeru	Swasta	PLTA	50	Potensi
5	Seko 1	Swasta	PLTA	3x160	Potensi
6	Tumbuan 1	Swasta	PLTA	2x150	Potensi
7	Paleleng	Swasta	PLTA	4x33,5	Potensi
8	Bambalu	Swasta	PLTM	0,3	Potensi
9	Bontotene (Takapala)	Swasta	PLTM	1,7	Potensi
10	Kahaya	Swasta	PLTM	4	Potensi
11	Rongkong	Swasta	PLTM	8,1	Potensi
12	Eremerasa	Swasta	PLTM	1,2	Potensi
13	Kondongan	Swasta	PLTM	3,5	Potensi
14	Pasui	Swasta	PLTM	1,9	Potensi
15	Baliase	Swasta	PLTM	9	Potensi

[2] Sumber: informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Sulsel.

No	Nama Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
16	Mallawa	Swasta	PLTM	5	Potensi
Total Potensi Air				1.268,7	

Potensi pembangkit tersebut diatas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi diatas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam tabel tersebut diatas, apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Tabel D4.10. Potensi Energi Primer (Tenaga Bayu) di Sulawesi Selatan

No	Nama Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Selayar	Swasta	PLTB	5	Potensi
2	Sidrap II	Swasta	PLTB	50	Potensi
3	Takalar	Swasta	PLTB	60	Potensi
Total Potensi Bayu				115	

Tabel D4.11. Potensi Energi Primer (Tenaga *Hybrid*) di Sulawesi Selatan

No	Nama Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Pulau Selayar	*Unallocated*	PLTS+PLTB	10,1	Potensi
Total Potensi *Hybrid*				10,1	

Tabel D4.12. Potensi Energi Primer (Tenaga Sampah) di Sulawesi Selatan

No	Nama Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Makassar	*Unallocated*	PLTSa	20	Potensi
Total Potensi Sampah				20	

Tabel D4.13. Potensi Energi Primer (Tenaga Biomass) di Sulawesi Selatan

No	Nama Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Sidrap	Swasta	PLTBm	10	Potensi
Total Potensi Biomass				10	

Tabel D4.14. Potensi Energi Primer (Tenaga Surya) Komunal di Sulawesi Selatan

NO	Nama Proyek	Jenis	Potensi (kW)	Kecamatan	Status	Asumsi Pengembang
1	PLTS Bulue	PLTS	50	Marioriawa	Potensi	EPC
2	PLTS Sapuka	PLTS	50	Liukang Tangaya	Potensi	EPC
Total Potensi			100			

Pemanfaatan potensi energi yang ditunjukan pada Tabel D4.10, Tabel D4.11, Tabel D4.12, Tabel D4.13 dan Tabel D4.14, dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi 4 syarat yaitu *Feasibility Study* sudah tersedia, harga

sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memungkinkan

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. 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 Sidrap dan Jeneponto. Mengingat besarnya potensi angin di Jeneponto dan kebutuhan listrik yang cukup besar, pengembangan lebih lanjut dari PLTB Jeneponto sebesar 60 MW masih memungkinkan.

Untuk sistem tenaga listrik *isolated* di Kabupaten Selayar, akan dibangun pembangkit dual fuel engine (PLTMG) guna memenuhi kebutuhan jangka panjang. 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 serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.

Tabel D4.15 dan Tabel D4.16 berikut menampilkan rincian rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Utara.

Tabel D4.15 Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	100		100			200	200				600
PLTGU									300	150	450

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLTG/MG	130			10		200					340
PLTA					270						270
Jumlah	230	-	100	10	270	400	200	-	300	150	1.660
IPP											
PLTU	125										125
PLTM	16		10		11						37
PLTA			90					600			290
PLT Lain	70	60								60	190
Total	211	60	100	-	11	-	-	600	-	60	1.042,3
Total											
PLTU	225	-	100	-	-	200	200	-	-	-	725
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	300	150	450
PLTG/MG	130	-	-	10	-	200	-	-	-	-	340
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	16	-	10	-	11	-	-	-	-	-	37
PLTA	-	-	90	-	270	-	-	600	-	-	960
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	70	60	-	-	-	-	-	-	-	60	190
Total	441	60	200	10	281	400	200	600	300	210	2.702,3

Tabel D4.16 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/ Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sulbagsel	PLTG/MG	MPP Sulselbar	120	2018	Rencana	PLN
2	Sulbagsel	PLTU	Punagaya (FTP2)	100	2018	Konstruksi	PLN
3	Selayar	PLTMG	Selayar	10	2018	Pengadaan	PLN
4	Sulbagsel	PLTU	Sulsel Barru 2	1x100	2020	Konstruksi	PLN
5	Sulbagsel	PLTG/MG/ GU/MGU	Makassar	200	2023	Pengadaan	PLN
6	Sulbagsel	PLTA	Poko	2x65	2022	Rencana	PLN
7	Selayar	PLTMG	Selayar 2	10	2021	Rencana	PLN
8	Sulbagsel	PLTU	Sulbagsel	2x200	2023/24	Rencana	PLN
9	Sulbagsel	PLTA	Bakaru 2	2x70	2022	Rencana	PLN
10	Sulbagsel	PLTGU	Sulsel	450	2026/27	Rencana	PLN
11	Sulselbar	PLTM	Bungin III	5	2018	Konstruksi	Swasta
12	Sulselbar	PLTM	Belajen	8,3	2018	Konstruksi	Swasta
13	Sulbagsel	PLTU	Jeneponto 2	125	2018	Konstruksi	Swasta
14	Sulbagsel	PLTB	Jeneponto	60	2019	*Committed*	Swasta
16	Sulbagsel	PLTA	Malea (FTP 2)	2x45	2020	Konstruksi	Swasta
17	Sulbagsel	PLTB	Sidrap	70	2018	Konstruksi	Swasta
18	Sulselbar	PLTM	Ma'dong	10	2020	Pengadaan	Swasta
19	Sulselbar	PLTM	Malua	4,6	2022	Pengadaan	Swasta
20	Sulselbar	PLTM	Pasui-2	6,4	2022	Pengadaan	Swasta
21	Sulbagsel	PLTA	Buttu Batu	2x100	2025	Rencana	Swasta

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/ Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
22	Sulbagsel	PLTM	Ussu Malili	3	2018	Konstruksi	Swasta
23	Sulbagsel	PLTB	Sulbagsel Tersebar	60	2027	Rencana	Swasta
24	Sulbagsel	PLTA	Sulbagsel Tersebar	400	2025	Rencana	Swasta
		Total		2.702,3			

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Potensi pembangkit tenaga hidro banyak berlokasi di Sulsel bagian utara dan Sulteng. Untuk menyalurkan dayanya ke pusat beban (Sulsel bagian selatan) termasuk untuk melayani beban *smelter* di Kabupaten Bantaeng, direncanakan pembangunan transmisi *extra high voltage* (EHV) minimal 275 kV yang harus selesai pada tahun 2021, khususnya ruas transmisi Palopo – Daya Baru. Pemilihan tegangan EHV akan disesuaikan dengan hasil kajian *master plan* perencanaan transmisi Sulawesi. 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 D4.17 dan Tabel D4.18.

Tabel D1.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	3	-	-	780	-	-	260	-	-	-	1.043
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	922	143	35	-	-	6	-	-	-	-	1.106
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	925	143	35	780	-	6	260	-	-	-	2.149

Tabel D1.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	ke	TEG	Konduktor	Panjang kms	COD	Status
1	Keera	*Incomer* 1 phi Sengkang-Siwa	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	13	2019	Rencana
2	Siwa	Palopo	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2018	Konstruksi
3	Daya Baru	*Incomer* 2 phi (Maros-Sungguminasa)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	16	2018	Rencana
4	Panakukang baru/Bolangi (*New*)	*Incomer* 1 phi (Maros-Sungguminasa)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	2	2018	Rencana
5	Sungguminasa	Lanna	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2018	Rencana

No	Dari	ke	TEG	Konduktor	Panjang kms	COD	Status
6	Wotu	*Incomer* 2 phi (Tentena-Papolo)	275 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	3	2018	Pengadaan
7	Wotu	Malili	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	82	2018	Konstruksi
8	Wotu	Masamba	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	110	2018	Pengadaan
9	KIMA Makassar	Daya Baru	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 800 mm	28	2018	Rencana
10	Malili	Lasusua	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	290	2018	Konstruksi
11	PLTGU Makassar	Maros	150 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	10	2018	Rencana
12	PLTU Sulsel Barru 2	*Incomer* 2 phi (Sidrap-Maros)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	5	2020	Rencana
13	KIMA Maros	Maros	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	12	2019	Rencana
14	Bontoala	Tallo Lama	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	22	2018	Rencana
15	Punagaya	Bantaeng (Smelter)	150 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	60	2018	Rencana
16	Makale	Rantepao	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2019	Rencana
17	Bira/ Ujungloe/ Tanete	Inc 1 phi Bulukumba Sinjai	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	12	2019	Rencana
18	Punagaya	Tanjung Bunga	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	90	2018	Rencana
19	Tanjung Bunga	Bontoala	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 800 mm	12	2018	Rencana
20	PLTA Malea	Makale	150 kV	2 cct, ACSR 1xZebra	30	2020	Rencana
21	Enrekang	PLTA Bakaru II	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	50	2021	Rencana
22	Enrekang	Sidrap	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	80	2021	Rencana
23	Enrekang	Palopo	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	160	2021	Rencana
24	Sidrap	Daya Baru	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	350	2021	Rencana
25	Daya Baru	Punagaya	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	140	2021	Rencana
26	GITET Wotu	GITET Bungku	275 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	260	2024	Rencana
27	GI Kajuara/ Libureng/ Bengo	Soppeng	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	74	2019	Rencana
28	PLTU Sulbagsel	*Incomer* 2 phi Punagaya-Bantaeng Smelter	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	6	2023	Rencana
29	GI Luwu /Belopa	*Incomer* 2 Palopo-Siwa	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	2	2019	Rencana
Total					2.149		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Terkait dengan rencana pembangunan transmisi 275 kV juga akan dibangun GITET baru 275/150 kV di empat lokasi 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 serta meningkatkan keandalan penyaluran.

Penambahan kapasitas trafo GI hingga Tahun 2027 sebagaimana dirinci pada Tabel D4.15 dan Tabel D4.16.

Tabel D4.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	180	-	1.000	-	-	-	-	-	-	1.180
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	450	480	120	60	390	360	60	180	150	330	2.580
70/20 kV											-
Total	450	660	120	1.060	390	360	60	180	150	330	3.760

Tabel D4.16. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	TEG (kV)	KET	KAP (MVA)	COD	STATUS
1	Palopo	150/20 kV	*Ext*	30	2018	Konstruksi
2	Malili + 4 LB	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
3	Bulukumba	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Pengadaan
4	Keera	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
5	Daya Baru/Pattalasang + 4 LB	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
6	Lanna	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
7	KIMA Makassar	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Konstruksi
8	Panakkukang	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
9	Masamba	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
10	Sungguminasa	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
11	Siwa, *Ext* 4 LB	150 kV	*Ext* 4 LB	4 LB	2018	Konstruksi
12	Siwa	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
13	Maros	150/20 kV	*Ext*	30	2018	Konstruksi
14	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	*Ext*	120	2022	Rencana
15	Tallasa	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Pengadaan
16	Pangkep	150/20 kV	*Ext*	30	2018	Rencana
17	Pangkep	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
18	Luwu/Belopa	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
19	Luwu/Belopa	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
20	GITET Wotu (IBT) 2*90MVA	275/150 kV	*Ext* 2 Dia	180	2019	Rencana
21	KIMA Maros	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana

No	Nama Gardu Induk	TEG (kV)	KET	KAP (MVA)	COD	STATUS
22	Pinrang	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Pengadaan
23	Tanjung Bunga, *Ext* 2 LB	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2019	Rencana
24	Pare-Pare	150/20 kV	*Ext*	30	2027	Rencana
25	Pare-Pare	150/20 kV	*Ext*	30	2019	Rencana
26	Rantepao	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
27	Kajuara/Libureng/Bengo	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
28	Sengkang	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
29	Bira/Ujungloe/Tanete	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
30	Tello	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
31	Tanjung Bunga	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
32	Makale, *Ext* 2 LB (arah PLTA)	150 kV	*Ext* LB	2 LB	2020	Rencana
33	Sidrap	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Pengadaan
34	Sinjai	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Pengadaan
35	Palopo	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
36	Bakaru, *Ext* 4 LB	150 kV	*Ext* 4 LB	4 LB	2021	Rencana
37	Bontoala (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
38	Bone	150/20 kV	*Ext*	60	2026	Rencana
39	Enrekang – IBT	275/150 kV	*New* 4 Dia	300	2021	Rencana
40	Enrekang - IBT (arah Bakaru II)	275 kV	*Ext* Dia	*Ext* Diameter	2021	Rencana
41	Sidrap – IBT	275/150 kV	*New*	200	2021	Rencana
42	Maros/Daya Baru - IBT	275/150 kV	*New*	300	2021	Rencana
43	Bantaeng/JNP – IBT	275/150 kV	*New*	200	2021	Rencana
44	Lanna	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
45	Siwa	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Pengadaan
46	Bantaeng	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
47	Sidrap, *Ext* 2 LB	150/20 kV	*Ext* LB	2 LB	2022	Rencana
48	Barru	150/20 kV	*Ext*	30	2022	Rencana
49	Tello	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
50	Tello	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
51	GITET Wotu (arah Seko&Bungku)	275 kV	*Ext* 2 Dia	*Ext* 2 Diameter	2024	Rencana
52	Makale	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
53	Tanjung Bunga	150/20 kV	*Ext*	60	2026	Rencana
54	Sungguminasa	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
55	KIMA Makassar	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
56	Enrekang	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
57	Maros	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
58	Bontoala (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
59	Wotu	150/20 kV	*Ext*	30	2026	Rencana
60	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
61	Tallo Lama	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
	Total			3.760		

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. Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2018-2027 secara rinci ditunjukkan pada Tabel D4.17.

Tabel D4.17 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2018	1.971	594	404	50.050
2019	1.846	575	411	83.433
2020	1.989	597	443	85.716
2021	585	324	380	45.779
2022	525	306	391	43.299
2023	525	307	408	48.053
2024	335	245	405	34.206
2025	348	249	425	34.815
2026	351	251	443	37.382
2027	365	256	463	38.551
2018-2027	8.840	3.702	4.174	501.283

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program Listrik Perdesaan Sulawesi Tengah adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100 % pada Tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Tengah. 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.

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 yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa. Dengan metode-metode tersebut, diharapkan percepatan rasio desa berlistrik 100% selesai Tahun di Provinsi Sulawesi Tengah. Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan

meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan sampai dengan Tahun 2027 diperlihatkan seperti pada Tabel D4.18.

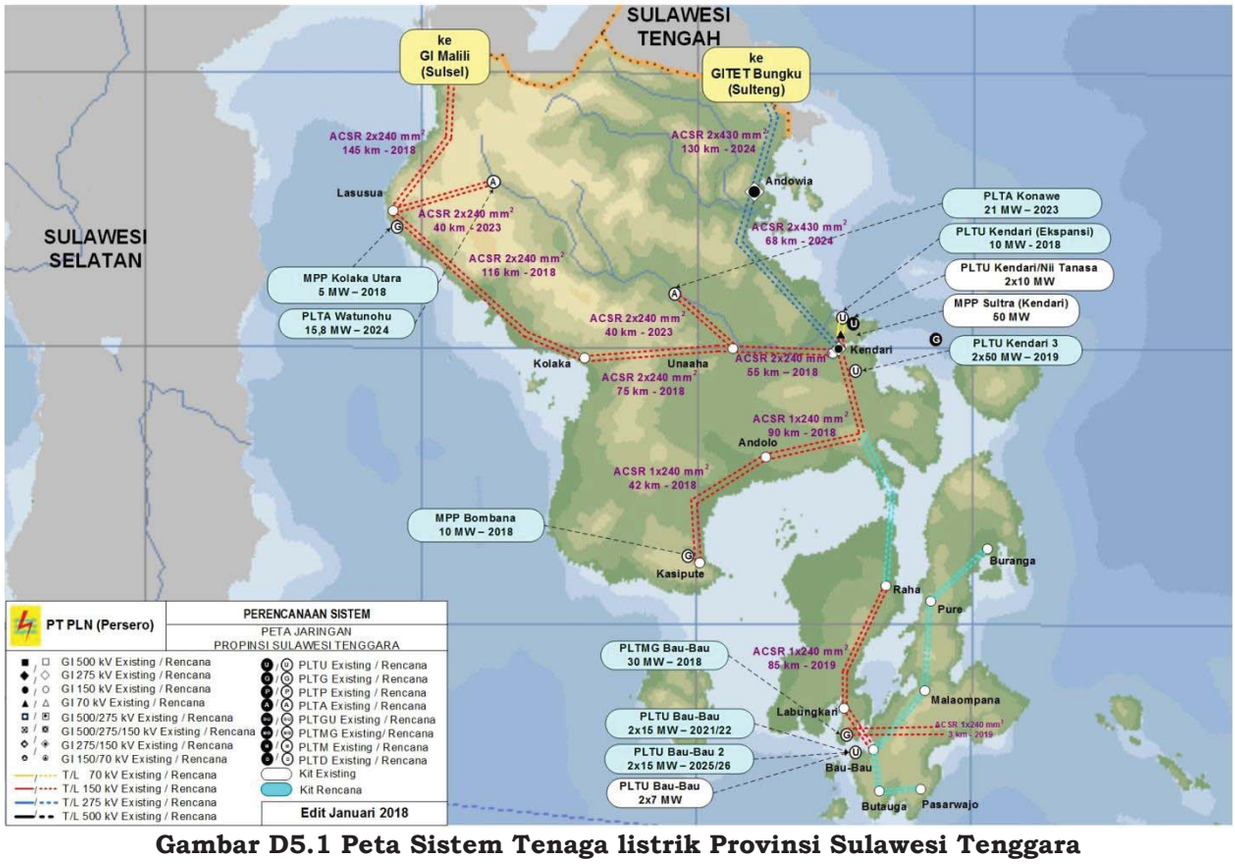
Tabel D4.18 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	908	1.094	16,22	338	16.450	35.907
2019	440	348	2,48	99	-	35.907
2020	478	395	8,73	349	-	17.090
2021	227	243	7,33	293	-	9.334
2022	229	245	7,38	295	-	9.398
2023	217	232	7,03	281	-	8.928
2024	206	220	6,65	266	-	8.458
2025	206	220	6,65	266	-	8.458
2026	195	208	6,28	251	-	7.988
2027	172	183	5,53	221	-	7.049

LAMPIRAN D.5
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI TENGGARA

D5.1 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% dan dari beberapa PLTD. Daya dari PLTU Nii Tanasa 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 dan sebagian dari PLTM. 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 Utara diperlihatkan pada Gambar D5.1.



Gambar D5.1 Peta Sistem Tenaga listrik Provinsi Sulawesi Tenggara

Penjualan Tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 11,43%. Komposisi penjualan energi Tahun 2011-2016 dan estimasi Tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel D5.1.

Tabel D5.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	293	357	421	457	481	546	569
2	Bisnis	81	100	122	129	133	150	158
3	Publik	42	46	53	58	62	68	76
4	Industri	25	25	25	27	28	33	35
Total		441	528	622	671	704	797	837
Pertumbuhan (%)		14,6	19,8	17,6	7,9	4,9	13,3	5,1

Penambahan jumlah pelanggan Tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 10,9%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan Tahun 2011-2016 dan estimasi Tahun 2017 ditunjukkan pada Tabel D5.2.

Tabel D5.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	238,9	270,1	307,1	330,3	349,6	386,0	444,3
2	Bisnis	11,9	13,3	15,4	16,8	17,7	19,7	21,4
3	Publik	7,0	8,2	9,2	10,0	10,7	12,1	12,5
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Jumlah		258	292	332	357	378	418	478
Pertumbuhan (%)		20,4	13,1	13,8	7,6	5,9	10,5	14,5

Rincian pembangkit terpasang pada sistem 150 kV, 70 kV dan sistem 20 kV seperti ditunjukkan pada Tabel D5.3.

Tabel D5.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

No	Sistem		Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik
1	*Isolated* Sultra	Kendari	PLTU/PLTD/ PLTG/MG	Batubara/ BBM	224,2	151,4	82,5	PLN
		Lambuya	PLTD	BBM	17,4	15,1	13,4	PLN
		Kolaka	PLTD/PLTM	BBM/Air	29,3	17,6	17,4	PLN
		Raha	PLTD	BBM	11,8	10,2	10,1	PLN
		Bau-Bau	PLTD/PLTM	BBM/Air	30,8	31,5	27,0	PLN
		Wangi-Wangi	PLTD	BBM	5,7	4,8	3,6	PLN
		Lasusua	PLTD/PLTM	BBM/Air	9,5	6,0	7,0	PLN
		Bombana	PLTD	BBM	7,1	6,6	6,3	PLN
		Ereke	PLTD	BBM	3,5	1,9	1,5	PLN
	Total				339,4	245,1	168,8	

Gardu Induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Utara ditunjukkan pada Tabel D5.4 dan Tabel D5.5.

Tabel D5.4 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	30
	Total		4	110

Tabel D5.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	JTM (kms)	2.993	3.819	4.235	4.236	4.623	4.678	5.030
2	JTR (kms)	4.066	4.273	4.325	3.763	4.000	4.524	4.715
3	Gardu Distribusi (kVA)	118	166	196	209	227	243	310

D5.2 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 cukup tinggi, yaitu mencapai rata-rata 7,35% per tahun. Sejalan dengan itu pertumbuhan pemakaian energi listrik dalam periode yang sama meningkat rata-rata 12,7% per tahun. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada Tahun 2016 untuk Provinsi Sulawesi Tenggara masih sebesar 67,3%, sehingga potensi pelanggan rumah tangga baru masih banyak. 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.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN,

proyeksi kebutuhan listrik 2018-2027 diperlihatkan pada Tabel D5.6. Tabel D5.7 dan Tabel D5.8.

Tabel D5.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	615,8	664,7	714,9	770,1	827,4	887,1	949,4	992,6	1.040,6	1.091,2
2	Bisnis	178,6	197,0	213,2	235,2	258,8	284,1	311,5	340,6	374,9	411,9
3	Publik	83,9	93,0	102,5	113,7	126,1	139,2	153,3	168,6	187,4	207,7
4	Industri	43,5	48,3	49,8	51,5	53,4	55,5	57,7	60,1	62,8	65,8
Jumlah		921,7	1.003,1	1.080,4	1.170,5	1.265,8	1.365,9	1.471,8	1.562,0	1.665,6	1.776,5
Pertumbuhan (%)		10,1	8,8	7,7	8,3	8,1	7,9	7,8	6,1	6,6	6,7

Tabel D5.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	469,5	495,3	521,5	548,3	575,5	603,1	631,2	643,1	654,9	666,6
2	Bisnis	23,2	25,0	27,1	29,8	32,7	35,8	39,2	42,9	47,3	52,0
3	Publik	13,3	14,1	14,9	15,8	16,8	17,8	18,7	19,8	21,0	22,3
4	Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Jumlah	506	535	564	594	625	657	689	706	723	741
	Pertumbuhan (%)	5,8	5,6	5,4	5,4	5,2	5,1	4,9	2,4	2,5	2,4

Tabel D5.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	6,31	922	1.017	169	506.178
2019	6,32	1.003	1.105	183	534.622
2020	6,15	1.080	1.189	196	563.736
2021	7,12	1.170	1.288	212	594.080
2022	7,14	1.266	1.393	228	625.160
2023	7,13	1.366	1.502	245	656.923
2024	7,21	1.472	1.615	262	689.420
2025	7,15	1.562	1.709	276	706.032
2026	7,74	1.666	1.818	292	723.377
2027	7,76	1.777	1.937	310	741.061
Pertumbuhan	7,00	7,6%	7,4%	7,0%	4,3%

Proyeksi kebutuhan listrik diatas sudah termasuk kebutuhan Kawasan Industri (KI) di antaranya KI Konawe dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Sulawesi Tenggara. Untuk melayani kebutuhan KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur tenaga listrik (pembangkit, transmisi, dan gardu induk).

D5.3 Pengembangan Sarana Tenaga listrik

Rencana pengembangan pembangkit, transmisi dan 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.

Potensi Sumber Energi

Di Provinsi Sulawesi Tenggara terdapat cukup banyak potensi sumber energi, terutama tenaga air dengan potensi PLTA sekitar 167 MW dan potensi PLTM sekitar 1,2 MW. Selain itu, juga terdapat potensi panas bumi antara lain di Laenia di Kendari. List potensi energi primer tenaga air, tenaga panas bumi dan tenaga *hybrid* dapat dilihat pada Tabel D5.9, D5.10 dan D5.11.

Tabel D5.9. Potensi Energi Primer (Tenaga Air) di Sulawesi Tenggara

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Lasolo	Swasta	PLTA	145	Potensi
2	Tamboli	Swasta	PLTA	22	Potensi
3	Buleleng	PLN	PLTM	1,2	Potensi
Total Potensi Tenaga Air				168,2	

Potensi pembangkit tersebut diatas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi diatas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam tabel tersebut diatas, apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Tabel D5.10. Potensi Energi Primer (Tenaga Panas Bumi) di Sulawesi Tenggara

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Lainea	*Unallocated*	PLTP	2x10	Rencana
Total Potensi Tenaga Panas Bumi				20	

Tabel D5.11. Potensi Energi Primer (Tenaga *Hybrid*) di Sulawesi Tenggara

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Bombana	*Unallocated*	PLTS+PLTD	10	Rencana
Total Potensi Tenaga *Hybrid*				10	

Pemanfaatan potensi energi yang ditunjukan pada Tabel D5.9, D5.10 dan D5.11, dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi 4 syarat yaitu *Feasibility Study* sudah tersedia, harga sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memungkinkan.

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.

Selama periode 2018–2027, 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*. Tabel D5.12 dan Tabel D5.13 berikut menampilkan rincian rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Utara.

Tabel D5.12. Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	10										10
PLTG/MG	45										45
PLTD											-
PLTM	5	5									10
PLTA						21	16				37
Jumlah	60	5	-	-	-	21	16	-	-	-	101,6
IPP											
PLTU		100		15	15						130
Jumlah	-	100	-	15	15	-	-	-	-	-	130
Unallocated											
PLTU								15	15		30
Jumlah	-	-	-	-	-	-	-	15	15	-	30
Total											
PLTU	10	100	-	15	15	-	-	15	15	-	170
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTA	-	-	-	-	-	21	16	-	-	-	37
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	60	105	-	15	15	21	16	15	15	-	261,6

Tabel D5.13. Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Kolaka	PLTM	Lapai 2	2x2	2018	Konstruksi	PLN
2	Sulbagsel	PLTU	Kendari (Ekspansi)	10	2018	Konstruksi	PLN
3	Bau-Bau	PLTMG	Bau-Bau	30	2018	Konstruksi	PLN
4	Bombana	PLTG/MG	MPP Bombana	10	2018	Pengadaan	PLN
5	Kolaka Utara	PLTG/MG	MPP Kolaka Utara	5	2018	Pengadaan	PLN
6	Kolaka	PLTM	Lapai 1	2x2	2019	Rencana	PLN
7	Kolaka	PLTM	Riorita	2x0.5	2019	Rencana	PLN
8	Sulbagsel	PLTA	Konawe	21	2023	Rencana	PLN
9	Sulbagsel	PLTA	Watunohu	15,8	2024	Rencana	PLN
10	Sulbagsel	PLTU	Kendari 3	2x50	2019	Konstruksi	Swasta
11	Bau-Bau	PLTU	Bau-Bau	2x15	2021/22	Rencana	Swasta
12	Bau-Bau	PLTU	Bau-Bau 2	2x15	2025/26	Rencana	*Unallocated*
13	Bau-Bau	PLTM	Rongi	0,8	2018	Konstruksi	PLN
	Total			261,6			

Sebagaimana diketahui, sistem interkoneksi Sulsel arah Kendari masih mengalami hambatan sehingga dalam satu hingga dua tahun kedepan, kondisi tenaga listrik di Kendari diperkirakan belum tercukupi. Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Kendari (sistem Sultra), akan dipasang *mobile power plant* (MPP) kapasitas total 50 MW dengan teknologi *dual fuel* dan pada Tahun 2017 sudah beroperasi. Khusus untuk tenaga listrik di daerah terpencil, pulau-pulau kecil terluar, daerah-daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan sistem tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke grid karena keterlambatan proyek transmisi dan gardu induk serta 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.

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 Baubau di Pulau Buton. Pembangunan interkoneksi antar pulau tersebut akan didahului dengan kajian kelayakan. Sebagaimana diketahui bahwa di Sultra 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 beberap 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 level tegangan sekurang-kurang 275 kV mulai dari GITET Wotu sampai GITET Kendari.

Rencana pembangunan transmisi selama periode 2018-2027 terdapat dalam Tabel D5.14 dan Tabel D5.15.

Tabel D1.14. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	-	-	-	-	-	-	395	-	-	-	395
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	826	176	-	-	-	160	-	-	-	-	1.162
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	826	176	-	-	-	160	395	-	-	-	1.557

Tabel D5.15. Rencana Pengembangan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG (kV)	Konduktor	Panjang (KMS)	COD	Status
1	Lasusua	Kolaka	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	232	2018	Konstruksi
2	Kolaka	Unaaha	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	150	2018	Konstruksi
3	Unaaha	Kendari 150 kV	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	110	2018	Konstruksi
4	Kendari 150 kV	Kendari 70 kV / Puuwatu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2018	Rencana
5	Raha	Bau-Bau	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	170	2019	Rencana
6	PLTU Kendari 3	Kendari 150 kV	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	40	2018	Rencana
7	Kendari 150 kV	Andolo	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	180	2018	Rencana
8	Andolo	Kasipute	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	84	2018	Rencana
10	PLTA Konawe	Unaaha	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	80	2023	Rencana
11	PLTA Watunohu 1	Lasusua	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	80	2023	Rencana
12	GITET Bungku	GITET Andowia	275 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	260	2024	Rencana
13	GITET Andowia	GITET Kendari	275 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	135	2024	Rencana
14	PLTMG Bau-Bau	*Incomer* 2 phi Bau-bau Raha	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	6	2019	Rencana
Total					1.557		

Pengembangan Gardu Induk

Dalam rangka untuk meningkatkan mutu pelayanan, beberapa ibukota kabupaten direncanakan akan disambung ke sistem interkoneksi sehingga di Kabupaten tersebut perlu dibangun gardu induk. Selama periode Tahun 2018-2027 akan dibangun gardu Induk baru 150/20 kV, GITET 275/150 kV dan IBT 150/70 kV. Rencana pengembangan gardu induk selama periode 2018-2027 dapat dilihat pada Tabel D5.16 dan Tabel D5.17.

Tabel D1.16. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	180	-	-	-	180
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	32	32									63
150/20 kV	240	90	120	30					60	30	570
70/20 kV											-
Total	272	122	120	30	-	-	180	-	60	30	813

Tabel D5.17. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Kolaka, *Ext* 4 LB	150 kV	*Ext* 4 LB	4 LB	2018	Konstruksi
2	Kendari 150 kV	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
3	Kolaka - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
4	Kendari, *Ext* 4 LB	150 kV	*Ext* 4 LB	4 LB	2018	Konstruksi
5	Kolaka	150/20 kV	*Ext*	30	2021	Rencana
6	Kendari 150 kV	150/20 kV	*New*	30	2018	Konstruksi
7	Bau Bau	150/20 kV	*New*	60	2018	Pengadaan
8	Andolo	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
9	Kasipute	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
11	Raha - (GI Baru) - 2 LB	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
12	Nii Tanasa	150/20 kV	*Ext*	30	2020	Rencana
13	Bau Bau	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
14	Lasusua	150/20 kV	*Ext*	30	2027	Rencana
15	GITET Andowia	275/150 kV	*New*	90	2024	Rencana
16	GITET Kendari	275/150 kV	*New*	90	2024	Rencana
17	Kendari	150/20 kV	*Ext*	60	2026	Rencana
18	GI PLTMG Bau-Bau	150/20 kV	*New*	30	2019	Konstruksi
19	Puuwatu - IBT 1x31.5 MVA	150/70 kV	Relokasi dari Kendari 150 kV	31,5	2018	Konstruksi
20	Puuwatu - IBT 1x31.5 MVA	150/70 kV	*Ext*	31,5	2019	Konstruksi
21	Andolo	150/20 kV	*Ext*	30	2020	Rencana
22	Unaaha	150/20 kV	*New*	30	2018*	Konstruksi
Total				813		

** GI sudah selesai dan menunggu kesiapan transmisi.*

Pengembangan Jaringan Distribusi

Untuk memenuhi kebutuhan listrik Provinsi Sulawesi Tenggara hingga Tahun 2027, direncanakan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melayani perdesaan, yaitu JTM, JTR dan trafo seperti ditampilkan dalam Tabel D5.18.

Tabel D5.18. Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2018	435	194	122	27.743
2019	457	199	83	28.444
2020	479	204	160	29.114
2021	521	212	110	30.344
2022	546	218	117	31.081
2023	570	222	124	31.763
2024	597	227	133	32.497
2025	156	116	140	16.613
2026	170	121	165	17.344
2027	177	124	177	17.684
2018-2027	4.110	1.838	1.332	262.626

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program Listrik Perdesaan Sulawesi Tenggara adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100 % pada Tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Tenggara. 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.

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 yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa. Dengan metode-metode tersebut, diharapkan percepatan rasio desa berlistrik 100% selesai Tahun 2018 di Provinsi Sulawesi Tenggara. Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan sampai dengan Tahun 2027 diperlihatkan seperti pada Tabel D1.18.

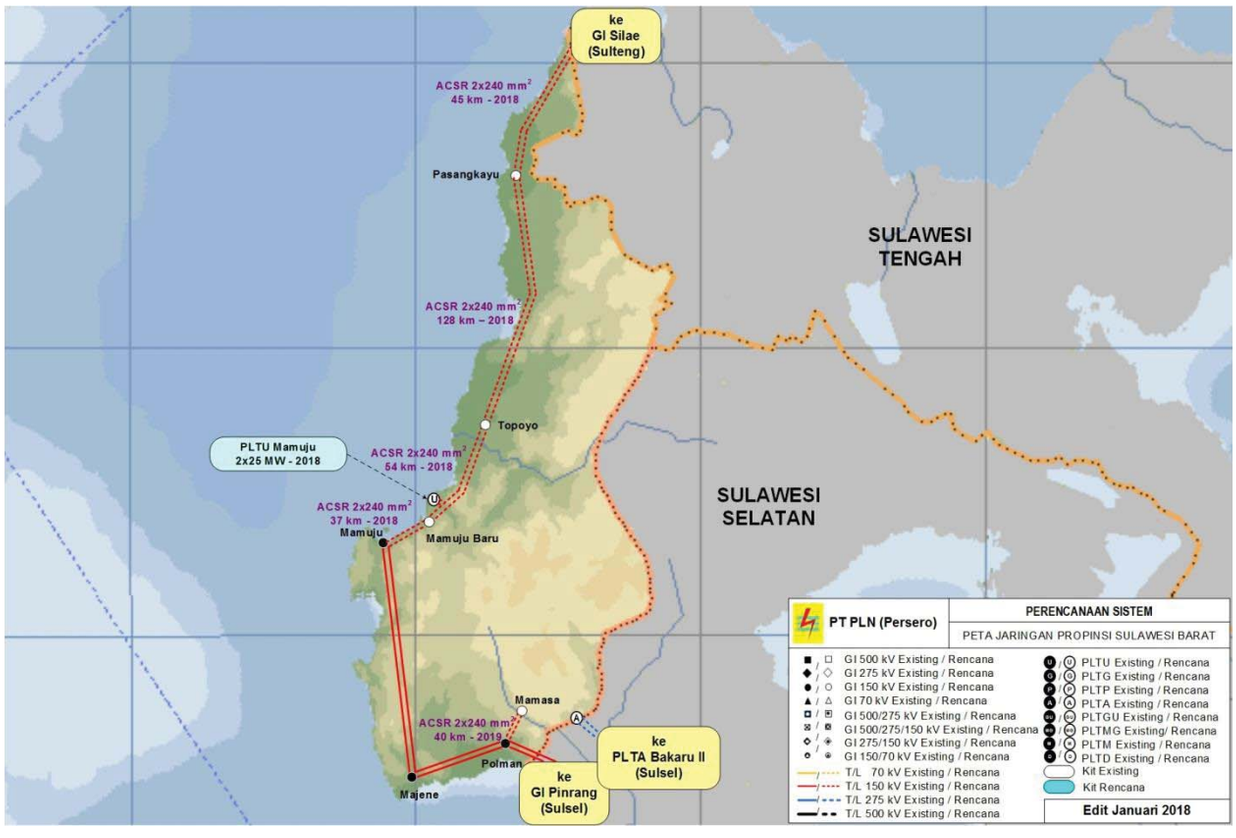
Tabel D5.18. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	743	614	17,18	319	24.350	21.001
2019	72	87	0,95	38	-	21.001
2020	377	435	9,60	384	-	22.346
2021	129	353	2,55	102	-	4.365
2022	128	350	2,53	101	-	4.329
2023	121	332	2,40	96	-	4.112
2024	115	315	2,28	91	-	3.896
2025	115	315	2,28	91	-	3.896
2026	108	297	2,15	86	-	3.679
2027	96	262	1,90	76	-	3.247

LAMPIRAN D.6
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI BARAT

D6.1 Kondisi Tenaga listrik 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. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada Tahun 2016 untuk Provinsi Sulawesi Barat masih relatif rendah, yaitu adalah sebesar 60,58%. Peta tenaga listrik saat ini dan rencana pengembangannya di Provinsi Sulawesi Barat dapat dilihat pada Gambar D6.1.



Gambar D6.1. Peta Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Barat

Penjualan sejak Tahun 20011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 12,59%. Komposisi penjualan energi Tahun 2011-2016 dan estimasi Tahun 2017 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel D6.1.

Tabel D6.1. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	103	121	141	163	177	200	210
2	Bisnis	28	33	39	42	44	49	52
3	Publik	18	21	24	28	31	35	37
4	Industri	2	3	4	6	7	8	9
Total		152	178	208	238	259	292	307
Pertumbuhan (%)		16,3	17,2	16,9	14,7	8,7	12,8	5,2

Penambahan jumlah pelanggan Tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 10,7%. Komposisi realisasi jumlah pelanggan Tahun 2011-2016 dan estimasi Tahun 2017 ditunjukkan pada Tabel D1.2.

Tabel D6.2. Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	102,4	112,8	132,6	152,0	164,0	176,6	185,9
2	Bisnis	6,3	7,2	8,7	9,5	10,3	11,2	11,9
3	Publik	3,1	3,4	4,2	4,8	5,3	6,2	6,9
4	Industri	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Jumlah		112	124	145	166	180	194	205
Pertumbuhan (%)		10,6	10,5	17,8	14,4	8,0	7,9	5,5

Kapasitas trafo ketiga gardu induk tersebut saat ini adalah 136 MVA dan pembangkit yang beroperasi secara *isolated* sebagaimana diberikan pada Tabel D6.3.

Tabel D6.3. Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

No	Sistem/Pembangkit		Jenis	Jenis Bahan Bakar	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	Pemilik
1	Sulbagsel	Sawitto	PLTM	Air	1,6	1,4	1,1	PLN
		Balla Mamasa	PLTM	Air	0,7	0,7	0,7	PLN
		Kalukku mamuju	PLTM	Air	1,4	1,4	1,4	PLN
		Bonehau mamasa	PLTM	Air	4,0	0,0		PLN
		Budong2 mamuju	PLTM	Air	2,0	2,0	1,0	PLN
2	*Isolated* Sulbar							
		Topoyo	PLTD	BBM	5	5	4,11	PLN
		Pasang Kayu	PLTD	BBM	5,8	4,68	4,3	PLN
	Total				20,5	15,22	12,57	

Gardu Induk dan sistem distribusi yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Sulawesi Utara ditunjukkan pada Tabel D6.4 dan Tabel D6.5.

Tabel D6.4. Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk (MVA)

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Total Kapasitas (MVA)
1	Polmas	150/20	1	30
2	Majene	150/20	1	30
3	Mamuju	150/20	1	30
4	Pasangkayu	150/20	1	30
	Total		3	120

Tabel D6.5. Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	JTM (kms)	915	1.170	1.287	1.469	1.793	1.967	2.392
2	JTR (kms)	887	1.077	1.308	1.293	1.451	1.637	1.816
3	Gardu Distribusi (kVA)	41	65	78	86	98	111	128

D6.2 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 (2012-2016) tumbuh rata-rata 7,36%. Dengan pertumbuhan konsumsi listrik dalam lima tahun terakhir yang mencapai rata-rata 14,1% per tahun dan memperhatikan potensi pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk serta peningkatan rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik Tahun 2018–2027 diberikan pada D6.6. Tabel D6.7 dan Tabel D6.8.

Tabel D6.6. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	222,17	236,35	252,26	270,51	291,02	313,73	337,98	361,27	383,97	406,18
2	Bisnis	61,88	67,12	72,68	79,70	87,22	95,23	103,81	112,94	123,44	134,72
3	Publik	39,18	42,20	45,08	48,54	52,21	55,92	59,69	63,68	68,63	73,80
4	Industri	9,47	10,31	11,23	12,42	13,70	15,09	16,56	18,22	20,17	22,29
Jumlah		332,69	355,98	381,26	411,17	444,15	479,96	518,04	556,11	596,21	636,98
Pertumbuhan (%)		8,3	7,0	7,1	7,8	8,0	8,1	7,9	7,3	7,2	6,8

Tabel D6.7. Proyeksi Jumlah Pelanggan

No.	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	200,0	211,8	224,4	238,2	252,2	266,4	278,8	284,3	289,6	295,0
2	Bisnis	12,8	13,8	14,8	16,1	17,6	19,1	20,7	22,5	24,5	26,7
3	Publik	7,3	7,8	8,2	8,8	9,3	9,9	10,5	11,1	11,9	12,6
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
	Jumlah	220	233	247	263	279	296	310	318	326	335
	Pertumbuhan (%)	7,5	6,0	6,0	6,3	6,1	5,8	5,0	2,5	2,6	2,6

Tabel D6.8. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	6,31	333	379	70	220.200
2019	6,32	356	403	74	233.458
2020	6,55	381	429	78	247.497
2021	6,78	411	460	84	263.182
2022	6,70	444	494	89	279.212
2023	6,60	480	530	96	295.533
2024	6,49	518	569	102	310.210
2025	6,39	556	608	108	318.009
2026	6,25	596	648	115	326.178
2027	6,12	637	689	122	334.512
Pertumbuhan	6,45	7,48%	6,87%	6,36%	4,77%

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 pemerinttah, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 49 puskesmas di 36 Kecamatan yang tersebar di 3 kabupaten di Provinsi Sulawesi Barat.

D6.3 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 tenaga air cukup besar, antara lain 150 MW di Tumbuan, Kecamatan Kalumpang, PLTA Karama 190 MW di Mamuju, perlu dilakukan studi lebih lanjut. List potensi tenaga air dan tenaga bayu dapat dilihat pada Tabel D6.9 dan D6.10.

Tabel D6.9. Potensi Energi Primer (Tenaga Air) di Sulawesi Barat

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Tabulahan	Swasta	PLTA	20	Potensi
2	Masupu	Swasta	PLTA	35	Potensi
3	Karama	Swasta	PLTA	190	Potensi
4	Tumbuan/Mamuju	Swasta	PLTA	150	Potensi
	Total			395	

Potensi pembangkit tersebut diatas dan potensi setempat lainnya diluar daftar potensi diatas dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam tabel tersebut diatas, apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Tabel D6.10. Potensi Energi Primer (Tenaga Bayu) di Sulawesi Barat

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	Status
1	Majene	*Unallocated*	PLTB	30	Potensi
	Total			30	

Pemanfaatan potensi energi yang ditunjukan pada Tabel D6.10 dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi 4 syarat yaitu *Feasibility Study* sudah tersedia, harga sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memungkinkan.

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 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 tenaga listrik di daerah-daerah tersebut.
Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2027 di Provinsi Sulawesi Barat direncanakan akan dibangun pembangkit dengan rincian sesuai Tabel D6.11 dan Tabel D6.12.

Tabel D6.11 Rekapitulasi Rencana Pengembangan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTM	4										4
Jumlah	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
IPP											
PLTU	50										50
Jumlah	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50
Unallocated											
Jumlah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total											
PLTU	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54

Tabel D6.12 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem Tenaga Listrik	Jenis	Lokasi/ Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Sulbagsel	PLTU	Mamuju	2x25	2018	Konstruksi	Swasta
2	Sulselbar	PLTM	Bonehau	4	2018	Konstruksi	PLN
	Total			54			

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. Di Provinsi Sulawesi Barat direncanakan pembangunan transmisi 150 kV dari Silae (Sulteng) sampai ke Mamuju melalui Pasang Kayu dan Topoyo, dan transmisi dari PLTA Poko ke Bakaru. Selain itu, juga direncanakan akan pembangunan transmisi EHV dengan level tegangan sekurang-kurangnya 275 kV untuk menyalurkan daya dari PLTA Tumbuan serta PLTA besar lainnya ke Mamuju, dan selanjutnya ke arah Enrekang (Sulsel). Namun demikian, pemilihan level tegangan dan pelaksanaan pembangunannya akan disesuaikan dengan hasil studi master plan sistem Sulawesi yang saat ini sedang dilakukan.

Pengembangan transmisi di Provinsi Sulbar untuk periode 2018-2027 diperlihatkan pada Tabel D6.13 dan Tabel D6.14.

Tabel D6.13. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Transmisi (kms)

Transmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	40
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	535,8	80	-	-	-	-	-	-	-	-	615,8
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	536	80	-	40	-	-	-	-	-	-	655,8

Tabel D6.14. Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
1	Mamuju Baru	Topoyo	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	108,2	2018	Konstruksi
2	Mamuju	Mamuju Baru	150 kV	3 cct, ACSR 2xHawk	74,2	2018	Konstruksi
3	Topoyo	Pasangkayu	150 kV	2 cct, ACSR	255	2018	Konstruksi

No	Dari	Ke	TEG (kV)	Konduktor	Panjang (kms)	COD	Status
				2xHawk			
4	Polman	Mamasa	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	80	2019	Rencana
5	PLTA Poko	Bakaru II	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	40	2021	Rencana
6	PLTU Mamuju (FTP2)	Mamuju Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	8,4	2018	Konstruksi
7	Pasangkayu	Silae	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	90	2018	Konstruksi
Total					655,8		

Pengembangan Gardu Induk

Seiring dengan pembangunan transmisi, di Sulawesi Barat akan dibangun beberapa gardu induk terkait. Di Pasangkayu akan dibangun gardu induk baru 150/20 kV 30 MVA yang terhubung ke sistem Palu–Poso melalui GI Silae di kota Palu provinsi Sulawesi Tengah. Selain itu direncanakan penambahan trafo di GI eksisting kapasitas 30 MVA. Sedangkan yang terkait dengan proyek GITET 275/150 kV dan GI Mamuju Baru 150/20 kV tetapi pelaksanaan pembangunannya akan menunggu hasil studi *master plan* sistem Sulawesi.

Pengembangan gardu induk untuk 10 tahun kedepan di Provinsi Sulbar dirinci pada Tabel D6.15 dan Tabel D6.16.

Tabel D6.15. Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk (MVA)

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV											-
150/20 kV	60	30			30	60					180
70/20 kV											-
Total	60	30	-	-	30	60	-	-	-	-	180

Tabel D6.16. Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Topoyo	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
2	Mamuju Baru	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
3	Mamasa	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana

No	Nama Gardu Induk	Tegangan (kV)	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
4	Majene	150/20 kV	*Ext*	30	2022	Rencana
5	Mamuju	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
6	Pasangkayu	150/20 kV	*New*	30	2018*	Konstruksi
Total				180		

** GI sudah selesai dan menunggu kesiapan transmisi.*

Pengembangan Distribusi

Rencana pengembangan jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2018-2027 secara rinci ditunjukkan pada Tabel D6.17.

Tabel D6.10 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2018	285	108	40,7	15.413
2019	211	93	35,7	13.258
2020	236	98	36,5	14.039
2021	295	110	45,8	15.686
2022	308	112	48,8	16.030
2023	320	114	51,6	16.321
2024	258	103	55,1	14.677
2025	73	55	58,2	7.800
2026	80	57	68,0	8.169
2027	83	58	73	8.334
2018-2027	2.150	908	513	129.725

Pengembangan Listrik Perdesaan

Program Listrik Perdesaan Sulawesi Barat adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100 % pada Tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Barat. 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.

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 yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa. Dengan metode-metode tersebut,

diharapkan percepatan rasio desa berlistrik 100% selesai Tahun di Provinsi Sulawesi Barat. Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan sampai dengan Tahun 2027 diperlihatkan seperti pada Tabel D6.18.

Tabel D1.18 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	MVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	680	236	11,13	238	-	21.946
2019	350	715	7,95	5	365	21.946
2020	96	43	0,00	37	-	3.836
2021	266	192	0,01	231	-	16.401
2022	268	194	0,01	233	-	16.514
2023	255	184	0,01	221	-	15.689
2024	244	176	0,01	212	-	15.025
2025	245	177	0,01	213	-	15.090
2026	232	167	0,01	201	-	14.252
2027	204	148	0,00	177	-	12.575

LAMPIRAN E

RENCANA PENGEMBANGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK PER PROVINSI REGIONAL MALUKU DAN PAPUA

LAMPIRAN E1. PROVINSI MALUKU

LAMPIRAN E2. PROVINSI MALUKU UTARA

LAMPIRAN E3. PROVINSI PAPUA

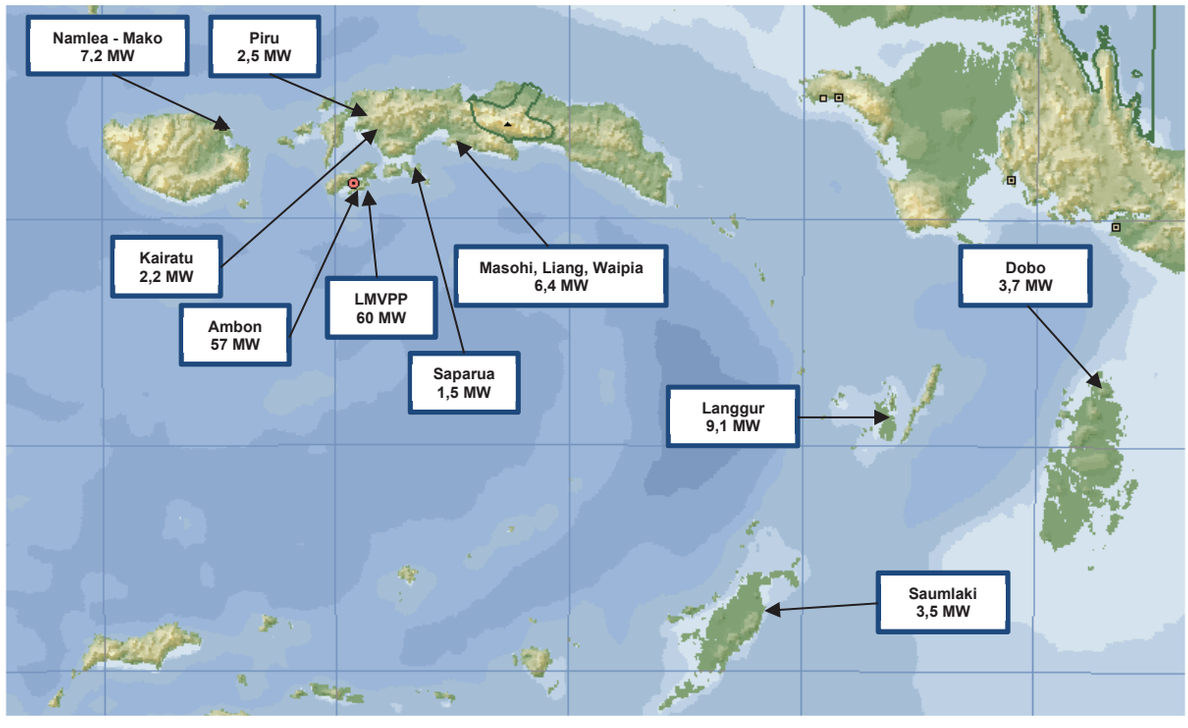
LAMPIRAN E4. PROVINSI PAPUA BARAT

LAMPIRAN E.1
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI MALUKU

E1.1 Kondisi Saat Ini

Provinsi Maluku saat ini memiliki 8 sistem tenaga listrik dengan beban di atas 2 MW yaitu Sistem Ambon, Masohi-Waipia-Liang, Kairatu-Piru, Namlea-Mako, Saparua, Tual, Dobo, dan Saumlaki. Selain 8 sistem tenaga listrik di atas, masih terdapat 44 pusat pembangkit kecil yang lokasinya tersebar.

Kebutuhan listrik di Provinsi Maluku saat ini terdiri dari sistem interkoneksi 70 kV, sistem 20 kV yang dipasok dari pembangkit-pembangkit PLTD, PLTMG dan PLTS tersebar dan sistem *isolated* yang tersambung langsung ke jaringan 220 Volt pada masing-masing sistem tenaga listrik seperti ditunjukkan pada Gambar E1.1



Gambar E1.1 Peta Lokasi Pembangkit di Provinsi Maluku

Penjualan sejak tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 8,9%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel E1.1 dan Tabel E1.2.

Tabel E1.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	213	247	290	303	320	282	301
2	Bisnis	77	91	100	108	116	123	131
3	Publik	40	52	72	61	65	69	74
4	Industri	6	7	8	8	10	10	10
Jumlah		337	397	470	480	510	483	516
Pertumbuhan (%)		15,8	18,1	18,2	2,2	6,1	(5,1)	6,8

Tabel E1.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	208	213	232	247	261	274	290
2	Bisnis	9	9	11	14	16	17	18
3	Publik	7	7	8	9	9	10	10
4	Industri	0,04	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08
Jumlah		223	229	252	270	287	301	318
Pertumbuhan (%)		10,0	2,8	9,8	7,4	6,1	4,9	5,9

Sistem tenaga listrik terbesar di Provinsi Maluku adalah sistem Ambon, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit sekitar 115,3 MW termasuk PLTD sewa, dengan daya mampu sekitar 80,9 MW dan beban puncak 57,0 MW. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2016 untuk Provinsi Maluku adalah sebesar 77,44%. Kapasitas terpasang pembangkit dapat dilihat pada Tabel E1.3.

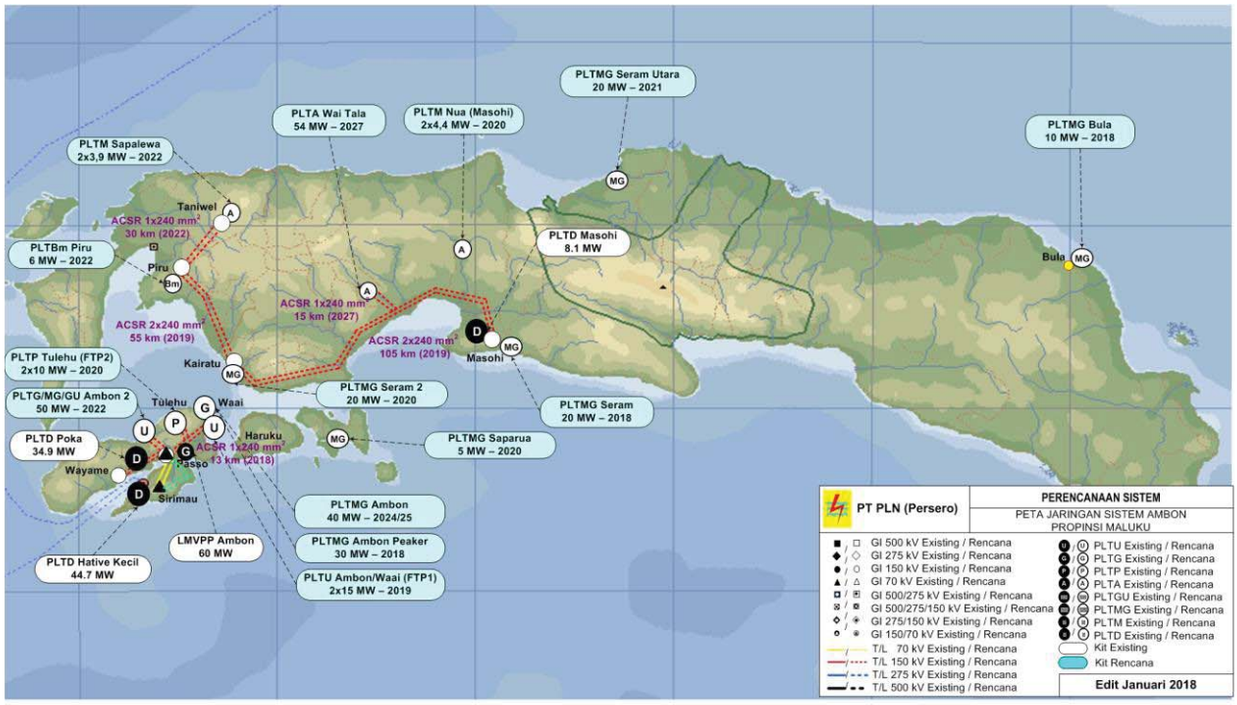
Tabel E1.3 Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
Sistem Ambon						
1. Hative Kecil	PLTD	BBM	PLN	21,5	2,5	
2. Poka	PLTD	BBM	PLN	20,8	5,4	
3. LMVPP	PLTMG	BBM	SWASTA	60,0	60,0	
Jumlah				102,3	67,9	57,0
Sistem Masohi						
1. Masohi	PLTD	BBM	PLN	4,7	1,0	6,4
2. Sewa Mesin Masohi	PLTD	BBM	SWASTA	8,6	8,6	
Jumlah				13,3	9,6	6,4
Sistem Kairatu - Piru						
1. Kairatu	PLTD	BBM	PLN	3,4	1,7	2,2
2. Sewa Mesin Kairatu	PLTD	BBM	SWASTA	6,0	5,3	
3. Piru	PLTD	BBM	PLN	1,1	0,6	2,5
4. Sewa Mesin Piru	PLTD	BBM	SWASTA	3,2	2,4	
Jumlah				13,7	9,9	4,6
Sistem Namlea - Mako						
1. Namlea	PLTD	BBM	PLN	3,5	1,7	4,8
2. Sewa Mesin Namlea	PLTD	BBM	SWASTA	4,0	3,1	
3. Mako	PLTD	BBM	PLN	2,3	0,3	2,5

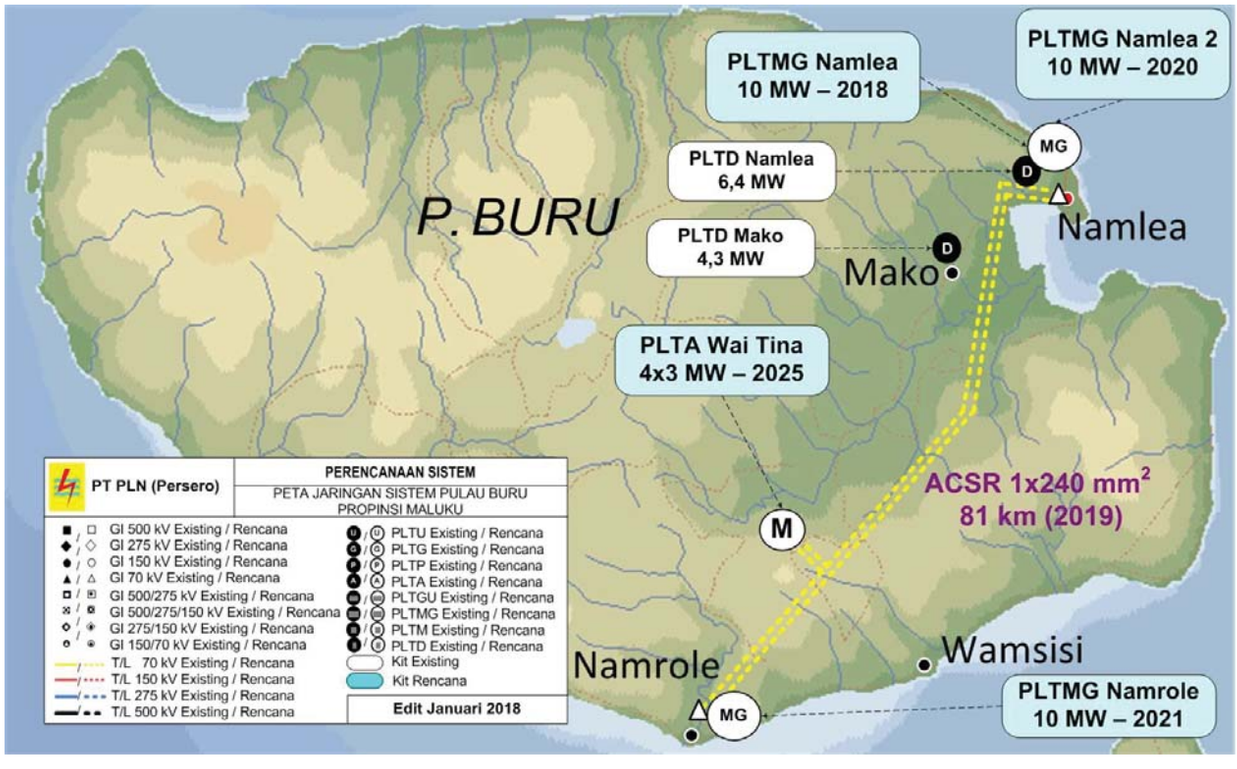
Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
4. Sewa Mesin Mako	PLTD	BBM	SWASTA	3,0	2,6	
Jumlah				12,8	7,7	7,2
Sistem Saparua						
Saparua	PLTD	BBM	PLN	4,8	2,4	1,4
Sistem Tual						
1. Langgur	PLTD	BBM	PLN	8,2	4,4	
2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	SWASTA	6,0	6,0	
Jumlah				14,2	10,4	9,1
Sistem Saumlaki						
1. Saumlaki	PLTD	BBM	PLN	6,0	3,0	3,5
2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	SWASTA	3,0	3,0	
Jumlah				9,0	6,0	3,5
Sistem Dobo						
1. Dobo	PLTD	BBM	PLN	6,3	2,8	3,7
2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	SWASTA	3,0	2,3	
Jumlah				9,3	5,0	3,7
Jumlah				179,4	118,8	93,0

Sistem tenaga listrik di Ambon; ibukota Provinsi Maluku, merupakan sistem interkoneksi 70 kV yang disuplai dua gardu induk 70 kV eksisting yaitu GI Sirimau dan GI Passo. Sebagian beban di sistem ini masih disuplai dari pembangkit jaringan tegangan menengah 20 kV. Kedepannya, transmisi yang akan dikembangkan adalah 150 kV.

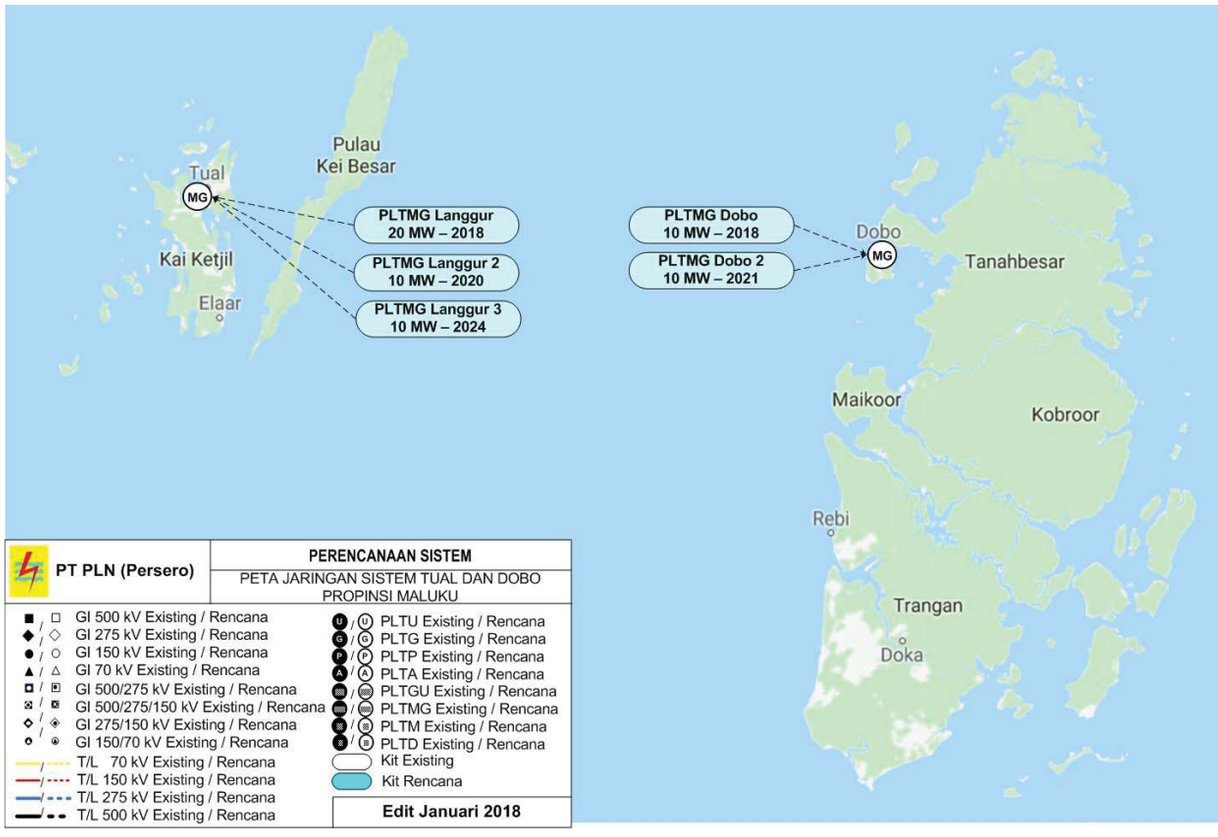
Pada Sistem Pulau Seram dan Pulau Buru yang saat ini masih menggunakan jaringan 20 kV, kedepannya akan dikembangkan jaringan tranmsisi 150kV dan 70 kV untuk mengevakuasi daya dari pembangkit-pembangkit PLTD, PLTMG dan PLTA ke beban. Gambar E1.2, Gambar E1.3, Gambar E1.4 dan Gambar E1.5 masing-masing menunjukkan peta pengembangan sistem tenaga listrik Ambon, Seram, Buru, Langgur, Dobo, Masela dan Saumlaki.



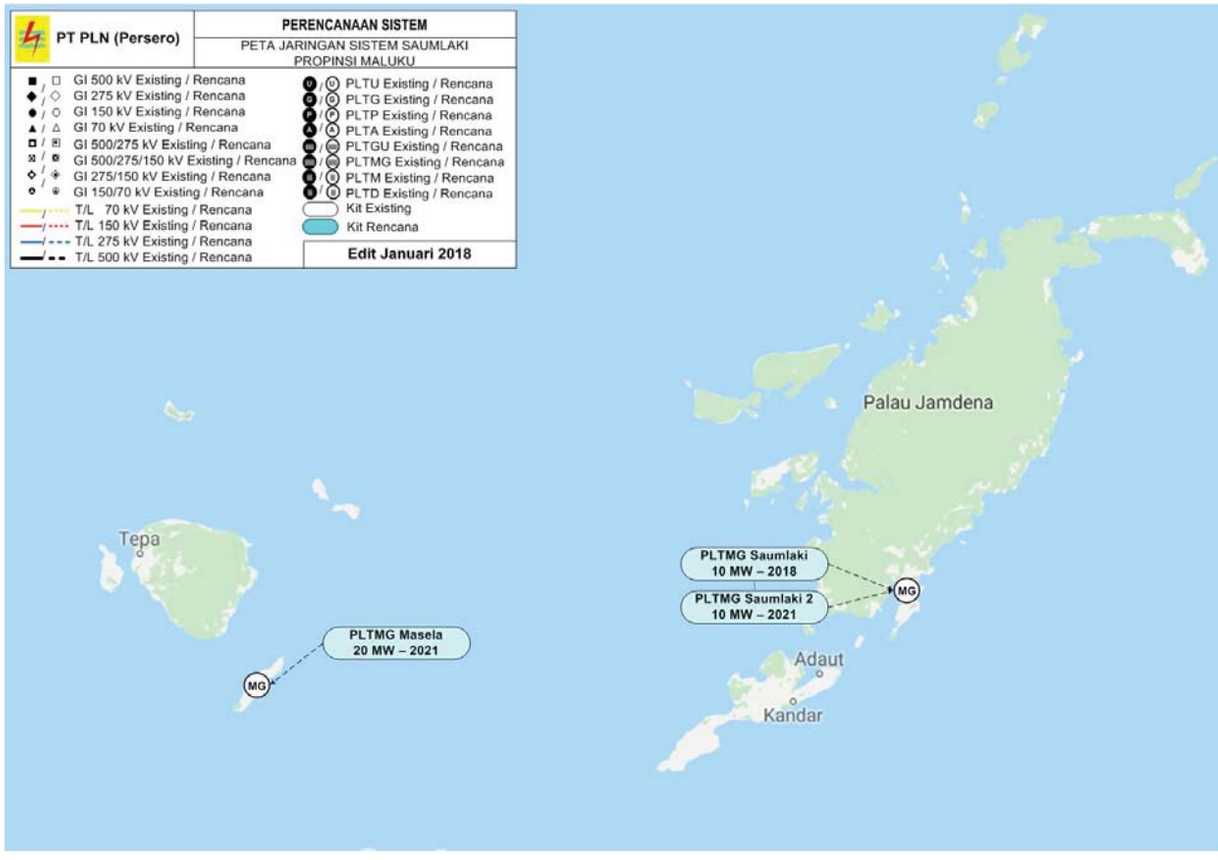
Gambar E1.2 Peta Pengembangan Sistem Ambon dan Seram



Gambar E1.3 Peta Pengembangan Sistem Pulau Buru



Gambar E1.4 Peta Pengembangan Sistem Langgur dan Dobo



Gambar E1.5 Peta Pengembangan Sistem Masela dan Saumlaki

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Maluku ditunjukkan pada Tabel E1.4 dan Tabel E1.5.

Tabel E1.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Kapasitas (MVA)
1	Passo	70/20	2	40
2	Sirimau	70/20	2	40
Jumlah			4	80

Tabel E1.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	JTM (kms)	3.055	2.995	2.976	3.885	3.954	3.989	3.938
2	JTR (kms)	1.742	1.787	1.819	1.854	1.854	1.854	2.260
3	Gardu Distribusi (MVA)	124	139	148	168	173	235	239

E1.2 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 2012 hingga tahun 2016 tumbuh lebih baik dibanding sebelumnya yaitu rata-rata diatas 6,1% 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 rumah tangga dengan konsumsi mencapai 91%, disusul kelompok komersial 5%, publik 3% dan sisanya adalah konsumen industri. Sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 16 puskesmas di 13 Kecamatan yang tersebar di 2 kabupaten di Provinsi Maluku.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi yang semakin membaik, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2018 - 2027 diperlihatkan pada Tabel E1.6, Tabel E1.7 dan Tabel E1.8.

Tabel E1.6 Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	323	347	372	404	438	475	514	556	606	659
2	Bisnis	141	155	169	188	209	232	258	287	320	358
3	Publik	79	85	90	96	102	108	114	120	127	134
4	Industri	11	17	27	35	36	38	40	41	43	45
Jumlah		554	604	659	723	786	853	926	1.004	1.096	1.197
Pertumbuhan (%)		7,4	9,0	9,0	9,7	8,7	8,5	8,6	8,4	9,2	9,2

Tabel E1.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	313	330	346	363	380	390	395	401	407	412
2	Bisnis	19	20	21	23	25	27	29	31	33	35
3	Publik	11	11	12	13	13	14	15	15	16	17
4	Industri	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,11	0,11
Jumlah		343	362	380	399	418	430	439	447	456	464
Pertumbuhan (%)		7,7	5,6	4,9	5,0	4,8	2,9	1,9	1,9	1,9	1,9

Tabel E1.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	4,85	554	684	133	342.663
2019	4,88	604	741	144	361.907
2020	4,73	659	804	156	379.724
2021	5,39	723	878	169	398.873
2022	5,35	786	948	182	417.921
2023	5,28	853	1.024	196	430.240
2024	5,29	926	1.106	211	438.603
2025	5,20	1.004	1.193	227	446.953
2026	5,60	1.096	1.295	246	455.653
2027	5,57	1.197	1.407	266	464.411
Pertumbuhan	5,21	8,93%	8,34%	7,97%	3,45%

E1.3 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 dan energi bioenergi. 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.

Daftar potensi hybrid, angin dan bioenergi ditunjukkan pada Tabel E1.9, Tabel E1.10 dan Tabel E1.11.

Tabel E1.9 Potensi Energi Primer (*Hybrid*)

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Jenis Hybrid	Status
1	Ambon	Ambon	10	PLTS+PLTD	Rencana
2	Keikecil	Pulau Keikecil	10,1	PLTS+PLTB	Rencana
3	Buru	Pulau Buru	10	PLTS+PLTM	Rencana
	Jumlah		30,1		

Tabel E1.10 Potensi Energi Primer (Angin)

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Status
1	Ambon	Ambon	20	Potensi
2	Ambon	Ambon	15	Potensi
3	Nusa Saumlaki	Maluku Tenggara Barat	5	Potensi
4	Keikecil	Pulau Keikecil	5	Potensi
	Jumlah		45	

Tabel E1.11 Potensi Energi Primer (Bioenergi)

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Jenis	Status
1	Piru	Pulau Seram	6	PLTBm	Potensi
	Jumlah		6		

Pemanfaatan potensi energi yang ditunjukkan pada Tabel E1.9, Tabel E1.10 dan Tabel E1.11 serta potensi setempat lainnya diluar daftar potensi tersebut dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi 4 syarat yaitu studi kelayakan (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memungkinkan.

Selain potensi energi di atas, terdapat potensi pengembangan PLTS komunal untuk daerah perbatasan dan transmigrasi yang telah dikaji oleh DIRJEN EBTKE seperti ditunjukkan pada Tabel E1.12.

Tabel E1.12 Potensi Energi Primer (Surya)

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Status
1	Siatele	Maluku Tengah	0,1	Potensi
2	Apara	Kepulauan Aru	0,073	Potensi
	Jumlah		0,173	

Pengembangan Pembangkit

Permasalahan jangka pendek dan mendesak untuk diselesaikan di Provinsi Maluku terutama kota Ambon adalah cadangan pasokan daya listrik yang masih kurang dari 30% dan pembangkit yang ada masih menggunakan BBM. Sementara di sisi lain, pelaksanaan proyek pembangkit non-BBM dan transmisi masih mengalami hambatan, sedangkan beban diperkirakan terus bertumbuh. Untuk menyelesaikan permasalahan tersebut, di Ambon sedang dibangun PLTMG dengan kapasitas jumlah 30 MW yang diharapkan sudah bisa beroperasi pada tahun 2018. Untuk pengembangan pembangkit kedepan direncanakan jenis pembangkit PLTG/MG/GU sebagai upaya menempatkan pembangkit dekat dengan sumber energi primer. Pengembangan PLTU tidak dijadikan opsi perencanaan jangka panjang untuk Sistem Ambon, mengingat sumber energi batubara yang tidak tersedia di daerah tersebut dan beberapa kendala lainnya seperti isu transportasi dan isu ketersediaan batubara yang cukup untuk operasi pembangkit.

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 meningkatkan rasio elektrifikasi, kehandalan pelayanan dan jam pelayanan, PLN merencanakan agar seluruh sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku dapat beroperasi 24 jam mulai tahun 2018.

Untuk memenuhi kebutuhan jangka panjang, akan diprioritaskan membangun pembangkit energi terbarukan yaitu PLTP, PLTA/M, PLTS dan PLTB. Selain itu, sebagian akan dibangun PLTMG *dual fuel* untuk mengganti rencana proyek PLTU skala kecil yang masih banyak hambatan.

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2027 dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit di Provinsi Maluku ditampilkan pada Tabel E1.13 dan Tabel E1.14.

Tabel E1.13 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU		30									30
PLTP			20								20
PLTG/MG	110		45	70	50		30	20			325
PLTM			9		8						17
PLTA										54	54
Jumlah	110	30	74	70	58	-	30	20	-	54	446
IPP											
PLTA								12			12
PLT Lain					6						6
Jumlah	-	-	-	-	6	-	-	12	-	-	18
Total											
PLTU	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-	30
PLTP	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	20
PLTG/MG	110	-	45	70	50	-	30	20	-	-	325
PLTM	-	-	9	-	8	-	-	-	-	-	17
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	12	-	54	66
PLT Lain	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	6
Jumlah	110	30	74	70	64	-	30	32	-	54	463,6

Tabel E1.14 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Ambon	PLTMG	Ambon Peaker	30	2018	Konstruksi	PLN
2	Tual	PLTMG	Langgur	20	2018	Konstruksi	PLN
3	Bula	PLTMG	Bula	10	2018	Pengadaan	PLN
4	Buru	PLTMG	Namlea	10	2018	Konstruksi	PLN
5	Saumlaki	PLTMG	Saumlaki	10	2018	Konstruksi	PLN
6	Dobo	PLTMG	Dobo	10	2018	Konstruksi	PLN
7	Seram	PLTMG	Seram	20	2018	Konstruksi	PLN
8	Ambon	PLTU	Ambon/Waai (FTP1)	2x15	2019	Konstruksi	PLN
9	Tual	PLTMG	Langgur 2	10	2020	Rencana	PLN
10	Seram	PLTMG	Seram 2	20	2020	Rencana	PLN
11	Seram	PLTM	Nua (Masohi)	2x4.4	2020	Rencana	PLN
12	Saparua	PLTMG	Saparua	5	2020	Rencana	PLN
13	Ambon	PLTP	Tulehu (FTP2)	2x10	2020	Pengadaan	PLN
14	Buru	PLTMG	Namlea 2	10	2020	Rencana	PLN
15	Buru	PLTMG	Namrole	10	2021	Rencana	PLN
16	Masela	PLTMG	Masela	20	2021	Rencana	PLN
17	Saumlaki	PLTMG	Saumlaki 2	10	2021	Rencana	PLN
18	Dobo	PLTMG	Dobo 2	10	2021	Rencana	PLN
19	Seram Utara	PLTMG	Seram Utara	20	2021	Rencana	PLN
20	Ambon	PLTG/ MG/GU	Ambon 2	50	2022	Rencana	PLN
21	Seram	PLTM	Sapalewa	2x3.9	2022	Rencana	PLN
22	Tual	PLTMG	Langgur 3	10	2024	Rencana	PLN
23	Ambon	PLTMG	Ambon	40	2024/25	Rencana	PLN
24	Seram	PLTA	Wai Tala	54	2027	Rencana	PLN
25	Seram	PLTBm	Piru	6	2022	Rencana	IPP
26	Buru	PLTA	Wai Tina	4x3	2025	Rencana	IPP
Jumlah				463,6			

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 dilapangan saat pelaksanaan konstruksi dan untuk fleksibilitas operasi serta kemudahan koneksi pembangkit kedalam sistem, dalam jangka panjang transmisi yang akan dikembangkan menggunakan level tegangan 150 kV, termasuk menaikkan tegangan 70 kV menjadi 150 kV yang sedang dilakukan saat ini. Perlu juga dilakukan studi untuk menentukan lokasi baru pusat pembangkit selain di Waai. Selama periode 2018-2027, transmisi 70 kV dan 150 kV yang akan dibangun sekitar seperti ditampilkan dalam Tabel E1.15 dan Tabel E1.16.

Tabel E1.15 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Tranmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	26	326	-	20	60	-	-	-	-	30	462
70 kV	-	161	-	-	-	-	-	10	-	-	171
Jumlah	26	487	-	20	60	-	-	10	-	30	633

Tabel E1.16 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG (kV)	Konduktor	kms	COD	Status
1	Passo	Wayame	150	2 cct, ACSR 1xHawk	26	2018	Konstruksi
2	Piru	Kairatu	150	2 cct, ACSR 2xHawk	110	2019	Rencana
3	Masohi	Kairatu	150	2 cct, ACSR 2xHawk	210	2019	Rencana
4	PLTP Tulehu	*Incomer* 1 phi (Sirimau-Waai)	150	2 cct, ACSR 1xHawk	6	2019	Rencana
5	Namrole	Namlea	70	2 cct, ACSR 1xHawk	161	2019	Rencana
6	PLTG/MG/GU Ambon 2	Passo	150	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2021	Rencana
7	Piru	Taniwel	150	2 cct, ACSR 1xHawk	60	2022	Rencana
8	PLTA Wai Tina	*Incomer* 1 phi (Namrole-Namlea)	70	2 cct, ACSR 1xHawk	10	2025	Rencana

No	Dari	Ke	TEG (kV)	Konduktor	kms	COD	Status
9	PLTA Tala	*Incomer* 2 phi (Kairatu-Masohi)	150	2 cct, ACSR 1xHawk	30	2027	Rencana
Jumlah					633		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi terkait proyek pembangkit serta untuk distribusi listrik ke pelanggan, direncanakan pembangunan GI baru seperti diperlihatkan pada Tabel E1.17 dan Tabel E1.18.

Tabel E1.17 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120
150/20 kV	150	60	30	-	10	-	-	-	-	60	310
70/20 kV	-	50	-	-	-	-	-	-	-	30	80
Jumlah	270	110	30	-	10	-	-	-	-	90	510

Tabel E1.18 Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Passo	150 kV	*Ext LB*	8 LB	2018	Konstruksi
2	Passo	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
3	Poka/Wayame	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
4	Passo (IBT)	150/70 kV	*New*	60	2018	Rencana
5	Sirimau	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
6	Sirimau (IBT) (Relokasi)	150/70 kV	*New*	60	2018	Rencana
7	Piru	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
8	Kairatu	150/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
9	Namrole	70/20 kV	*New*	20	2019	Rencana
10	Namlea	70/20 kV	*New*	30	2019	Rencana
11	Masohi	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
12	Taniwel (pembangkit)	150/20 kV	*New*	10	2022	Rencana
13	Sirimau	150/20 kV	*Ext*	60	2027	Rencana
14	Namlea	70/20 kV	*Ext*	30	2027	Rencana
Jumlah				510		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Maluku dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan tambahan pelanggan baru sekitar 146 ribu sambungan sampai dengan tahun 2027, 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 selama periode 2018–2027 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan secara rinci ditampilkan pada Tabel E1.19.

Tabel E1.19 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2018	331	191	57	24.495
2019	260	150	69	19.244
2020	241	139	63	17.817
2021	258	149	71	19.148
2022	257	149	63	19.048
2023	166	96	52	12.319
2024	113	65	46	8.363
2025	113	65	48	8.350
2026	117	68	53	8.700
2027	118	68	56	8.759
2018-2027	1.974	1.141	579	146.243

Jaringan distribusi untuk pengembangan perdesaan secara rinci ditampilkan pada Tabel E1.20.

Tabel E1.20 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Tambahan Pelanggan
			kVA	unit		
2018	416	125	6.650	132	4.500	13.483
2019	373	39	2.650	59	970	13.483
2020	153	40	400	13	3.645	4.734
2021	29	26	150	5	2.290	2.873
2022	102	30	975	39	-	6.704
2023	96	28	925	37	-	6.369
2024	91	27	875	35	-	6.034
2025	91	27	875	35	-	6.034
2026	86	25	825	33	-	5.699
2027	76	22	725	29	-	5.028

Program Listrik Perdesaan Maluku

Program Listrik Perdesaan Maluku adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di wilayah Maluku. 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 dilakukan saat ini adalah dengan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

Metode Penyediaan Listrik Desa dengan "Baterai Pintar PLN"

Dengan rasio elektrifikasi yang lebih rendah dibanding provinsi lainnya di Indonesia, pembangunan sarana sistem tenaga listrik bagi provinsi-provinsi di Regional Maluku Papua yaitu 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, suatu terobosan penggunaan baterai sebagai sumber energi listrik dapat sebagai sebagai salah satu alternatif solusi yang dikembangkan dan akan diimplementasikan untuk memenuhi kebutuhan listrik di area yang sulit dilistriki.

Dengan memanfaatkan perkembangan teknologi baterai sekunder (isi ulang) yang memiliki kapasitas penyimpanan lebih besar untuk ukuran fisik yang lebih kecil juga memiliki umur pakai yang lebih panjang maka kebutuhan energi listrik untuk penggunaan rumah tinggal dapat dikemas dalam satu kemasan yang mudah dimobilisasi oleh perorangan dalam penggunaannya (pengoperasiannya) dan pemeliharaannya. Salah satu jenis baterai yang dapat digunakan adalah jenis Lithium Ion (Li-Ion). Baterai Pintar PLN adalah suatu *battery bank* 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 dengan kapasitas energi sekitar 600 Wh yang cukup untuk memenuhi kebutuhan listrik masyarakat selama 3-4 hari per rumah tangga.

Pengisian ulang baterai dilakukan di stasiun pengisian baterai. Stasiun pengisian dapat berupa PLTS Fotovoltaik 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 sistem Baterai Pintar PLN ini maka instalasi rumah dan peralatan rumah juga menggunakan tegangan DC. Kontinuitas suplai listrik dapat dilakukan dengan cara penyediaan Baterai Pintar PLN cadangan, sehingga saat salah satu baterai dipakai baterai yang lain diisi ulang. Pola pelayanan dapat dioptimalkan dengan pola *swap* agar tidak terjadi antrian pengisian.

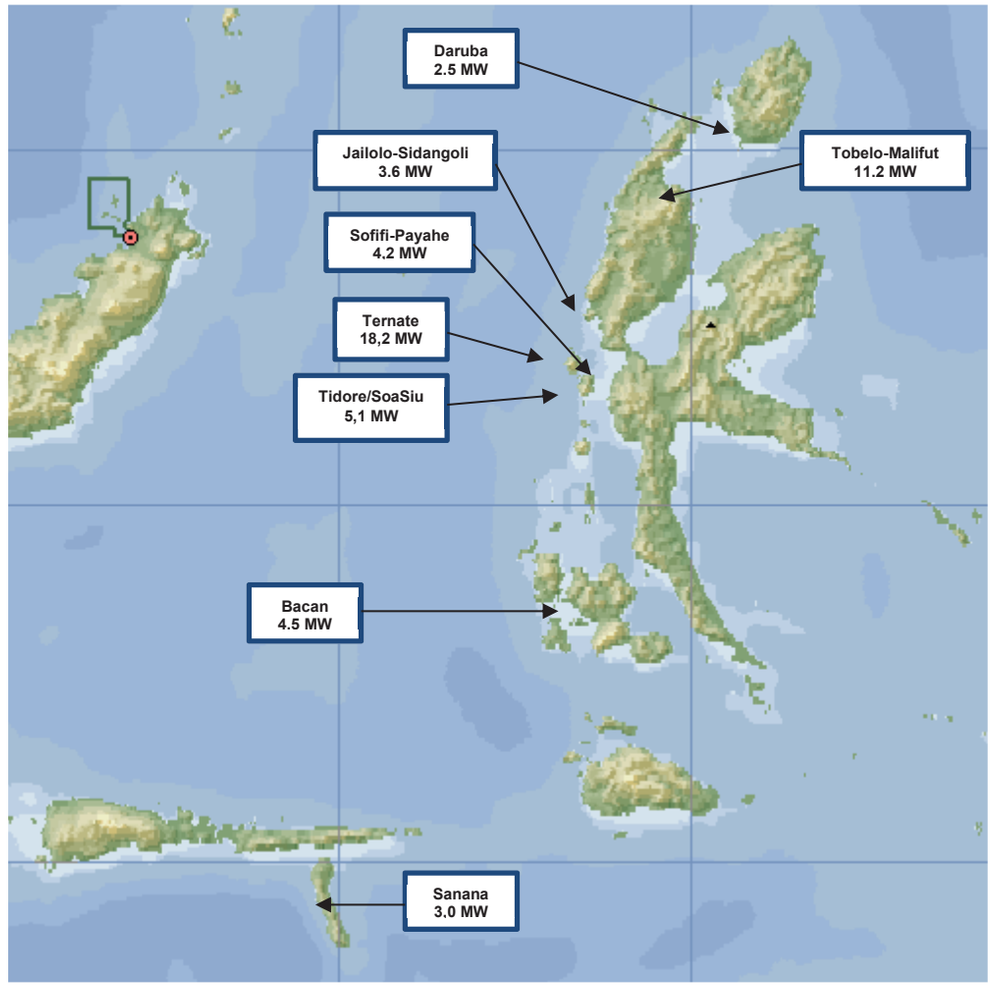
Dengan Baterai Pintar pelanggan di daerah pedalaman dan terisolir dapat menikmati suplai listrik dengan baik tanpa adanya gangguan yang berasal dari jaringan listrik.

LAMPIRAN E.2
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI MALUKU UTARA

E2.1 Kondisi Saat Ini

Sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara terdiri dari 6 sistem tenaga listrik dengan beban diatas 1,5 MW yaitu Sistem Ternate-Soa-Siu (Tidore), Tobelo-Malifut, Jailolo-Sofifi-Payahe, Bacan, Sanana dan Daruba. Selain itu juga terdapat 23 unit pusat pembangkit skala yang lebih kecil di lokasi tersebar.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2016 untuk Provinsi Maluku Utara adalah sebesar 75,71%. Beban puncak gabungan (*non coincident)* sistem-sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara saat ini sekitar 52,4 MW, dipasok oleh PLTD tersebar dan PLTS yang terhubung langsung ke sistem distribusi 20 kV seperti dapat dilihat pada Gambar E2.1.



Gambar E2.1 Peta Lokasi Pembangkit di Provinsi Maluku Utara

Penjualan sejak tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 11,6%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel E2.1 dan Tabel E2.2.

Tabel E2.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	139	160	174	201	221	230	242
2	Bisnis	37	43	49	66	62	65	72
3	Publik	27	31	34	40	45	45	49
4	Industri	2	2	2	2	2	2	3
Jumlah		205	236	259	309	329	343	366
Pertumbuhan (%)		19,2	15,3	9,8	19,4	6,5	4,0	6,8

Tabel E2.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	121	130	148	158	172	185	197
2	Bisnis	5	6	7	8	9	10	10
3	Publik	5	5	6	6	6	7	7
4	Industri	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03
Jumlah		131	141	160	172	188	202	215
Pertumbuhan (%)		15,1	7,8	13,2	7,7	8,9	7,6	6,3

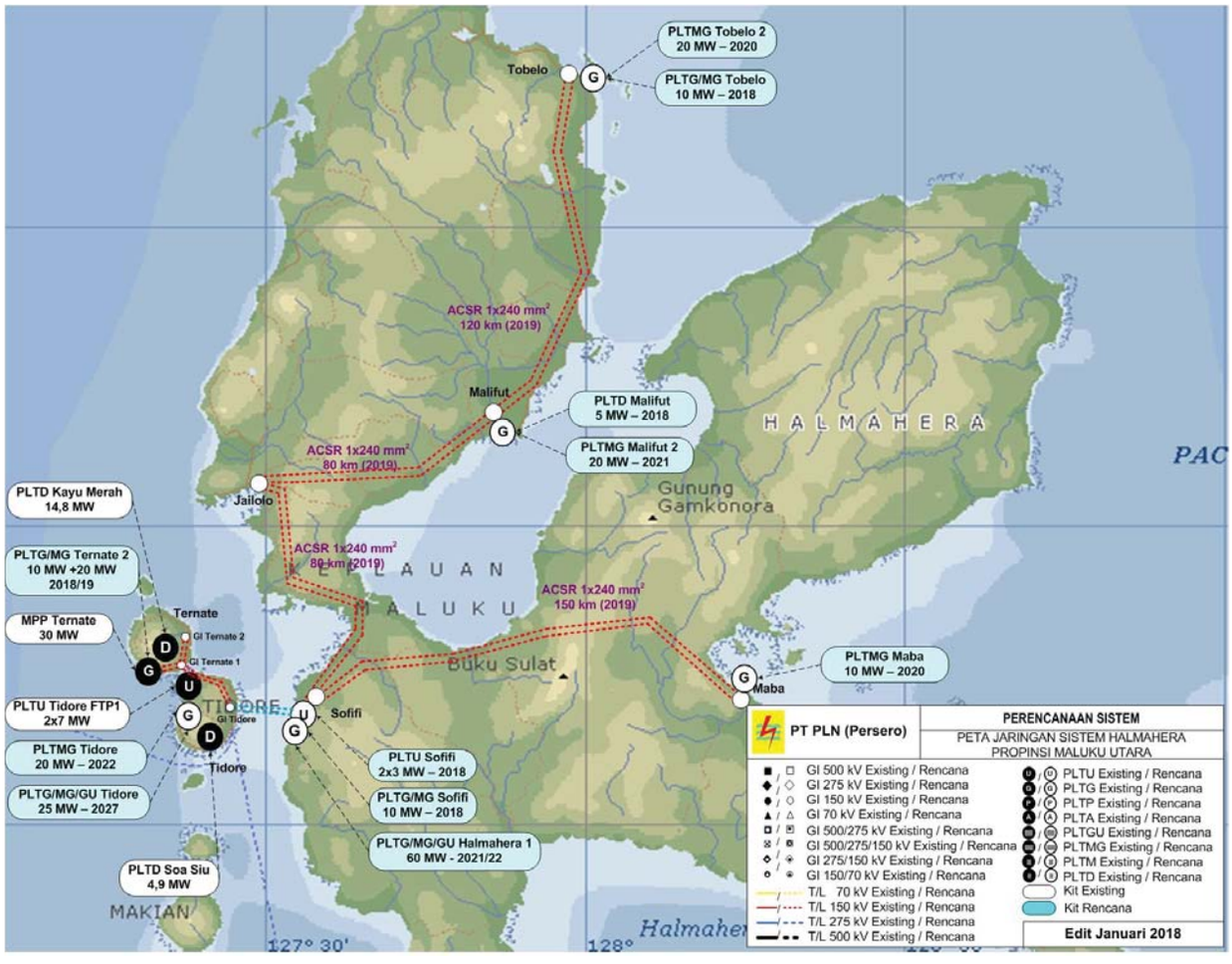
Sebagian sistem yang lebih kecil terhubung langsung ke jaringan tegangan rendah 220 Volt. Sistem terbesar di Maluku Utara adalah sistem Ternate-Tidore dimana sistem ini memiliki pasokan pembangkit sekitar 48,5 MW dengan daya mampu 34,4 MW dan beban puncak 23,3 MW. Kapasitas terpasang di sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku Utara dapat dilihat pada Tabel E2.3.

Tabel E2.3 Kapasitas Pembangkit Terpasang di Maluku Utara

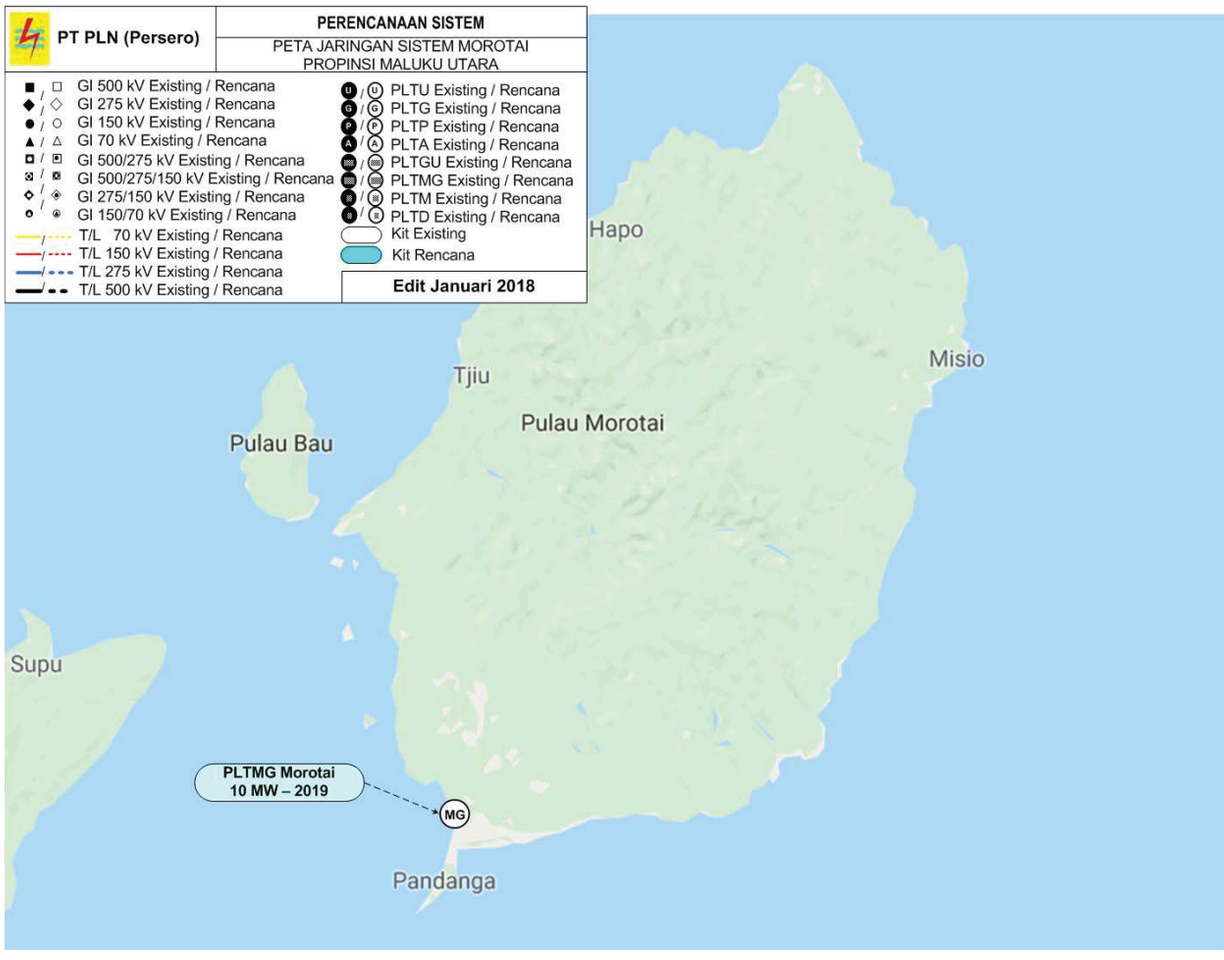
Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
Sistem Ternate - Tidore						
1. Kayu Merah	PLTD	BBM	PLN	14,8	6,4	18,2
2. MPP Ternate	PLTMG	BBM	PLN	30,0	30,0	
3. Soa Siu	PLTD	BBM	PLN	3,7	0,0	5,1
4. PLTU Tidore	PLTU	Batubara	PLN	14,0	12,0	
Jumlah				62,5	48,4	23,3
Sistem Tobelo						
1. Tobelo	PLTD	BBM	PLN	7,7	5,6	9,9
2. Sewa Mesin Tobelo	PLTD	BBM	SWASTA	7,0	7,0	
3. Malifut	PLTD	BBM	PLN	1,8	0,6	1,3
Jumlah				16,5	13,2	11,2

Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
Sistem Jailolo-Sidangoli-Sofifi-Payahe						
1. Jailolo-Sidangoli	PLTD	BBM	PLN	3,5	2,9	3,6
2. Sewa Mesin Jailolo	PLTD	BBM	SWASTA	4,5	2,9	
3. Sofifi	PLTD	BBM	PLN	4,6	1,2	3,9
4. Sewa Mesin Sofifi	PLTD	BBM	SWASTA	9,3	5,0	
5. Payahe	PLTD	BBM	PLN	0,5	0,4	0,3
Jumlah				22,3	12,4	7,8
Sistem Bacan						
1. Bacan	PLTD	BBM	PLN	4,6	2,5	4,5
2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	SWASTA	3,0	3,0	
Jumlah				7,6	5,5	4,5
Sistem Sanana						
1. Sanana	PLTD	BBM	PLN	2,4	0,0	3,0
2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	SWASTA	3,5	3,0	
Jumlah				5,9	3,0	3,0
Sistem Daruba						
1. Daruba	PLTD	BBM	PLN	3,5	2,7	2,5
2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	SWASTA	2,0	2,0	
Jumlah				118,3	85,1	52,4

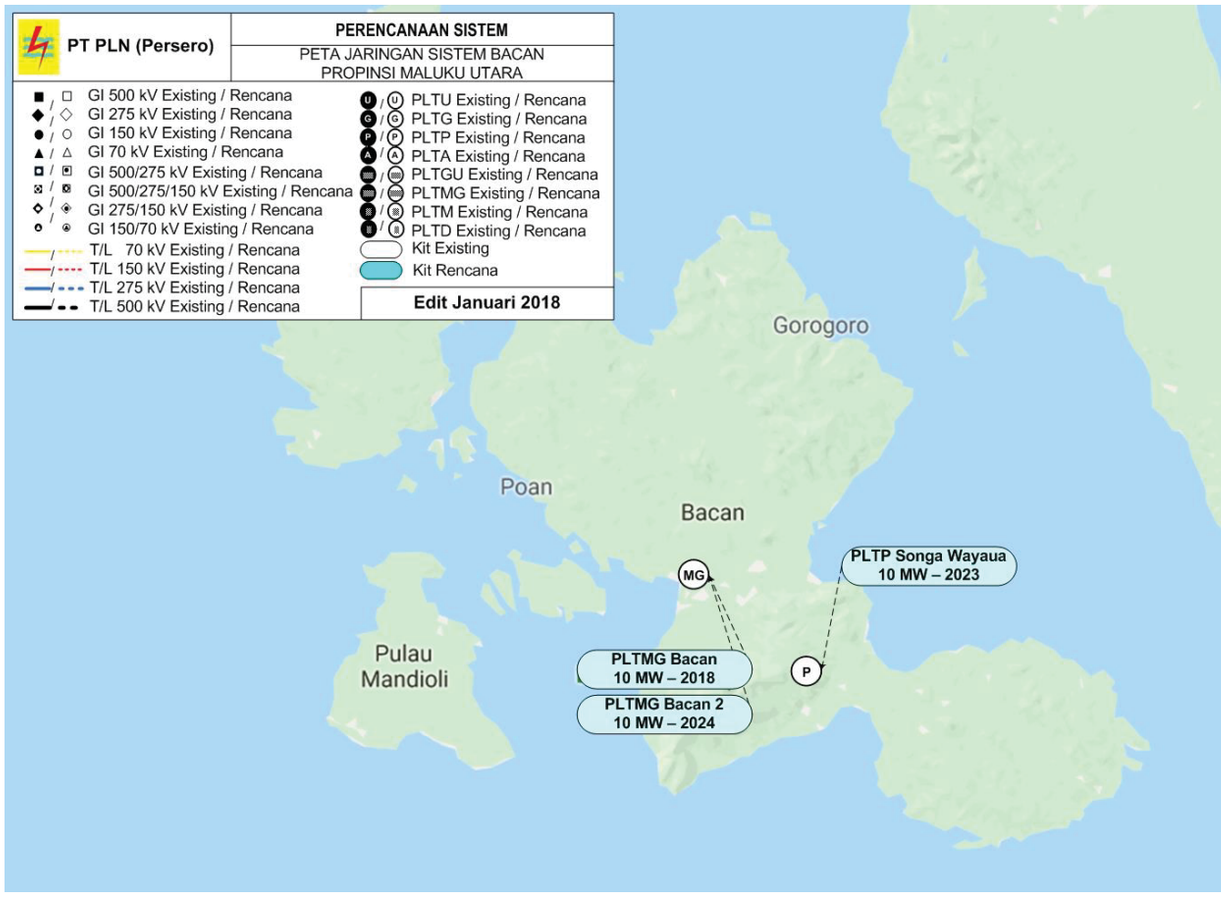
Selain rencana pengembangan jaringan 150 kV Sistem Ternate-Tidore, direncanakan juga pengembangan 150 kV Sistem Halmahera. Peta rencana pengembangan sistem 150 kV Ternate-Tidore dan Halmahera diberikan pada Gambar E2.2.



Gambar E2.2. Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Ternate-Tidore dan Halmahera



Gambar E2.3. Peta Rencana Pengembangan Sistem Morotai



Gambar E2.4. Peta Rencana Pengembangan Sistem Bacan

Gambar E2.5. Peta Rencana Pengembangan Sistem Sanana

Sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Maluku Utara ditunjukkan pada Tabel E2.4.

Tabel E2.4 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	JTM (kms)	1.757	1.857	2.153	2.281	2.287	2.336	2.885
2	JTR (kms)	976	1.011	1.294	1.419	1.419	1.422	1.971
3	Gardu Distribusi (MVA)	77	85	101	106	112	127	167

E2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Ternate merupakan kota terbesar di Provinsi Maluku Utara dan mempunyai populasi penduduk terbesar di provinsi ini. Kekayaan alam provinsi ini juga melimpah berupa tambang nikel dan emas yang banyak tersedia di pulau Halmahera. 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 2012 hingga tahun 2016 mencapai rata-rata 6,1% per-tahun.

Sesuai rencana, di Halmahera akan menjadi salah satu pusat pertumbuhan ekonomi di Indonesia Timur dengan program utama adalah pengembangan industri pengolahan tambang yaitu ferro nikel dan industri hilirnya untuk mendapatkan nilai tambah yang lebih tinggi. Selain itu, di Morotai juga akan dikembangkan kawasan industri pengolahan dan pariwisata. Kondisi ini akan dapat mendorong ekonomi di Provinsi ini tumbuh lebih cepat dan pada akhirnya kebutuhan listrik juga akan meningkatkan lebih tinggi. Untuk pelanggan sektor publik, khususnya puskesmas, PLN berkomintmen untuk mendukung program pemerintah untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 25 puskesmas di 18 Kecamatan yang tersebar di 2 kabupaten di Provinsi Maluku Utara.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio pelanggan rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2018 - 2027 diperlihatkan pada Tabel E2.5, Tabel E2.6 dan Tabel E2.7.

Tabel E2.5 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	258	284	311	346	384	426	473	524	585	653
2	Bisnis	73	78	83	90	96	104	111	119	128	137
3	Publik	52	56	61	66	71	76	82	88	94	102
4	Industri	9	11	13	20	32	43	51	58	65	71
Jumlah		392	429	468	522	584	649	716	788	872	963
Pertumbuhan (%)		7,1	9,5	9,1	11,5	11,9	11,2	10,3	10,0	10,7	10,4

Tabel E2.6 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	215	228	242	256	269	273	278	282	287	292
2	Bisnis	11	12	12	13	14	15	16	18	19	20
3	Publik	8	9	9	10	10	11	12	12	13	14
4	Industri	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Jumlah		234	249	264	279	293	300	306	312	319	326
Pertumbuhan (%)		9,0	6,3	6,0	5,8	5,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1

Tabel E2.7 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,54	392	476	90	233.998
2019	5,58	429	526	99	248.779
2020	5,40	468	577	108	263.785
2021	6,21	522	643	120	278.969
2022	6,20	584	719	134	293.425
2023	6,13	649	798	148	299.749
2024	6,15	716	878	162	306.090
2025	6,07	788	963	177	312.494
2026	6,58	872	1.062	194	319.092
2027	6,56	963	1.168	213	325.834
Pertumbuhan	6,04	10,5%	10,5%	10,0%	3,8%

Proyeksi kebutuhan listrik di atas sudah termasuk kebutuhan KEK Morotai, Kawasan Industri Buli dan potensi pelanggan besar lainnya di Provinsi Maluku Utara. Untuk melayani kebutuhan KEK, KI dan potensi pelanggan besar lainnya tersebut, PLN menyiapkan infrastruktur sistem tenaga listrik (pembangkit, transmisi dan gardu induk).

E2.3 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 serta kondisi geografis setempat, sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Di Pulau Halmahera terdapat beberapa potensi energi panas bumi yang cukup besar yaitu mencapai 40 MW yang dapat dikembangkan menjadi PLTP Jailolo, di Telaga Ranu dengan cadangan terduga sebesar 85 MWe dan Gunung Hamiding sebesar 265 MWe. Di Pulau Bacan juga terdapat potensi sumber panas bumi yaitu di Songa Wayaua namun tidak terlalu besar. Daftar potensi panas bumi ditunjukkan pada Tabel E2.8. Sumber energi primer lainnya adalah tenaga air namun tidak besar dan hanya dapat dikembangkan menjadi PLTM untuk melayani kebutuhan listrik masyarakat setempat.

Tabel E2.8 Potensi Energi Primer (Panas Bumi)

NO	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Status
1	Jailolo (FTP2)	Halmahera Barat	20	FS
2	Telaga Ranu	Halmahera Barat	5	FS
	Jumlah		25	

Pemanfaatan potensi energi panas bumi yang ditunjukkan pada Tabel E2.8 serta potensi setempat lainnya diluar daftar potensi tersebut dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi 4 syarat yaitu studi kelayakan (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memungkinkan.

Selain potensi energi di atas, terdapat potensi pengembangan PLTS komunal untuk daerah perbatasan yang telah dikaji oleh DIRJEN EBTKE seperti ditunjukkan pada Tabel E2.9.

Tabel E2.9 Potensi Energi Primer (Surya)

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Status
1	Kosa	Kepulauan Tidore	0,1	Potensi
	Jumlah		0,1	

Pengembangan Pembangkit

Kondisi sistem tenaga listrik 20 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 sedang dibangun *mobile power plant* (MPP) kapasitas 30 MW *dual fuel* dan diharapkan tahun 2018 sudah dapat beroperasi agar sistem tidak mengalami defisit daya. Selain itu, juga untuk mengatasi

kekurangan daya di ibukota provinsi dan sekitarnya, maka akan dibangun PLTG/MG kapasitas 10 MW di Sofifi.

Untuk memberikan kepastian pasokan listrik dikedepan, akan dibangun beberapa PLTMG *dual fuel* (gas dan HSD) di beberapa sistem lokasi tersebar, serta mengoptimalkan pemanfaatan tenaga panas bumi (PLTP) Songa Wayaua dan Gunung Hamiding menggantikan rencana PLTU skala kecil. Untuk pengembangan pembangkit kedepan direncanakan jenis pembangkit PLTG/MG/GU sebagai upaya menempatkan pembangkit dekat dengan sumber energi primer. Pengembangan PLTU tidak dijadikan opsi perencanaan jangka panjang, mengingat sumber energi batubara yang tidak tersedia.

Kebutuhan tenaga listrik 2018 sampai dengan tahun 2027 akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTG/MG/GU, PLTP dan PLTM serta PLTS oleh swasta seperti ditampilkan pada Tabel E2.10 dan Tabel E2.11.

Tabel E2.10 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTU	6										6
PLTP						10					10
PLTG/MG	50	30	30	20	20		10			5	165
PLTD	5										5
Jumlah	61	30	30	20	20	10	10	-	-	5	186
Unallocated											
PLTP								20			20
PLTGU				30	30					25	85
Jumlah	-	-	-	30	30	-	-	20	-	25	105
Total											
PLTU	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
PLTP	-	-	-	-	-	10	-	20	-	-	30
PLTGU	-	-	-	30	30	-	-	-	-	25	85
PLTG/MG	50	30	30	20	20	-	10	-	-	5	165
PLTD	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Jumlah	61	30	30	50	50	10	10	20	-	30	291

Tabel E2.11 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Halmahera	PLTG/MG	Sofifi	10	2018	Pengadaan	PLN
2	Halmahera	PLTU	Sofifi	2x3	2018	Konstruksi	PLN
3	Ternate-Tidore	PLTG/MG	Ternate 2	10	2018	Pengadaan	PLN
4	Halmahera	PLTG/MG	Tobelo	10	2018	Pengadaan	PLN
5	Bacan	PLTMG	Bacan	10	2018	Pengadaan	PLN
6	Sanana	PLTMG	Sanana	10	2018	Pengadaan	PLN
7	Halmahera	PLTD	Malifut	5	2018	Rencana	PLN
8	Ternate-Tidore	PLTG/MG	Ternate 2	20	2019	Rencana	PLN
9	Morotai	PLTMG	Morotai	10	2019	Pengadaan	PLN

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	KAP (MW)	Target COD	Status	Pengembang
10	Maba	PLTMG	Maba	10	2020	Rencana	PLN
11	Halmahera	PLTMG	Tobelo 2	20	2020	Rencana	PLN
12	Halmahera	PLTMG	Malifut 2	20	2021	Rencana	PLN
13	Ternate-Tidore	PLTMG	Tidore	20	2022	Rencana	PLN
14	Bacan	PLTP	Songa Wayaua (FTP2)	10	2023	Rencana	PLN
15	Bacan	PLTMG	Bacan 2	10	2024	Rencana	PLN
16	Sanana	PLTMG	Sanana 2	5	2027	Rencana	PLN
17	Halmahera	PLTG/MG /GU	Halmahera 1	60	2021/ 22	Rencana	*Unallocated*
18	Halmahera	PLTP	Gunung Hamiding	20	2025	Rencana	*Unallocated*
19	Ternate-Tidore	PLTG/MG /GU	Tidore	25	2027	Rencana	*Unallocated*
Jumlah				291			

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 maupun relokasi PLTD dari sistem besar 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 mulai tahun 2018.

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 E2.12 dan Tabel E2.13.

Tabel E2.12 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Tranmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	10	860	10	-	20	-	-	20	-	-	920
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	10	860	10	-	20	-	-	20	-	-	920

Tabel E2.13 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG	Konduktor	kms	COD	Status
1	MPP Ternate	Ternate 1	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	10	2018	Pengadaan
2	Jailolo	Malifut	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	160	2019	Rencana
3	Malifut	Tobelo	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	240	2019	Rencana
4	Maba	Sofifi	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	300	2019	Rencana
5	Jailolo	Sofifi	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	160	2019	Rencana
6	Ternate 1	Ternate 2	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	10	2020	Rencana
7	PLTG/MG/GU Tidore	Ternate 1	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2022	Rencana
8	PLTG/MG/GU Tidore	Tidore	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2025	Rencana
Jumlah					920		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi tersebut untuk menyalurkan daya listrik ke pelanggan, direncanakan dibangun gardu induk baru. Sampai dengan tahun 2027 direncanakan pembangunan GI 150 kV seperti diperlihatkan pada Tabel E2.14 dan Tabel E2.15.

Tabel E2.14 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	60	-	190	-	-	-	-	30	60	-	340
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	60	-	190	-	-	-	-	30	60	-	340

Tabel E2.15 Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Ternate 1	150/20 kV	*New*	60	2018	Rencana
2	Sofifi	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
3	Tobelo	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
4	Jailolo	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
5	Malifut	150/20 kV	*New*	20	2020	Rencana
6	Maba	150/20 kV	*New*	20	2020	Rencana
7	Ternate 2	150/20 kV	*New*	60	2020	Rencana
8	Tobelo	150/20 kV	*Ext*	30	2025	Rencana
9	Tidore	150/20 kV	*New*	60	2026	Rencana
Jumlah				340		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Maluku Utara dimaksudkan untuk mendukung program penambahan pelanggan baru sekitar 130 ribu sambungan sampai dengan tahun 2026. 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 keekonomiannya serta hasil studi laut.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2017-2026 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 2.207 kms JTM, 1.119 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 88 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel E2.16.

Tabel E2.16 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2018	261	151	62	19.346
2019	200	115	53	14.781
2020	203	117	64	15.006
2021	205	118	78	15.183
2022	195	113	92	14.456
2023	85	49	94	6.324
2024	86	49	100	6.341
2025	86	50	105	6.404
2026	89	51	123	6.598
2027	91	53	132	6.742
2018-2027	1.501	867	904	111.182

Untuk pengembangan listrik perdesaan sendiri, kebutuhan pembangunan infrastruktur dan kebutuhan investasi diperlihatkan pada Tabel E2.17 dan Tabel E2.18.

Tabel E2.17 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo		Pembangkit	Tambahan
	kms	kms	kVA	unit	kW/kWp	Pelanggan
2018	563	99	6.210	111	3.200	11.003
2019	374	56	2.770	55	1.390	11.003
2020	119	26	885	18	1.350	2.905
2021	60	26	425	9	2.065	2.530
2022	129	50	1.050	42	-	6.484
2023	123	47	1.000	40	-	6.160
2024	116	45	950	38	-	5.836
2025	116	45	950	38	-	5.836
2026	110	42	900	36	-	5.512
2027	97	37	800	32	-	4.863

Program Listrik Perdesaan Maluku Utara

Program Listrik Perdesaan Maluku Utara adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Maluku Utara. 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 dilakukan saat ini adalah dengan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa.

Metode Penyediaan Listrik Desa dengan "Baterai Pintar PLN"

Dengan rasio elektrifikasi yang lebih rendah dibanding provinsi lainnya di Indonesia, pembangunan sarana sistem tenaga listrik bagi provinsi-provinsi di Regional Maluku Papua yaitu Provinsi Maluku, Maluku Utara, Papua dan Papua Barat harus dipercepat. Kondisi geografis dan sebaran penduduk menjadi faktor utama lambatnya pembangunan sarana sistem tenaga listrik yang dilakukan dengan cara dan teknik yang sudah ada diantaranya melalui

ekspansi jaringan. Untuk mengatasi kendala tersebut, suatu terobosan penggunaan baterai sebagai sumber energi listrik dapat sebagai sebagai salah satu alternatif solusi yang dikembangkan dan akan diimplementasikan untuk memenuhi kebutuhan listrik di area yang sulit dilistriki.

Dengan memanfaatkan perkembangan teknologi baterai sekunder (isi ulang) yang memiliki kapasitas penyimpanan lebih besar untuk ukuran fisik yang lebih kecil juga memiliki umur pakai yang lebih panjang maka kebutuhan energi listrik untuk penggunaan rumah tinggal dapat dikemas dalam satu kemasan yang mudah dimobilisasi oleh perorangan dalam penggunaannya (pengoperasiannya) dan pemeliharaannya. Salah satu jenis baterai yang dapat digunakan adalah jenis Lithium Ion (Li-Ion). Baterai Pintar PLN adalah suatu *battery bank* 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 dengan kapasitas energi sekitar 600 Wh yang cukup untuk memenuhi kebutuhan listrik masyarakat selama 3-4 hari per rumah tangga.

Pengisian ulang baterai dilakukan di stasiun pengisian baterai. Stasiun pengisian dapat berupa PLTS Fotovoltaik 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 sistem Baterai Pintar PLN ini maka instalasi rumah dan peralatan rumah juga menggunakan tegangan DC. Kontinuitas suplai listrik dapat dilakukan dengan cara penyediaan Baterai Pintar PLN cadangan, sehingga saat salah satu baterai dipakai baterai yang lain diisi ulang. Pola pelayanan dapat dioptimalkan dengan pola *swap* agar tidak terjadi antrian pengisian.

Dengan Baterai Pintar pelanggan di daerah pedalaman dan terisolir dapat menikmati suplai listrik dengan baik tanpa adanya gangguan yang berasal dari jaringan listrik.

E2.4 Pengembangan Sistem Tenaga listrik Terkait Industri Feronikel

Di Pulau Halmahera 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. 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.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik konsumen Industri di Pulau Halmahera seperti tambang emas, rencana pembangunan Smelter dan industry hilir lainnya, PLN merencanakan pengembangan pembangkit-pembangkit berbahan bakar dual fuel dan membangun interkoneksi jaringan sistem Halmahera yang menghubungkan Sofifie, Tobelo, Jailolo, Malifut dan Maba.

LAMPIRAN E.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA

E3.1 Kondisi Saat Ini

Provinsi Papua terdiri dari 36 Kabupaten dan 1 Kotamadya, dengan sebaran lokasi ibukotanya saling berjauhan. Pasokan listriknya menggunakan sistem 20 kV dan masih *isolated*, sebagian lagi menggunakan jaringan tegangan rendah 220 Volt langsung ke beban. Selain itu, masih terdapat beberapa ibukota Kabupaten yang belum mendapatkan layanan listrik dari PLN. Sistem tenaga listrik *isolated* yang berbeban diatas 1 MW ada 8 sistem yaitu Sistem Jayapura, Wamena, Timika, Merauke, Nabire, Serui, Biak dan Sarmi. Selain itu, terdapat sistem tenaga listrik *isolated* dengan beban puncak kurang dari 1 MW merupakan listrik perdesaan tersebar di 53 lokasi.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2016 untuk Provinsi Papua masih sangat rendah, yaitu 41,36%. Kebutuhan di sistem tenaga listrik Provinsi Papua dipasok dari pembangkit-pembangkit jenis PLTD, PLTS dan PLTM. Energi listrik disalurkan melalui jaringan tegangan menengah (JTM) 20 kV dan jaringan tegangan rendah (JTR) 400/231 Volt. Delapan sistem tenaga listrik di Provinsi Papua ditampilkan pada Gambar E3.1. Saat ini, Sistem Genyem telah terinterkoneksi dengan Sistem Jayapura.

Gambar E3.1 Peta Sistem Tenaga Listrik Provinsi Papua

Penjualan sejak tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 10,6%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel E3.1 dan Tabel E3.2.

Tabel E3.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	282	331	367	407	473	521	549
2	Bisnis	171	190	207	220	254	269	276
3	Publik	68	78	83	92	105	116	120
4	Industri	2	2	3	6	6	5	5
Jumlah		523	601	660	725	839	911	951
Pertumbuhan (%)		10,9	14,9	9,8	9,8	15,7	8,7	4,3

Tabel E3.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	149	176	216	243	262	308	326
2	Bisnis	23	25	26	27	29	36	37
3	Publik	7	8	8	9	10	12	13
4	Industri	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06
Jumlah		179	208	250	280	302	356	375
Pertumbuhan (%)		17,1	16,3	20,2	11,7	7,9	18,0	5,4

Sistem tenaga listrik Jayapura merupakan sistem terbesar di antara kedelapan sistem tenaga listrik di Provinsi Papua, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit sekitar 226,0 MW dengan daya mampu sekitar 136,8 MW dan beban puncak 73,7 MW. Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Papua posisi sampai dengan 2017 diberikan pada Tabel E3.3.

Tabel E3.3 Kapasitas Pembangkit Terpasang

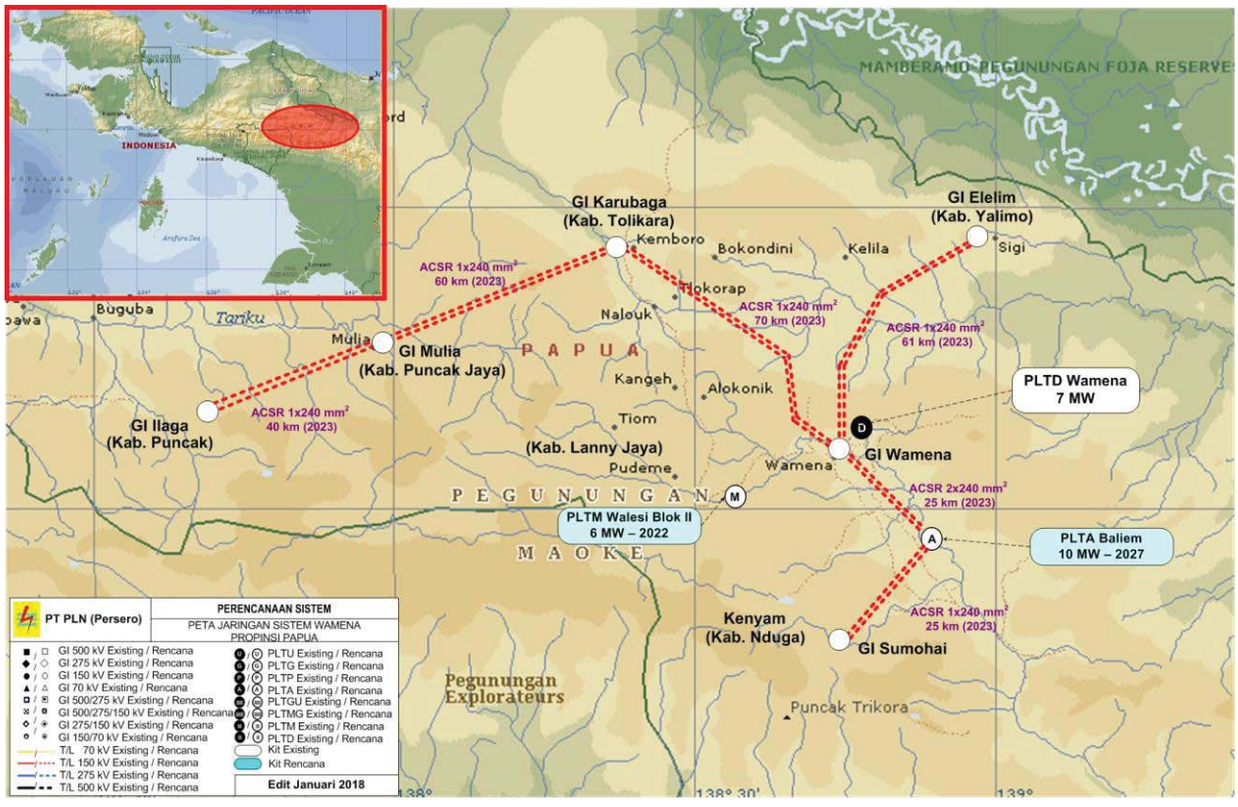
No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Jayapura	PLTU, PLTA, PLTD, PLTMG	Batubara, Air, BBM	PLN	226,0	136,8	73,7
2	Wamena	PLTD, PLTM	BBM	PLN	10,3	7,4	6,2
3	Timika	PLTD	BBM	PLN	36,7	25,5	22,9
4	Biak	PLTD	BBM	PLN	21,0	14,0	13,1
5	Serui	PLTD	BBM	PLN	8,4	6,5	5,2
6	Merauke	PLTD	BBM	PLN	21,3	19,6	18,4
7	Nabire	PLTD, PLTMG	BBM	PLN	46,3	35,3	15,1
8	*Isolated* Tersebar	PLTD, PLTS	BBM/Surya	PLN	19,5	14,1	7,9
Jumlah					389,4	259,1	162,5

Sistem tenaga listrik di Jayapura; ibukota Provinsi Papua, merupakan sistem interkoneksi 70 kV yang disuplai dua gardu induk 70 kV eksisting yaitu GI

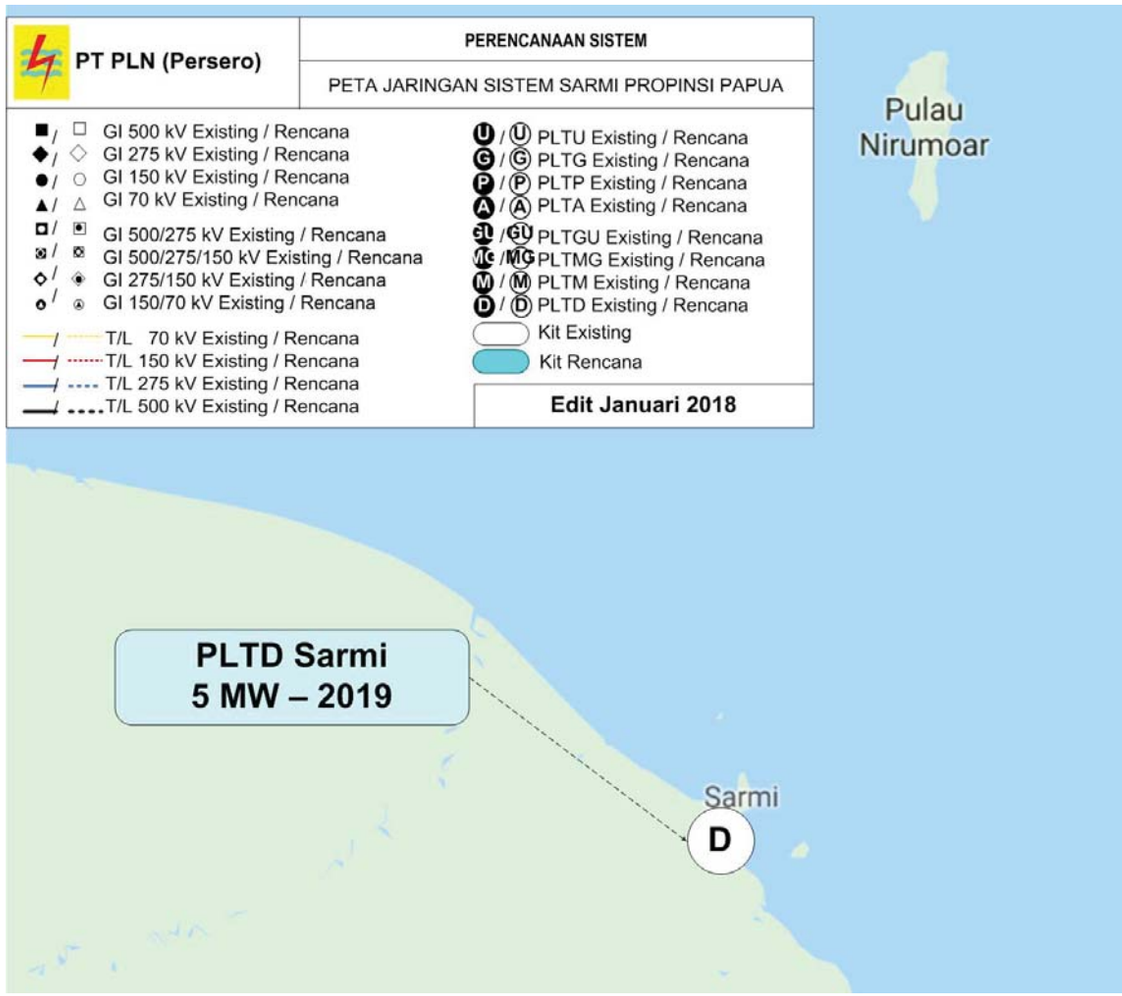
Jayapura dan GI Sentani. Sebagian beban di sistem ini disuplai dari PLTA Orya dan PLTU Jayapura. Kedepannya, transmisi yang akan dikembangkan adalah 150 kV.

Pada Sistem Wamena yang saat ini masih menggunakan jaringan 20 kV, kedepannya akan dikembangkan jaringan tranmsisi 150 kV untuk mengevakuasi daya dari pembangkit-pembangkit PLTD dan PLTA ke beban. Gambar E3.2, Gambar E3.3, Gambar E3.4, Gambar E3.5, Gambar E3.6, Gambar E3.7 dan Gambar E3.8 masing-masing menunjukkan peta pengembangan sistem tenaga listrik Jayapura, Wamena, Sarmi, Merauke, Serui, Biak, Nabire dan Timika.

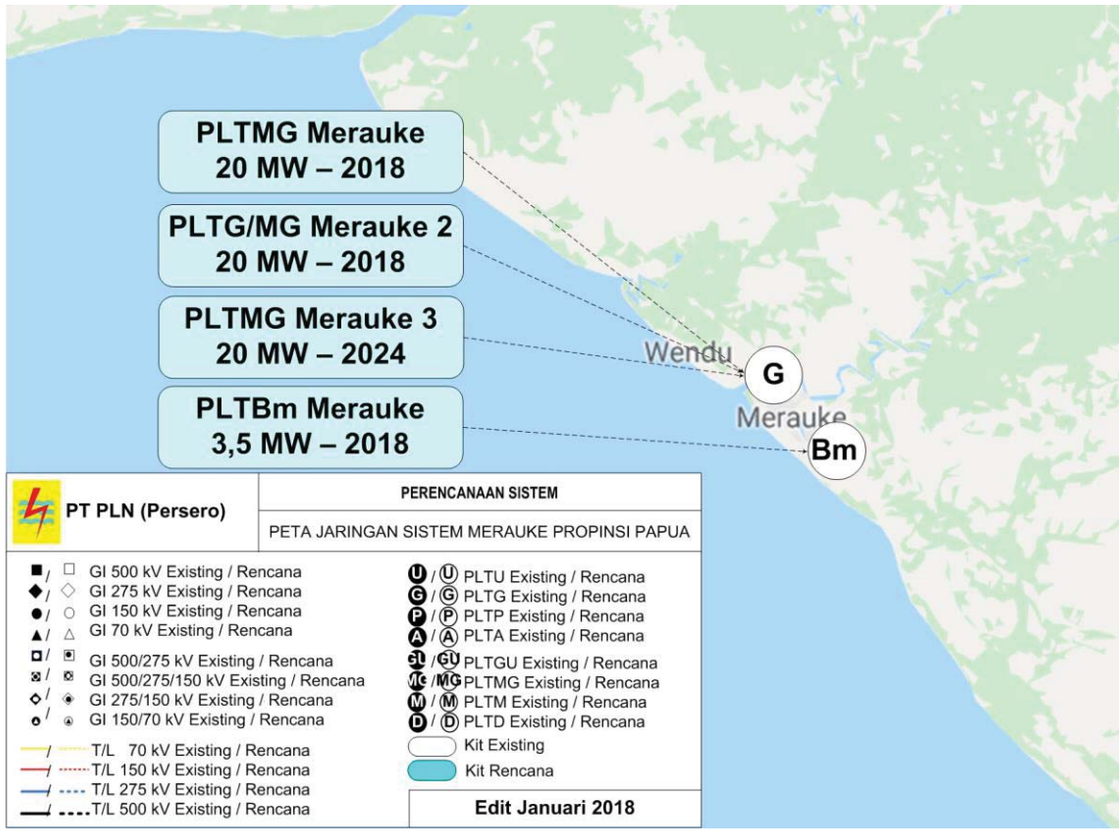
Gambar E3.2 Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 70 kV dan 150 kV Jayapura



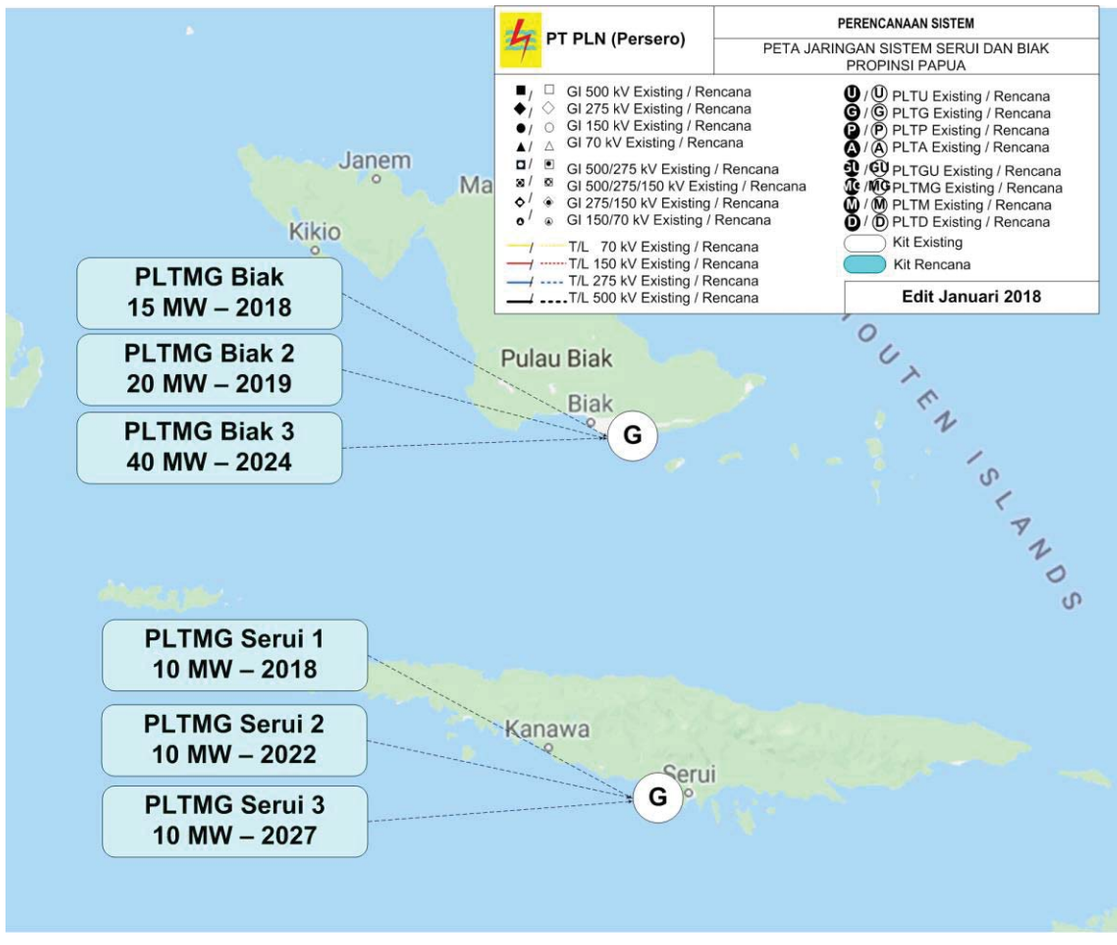
Gambar E3.3 Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Wamena



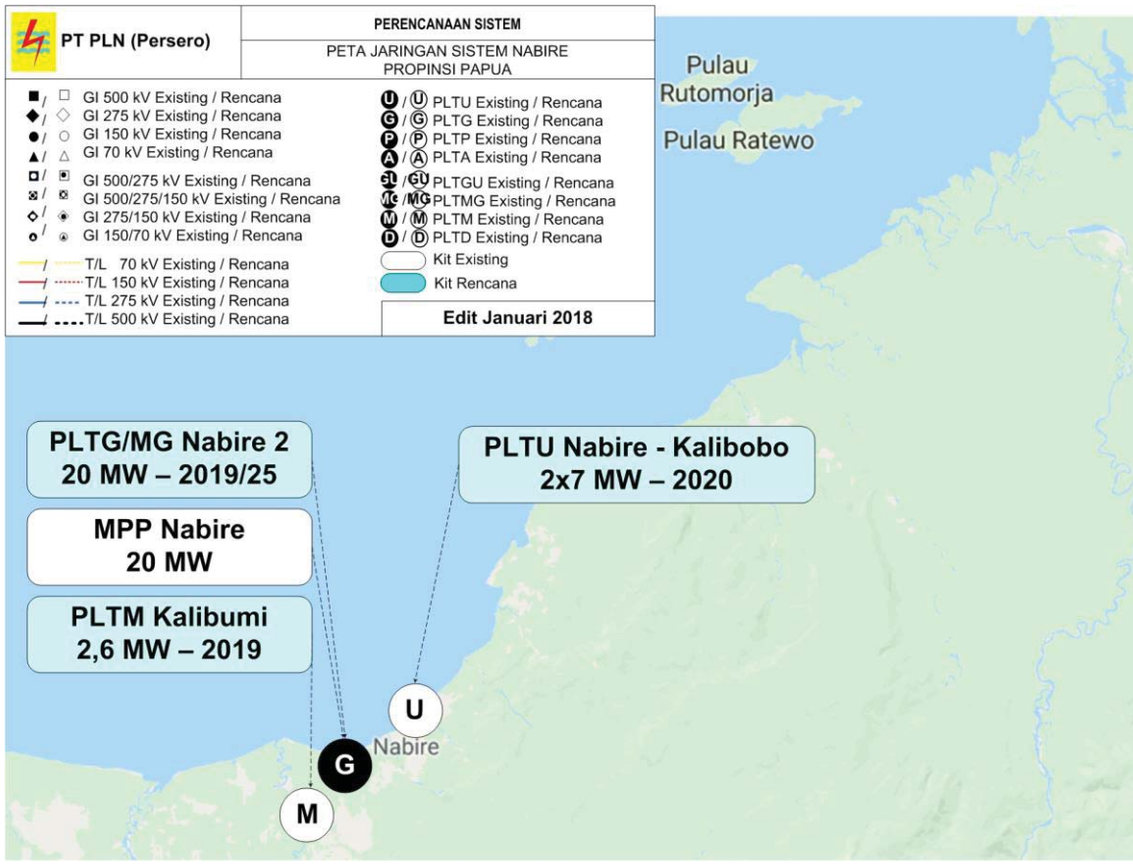
Gambar E3.4 Peta Rencana Pengembangan Sistem Sarmi



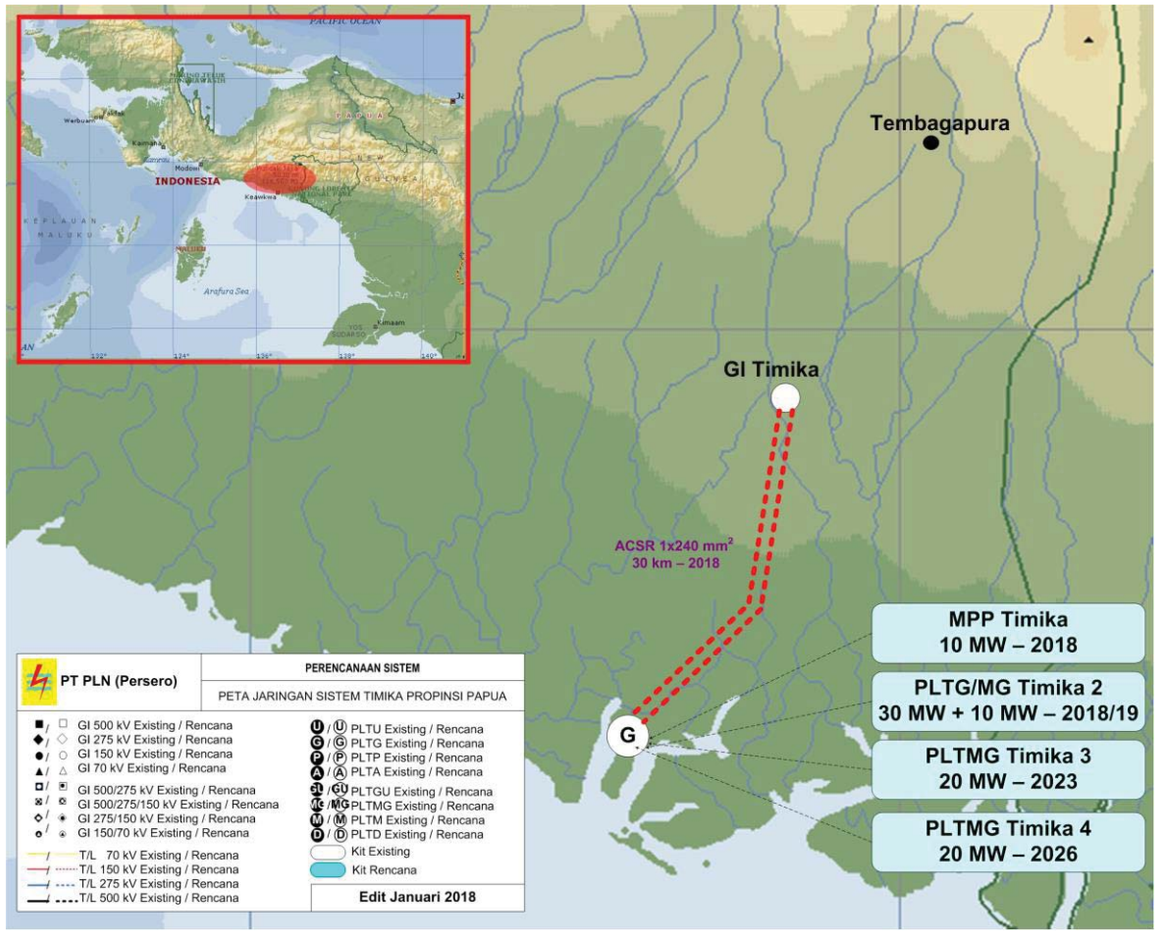
Gambar E3.5 Peta Rencana Pengembangan Sistem Merauke



Gambar E3.6 Peta Rencana Pengembangan Sistem Serui dan Biak



Gambar E3.7 Peta Rencana Pengembangan Sistem Nabire



Gambar E3.8 Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Timika

Gardu Induk dan sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Papua ditunjukkan pada Tabel E3.4 dan Tabel E3.5.

Tabel E3.4 Realisasi Kapasitas Trafo Gardu Induk

No	Nama GI	Tegangan (kV)	Jumlah Trafo (Unit)	Kapasitas (MVA)
1	Skyland/Jayapura	70/20	1	20
2	Sentani/Waena	70/20	1	20
3	Holtekamp (IBT)	150/70	1	60
Jumlah			3	100

Tabel E3.5 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014*	2015	2016	2017
1	JTM (kms)	1.631	1.961	2.090	4.186	2.385	2.854	3.241
2	JTR (kms)	2.304	2.747	2.715	4.365	2.924	4.547	6.257
3	Gardu Distribusi (MVA)	177	208	235	384	275	298	250

** Data tahun 2014 merupakan data gabungan Wilayah Papua dan Papua Barat.*

E3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi ekonomi Provinsi Papua dalam lima tahun terakhir dari tahun 2012 hingga tahun 2016 tumbuh agak tinggi dibanding sebelumnya yaitu rata-rata 6,1% 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 Provinsi Papua.

Pelanggan PLN masih didominasi oleh kelompok rumah tangga dengan konsumsi sekitar 57% 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.

Memperhatikan data penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan potensi pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, maka proyeksi kebutuhan listrik 2018–2027 diperlihatkan pada Tabel E3.6, Tabel E3.7 dan Tabel E3.8.

Tabel E3.6 Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	594	644	698	760	829	905	990	1.084	1.190	1.308
2	Bisnis	304	329	357	389	421	457	495	537	586	639
3	Publik	134	146	157	171	186	203	221	239	260	283
4	Industri	6	7	7	8	8	8	9	9	10	10
Jumlah		1.039	1.125	1.219	1.327	1.444	1.573	1.715	1.869	2.045	2.240
Pertumbuhan (%)		9,3	8,2	8,4	8,9	8,8	8,9	9,0	9,0	9,4	9,5

Tabel E3.7 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	464	577	633	689	746	804	841	853	865	876
2	Bisnis	38	39	41	42	43	45	46	48	49	51
3	Publik	13	14	15	16	17	19	20	21	23	24
4	Industri	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08
Jumlah		516	631	689	747	807	868	907	922	937	951
Pertumbuhan (%)		37,3	22,4	9,1	8,5	8,0	7,5	4,5	1,7	1,6	1,5

Tabel E3.8 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	5,92	1.039	1.164	198	515.585
2019	6,07	1.125	1.259	214	631.221
2020	6,05	1.219	1.363	231	688.587
2021	6,71	1.327	1.482	251	747.274
2022	6,99	1.444	1.610	273	807.113
2023	7,18	1.573	1.753	296	868.003
2024	7,34	1.715	1.909	322	907.008
2025	7,47	1.869	2.076	350	922.095
2026	7,93	2.045	2.266	381	936.622
2027	8,11	2.240	2.476	416	951.002
Pertumbuhan	6,98	8,91%	8,75%	8,59%	7,21%

E3.3 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 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 adalah sebesar 26,6 MW, yaitu di Walesi, Kalibumi, Mariarotu dan Sanoba. 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. Daftar potensi *hydro* dan hybrid yang sedang dalam proses studi ditunjukkan pada Tabel E3.9 dan Tabel E3.10.

Tabel E3.9 Potensi Energi Primer (Air)

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Tipe	Status
1	Sentani	Papua	20	ROR	FS
	Jumlah		20		

Potensi pembangkit tersebut di atas serta potensi setempat lainnya diluar daftar potensi tersebut dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel E3.9 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan sistem yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Tabel E3.10 Potensi Energi Primer (Hybrid)

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Jenis Hybrid	Status
1	Waena	Papua	20	PLTS+PLTD	Rencana
	Jumlah		20		

Pemanfaatan potensi energi hybrid yang ditunjukkan pada Tabel E3.10 dengan mempertimbangkan perbaikan bauran energi, akan diprioritaskan untuk masuk dalam sistem apabila memenuhi 4 syarat yaitu studi kelayakan (*Feasibility Study*) sudah tersedia, harga sesuai peraturan yang berlaku, kesiapan pendanaan dan studi interkoneksi jaringan (*Grid Study*) memungkinkan.

Selain potensi energi di atas, terdapat potensi pengembangan PLTS komunal untuk daerah perbatasan yang telah dikaji oleh DIRJEN EBTKE seperti ditunjukkan pada Tabel E3.11.

Tabel E3.11 Potensi Energi Primer (Surya)

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Status
1	Usku	Keerom	0,138	Potensi
2	Bompai	Keerom	0,024	Potensi
	Jumlah		0,162	

Pengembangan Pembangkit

Seperti halnya didaerah lain, kondisi sistem tenaga listrik di ibukota provinsi yaitu Jayapura masih belum memiliki cadangan yang cukup dan masih menggunakan PLTD HSD sebagai sumber utamanya walaupun PLTU Holtekamp dan PLTA Genyem serta transmisi 70 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 sedang dibangun *mobile power plant* (MPP) kapasitas 50 MW *dual fuel* (gas dan HSD) dan diharapkan pada tahun 2018 sudah bisa beroperasi.

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. Sehingga, jenis pembangkit PLTG/MG/GU merupakan alternative pembangkit utama yang akan dikembangkan.

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik periode 2018 – 2027, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit seperti ditampilkan pada Tabel E3.12 dan Tabel E3.13.

Tabel E3.12 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTG/MG	145	90			60	20	60	60	20	10	465
PLTD		5									5
PLTM		6	1		6						13
PLTA						14				10	24
Jumlah	145	101	1	-	66	34	60	60	20	20	507
IPP											
PLTU			14								14
PLT Lain	4										4
Jumlah	4	-	14	-	-	-	-	-	-	-	18
Total											
PLTU	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	14
PLTG/MG	145	90	-	-	60	20	60	60	20	10	465
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	-	6	1	-	6	-	-	-	-	-	13
PLTA	-	-	-	-	-	14	-	-	-	10	24
PLT Lain	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Jumlah	149	101	15	-	66	34	60	60	20	20	524,5

Tabel E3.13 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kap (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Timika	PLTG/MG	MPP Timika	10	2018	Pengadaan	PLN
2	Biak	PLTMG	Biak	15	2018	Konstruksi	PLN
3	Jayapura	PLTMG	Jayapura Peaker	40	2018	Konstruksi	PLN
4	Merauke	PLTMG	Merauke	20	2018	Konstruksi	PLN
5	Serui	PLTMG	Serui 1	10	2018	Konstruksi	PLN
6	Timika	PLTG/MG	Timika 2	30	2018	Pengadaan	PLN
7	Merauke	PLTG/MG	Merauke 2	20	2018	Pengadaan	PLN
8	Nabire	PLTM	Kalibumi I	2,6	2019	Rencana	PLN
9	Nabire	PLTG/MG	Nabire 2	10	2019	Pengadaan	PLN
10	Biak	PLTG/MG	Biak 2	20	2019	Pengadaan	PLN
11	Timika	PLTG/MG	Timika 2	10	2019	Rencana	PLN
12	Oksibil	PLTM	Digoel	3	2019	Rencana	PLN
13	Jayapura	PLTMG	Jayapura	50	2019	Rencana	PLN
14	Sarmi	PLTD	Sarmi	5	2019	Rencana	PLN
15	Jayapura	PLTM	Amai	1,4	2020	Rencana	PLN
16	Serui	PLTMG	Serui 2	10	2022	Rencana	PLN
17	Wamena	PLTM	Walesi Blok II	6	2022	Rencana	PLN
18	Jayapura	PLTG/MG /GU	Jayapura 2	50	2022	Rencana	PLN
19	Jayapura	PLTA	Orya 2	14	2023	Rencana	PLN
20	Timika	PLTMG	Timika 3	20	2023	Rencana	PLN
21	Biak	PLTMG	Biak 3	40	2024	Rencana	PLN
22	Merauke	PLTMG	Merauke 3	20	2024	Rencana	PLN
23	Nabire	PLTMG	Nabire 2	10	2025	Rencana	PLN
24	Jayapura	PLTG/MG /GU	Jayapura 3	50	2025	Rencana	PLN
25	Timika	PLTMG	Timika 4	20	2026	Rencana	PLN
26	Serui	PLTMG	Serui 3	10	2027	Rencana	PLN
27	Wamena	PLTA	Baliem	10	2027	Rencana	PLN
28	Merauke	PLTBm	Merauke	3,5	2018	Konstruksi	IPP
29	Nabire	PLTU	Nabire	2x7	2020	Konstruksi	IPP

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kap (MW)	Target COD	Status	Pengembang
			Kalibobo				
Jumlah				524,5			

Sebagaimana dapat dilihat pada Tabel E3.13, 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.

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 meningkatkan rasio elektrifikasi, kehandalan pelayanan dan jam pelayanan, PLN merencanakan agar seluruh sistem tenaga listrik di Provinsi Maluku dapat beroperasi 24 jam mulai tahun 2018.

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 766 kms untuk menyalurkan energi listrik kepusat beban.

Berkenaan dengan rencana pembangunan pembangkit Jayapura *Peaker* dan MPP Jayapura dimana keduanya akan dibangun disebelah PLTU Holtekamp, maka transmisi 70 kV Holtekamp – GI Jayapura (Skyland) sedang dinaikkan menjadi tegangan 150 kV termasuk gardu induk dan IBT yang terkait. Pengembangan transmisi di Provinsi Papua seperti ditampilkan dalam Tabel E3.14 dan Tabel E3.15.

Tabel E3.14 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Tranmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	60	104	-	-	-	602	-	-	-	-	766
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	60	104	-	-	-	602	-	-	-	-	766

Tabel E3.15 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG	Konduktor	kms	COD	Status
1	PLTMG Timika	Timika	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	60	2018	Pengadaan
2	Jayapura (Skyland)	Angkasa	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2019	Rencana
3	PLTU Holtekamp	Waena/Sentani	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2019	Rencana
4	Jayapura/Skyland	Sentani/Waena	150 kV	Uprating tegangan 150 kV	24	2019	Rencana
5	PLTU Holtekamp	Keerom	150 kV	2 cct, ACSR 1xZebra	40	2023	Rencana
6	PLTA Baliem	Wamena	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	50	2023	Rencana
7	Wamena	Elelim	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	122	2023	Rencana
8	Wamena	Karubaga	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	140	2023	Rencana
9	Karubaga	Mulia	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	120	2023	Rencana
10	Mulia	Ilaga	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	80	2023	Rencana
11	PLTA Baliem	Sumohai	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	50	2023	Rencana
Jumlah					766		

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 2018 sampai dengan 2027 diberikan pada Tabel E3.16 dan Tabel E3.17.

Tabel E3.16 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	120	-	60	-	-	-	-	-	-	-	180
150/20 kV	60	180	-	-	-	110	60	-	-	-	410
70/20 kV	60	-	60	-	-	-	-	-	-	-	120
Total	240	180	120	-	-	110	60	-	-	-	710

Tabel E3.17 Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	Ket	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Skyland/Jayapura	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
2	Sentani/Waena	70/20 kV	*Ext*	30	2018	Konstruksi
3	Sentani/Waena	70/20 kV	*Ext*	30	2018	Konstruksi
4	Holtekamp (IBT)	150/70 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
5	Jayapura/Skyland (IBT)	150/70 kV	*New*	60	2018	Pengadaan
6	Timika	150/20 kV	*New*	60	2019	Pengadaan
7	Timika	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
8	Angkasa	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
9	Sentani/Waena (IBT)	150/70 kV	*New*	60	2020	Rencana
10	Sentani Baru	70/20 kV	*New*	60	2020	Rencana
11	Wamena	150/20 kV	*New*	30	2023	Rencana
12	Sumohai	150/20 kV	*New*	10	2023	Rencana
13	Karubaga	150/20 kV	*New*	10	2023	Rencana
14	Elelim	150/20 kV	*New*	10	2023	Rencana
15	Mulia	150/20 kV	*New*	10	2023	Rencana
16	Ilaga	150/20 kV	*New*	10	2023	Rencana
17	Keerom	150/20 kV	*New*	30	2023	Rencana
18	Angkasa	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
Jumlah				710		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua dimaksudkan untuk mendukung program tambahan pelanggan baru sekitar 576 ribu sambungan sampai dengan tahun 2027, membangun interkoneksi antar sistem 20 kV.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2018–2027 secara rinci ditampilkan pada Tabel E3.18.

Tabel E3.18 Rincian Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2018	1.401	981	144	140.113
2019	1.156	809	140	115.636
2020	574	402	148	57.366
2021	587	411	165	58.686
2022	598	419	182	59.840
2023	609	426	198	60.890
2024	390	273	215	39.005
2025	151	106	233	15.087
2026	145	102	262	14.527
2027	144	101	287	14.379
2018-2027	5.755	4.029	1.975	575.529

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. Rincinan kebutuhan jaringan distribusi untuk pengembangan perdesaan ditampilkan pada Tabel E3.19 dan Tabel E3.20.

Tabel E3.19 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Tambahan Pelanggan
			kVA	unit		
2018	306	549	8.695	140	7.010	28.017
2019	2.100	2.228	23.775	951	-	28.017
2020	18	1.314	1.300	52	-	40.256
2021	18	657	1.300	52	-	20.128
2022	18	657	1.300	52	-	15.000
2023	17	624	1.250	50	-	14.250
2024	16	591	1.175	47	-	13.500
2025	16	591	1.175	47	-	13.500
2026	15	558	1.100	44	-	12.750
2027	13	493	975	39	-	11.250

Program Listrik Perdesaan Papua

Program Listrik Perdesaan Papua adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018 serta meningkatkan elektrifikasi di Provinsi Papua dan Papua Barat. 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 dilakukan saat ini adalah dengan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa. Dengan metode-metode tersebut, diharapkan percepatan rasio desa berlistrik 100% selesai tahun 2018 sehingga tidak diperlukan lagi adanya wilayah usaha baru di Provinsi Papua.

Metode Penyediaan Listrik Desa dengan "Baterai Pintar PLN"

Dengan rasio elektrifikasi yang lebih rendah dibanding provinsi lainnya di Indonesia, pembangunan sarana tenaga listrik bagi provinsi-provinsi di Regional Maluku Papua yaitu 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, suatu terobosan penggunaan baterai sebagai sumber energi listrik dapat sebagai sebagai salah satu alternatif solusi yang dikembangkan dan akan diimplementasikan untuk memenuhi kebutuhan listrik di area yang sulit dilistriki.

Dengan memanfaatkan perkembangan teknologi baterai sekunder (isi ulang) yang memiliki kapasitas penyimpanan lebih besar untuk ukuran fisik yang lebih kecil juga memiliki umur pakai yang lebih panjang maka kebutuhan energi listrik untuk penggunaan rumah tinggal dapat dikemas dalam satu kemasan yang mudah dimobilisasi oleh perorangan dalam penggunaannya (pengoperasiannya) dan pemeliharaannya. Salah satu jenis baterai yang dapat digunakan adalah jenis Lithium Ion (Li-Ion). Baterai Pintar PLN adalah suatu *battery bank* 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 dengan kapasitas energi sekitar 600 Wh yang cukup untuk memenuhi kebutuhan listrik masyarakat selama 3-4 hari per rumah tangga.

Pengisian ulang baterai dilakukan di stasiun pengisian baterai. Stasiun pengisian dapat berupa PLTS Fotovoltaik 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 sistem Baterai

Pintar PLN ini maka instalasi rumah dan peralatan rumah juga menggunakan tegangan DC. Kontinuitas suplai listrik dapat dilakukan dengan cara penyediaan Baterai Pintar PLN cadangan, sehingga saat salah satu baterai dipakai baterai yang lain diisi ulang. Pola pelayanan dapat dioptimalkan dengan pola *swap* agar tidak terjadi antrian pengisian.

Dengan Baterai Pintar pelanggan di daerah pedalaman dan terisolir dapat menikmati suplai listrik dengan baik tanpa adanya gangguan yang berasal dari jaringan listrik.

E3.4 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 E.4
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM TENAGA LISTRIK PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA BARAT

E4.1 Kondisi Saat Ini

Provinsi Papua Barat terdiri dari 10 kabupaten dan 1 kotamadya dengan sistem tenaga listrik masih *isolated*, terdiri dari 6 sistem 20 kV yang berbeban diatas 1 MW yaitu Sistem Sorong, Fakfak, Manokwari, Kaimana, Teminabuan dan Bintuni. Selain itu, terdapat sistem tenaga listrik *isolated* dengan beban puncak kurang dari 1 MW yaitu listrik perdesaan tersebar di 48 lokasi.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2016 untuk Provinsi Papua Barat adalah sebesar 80,98%. Peta posisi sistem tenaga listrik Provinsi Papua Barat seperti ditunjukkan pada Gambar E4.1.

Gambar E4.1 Peta Sistem Tenaga listrik Papua Barat

Penjualan sejak tahun 2011-2017 tumbuh rata-rata sebesar 6,6%. Komposisi penjualan energi serta jumlah pelanggan tahun 2011-2016 dan estimasi tahun 2017 per kelompok pelanggan ditunjukkan pada Tabel E4.1 dan Tabel E4.2.

Tabel E4.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	173	201	223	256	227	250	260
2	Komersil	94	102	113	121	103	111	116
3	Publik	34	39	42	47	44	33	35
4	Industri	5	5	6	6	7	8	8

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Jumlah		305	347	384	431	380	402	419
Pertumbuhan (%)		11,4	13,6	10,8	12,1	(11,7)	5,6	4,3

Tabel E4.2 Realisasi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	90	109	137	157	174	160	176
2	Bisnis	15	16	16	17	18	14	15
3	Publik	5	6	6	7	7	7	8
4	Industri	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02
Jumlah		110	130	159	180	199	181	199
Pertumbuhan (%)		14,4	18,1	22,5	13,1	10,6	(9,1)	9,7

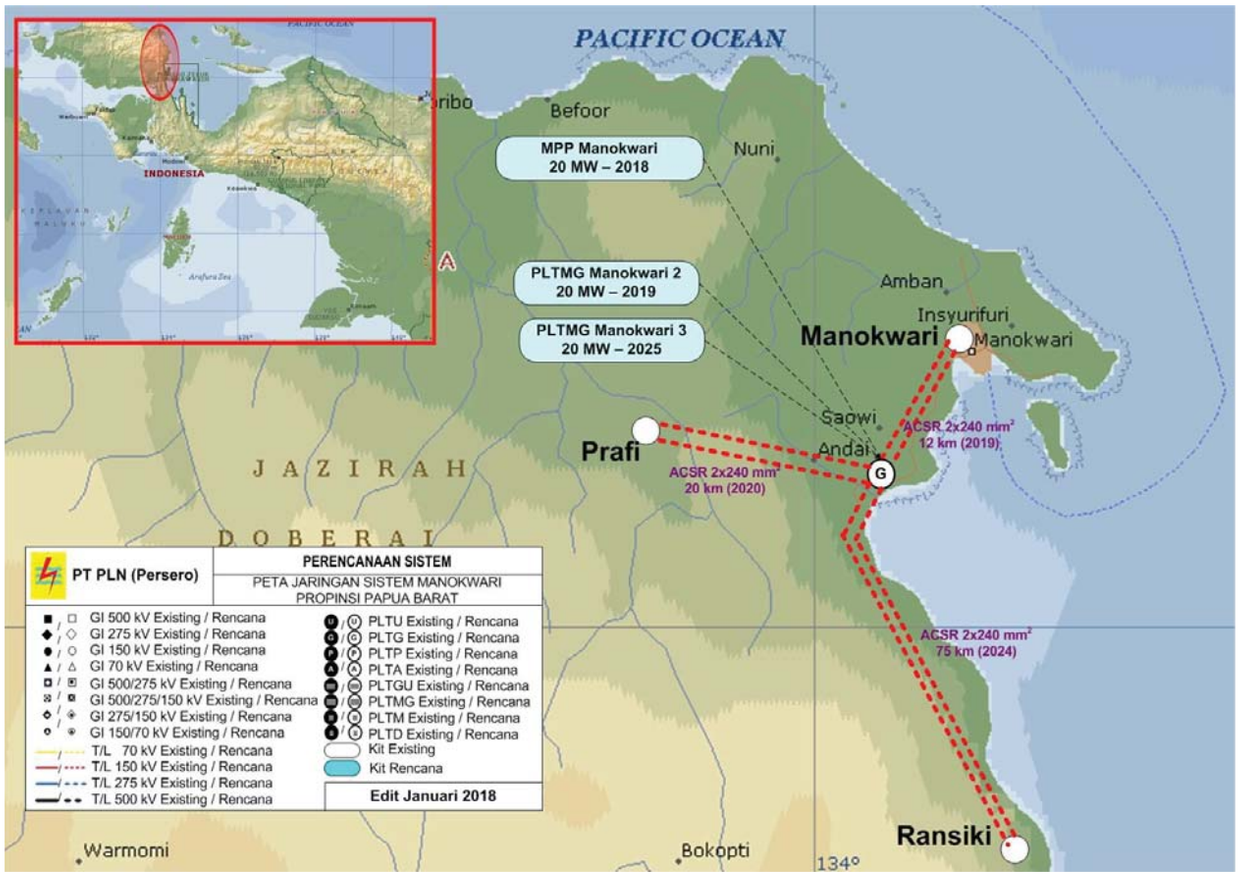
Sistem tenaga listrik Sorong merupakan sistem terbesar di antara keenam sistem tenaga listrik di Provinsi Papua Barat, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit sekitar 52,8 MW dengan daya mampu sekitar 40,6 MW dan beban puncak 39,3 MW. Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem tenaga listrik di Provinsi Papua Barat posisi sampai dengan 2017 diberikan pada Tabel E4.3.

Tabel E4.3 Kapasitas Pembangkit Terpasang

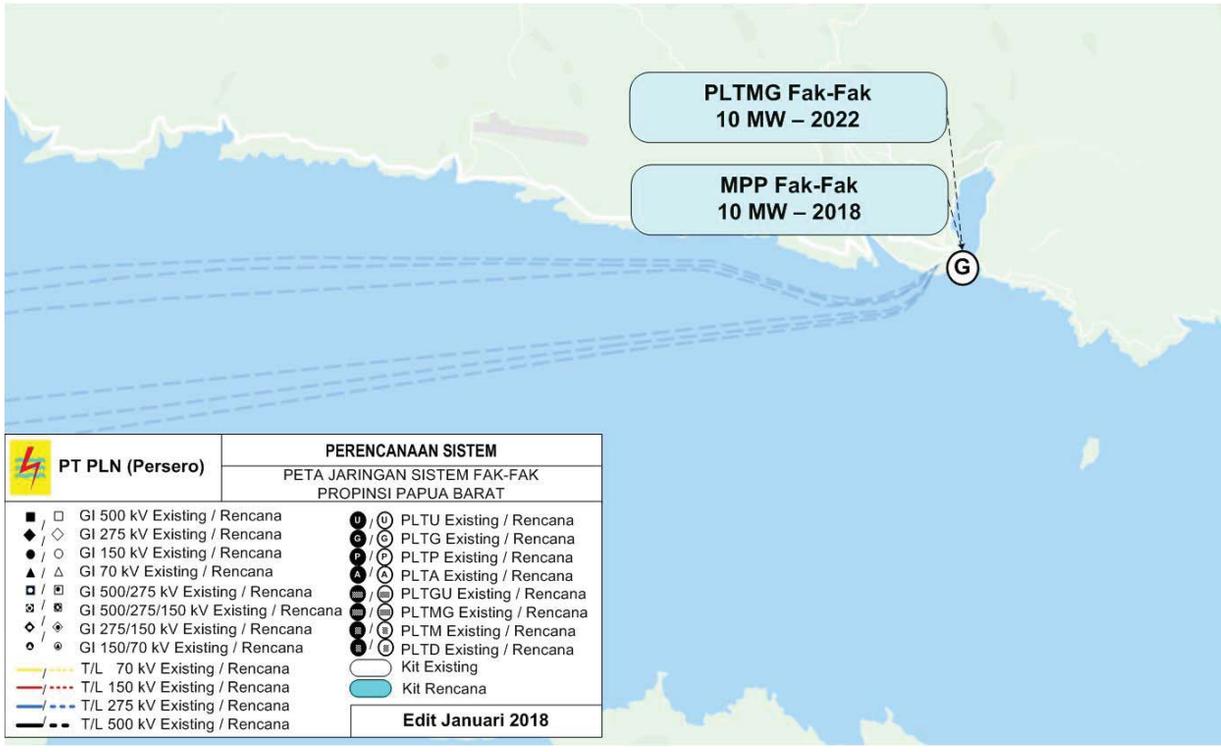
No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sorong	PLTD, PLTG	BBM, Gas	PLN, Swasta	52,8	40,6	39,3
2	Fak Fak	PLTD, PLTM	BBM, Air	PLN	9,4	4,0	4,8
3	Teminabuan	PLTD	BBM	PLN	3,2	2,4	1,9
4	Kaimana	PLTD	BBM	PLN	8,7	4,6	2,9
5	Manokwari	PLTD	BBM	PLN	31,5	24,2	21,3
6	Bintuni	PLTD	BBM	PLN	12,2	5,6	4,5
7	*Isolated* Tersebar	PLTD, PLTS	BBM, Surya	PLN	16,5	10,9	3,9
Jumlah					134,4	92,2	78,7

Belum ada sistem transmisi baik 70 kV maupun 150 kV di Provinsi Papua Barat dan saat ini seluruh sistem masih menggunakan jaringan 20 kV. Pengembangan Sistem Sorong, Sistem Manokwari, Sistem Fak-Fak, Sistem Bintuni, Sistem Raja Ampat dan Sistem Kaimana ditunjukkan pada Gambar E4.2, Gambar E4.3, Gambar E4.4, Gambar E4.5, Gambar E4.6 dan Gambar E4.7.

Gambar E4.2 Peta Rencana Pengembangan Sistem Sorong

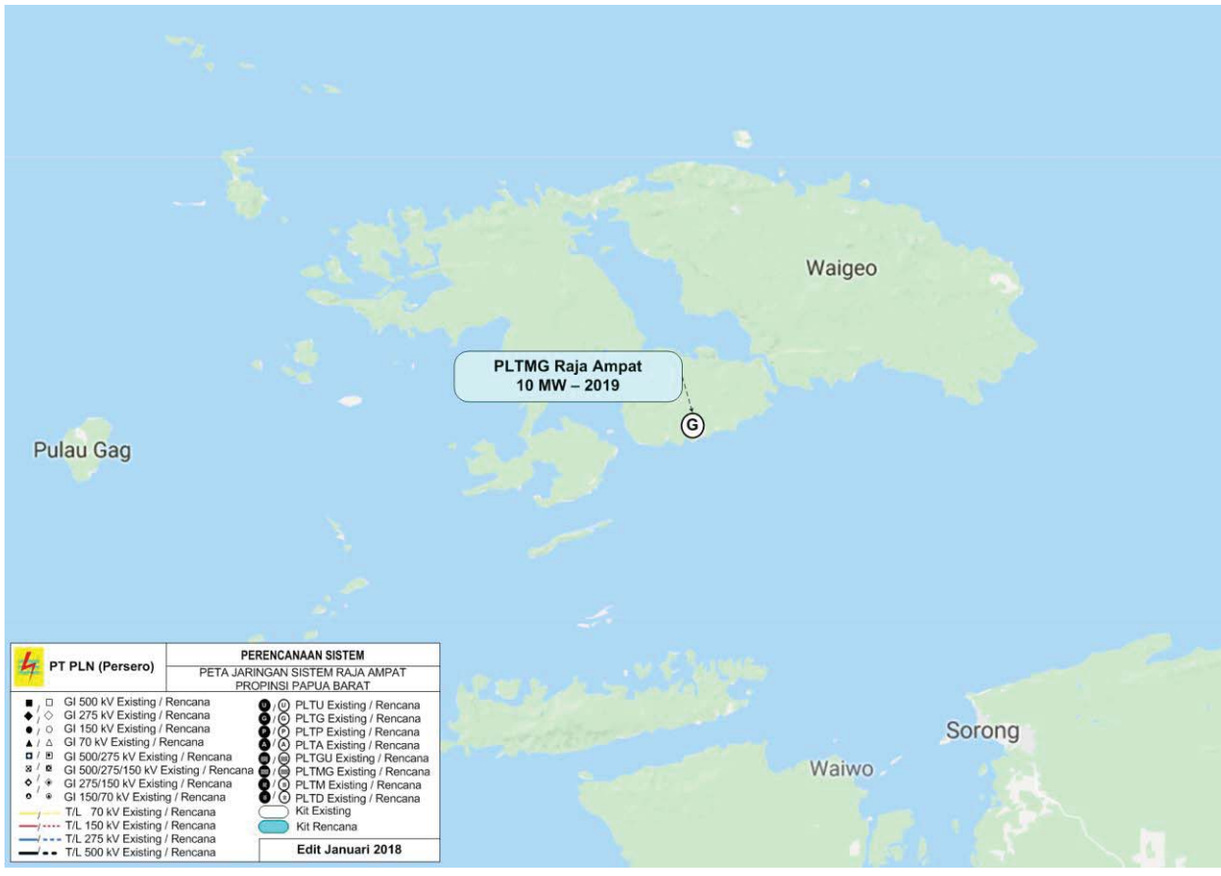


Gambar E4.3 Peta Rencana Pengembangan Sistem Manokwari

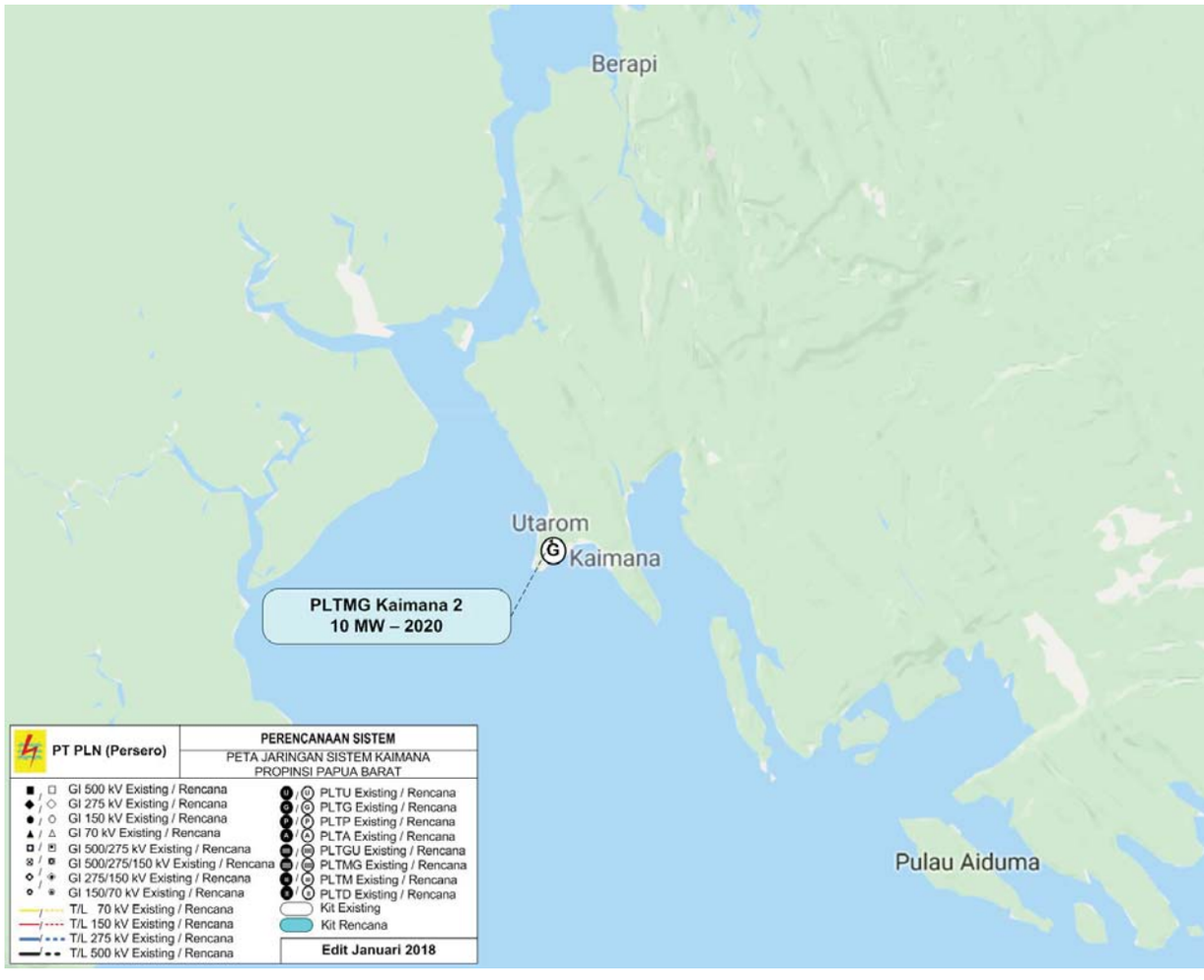


Gambar E4.4 Peta Rencana Pengembangan Sistem Fak-Fak

Gambar E4.5 Peta Rencana Pengembangan Sistem Bintuni



Gambar E4.6 Peta Rencana Pengembangan Sistem Raja Ampat



Gambar E4.7 Peta Rencana Pengembangan Sistem Kaimana

Sistem distribusi eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan di Provinsi Papua Barat ditunjukkan pada Tabel E4.4.

Tabel E4.4 Realisasi Fisik Sistem Distribusi

No	Kriteria	2011	2012	2013	2014*	2015	2016	2017
1	JTM (kms)	1.087	1.165	1.373	4.186	2.041	2.235	2.105
2	JTR (kms)	1.333	1.170	1.382	4.365	1.601	1.759	2.208
3	Gardu Distribusi (MVA)	89	96	109	384	140	151	162

** Data tahun 2014 merupakan data gabungan Wilayah Papua dan Papua Barat.*

E4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi ekonomi Provinsi Papua Barat dalam lima tahun terakhir dari tahun 2012 hingga tahun 2016 tumbuh lebih baik dibanding sebelumnya yaitu rata-rata sekitar 11,63% 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.

Penjualan energi listrik PLN pada lima tahun terakhir adalah sebesar rata-rata 388 GWh pertahun. Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN selama lima tahun terakhir, dan dengan memperhatikan pertumbuhan penduduk, proyeksi pertumbuhan ekonomi regional serta peningkatan rasio rumah tangga berlistrik PLN, kebutuhan listrik 2018–2027 diberikan pada Tabel E4.5, Tabel E4.6 dan Tabel E4.7.

Tabel E4.5 Proyeksi Penjualan Tenaga listrik (GWh)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	276	292	311	334	359	387	417	450	489	531
2	Bisnis	126	138	149	163	178	194	210	228	249	272
3	Publik	37	40	43	46	50	54	58	62	67	72
4	Industri	12	17	23	25	27	29	29	30	31	33
Jumlah		452	488	526	568	614	663	714	771	837	908
Pertumbuhan (%)		7,7	8,0	7,9	8,0	8,0	8,0	7,8	7,9	8,5	8,5

Tabel E4.6 Proyeksi Jumlah Pelanggan (Ribu)

No	Kelompok Pelanggan	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Rumah Tangga	181	194	208	215	220	225	230	235	240	245
2	Bisnis	17	18	20	23	25	29	32	37	41	47
3	Publik	8	9	9	10	10	11	12	12	13	14
4	Industri	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04
Jumlah		206	221	237	248	256	265	274	284	294	306
Pertumbuhan (%)		3,7	7,3	7,2	4,4	3,4	3,4	3,5	3,5	3,7	3,8

Tabel E4.7 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	6,56	452	515	100	206.302
2019	6,60	488	558	109	221.450
2020	6,81	526	603	117	237.285
2021	8,05	568	650	127	247.709
2022	8,25	614	701	136	256.102
2023	8,41	663	756	147	264.903
2024	8,44	714	816	159	274.210
2025	8,65	771	878	171	283.900
2026	9,30	837	950	185	294.456
2027	9,37	908	1.029	200	305.752
Pertumbuhan	8,04	8,07%	7,98%	7,95%	4,48%

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).

E4.3 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 24TSCF, 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 2020 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 seperti yang ditunjukkan pada Tabel E4.8. Saat ini sedang dilakukan studi kelayakan ulang untuk mendapatkan kapasitas PLTA yang sesuai, tanpa mengorbankan masalah sosial.

Tabel E4.8 Potensi Energi Primer (Air) di Papua Barat

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Status
1	Warsamson	Sorong	20	Pre FS
	Jumlah		20	

Potensi pembangkit tersebut di atas serta potensi setempat lainnya diluar daftar potensi tersebut dapat dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit tenaga listrik EBT tersebar sebagaimana tercantum dalam Tabel E4.8 apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan sistem yang diverifikasi oleh PLN, mempunyai kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku.

Selain potensi energi di atas, terdapat potensi pengembangan PLTS komunal untuk daerah perbatasan yang telah dikaji oleh DIRJEN EBTKE seperti ditunjukkan pada Tabel E4.9.

Tabel E4.9 Potensi Energi Primer (Surya)

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Status
1	Dombok	Manokwari Selatan	0,075	Potensi
	Jumlah		0,075	

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 2027 direncanakan akan dibangun pembangkit berbahan bakar dual fuel atau gas sebesar 270 MW.

Untuk kondisi sistem tenaga listrik di ibukota provinsi yaitu Manokwari yang masih belum memiliki cadangan yang cukup, mitigasi jangka pendek adalah dengan membangun pembangkit berbahan bakar gas yaitu *mobile power plant* (MPP) berkapasitas 20 MW *dual fuel* (gas dan HSD) dan diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2018. 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, maka akan dibangun PLTG/MG *dual fuel* (gas dan HSD) di beberapa ibukota Kabupaten yaitu Sorong, Fak-Fak dan Teluk Bintuni.

Dengan mempertimbangkan kendala-kendala pengembangan PLTU, baik kendala transportasi maupun kendala ketersediaan batubara yang cukup, maka rencana pengembangan pembangkit PLTU akan digantikan dengan pembangkit PLTG/MG/GU. Ketersediaan bahan bakar gas yang relative lebih dekat dan mudah didapat dan upaya menempatkan pembangkit dekat dengan sumber energi menjadikan alternatif jenis pembangkit PLTG/MG/GU relative lebih baik untuk dikembangkan di propinsi Papua Barat. Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2027, direncanakan akan dibangun PLTG/MG/GU, PLTA dan PLTM dengan tambahan kapasitas pembangkit seperti pada Tabel E4.10 dan Tabel E4.11.

Tabel E4.10 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Pembangkit

Tahun	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Jumlah
PLN											
PLTG/MG	70	50	60		10	50		20			260
PLTM					1						1
Jumlah	70	50	60	-	11	50	-	20	-	-	261
Total											
PLTG/MG	70	50	60	-	10	50	-	20	-	-	260
PLTM	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Jumlah	70	50	60	-	11	50	-	20	-	-	261,3

Tabel E4.11 Rincian Rencana Pembangunan Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kap (MW)	Target COD	Status	Pengembang
1	Manokwari	PLTG/ MG	MPP Manokwari	20	2018	Pengadaan	PLN
2	Fak-Fak	PLTG/ MG	MPP Fak-Fak	10	2018	Pengadaan	PLN
3	Sorong	PLTG/ MG	Sorong	30	2018	Pengadaan	PLN
4	Bintuni	PLTMG	Bintuni	10	2018	Rencana	PLN
5	Sorong	PLTG/ MG	Sorong	20	2019	Rencana	PLN
6	Raja Ampat	PLTMG	Raja Ampat	10	2019	Pengadaan	PLN
7	Manokwari	PLTMG	Manokwari 2	20	2019	Pengadaan	PLN

No	Sistem	Jenis	Lokasi/Nama Pembangkit	Kap (MW)	Target COD	Status	Pengembang
8	Kaimana	PLTMG	Kaimana 2	10	2020	Rencana	PLN
9	Sorong	PLTG/ MG/GU	Sorong 2	50	2020	Rencana	PLN
10	Fak-Fak	PLTMG	Fak-Fak	10	2022	Rencana	PLN
11	Sorong	PLTM	Waigo	1,3	2022	Studi	PLN
12	Sorong	PLTG/ MG/GU	Sorong 3	50	2023	Rencana	PLN
13	Manokwari	PLTMG	Manokwari 3	20	2025	Rencana	PLN
Jumlah				261,3			

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. Sedangkan sumber gas di pulau Salawati, akan dimanfaatkan sebagai bahan bakar PLTMG dan selanjutnya daya akan disalurkan melalui jaringan 20 kV untuk melayani beban di daerah Sorong daratan.

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 2018.

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 E4.12 dan Tabel E4.13.

Tabel E4.12 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

Tranmisi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	66	24	40	-	-	-	150	-	-	-	280
70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	66	24	40	-	-	-	150	-	-	-	280

Tabel E4.13 Rincian Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi

No	Dari	Ke	TEG	Konduktor	kms	COD	Status
1	PLTG/MG Sorong (Town Feeder)	Aimas	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	22	2018	Konstruksi
2	Aimas	Sorong	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	24	2018	Pengadaan
3	Sorong	Rufey	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Pengadaan
4	PLTMG Manokwari	Manokwari	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	24	2019	Rencana
5	PLTMG Manokwari	Prafi	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	40	2020	Rencana
6	PLTMG Manokwari	Ransiki	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	150	2024	Rencana
Jumlah					280		

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 2027, kapasitas trafo GI yang akan dibangun sebagaimana pada Tabel E4.14 dan Tabel E4.15.

Tabel E4.14 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk

Trafo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	180	60	30	60	-	-	30	-	-	-	360
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	180	60	30	60	-	-	30	-	-	-	360

Tabel E4.15 Rincian Rencana Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA)	COD	Status
1	Sorong	150/20 kV	*New*	60	2018	Pengadaan
2	Aimas	150/20 kV	*New*	60	2018	Konstruksi
3	Rufey	150/20 kV	*New*	60	2018	Pengadaan
4	Manokwari	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
5	Prafi	150/20 kV	*New*	30	2020	Rencana
6	Sorong	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
7	Ransiki	150/20 kV	*New*	30	2024	Rencana
Jumlah				360		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua Barat dimaksudkan untuk mendukung program penyambungan pelanggan baru sekitar 106 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 selama periode 2018–2027 termasuk untuk melistriki secara rinci ditampilkan pada Tabel E4.16.

Tabel E4.16 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan
2018	74	52	56	7.416
2019	151	106	59	15.148
2020	158	111	60	15.835
2021	104	73	53	10.425
2022	84	59	57	8.392
2023	88	62	60	8.801
2024	93	65	63	9.307
2025	97	68	67	9.690
2026	106	74	73	10.556
2027	113	79	77	11.296
2018-2027	1.069	748	625	106.866

Jaringan distribusi untuk pengembangan perdesaan secara rinci ditampilkan pada Tabel E4.17 dan Tabel E4.18.

Tabel E4.17 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Tambahan Pelanggan
			kVA	unit		
2018	53	256	1.075	32	2.580	7.901
2019	90	95	1.425	57	-	7.901
2020	158	251	1.950	78	-	7.717
2021	183	117	1.950	78	-	4.454
2022	182	116	1.950	78	-	4.419
2023	173	110	1.850	74	-	4.198
2024	164	105	1.750	70	-	3.977
2025	164	105	1.750	70	-	3.977
2026	155	99	1.650	66	-	3.756
2027	136	87	1.450	58	-	3.314

Program Listrik Perdesaan Papua

Program Listrik Perdesaan Papua Barat adalah program PLN untuk mempercepat rasio desa berlistrik 100% pada tahun 2018 serta meningkatkan

elektrifikasi di Provinsi Papua dan Papua Barat. 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 dilakukan saat ini adalah dengan lampu tenaga surya hemat energi (LTSHE), pembangunan jaringan dan pembangkit ke desa-desa. Program LTSHE yang dilakukan bekerjasama dengan pemerintah merupakan langkah awal sebelum jaringan listrik atau pembangkit PLN masuk ke desa-desa. Dengan metode-metode tersebut, diharapkan percepatan rasio desa berlistrik 100% selesai tahun 2018 sehingga tidak diperlukan lagi adanya wilayah usaha baru di Provinsi Papua Barat.

Metode Penyediaan Listrik Desa dengan "Baterai Pintar PLN"

Dengan rasio elektrifikasi yang lebih rendah dibanding provinsi lainnya di Indonesia, pembangunan sarana sistem tenaga listrik bagi provinsi-provinsi di Regional Maluku Papua yaitu Provinsi Maluku, Maluku Utara, Papua dan Papua Barat harus dipercepat. Kondisi geografis dan sebaran penduduk menjadi faktor utama lambatnya pembangunan sarana sistem tenaga listrik yang dilakukan dengan cara dan teknik yang sudah ada diantaranya melalui ekspansi jaringan. Untuk mengatasi kendala tersebut, suatu terobosan penggunaan baterai sebagai sumber energi listrik dapat sebagai sebagai salah satu alternatif solusi yang dikembangkan dan akan diimplementasikan untuk memenuhi kebutuhan listrik di area yang sulit dilistriki.

Dengan memanfaatkan perkembangan teknologi baterai sekunder (isi ulang) yang memiliki kapasitas penyimpanan lebih besar untuk ukuran fisik yang lebih kecil juga memiliki umur pakai yang lebih panjang maka kebutuhan energi listrik untuk penggunaan rumah tinggal dapat dikemas dalam satu kemasan yang mudah dimobilisasi oleh perorangan dalam penggunaannya (pengoperasiannya) dan pemeliharaannya. Salah satu jenis baterai yang dapat digunakan adalah jenis Lithium Ion (Li-Ion). Baterai Pintar PLN adalah suatu *battery bank* 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 dengan kapasitas energi sekitar 600 Wh yang cukup untuk memenuhi kebutuhan listrik masyarakat selama 3-4 hari per rumah tangga.
Pengisian ulang baterai dilakukan di stasiun pengisian baterai. Stasiun pengisian dapat berupa PLTS Fotovoltaik 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 sistem Baterai Pintar PLN ini maka instalasi rumah dan peralatan rumah juga menggunakan tegangan DC. Kontinuitas suplai listrik dapat dilakukan dengan cara penyediaan Baterai Pintar PLN cadangan, sehingga saat salah satu baterai dipakai baterai yang lain diisi ulang. Pola pelayanan dapat dioptimalkan dengan pola *swap* agar tidak terjadi antrian pengisian.
Dengan Baterai Pintar pelanggan di daerah pedalaman dan terisolir dapat menikmati suplai listrik dengan baik tanpa adanya gangguan yang berasal dari jaringan listrik.

E4.4 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 akan 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 mulai masuk tahap konstruksi. Seiring dengan pesatnya pembangunan di Manokwari, akan berdampak pada tingginya kebutuhan listrik. Untuk mengantisipasi kondisi tersebut, perlu disiapkan rencana jangka panjang pengembangan sistem tenaga listrik yang baik dan andal, yaitu dengan membangun pembangkit beserta sistem transmisi seperti terlihan pada Gambar E4.3 diatas. Sambil menunggu pembangunan sistem tenaga listrik, PLN telah menyampaikan kesediaannya membeli kelebihan daya (*excess power*) dari PLTU Pabrik Semen untuk memenuhi kebutuhan listrik kota Manokwari dan sekitarnya.

LAMPIRAN F

ANALISIS RISIKO

IDENTIFIKASI RISIKO

Dalam melaksanakan RUPTL terdapat beberapa risiko strategis PLN yang dapat menyebabkan realisasi tidak sesuai dengan rencana 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.

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.

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.
- 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 75 per ton, harga gas alam USD 7 per mmbtu dan harga crude oil USD 60 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.

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.
- 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.
   - 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.
   - 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.

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.
   - Memilih kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
   - 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.
5. Mitigasi risiko penyediaan energi primer
   - Membuat kontrak jangka panjang dengan penyedia energi primer untuk memastikan ketersediaannya pada saat instalasi siap beroperasi.
   - 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.
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.
   - Mengembangkan tarif supaya sejalan dengan perkembangan kondisi keuangan Pemerintah sehingga dapat memperkecil ketidakpastian subsidi.
8. Mitigasi risiko bencana
   - Menggunakan asuransi untuk risiko tertentu, baik risiko bencana alam maupun risiko bencana akibat ulah manusia.
   - 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.
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.
   - Menerapkan sistem manajemen lingkungan yang lebih baik dan memenuhi persyaratan yang berlaku supaya perusahaan terhindar dari masalah limbah, polusi, dan kebisingan.

PLN

Jl. Trunojoyo Blok M1 - No.135
Kebayoran Baru, Jakarta 12160
Telp. (021) 7261122, 7251234, 7250550
Fax. (021) 7221330
www.pln.co.id